



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE POZOS TIPO EN UN
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN
EN PEMEX, APLICANDO LA
METODOLOGÍA FEL**

TESINA

Que para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Marco Antonio Olvera Bucio

DIRECTOR DE TESINA

M.I. Leonardo Cruz Espinosa



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE POZOS TIPO EN UN
PROYECTO DE EXPLOTACIÓN
EN PEMEX, APLICANDO LA
METODOLOGÍA FEL**

JURADO

Presidente: Ing. Rafael Viñas Rodríguez

Vocal: M.I. Leonardo Cruz Espinosa

Secretario: Ing. Mario Rosas Rivero

1er. Suplente: José Juventino Sánchez Vela

2do. Suplente: Ing. María Guadalupe Manzo Martínez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Agradecimientos

A mi padre, Felipe, por enseñarme con el ejemplo, a no rendirme nunca y defender mis ideales sin importar las adversidades que se presenten. Te amo.

A mi madre, María Isabel, que siempre ha estado conmigo en los momentos mas difíciles, dándome su amor incondicional y fuerzas para seguir adelante. No se que seria de mi sin ti, te amo.

A mis hermanos, Adriana Aidé y Luis Felipe, que son parte importante en mi vida. Disculpen los malos momentos que les he causado. Los quiero mucho.

A mis abuelos J. Jesús, Avelina, Félix Luis † y Audelia, que siempre me brindaron cuidados, comprensión y cariño a pesar de mis ocurrencias y travesuras.

A mis tíos y tías: Martín, Valente, Jesús, Amparo, Octavio, Darío, Luis, Saúl, Juan, Aurelio, Juana, Guadalupe, Margarita, Lourdes, Laura, Leticia, Ma. Guadalupe y Maribel, que siempre me dieron la confianza y apoyo necesario para poder lograr este sueño.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser parte fundamental en mi formación integral como profesionista y persona, por inculcar en mí todos los principios y valores que caracterizan a un estudiante universitario, pero sobre todo por darme la oportunidad y el orgullo de formar parte de la máxima casa de estudios en nuestro país.

A mi alma mater, la Facultad de Ingeniería, mi segundo hogar, por abrirme las puertas de sus aulas, en las cuales adquirí conocimientos y competencias necesarias para enfrentar los retos existentes en nuestro mundo moderno. Gracias por darme la congruencia entre el pensar, el decir y el actuar, ya que sin duda estas características son indispensables en el proceder de todo ingeniero.

A todo el personal de PEMEX, en la Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos, principalmente al Ing. Juan Cuevas Soto, mi jefe en el área, por brindarme la oportunidad de realizar mi servicio social, en el cual fortalecí mis conocimientos y capacidades en el área laboral. Gracias por el apoyo incondicional para la culminación de este trabajo.

A todos mis amigos en la facultad, disculpen que no coloque sus nombres pero odiaría obviar a alguno, por todas las experiencias y vivencias que tuvimos a lo largo de la carrera. Sin duda, ustedes formaron parte importante en este ciclo de formación, ya que nunca me dejaron solo. Espero que mi apoyo hacia ustedes haya sido recíproco.

En general gracias a todas las personas que forman parte en mi vida. Sin dudar este triunfo es tan suyo como mío, ya que ustedes me impulsan a seguir esforzándome día a día para ser una mejor persona. A ustedes, al ser lo más importante que tengo y atesoro, prometo jamás defraudarlos.

Índice

Índice	I
Resumen	VIII
Abstract	IX
Introducción	X
Capítulo I. Conceptos básicos de perforación y terminación de pozos.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Geopresiones.....	1
1.2.1 Presión hidrostática	1
1.2.2 Presión de sobrecarga.....	2
1.2.3 Presión de formación	2
1.2.4 Presión de fractura.....	3
1.2.5 Diferencial de presión	3
1.2.6 Gradiente de presión	3
1.2.7 Ventana operativa.....	4
1.2.8 Columna geológica	4
1.3 Perforación de pozos.....	4
1.3.1 Clasificación de pozos de acuerdo a su propósito y a su trayectoria.....	5
1.3.1.1 Exploratorios	5
1.3.1.2 Evaluación o delimitadores	5
1.3.1.3 Desarrollo	5
1.3.1.4 Verticales.....	5
1.3.1.5 Direccionales	6
1.3.1.6 Horizontales.....	6
1.3.1.7 Multilaterales	6
1.4 Equipos de perforación	6
1.4.1 Equipos terrestres	6
1.4.2 Equipos marinos.....	7
1.5 Sarta de perforación.....	8
1.5.1 Componentes de una sarta de perforación	9
1.6 Fluidos de perforación.....	10

1.6.1 Clasificación de los fluidos de perforación.....	10
1.7 Tuberías de revestimiento.....	11
1.7.1 Clasificación de tuberías de revestimiento	11
1.7.1.1 Tubería conductora	11
1.7.1.2 Tubería superficial	11
1.7.1.3 Tubería intermedia.....	12
1.7.1.4 Tubería explotación.....	12
1.7.1.5 Tubería corta (liner).....	12
1.7.1.6 Tubería complemento (Tie-back) y complemento corto (Stub).....	12
1.7.1.7 Sin tubería de producción (Tubingless)	13
1.8 Cementaciones	13
1.8.1 Clasificación de las cementaciones	13
1.8.1.1 Cementación primaria	13
1.8.1.2 Cementación forzada	14
1.8.1.3 Tapones de cemento	14
1.9 Terminaciones de pozos.....	15
1.9.1 Clasificación de terminaciones de pozos	15
1.9.1.1 Terminación en agujero descubierto	15
1.9.1.2 Terminación en agujero entubado.....	15
1.9.1.3 Terminación con tubería ranurada no cementada	15
1.9.1.4 Terminación sin tubería de producción	16
1.9.1.5 Terminación inteligente	16
Capítulo II. Metodología FEL	17
2.1 Introducción	17
2.2 Proceso de ejecución de proyectos.....	17
2.3 El proceso FEL.....	18
2.3.1 FEL-I/Visualización.....	19
2.3.2 FEL-II/Conceptualización	20
2.3.3 FEL-III/Definición	20
2.3.4 Importancia de la Metodología FEL	21
2.4 Metodología FEL aplicada al diseño de pozos tipo	23

2.4.1 Elementos de soporte de la Metodología VCDSE de pozos	24
2.4.1.1 Administración del proyecto	24
2.4.1.2 Elección correcta	24
2.4.1.3 No sorpresas durante la perforación	25
2.4.1.4 Límite técnico	25
2.4.2 Descripción del proceso metodológico VCDSE de pozos	25
2.4.2.1 Etapa de Visualización	25
2.4.2.2 Etapa de Conceptualización	26
2.4.2.3 Etapa de Definición	27
2.4.2.4 Etapa de Seguimiento	27
2.4.2.5 Etapa de Evaluación	28
Capítulo III. Aplicación de la Metodología FEL para seleccionar el tipo de pozo a perforar en un Proyecto de Explotación en PEMEX	29
3.1 Introducción	29
3.2 Descripción del proyecto.....	29
3.3 Etapa de Visualización	32
3.3.1 Uso y tipo de pozo. Datos generales de la localización	32
3.3.2 Coordenadas de superficie y de los objetivos. Profundidad programada.....	32
3.3.3 Posición geológica estructural	34
3.3.4 Interpretación sísmica.....	35
3.3.5 Sección geológica	36
3.3.6 Eventos geológicos relevantes durante la perforación.....	37
3.3.7 Opciones de trayectorias preliminares del pozo	38
3.3.8 Columna geológica probable	39
3.3.9 Modelo geomecánico.....	41
3.3.10 Asentamiento de tuberías de revestimiento	42
3.3.11 Tipo de terminaciones.....	45
3.3.12 Estimación del gasto inicial y pronóstico de producción	46
3.3.12.1 Opción 1	47
3.3.12.2 Opción 2	48
3.3.12.3 Opción 3	49

3.3.12.4 Opción 4	50
3.3.13 Estimación de tiempos clase V.....	51
3.3.14 Análisis de costos clase V de las opciones visualizadas	53
3.3.14.1 Costos clase V de perforación	53
3.3.14.2 Costos clase V de terminación	53
3.3.15 Evaluación económica.....	54
3.3.15.1 Opción 1	54
3.3.15.2 Opción 2	55
3.3.15.3 Opción 3	55
3.3.15.4 Opción 4	56
3.4 Etapa de Conceptualización	56
3.4.1 Selección del mejor escenario	56
3.4.2 Visión y conceptualización de trayectoria	58
3.4.3 Geomecánica.....	59
3.4.4 Visión y conceptualización de asentamiento y dimensiones de las tuberías de revestimiento	61
3.4.5 Plan de fluidos de perforación	62
3.4.6 Plan de barrenas	62
3.4.7 Plan de sartas de perforación	62
3.4.8 Plan de cementación.....	63
3.4.9 Especificaciones preliminares de árbol y medio árbol.....	64
3.4.10 Terminación de pozo.....	64
3.4.11 Análisis de corrosión	66
3.4.12 Estimación de tiempos clase IV-III.....	68
3.4.13 Análisis de costos clase IV-III de la opción seleccionada.....	70
3.4.14 Evaluación económica.....	70
3.5 Etapa de Definición	71
3.5.1 Características generales del proyecto pozo	71
3.5.2 Columna geológica probable	71
3.5.3 Geopresiones	72
3.5.4 Estado mecánico del pozo y programa de tuberías de revestimiento	74

3.5.5 Proyecto direccional.....	78
3.5.6 Programa de fluidos de perforación	80
3.5.7 Programa de barrenas e hidráulica.....	81
3.5.8 Aparejos de fondo y diseño de sartas.....	82
3.5.8.1 Primera etapa.....	82
3.5.8.2 Segunda etapa.....	83
3.5.8.3 Tercera etapa	85
3.5.8.4 Cuarta etapa.....	87
3.5.8.5 Quinta etapa.....	89
3.5.9 Programa de cementaciones	90
3.5.10 Terminación de pozo.....	91
3.5.11 Conexiones superficiales.....	92
3.5.11.1 Descripción general del árbol de producción.....	92
3.5.11.2 Distribución de cabezales y medio árbol.....	92
3.5.11.3 Esquemas por etapa para el arreglo de preventores.....	93
3.5.11.3.1 Segunda etapa.....	93
3.5.11.3.2 Tercera etapa.....	94
3.5.11.3.3 Cuarta y quinta etapa.....	95
3.5.12 Características del equipo de perforación	96
3.5.13 Estimación de tiempos clase II	97
3.5.14 Análisis de costos clase II	98
3.5.15 Evaluación económica.....	99
Capitulo IV. Caso práctico en el pozo Universitario-1	100
4.1 Introducción	100
4.2 Etapa de Seguimiento	100
4.2.1 Datos del proyecto pozo	100
4.2.2 Columna geológica.....	102
4.2.3 Eventos geológicos relevantes.....	103
4.2.4 Geopresiones	105
4.2.5 Registro del asentamiento de tuberías de revestimiento	106
4.2.6 Seguimiento al plan direccional real.....	109

4.2.7 Seguimiento a los fluidos de perforación	114
4.2.8 Seguimiento a las barrenas utilizadas.....	115
4.2.9 Seguimiento a los aparejos de fondo y diseño de sartas por etapa	116
4.2.9.1 Etapa de 36"	116
4.2.9.2 Etapa de 26"	117
4.2.9.3 Etapa de 17 1/2"	117
4.2.9.4 Etapa de 12 1/4".....	118
4.2.9.5 Etapa de 8 1/2"	119
4.2.9.6 Etapa de 6 1/2"	121
4.2.10 Seguimiento a las cementaciones por etapa	123
4.2.10.1 TR 30"	123
4.2.10.2 TR 20"	123
4.2.10.3 TR 13 5/8"	123
4.2.10.4 TR 10 3/4"	124
4.2.10.5 TR 7 5/8"	124
4.2.11 Seguimiento al programa de terminación	124
4.2.12 Seguimiento a las conexiones superficiales	127
4.2.12.1 Distribución de cabezales y medio árbol o cabezal submarino real	127
4.2.12.2 Actualización del diagrama de arreglo de preventores real	129
4.2.13 Seguimiento al pronóstico de producción	130
4.2.14 Seguimiento de tiempos para actividades de perforación y terminación	131
4.2.15 Seguimiento de los costos reales	132
4.2.16 Evaluación económica.....	132
4.3 Etapa de Evaluación	133
4.3.1 Evaluación del proyecto pozo Universitario-1	133
4.3.1.1 Características del proyecto pozo planeado vs real.....	134
4.3.1.2 Comparativo de la profundidad total	134
4.3.1.3 Comparativo de la columna geológica	135
4.3.1.4 Análisis de geopresiones	136
4.3.1.5 Comparativo del asentamiento de tuberías de revestimiento	136
4.3.1.6 Comparativo del proyecto direccional	137

4.3.1.7 Comparativo del programa de fluidos de perforación	138
4.3.1.8 Comparativo del programa de barrenas	138
4.3.1.9 Comparativo de diseño de sartas	139
4.3.1.10 Comparativo de cementaciones	139
4.3.1.11 Comparativo del programa de terminación.....	140
4.3.1.12 Comparativo del pronóstico de producción.....	140
4.3.1.13 Comparativo de conexiones superficiales.....	141
4.3.1.14 Comparativo de tiempos para perforación y terminación.....	142
4.3.1.15 Comparativo de costos totales para perforación y terminación.....	144
Conclusiones y recomendaciones	146
Bibliografía.....	148
Lista de Figuras.....	150
Lista de Tablas	153
Lista de Ecuaciones	157

Resumen

En la industria del petróleo es de vital importancia el impacto que genera una óptima definición de los proyectos de explotación. El diseño de perforación y terminación de pozos, siendo parte fundamental en la extracción de hidrocarburos, requiere un análisis sistemático que permita alcanzar las actividades específicas planteadas durante su ejecución.

En este sentido la Metodología FEL aplicada a pozos es un proceso que esta orientado a mejorar la planeación y ejecución del proyecto pozo a partir de un análisis exhaustivo que toma en cuenta los requerimientos del proyecto de explotación en lo que respecta a la definición de diversas opciones de tipos de pozos aplicables para posteriormente seleccionar la mejor opción, vista desde los puntos técnicos y de rentabilidad, que cumpla con los objetivos establecidos en el negocio.

Para lograr lo anterior, Petróleos Mexicanos a partiendo de la Metodología FEL implementa el VCDSE de pozos, en el cual el diseño del pozo se realiza en una forma secuencial regida por las siguientes etapas:

- Visualización: Etapa inicial del proceso en el cual se generan las opciones de pozo factibles de ser construidas y que generan el mayor valor para el proyecto a partir de una ingeniería básica.
- Conceptualización: Etapa de selección de la mejor opción aplicable, en la cual se analizan las variables técnicas y económicas a partir de una ingeniería conceptual.
- Definición: En esta etapa se realiza una ingeniería de detalle del escenario seleccionado que permitirá la construcción del pozo (programa de perforación y terminación).
- Seguimiento: Etapa de ejecución del proyecto pozo, en la cual se da seguimiento operativo al programa previsto en la fase anterior. Se busca garantizar el cumplimiento al diseño programado.
- Evaluación: Etapa final del proceso en la cual se realiza la evaluación integral del proyecto pozo, donde se documentan las lecciones aprendidas y las principales desviaciones entre lo programado y ejecutado. Lo anterior servirá como retroalimentación para un nuevo proyecto pozo.

Con la implementación de esta practica se busca establecer procesos de monitoreo y control de actividades con el fin de prevenir o minimizar riesgos e incertidumbres así como eventos no deseados durante la perforación, haciendo mas predecibles y confiables los resultados que se esperan obtener.

Abstract

In the oil industry the optimal definition of the activities during exploitation stage plays a very important role. The design of drilling and completion of wells, being a fundamental part in the extraction of hydrocarbons, requires a systematic analysis to achieve the specific activities planned during implementation.

In this sense, the FEL methodology applied to wells is a process that is aimed at improving the planning and execution of the project well from a thorough analysis that takes into account the requirements of the exploitation project as regards the definition applicable to later select the best option, as seen from the technical points and profitability which meets the objectives set out in the business.

To achieve this, starting from the Petroleos Mexicanos FEL Methodology, implements VCDSE in wells in which the well design is performed in a sequence governed by the following steps:

- Visualization: Initial stage of the process where feasible options of wells are built and generate the greatest value for the project from basic engineering.
- Conceptualization: Stage of selection of the best applicable option, in which the technical and economic variables are analyzed from a conceptual engineering.
- Definition: In this stage, a detailed engineering of the selected scenario that will allow well construction (drilling and completion program) is performed.
- Monitoring: Execution of the well project, in which operational monitoring program referred to the preceding stage is given. It seeks to ensure compliance of the programmed design.
- Assessment: Final stage of the process in which is performed the evaluation of the well project, where lessons learned and major deviations between scheduled and executed is documented. This will serve as feedback for a new well project.

The implementation of this practice seeks to establish monitoring processes and control activities in order to prevent or minimize risks and uncertainties and undesirable events during drilling, making results more predictable and reliable.

Introducción

La industria petrolera es una actividad multidisciplinaria que abarca diversas especialidades y dentro de estas podemos encontrar a la perforación. Dicha actividad involucra factores, tanto técnicos y económicos, que buscan construir un pozo útil que en un principio tenga la capacidad de alcanzar la zona donde se encuentran los hidrocarburos y posteriormente sea el conducto desde el yacimiento hasta la superficie que permita su explotación de manera racional, segura y al menor costo posible. Tomando en cuenta lo anterior se debe tener una óptima planeación en la perforación y terminación de pozos, donde se haga uso de las tecnologías actuales, así como de las experiencias y conocimientos adquiridos, ya que de estas actividades dependerá la extracción eficiente de los fluidos que se encuentren confinados en un yacimiento.

La Metodología FEL, aplicada a pozos, es una herramienta que permite la definición detallada de las actividades que se deben realizar en el proceso de planeación, diseño, seguimiento y ejecución a lo largo de la perforación y terminación de un proyecto pozo con el fin de reducir riesgos e incertidumbres asociadas a esta actividad y garantizar su óptimo desempeño.

Por lo anteriormente expuesto, la presente tesina, titulada *Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL*, tiene como objetivo mostrar el proceso que se debe realizar para diseñar perforaciones y terminaciones de pozos en una manera eficiente y rentable.

El primer capítulo muestra fundamentos básicos acerca de la perforación y terminación de pozos, que nos ayudaran a entender los elementos que se necesitan para la planeación y ejecución en las actividades relacionadas a la construcción de pozos.

El segundo capítulo se expone acerca de la Metodología FEL, sus bases, y la importancia que tiene esta en el desarrollo de proyectos. A su vez describe la implementación de dicha práctica por parte de PEMEX para la construcción de proyectos pozo.

El tercer capítulo, describe el proceso de la Metodología FEL aplicada a pozos para la selección del tipo de pozo a perforar en un proyecto marino a partir de las actividades estipuladas en cada fase que componen esta metodología.

Finalmente y siguiendo con proceso de diseño de pozos, en el cuarto capítulo se muestran los resultados obtenidos a partir de la ejecución del diseño del pozo tipo a un caso práctico. En esta apartado también se realiza una evaluación para analizar las variaciones que se presentaron en el programa así como determinar el posible origen de estos cambios.

Capítulo I. Conceptos básicos de perforación y terminación de pozos

1.1 Introducción

La perforación de un pozo, ya sea en tierra o costa fuera, es la acción en la cual, se penetran diversas capas del subsuelo hasta llegar al yacimiento. Para garantizar llegar hasta el objetivo deseado, se deben conocer, las principales características que predominan a lo largo de la columna que se va atravesando ya que de estas dependerán el poder determinar el equipo y herramientas que harán posible la ejecución en las actividades de perforación.

Tener claros los conceptos básicos de perforación y terminación de un pozo, facilita significativamente el proceso de diseño del mismo, debido a que propicia un panorama mas amplio de solución de problemas que se pudiesen presentar durante la puesta en marcha del proyecto, haciéndolo mas eficiente y seguro para el personal encargado del proceso.

1.2 Geopresiones

Conocer las presiones que actúan dentro de las formaciones a perforar es un tema fundamental para el optimo diseño de un pozo, por ello resulta de sumo interés conocer los principios físicos que generan estas fuerzas y con ello evitar problemas durante la ejecución. A continuación se describen de manera general los aspectos que se deben considerar en las perforaciones de pozos.

1.2.1 Presión hidrostática

Es la presión ejercida por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área. Para determinar dicha presión, se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_h = \frac{\rho D}{10} \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

Ecuación 1. Presión hidrostática.

La presión hidrostática puede verse afectada por los siguientes factores:

- El contenido de solidos
- Gases disueltos
- Diferencia de gradientes en la temperatura del fluido

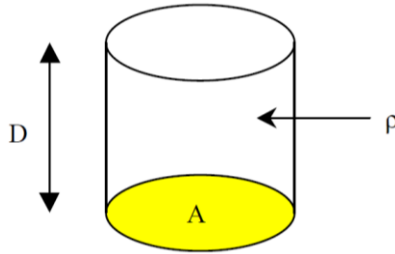


Figura 1. Presión hidrostática.

1.2.2 Presión de sobrecarga

Es la presión que se ejerce por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de una formación específica. Se expresa de la siguiente manera:

$$P_{sc} = \frac{\rho_{grano}}{10} + \frac{\rho_{fluido}(D)}{10} \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

Ecuación 2. Presión de sobrecarga.

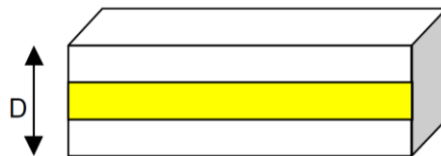


Figura 2. Presión de sobrecarga.

De lo anterior emana el gradiente de sobrecarga, el cual se expresa como:

$$G_{sc} = (1 - \phi)\rho_R + \phi\rho_R \text{ [gr/cm}^3\text{]}$$

Ecuación 3. Gradiente de sobrecarga.

1.2.3 Presión de formación

También conocida como presión de poro y se define como la presión a la que se encuentran confinados los fluidos en una formación. Esta presión se clasifica de acuerdo al gradiente de presión en normal, subnormal y anormal.

- Presión de formación normal. Se dice que la presión es normal cuando la formación ejerce una presión idéntica a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de la misma.
- Presión de formación subnormal. La presión es subnormal cuando la presión de poro es menor a la presión normal.

- Presión de formación anormal. Se tiene este tipo de presión en formaciones que ejercen una presión mayor que la presión hidrostática de los fluidos contenidos en la formación.

1.2.4 Presión de fractura

Se define como la máxima presión que se necesita para vencer la presión de poro y la resistencia de la roca. De forma general se puede decir que es resistencia que opone una formación a ser fracturada.

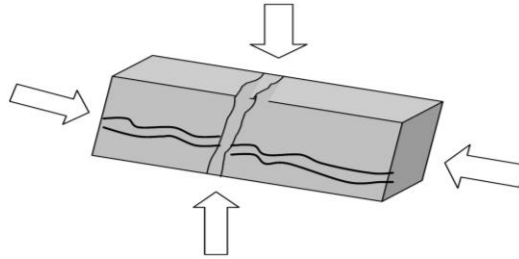


Figura 3. Gradientes de fractura.

1.2.5 Diferencial de presión

Se puede definir como la diferencia de presión que existe entre la presión hidrostática y la presión de formación ejercida por el fluido de perforación en el fondo del pozo. Se puede expresar como:

$$\Delta P = P_h - P_f$$

Ecuación 4. Diferencial de presión.

El diferencial de presión se puede clasificar en tres tipos:

- Presión en balance: se tiene este tipo de presión en el agujero cuando la presión hidrostática en el fondo del pozo es igual a la presión de formación.
- Presión en sobre balance: se tiene este tipo de presión en el agujero cuando la presión hidrostática en el fondo del pozo es mayor a la presión de formación.
- Presión en bajo balance: se tiene este tipo de presión en el agujero si la presión hidrostática en el fondo del pozo es menor que la presión de formación.

1.2.6 Gradiente de presión

El gradiente de presión es la variación de la presión con respecto a la profundidad. Se expresa como:

$$G_L = \frac{P_h}{D}$$

Ecuación 5. Gradiente de presión.

1.2.7 Ventana operativa

La ventana operativa es el área comprendida entre la curva de presión de formación y la curva de presión de fractura. Dicho de otra forma es el límite en el cual se puede mantener la densidad de un fluido de perforación sin causar daños a la formación o provocar un reventón o influjo en el pozo.

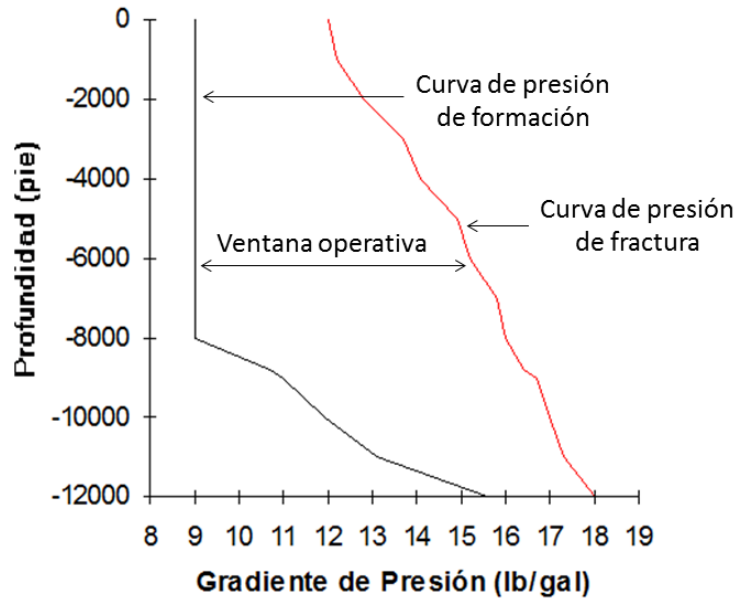


Figura 4. Ventana operativa.

1.2.8 Columna geológica

Una columna geológica es una representación que describe la ubicación vertical de espesores de roca en un área determinada. Dicho de otra manera es una secuencia de rocas en orden específico que representa el tipo de rocas depositadas a través del tiempo. La edad de las rocas en una columna geológica se representa de la más antigua, que se encuentran en la parte inferior, hasta la más reciente, que se ubica en la parte superior.

1.3 Perforación de pozos

Para poder definir lo que es un pozo, primeramente se debe saber que es la perforación de un pozo. La perforación de un pozo, ya sea en tierra o mar, consiste en la penetración del subsuelo hasta llegar a la profundidad de interés para posteriormente realizar la explotación de los hidrocarburos que se encuentran confinados en el yacimiento. Teniendo claro el concepto anterior, se puede definir al pozo como un agujero que permite la comunicación entre la superficie y el yacimiento para poder extraer los fluidos que se encuentran en la roca.

1.3.1 Clasificación de pozos de acuerdo a su propósito y a su trayectoria

De acuerdo al propósito con el cual se realizó la perforación de un pozo, se pueden clasificar a los pozos de la siguiente manera:

1.3.1.1 Exploratorios

Este tipo de pozos son los primeros en ser perforados en un proyecto. Su objetivo principal es determinar la presencia de hidrocarburos, así como también la adquisición de información (datos geológicos tomados de recortes, núcleos y registros). De forma general la función de los pozos exploratorios es obtener la mayor información posible de la zona de interés a un costo menor.

1.3.1.2 Evaluación o delimitadores

Estos pozos son perforados entre la etapa de exploración y explotación para determinar y delimitar el tamaño del área de interés, las propiedades del yacimiento y como será la producción en los pozos. Debido a que la geología en el área es mejor conocida, la perforación y terminación de los pozos podrá ser mejor diseñada para evitar daños al yacimiento. Este tipo de pozos mejoran la calidad de la información permitiendo mejorar la predicción de la producción a lo largo del desarrollo del proyecto.

1.3.1.3 Desarrollo

Un pozo de desarrollo tiene como objetivo principal la extracción de hidrocarburos, siendo su prioridad la producción antes que la adquisición de información. Existen tres tipos de pozos de desarrollo los cuales son:

- Pozos de producción: Su objetivo es optimizar y maximizar la productividad de hidrocarburos.
- Pozos de inyección: Este tipo de pozos son usados para mantener la presión del yacimiento o para eliminar fluidos no deseados y con ello permitir la producción del yacimiento.
- Pozos de observación: Sirven para completar y monitorear varios parámetros del yacimiento.

También se puede clasificar a los pozos de acuerdo a su geometría o tipo de trayectoria de la siguiente forma:

1.3.1.4 Verticales

Un pozo vertical es aquel que su trayectoria se mantiene constante desde el inicio hasta el término de la perforación casi en ángulo recto o de 90° respecto al plano horizontal que contiene al equipo de perforación a la línea del norte geográfico. Ningún pozo "vertical" genera una línea paralela, pero se llama así por que trata de llegar al yacimiento una trayectoria con una inclinación nula

respecto a la vertical, con un margen de algunos grados, aunque en términos geométricos no lo sea.

1.3.1.5 Direccionales

Un pozo direccional es aquel en el cual se dirige la trayectoria desde la superficie hasta el objetivo determinado. La trayectoria de este tipo de pozos no es la que tomaría un pozo naturalmente, ya que para lograrlos se desvía de forma intencional la trayectoria con el uso de herramientas específicas e instrumentos para medir la trayectoria del pozo.

1.3.1.6 Horizontales

Un pozo horizontal es un caso particular de un pozo direccional ya que utiliza las mismas técnicas de perforación. Se caracteriza ya que su trayectoria de desviación se aproxima a la horizontal o cuyo ángulo excede los 85° respecto a la vertical.

1.3.1.7 Multilaterales

Al igual que los pozos horizontales, es un caso particular de la perforación direccional. Un pozo multilateral es una serie de pozos ramificados, los cuales surgen de un pozo central o principal y puede tener tantas ramas como la tecnología lo permita.

1.4 Equipos de perforación

Los equipos de perforación juegan un papel muy importante en el desarrollo de los pozos petroleros ya que sin estos no sería posible dicha actividad. Por ello en los últimos años, y debido a los nuevos retos para explorar y explotar yacimientos en localizaciones inaccesibles, ha surgido la necesidad de promover el desarrollo tecnológico de nuevos equipos de perforación.

Los equipos de perforación se clasifican de acuerdo a la localización donde operaran. En la Figura 5 se presentan la clasificación de los equipos que actualmente operan en la industria petrolera.

TERRESTRES	LACUSTRES	MARINOS
<ul style="list-style-type: none">• Convencionales• Autotransportables	<ul style="list-style-type: none">• Lacustres	<ul style="list-style-type: none">• Plataformas fijas• Plataformas autoelevables• Flotantes

Figura 5. Clasificación de los equipos de perforación.

1.4.1 Equipos terrestres

Los equipos de perforación terrestres se clasifican en equipos convencionales y autotransportables. La diferencia radica en que los primeros poseen mayor capacidad en la profundidad de perforación y los segundos, disponen de un conjunto de malacate-motores

montados sobre un remolque que se autotransporta, de esta forma es más fácil su transportación de una localización a otra, pero con la limitante de tener una menor capacidad en la profundidad de perforación.

A grandes rasgos un equipo de perforación terrestre cuenta básicamente con un sistema de elevación y rotación; un mástil que sirve de soporte, una fuente de potencia, y un sistema de circulación.

1.4.2 Equipos marinos

Antes de ser creadas las unidades de perforación marina se utilizaban equipos terrestres colocados sobre estructuras para perforar con las mismas técnicas utilizadas en tierra y se les denominaba como móvil de perforación. Dichas técnicas fueron utilizadas por un tiempo, hasta que la necesidad de perforar en aguas más profundas dio origen a las estructuras costa afuera. Esta nueva generación de equipos de perforación hoy en día se clasifica de la siguiente forma:

- Equipo de perforación sumergible (barcaza): Este equipo es usado en aguas muy someras (hasta 15 m de profundidad). Dicha unidad tiene dos cascos; el primero o superior es usado para alojar a la cuadrilla de perforación y al equipo, y el segundo casco o inferior es el área de lastrado y la base sobre la cual descansara el equipo en el fondo marino o lacustre. El equipo sumergible es llevado a flote hasta la localización y se lastra para sumergirlo hasta que se posiciona en el fondo del mar o laguna.
- Plataforma autoelevable (Jack-up): Este es un tipo de plataforma especial para perforación y reparación de pozos. Se puede mover de una localización a otra por medio de autopropulsión o a través de remolcadores. Una vez posicionada en el área deseada, las piernas o columnas con las que cuenta la plataforma son bajadas, hasta alcanzar el lecho marino. Cuando las columnas se encuentran asentadas, la cubierta es elevada por encima del nivel de agua, hasta tener una plataforma de perforación estable. Debido a las longitudes de sus piernas, solo se pueden perforar pozos en tirantes de agua como máximo de 90 m.
- Semisumergibles: Estas plataformas evolucionaron a partir de las plataformas sumergibles. Varias se diseñaron para operar ya sea descansando en el fondo del mar o totalmente a flote. Existe una gran variedad de diseños, pero se pueden clasificar principalmente en 2 grupos: 1) con columnas conectadas a zapatas o pontones separadas, y 2) con pontones gemelos. Estas plataformas cuentan con un sistema de propulsión ubicado en los pontones. Los equipos semisumergibles están diseñados para operar en tirantes de agua de 180, 305 y 457 m. También existen las plataformas semisumergibles posicionadas dinámicamente que pueden operar en tirantes de agua de hasta 500 m.
- Barcos perforadores: Como su nombre lo indica, es un barco sobre el cual se instala un equipo de perforación para efectuar trabajos de su tipo en el mar. Este tipo de equipos son muy versátiles, pero deben ser considerados para usarse en áreas con olas de poca altura y vientos con bajas velocidades.

- Plataforma con piernas tensionadas (TLP): Este tipo de equipos son utilizados en campos de aguas profundas, ya que pueden operar en tirantes de agua mayores a 600 m. Están sujetas mediante cables de ancla fijados en el fondo marino y se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes. Presenta una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas. , además de ser muy versátil ya que además de la perforación se puede utilizar para recuperar y producir pozos.
- Equipos fijos de perforación: El desarrollo marino de la perforación se puede realizar a través de plataformas fijas. Son diseñadas de tal forma que se puedan instalar equipos de perforación, terminación y reparación de pozos. Pueden operar en tirantes de agua de hasta 100 m, dependiendo de la configuración del mismo. Estos sistemas se caracterizan por encontrarse asentados sobre el lecho marino. Consisten en estructuras metálicas y/o de concreto, que se extienden desde el lecho marino hasta la superficie, siendo más estables con relación al fondo marino.



Figura 6. Equipo de perforación terrestre (izquierda) y equipo de perforación marina (derecha).

1.5 Sarta de perforación

La sarta de perforación es el medio por el cual se transmite la fuerza de rotación y empuje a la barrena para poder penetrar las rocas que se encuentran en el subsuelo y poder llegar a la profundidad de interés. Los componentes de una sarta de perforación son elementos metálicos que se ensamblan para cumplir funciones específicas tales como proporcionar peso sobre la barrena, conducir el fluido en el ciclo de circulación, reducir daños por vibración al equipo de perforación, etc.

1.5.1 Componentes de una sarta de perforación

Los componentes de los cuales esta formada una sarta de perforación son:

- Barrena: Herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación. Los tipos de barrenas mas utilizados para perforar pozos se clasifican en barrenas tricónicas y barrenas de cortadores fijos.
- Tuberías
 - Lastrarbarrenas (Drill Collars): Son herramientas tubulares rígidas y pesadas las cuales proveen peso y rigidez a la barrena. Pueden ser lisos o con espirales y generalmente son fabricados con acero pero también existen de aleaciones de metales, que los hacen antimagnéticos.
 - Tubería pesada (Heavy weight): Herramienta tubular pesada, la cual se ubica en la sarta de perforación entre el drill collar y la tubería de perforación. Se utiliza para suministrar una zona de transición entre tuberías, reduciendo la fatiga que los lastrarbarrenas generan en la sarta, aunque también ayudan a darle peso a la barrena.
 - Tubería de perforación (Drill pipe): Es la tubería que tiene como objetivo principal transmitir rotación y peso a la barrena, para que esta pueda cortar la formación. A la vez, es el ducto por el cual es conducido el fluido de perforación hacia el área de corte de la barrena. Las longitudes disponibles para las tuberías de perforación se encuentran clasificadas en 3 rangos como se muestra en la Tabla 1.

Rango	Longitud	
	pies	metros
1	18 – 22	5.49 - 6.71
2	27 – 30	8.23 - 9.14
3	38 – 45	11.58 – 13.72

Tabla 1. Longitudes para tuberías de perforación.

- Otros accesorios
 - Martillo
 - Estabilizadores
 - Aceleradores
 - Conexiones
 - Conectores de barrena
 - Escariadores
 - Sustitutos de acople
- Herramientas de fondo
 - Motor de fondo
 - MWD
 - LWD

1.6 Fluidos de perforación

Un fluido de perforación es la mezcla de un solvente (base) con diversos aditivos o productos, que deben cumplir funciones físicas y químicas específicas, de acuerdo a las necesidades operativas de la formación que se requiera perforar. Las funciones básicas de un fluido de perforación son:

- Transporte y/o acarreo de los recortes a la superficie
- Suspensión de los recortes
- Control de las presiones de formación
- Evitar la filtración
- Mantener estable el agujero
- Transmisión de energía hidráulica a la barrena

1.6.1 Clasificación de los fluidos de perforación

Los fluidos de perforación de pozos están conformados por dos fases: a) La continua, que es el medio portador y b) La dispersa, que esta conformada por partículas solidas o líquidos suspendidos en la primera fase. Un fluido de perforación, de acuerdo a la fase la continua que lo forma, se pueden clasificar en:

- Fluidos de perforación base agua
- Fluidos de perforación base aceite
- Fluido de perforación base aire

En la Tabla 2 se muestran los componentes que integran un fluido de perforación, de acuerdo a su fase continúa.

Tipo de fluido	Medio portador	Medio disperso
Base agua	Agua	Bentonita, barita, dispersantes, ciertos polímeros y lubricantes líquidos.
Base aceite	Aceite	Salmueras de diversas sales como calcio o sodio y emulsificantes.
Base aire	Aire, lodo y agua (fluidos aereados y espumados)	Aire y en algunas ocasiones agua (fluidos tipo niebla).

Tabla 2. Clasificación de fluidos de perforación de acuerdo a su fase continúa.

1.7 Tuberías de revestimiento

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero y con geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma. Para fines prácticos se definen mediante una geometría homogénea e idealizada (diámetro y espesor constante en toda su longitud).

Las tuberías de revestimiento constituyen el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando. Con lo anterior se asegura el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación del pozo. Dichas tuberías tienen como objetivo proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presenten durante la perforación. Por lo anterior se deben de utilizar las tuberías de revestimiento en el pozo que se perfora y con ello garantizar la estabilidad del mismo, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y la vida operativa del pozo.

Las longitudes disponibles de las tuberías de revestimiento se muestran en la Tabla 3 en donde se encuentran clasificadas en 3 rangos.

Rango	Longitud	
	pies	metros
1	16 - 25	4.88 - 7.62
2	25 - 34	7.62 – 10.36
3	34 - 48	10.36 – 14.63

Tabla 3. Longitudes para tuberías de revestimiento.

1.7.1 Clasificación de tuberías de revestimiento

1.7.1.1 Tubería conductora

Es la primer tubería de revestimiento y la de mayor diámetro ya que por ella pasan todas las tuberías de revestimiento que se utilizan posteriormente, puede ser cementada o hincada al iniciar la perforación del pozo; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y circulación del lodo. Sus funciones son proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación del fluido de perforación y guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del agujero. La profundidad de asentamiento varía de 20 a 250 m.

1.7.1.2 Tubería superficial

Es la tubería de diámetro inmediato inferior respecto a la tubería conductora. Sirve para aislar los acuíferos y manifestaciones de gas subsuperficiales o someros, controlar las zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie del terreno y sostiene las conexiones superficiales de control definitivas. Estas tuberías se introducen a profundidades que van de los 500 a 1000 m.

1.7.1.3 Tubería intermedia

Esta tubería aísla zonas que contengan presiones anormales de formación, flujos de agua, derrumbes y pérdidas de circulación generando un sellado del agujero en la profundidad que origina dificultades. Dependiendo de la profundidad del pozo o de los problemas que se encuentren durante la perforación, puede ser necesario colocar una sarta de tubería intermedia para controlar el problema.

1.7.1.4 Tubería de explotación

Una vez que se han colocado todas las tuberías de revestimiento necesarias, se coloca este revestimiento final a través del cual el pozo será completado, explotado y controlado durante su vida productiva. Aísla las zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora. Si esta tubería se coloca en la parte superior de la formación productora resulta una terminación a agujero descubierto y si el extremo de esta tubería se coloca abajo del horizonte productor se tiene una terminación en agujero entubado y es necesario perforar la tubería para permitir la comunicación entre el interior de ella y la formación.

1.7.1.5 Tubería corta (liner)

Es un tipo de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo, es sostenida sobre la zapata de una tubería de revestimiento previa (de 50 a 150 m), extendiéndose hasta la profundidad total del pozo, permitiendo cubrir el agujero descubierto. Algunas de las razones para su utilización son:

- Control del pozo. Permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación.
- Economía. Reduce costos debido a la pequeña cantidad de tubería usada.
- Rápida instalación. Los liners pueden ser colocados en el intervalo deseado mucho más rápido con respecto a las tuberías normales.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro.
- Auxilia en la hidráulica durante la perforación, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación permitiendo alcanzar mayores profundidades.

1.7.1.6 Tubería complemento (Tie-back) y complemento corto (Stub)

El Tie-back una tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Es un refuerzo para la tubería de explotación si se tienen altas presiones, fluidos corrosivos o si la tubería de explotación fue dañada.

El Stub funciona igual que el complemento y proporciona integridad por presión para extender la cima de la tubería corta.

1.7.1.7 Sin tubería de producción (Tubingless)

Es una tubería de explotación que se extiende hasta la superficie y se utiliza como tubería de producción para la explotación de hidrocarburos.

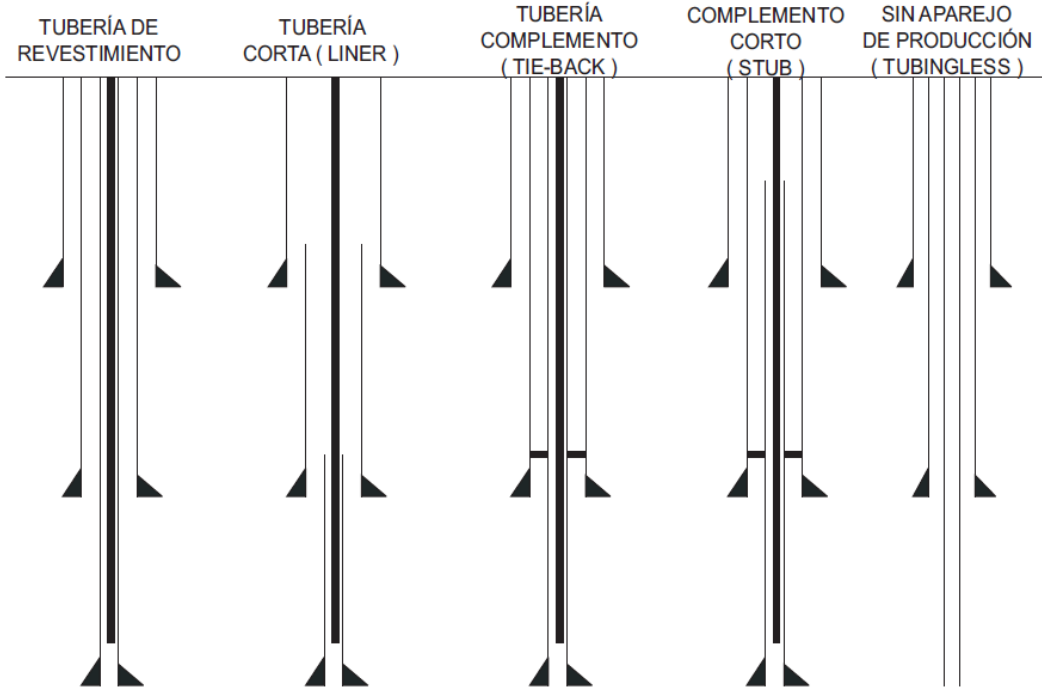


Figura 7. Esquema representativo de las tuberías de revestimiento.

1.8 Cementaciones

Las cementaciones son las operaciones con cemento y que se efectúan con fines específicos en los pozos petroleros. De acuerdo a con los objetivos que se persiguen, las cementación se clasifica en primaria, forzada y tapón de cemento.

1.8.1 Clasificación de las cementaciones

1.8.1.1 Cementación primaria

Es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente. Los objetivos de las cementaciones primarias son:

- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento, así como reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados en una estimulación.
- Evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

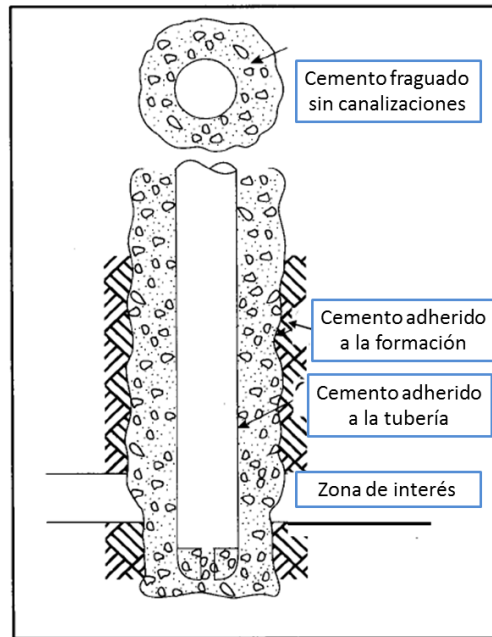


Figura 8. Cementación primaria.

1.8.1.2 Cementación forzada

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos y ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Esta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa. Los objetivos de las cementaciones forzadas son:

- Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
- Corregir la cementación primaria en la boca de la tubería corta, o en la zapata de una tubería cementada, que manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo.
- Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor y reducir la relación gas-aceite
- Sellar un intervalo explotado o sellar parcialmente un intervalo que se selecciono incorrectamente
- Corregir una canalización en la cementación primaria o corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

1.8.1.3 Taponos de cemento

Los taponos comprenden un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de una tubería de revestimiento. Los objetivos de los taponos de cemento son:

- Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.
- Taponar parcial o totalmente el pozo.
- Resolver un problema de perdida de circulación en la etapa de perforación.
- Proporcionar un amarre en la prueba del pozo.

1.9 Terminaciones de pozos

La terminación de un pozo es el conjunto de procesos y accesorios que se instalan dentro de un pozo, con el propósito de conducir los fluidos de la formación a la superficie o de manera inversa. El objetivo primordial de la terminación de pozos es acondicionarlos a fin de obtener una producción óptima de hidrocarburos, aplicando las mejores prácticas y utilizando los equipos adecuados de acuerdo a las características del yacimiento. Una terminación es el factor principal para que se vea aumentada o disminuida la productividad de un pozo. Actualmente las terminaciones de pozos se pueden clasificar de acuerdo a sus características y funcionalidad tal como se muestra a continuación.

1.9.1 Clasificación de terminaciones de pozos

A continuación se describirá cada una de las terminaciones usadas en las operaciones de pozos.

1.9.1.1 Terminación en agujero descubierto

Este tipo de terminación se presenta cuando se perfora la zona productora después de cementar la última tubería de revestimiento o liner, por lo tanto esto permite que el fluido se desplace directamente del yacimiento al pozo. Por lo general este tipo de terminaciones es implementada en pozos con una sola zona productora, con formaciones bien consolidadas y que no presentan problemas de producción de arena. La terminación en agujero descubierto proporciona ahorros significativos en pozos de baja presión y yacimientos de gas seco.

1.9.1.2 Terminación en agujero entubado

La terminación en agujero entubado se presenta cuando el intervalo productor se encuentra aislado por una tubería de revestimiento, la cual fue previamente cementada, y con la ayuda de pistolas se realizan disparos que atraviesan la tubería, el cemento y la zona invadida por el lodo de perforación generando un medio de comunicación entre el yacimiento y el pozo. Esta terminación proporciona la capacidad de seleccionar el intervalo productor y los fluidos producidos en superficie y depende exclusivamente de la buena cementación que existe entre el yacimiento y la tubería, de no ser así la integridad se pone en riesgo. Este tipo de terminación es el más utilizada ya que permite realizar operaciones posteriores al pozo y generalmente es usada en pozos con problemas de contacto agua aceite y cuando existen diversas zonas de interés que se desean probar.

1.9.1.3 Terminación con tubería ranurada no cementada

Esta terminación se realiza después de haber perforado el intervalo productor, operativamente se introduce una tubería ranurada, que se ancla mediante un empacador cerca de la zapata de la última tubería de revestimiento, que puede estar localizada en la cima del intervalo productor. Debido a que la tubería no es cementada no se requieren pistolas para perforar el intervalo productor. Con la instalación de esta terminación es posible aislar zonas del intervalo productor, instalando empacadores entre el liner ranurado y la formación, evitando problemas de contactos

agua o gas. La terminación con tubería ranurada no permite un adecuado control de volumen de inyección para tratamientos de fracturamiento o estimulación pero elimina el daño a la formación ocasionada por la cementación y los disparos, viéndose reflejado en el incremento del índice de productividad del pozo.

1.9.1.4 Terminación sin tubería de producción

La terminación de este tipo se puede realizar en cualquiera de las terminaciones citadas anteriormente. La diferencia radica en que no se coloca la tubería de producción, generando que la producción llegue a la superficie a través de la tubería de revestimiento. La terminación sin tubería de producción es utilizada únicamente en pozos con ciertas condiciones, debido a que existe la posibilidad de que el pozo sea productor de arena y generara un desgaste en la tubería que impactara en gran medida a la producción o inclusive la perdida total del pozo. La implementación de esta terminación es aplicada en yacimientos de vida corta, bajo volumen o baja recuperación y los pozos de gas son perfectos candidatos para la misma.

1.9.1.5 Terminación inteligente

La terminación inteligente es un sistema automatizado que permite la adquisición, transmisión y análisis de los datos del yacimiento para optimizar la producción, ciclos de inyección y control del pozo. La activación de esta terminación se realiza de forma remota a través de líneas hidráulicas o eléctricas, permitiendo activar el funcionamiento de los intervalos de manera independiente y a su vez hace posible el monitoreo continuo del yacimiento y evaluación de los intervalos en forma individual. Este tipo de terminaciones se generaron para incrementar la productividad de pozos y reducir el número de pozos para el desarrollo de un yacimiento petrolero. La adecuación de sensores de fondo ayuda a la obtención de información y controlar la inyección de fluidos. Su aplicación se inclina a la explotación de campos marginales ya que permite la producción simultánea de diversos intervalos.

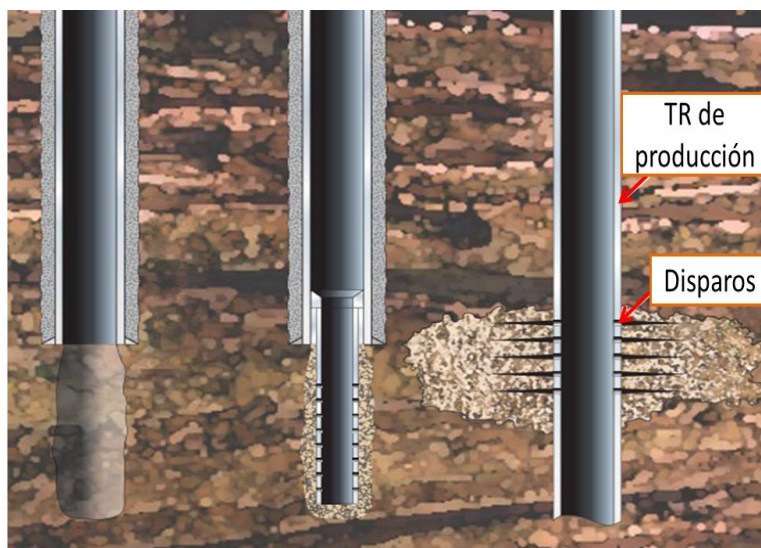


Figura 9. Ejemplos de terminaciones en agujero descubierto y agujero entubado.

Capítulo II. Metodología FEL

2.1 Introducción

Con la meta de desarrollar proyectos de alta calidad y rentabilidad en PEMEX, buscando cumplir íntegramente con las cuotas de producción comprometidas y lograr los objetivos económicos y estratégicos establecidos en sus respectivos programas estratégicos, es fundamental garantizar que los proyectos se ejecuten de una forma estructurada y normalizada. Para esto, se debe establecer un mecanismo que garantice que cada paso de su ejecución se ha analizado suficientemente antes de tomar decisiones que impliquen resultados significativos.

El diseño de proyectos de explotación bajo la Metodología FEL, implantado en Petróleos Mexicanos desde el 2006, está orientado a fortalecer la definición de los mismos, los cuales conformarán la cartera de proyectos, desde el punto de vista técnico, económico, ambiental y social. Esto con el fin de minimizar costos, optimizar el ciclo de vida y reducir los riesgos del negocio, cerrando la brecha entre lo planeado y lo real, buscando mantener los proyectos dentro del plan establecido maximizando su rentabilidad y sustentabilidad.

2.2 Proceso de ejecución de proyectos

En la ejecución de todo proyecto se debe pasar por seis fases: Visualización, Conceptualización, Definición, Ejecución, Operación y Abandono. Estas fases abarcan desde el nacimiento del proyecto, con la identificación y análisis de la oportunidad y determinación de las opciones factibles de ejecución (Visualización), pasando por la selección de la mejor opción considerando los puntos de vista técnico, económico y de riesgo (Conceptualización) y el diseño básico, especificación detallada de los elementos principales y establecimiento de la estrategia de ejecución (Definición). Con todo lo anterior y una vez aprobados los recursos financieros, prosiguen las etapas ejecutoras, comenzando por la materialización de la estrategia de ejecución con el diseño detallado de todos los elementos y/o componentes del proyecto, contrataciones, procura de materiales y equipos (Ejecución), para poder iniciar la operación comercial del proyecto (Operación), hasta agotar su vida útil comercial y finalmente proceder a su culminación (Abandono).



Figura 10. Representación gráfica del proceso de ejecución de proyectos.

2.3 El proceso FEL

La Metodología FEL, por sus siglas en inglés, (Front End Loading) o VCD por sus fases (Visualización, Conceptualización y Definición) es una práctica internacional utilizada para diseñar y documentar proyectos de explotación y oportunidades de negocio considerando la incertidumbre de la información usada para el diseño y el riesgo asociado. La metodología busca incrementar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión, en base a una mayor certeza en el diseño y planeación de proyectos. La fase de planeación en sí es el factor de mayor impacto para determinar el éxito del proyecto. De su aplicación se obtienen los siguientes beneficios:

- Minimizar cambios de alcance, desviaciones en tiempo y costo en la ejecución de los proyectos de explotación, incorporando criterios probabilísticos.
- Identificar la mejor alternativa para desarrollar la Oportunidad de Negocio.
- Identificación temprana de riesgos y cuantificación de su impacto en el resultado de la explotación de los campos, para mejorar sensiblemente los procesos de toma de decisiones.
- Establecer planes de adopción de innovaciones tecnológicas clave para nuevos desarrollos o revitalización de campos existentes y maduros.

Una Oportunidad de Negocio puede surgir de:

- La estrategia corporativa del negocio, el Plan de Negocios de Pemex y el Plan Nacional de Desarrollo.
- La identificación de nuevas oportunidades y estrategias que optimicen la explotación de los yacimientos.
- La identificación e incorporación de tecnologías enfocadas al incremento del factor de recuperación, sostener e incrementar la producción.
- La incorporación de nuevos campos al proceso de producción.
- Desarrollo de nuevos prospectos, áreas adyacentes con reserva 3P y recursos prospectivos.

El Proceso Integral de Diseño de Proyectos de Explotación bajo la metodología FEL, incorpora las mejores prácticas para la evaluación y selección de la mejor alternativa de explotación, con un grado de definición y riesgo aceptable para los objetivos del negocio, en donde la componente principal y preponderante es el proceso de planeación que consta de tres fases:

- **FEL I/Visualización.** Asegurar la alineación estratégica, generar y evaluar escenarios de explotación definiendo la factibilidad técnica, económica y de sustentabilidad.
- **FEL II/Conceptualización.** Seleccionar la alternativa/escenario de proyecto más viable y que agregue el máximo valor.
- **FEL III/Definición.** Definir el alcance, plazo y programa de ejecución del proyecto.

El proceso evolutivo de la aplicación de la metodología FEL en PEMEX, y la definición de las etapas de este proceso metodológico contempladas en las regulaciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), dieron lugar a nombres específicos para cada una de las fases y cuya equivalencia se muestra en el siguiente diagrama (Figura 11).

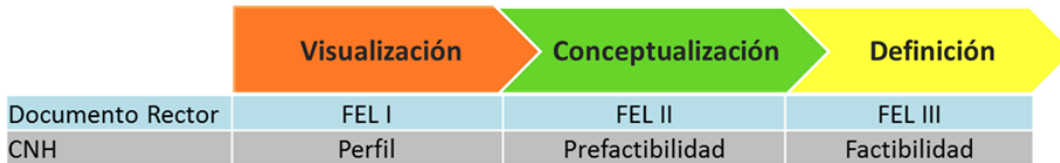


Figura 11. Nombres equivalentes de las fases en la Metodología FEL.

Para cada fase se realiza un conjunto de actividades que permiten lograr el objetivo de la misma. Cabe resaltar que las tres primeras fases de la ejecución de un proyecto, es decir, la Visualización, la Conceptualización y la Definición, se llevan a cabo mediante la aplicación de la Metodología FEL ya que corresponden a la etapa de planeación y formulación del proyecto, donde se determinan las características definitivas del mismo y los beneficios para la empresa, con el fin de obtener los recursos técnicos, físicos y financieros para su ejecución. A continuación se describe brevemente cada una de las fases de la Metodología FEL:

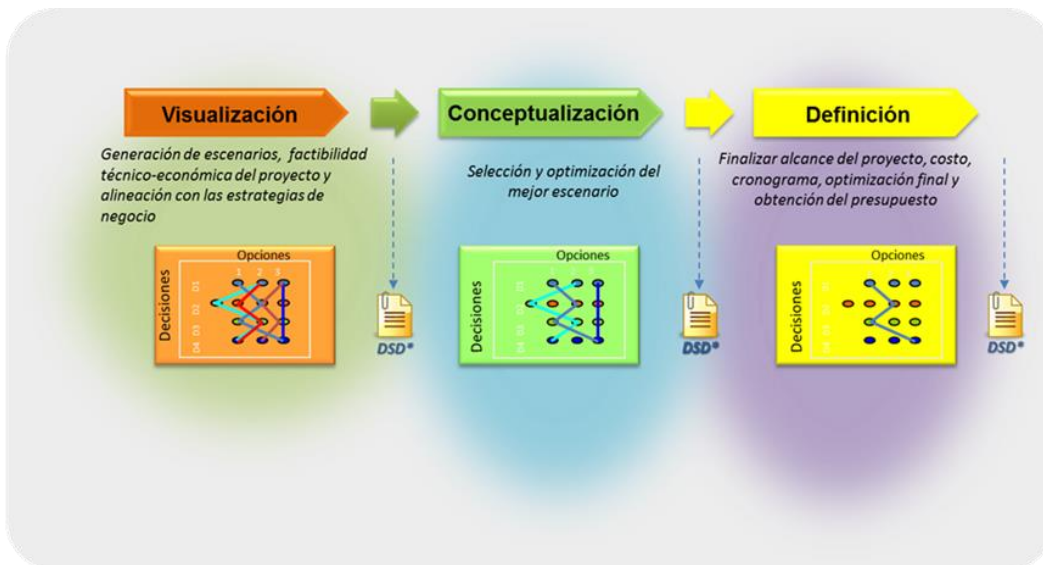


Figura 12. La Metodología FEL y sus fases para el diseño de proyectos.

2.3.1 FEL I/Visualización

El objetivo de esta fase es identificar y evaluar los posibles escenarios de explotación más factibles, que aseguren su viabilidad técnica, económica, ambiental y social, manteniendo su alineación con la estrategia corporativa. El desarrollo de la fase se basa principalmente en la identificación de riesgos, el desarrollo de modelos de pronósticos, el diagnóstico e identificación de soluciones tecnológicas y la evaluación económica con rango de precisión de los estimados de costos Clase V (-30% a +50%), para la evaluación y jerarquización de escenarios. Es la fase de generación de oportunidades, categorías de decisiones y opciones para las diferentes áreas de subsuelo, pozos, instalaciones y procesos que servirán de base para la construcción de escenarios de explotación y casos de negocios que pueden generar valor sobre el caso documentado de un proyecto.

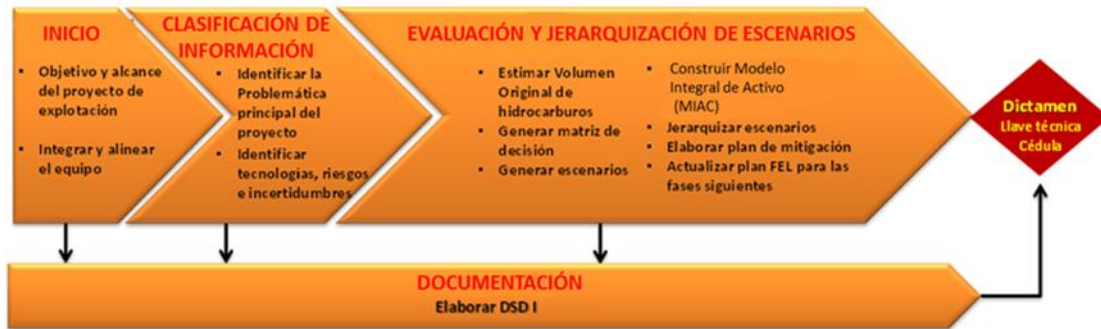


Figura 13. Etapas de la Fase FEL I.

2.3.2 FEL II/Conceptualización

El objetivo de esta fase es seleccionar el mejor escenario a través de la evaluación técnico-económica y cuantificación de incertidumbres y realizar el diseño conceptual del escenario seleccionado. Para ello, se evalúan con más profundidad los escenarios identificados y las soluciones tecnológicas incorporadas en la fase FEL I. Esta fase se ha estructurado en siete etapas, tal como se muestra en la Figura 14. En esta fase se construyen los modelos subsuelo-superficie-económico para la optimización de escenarios en costo tiempo y tecnología, se estiman los costos con un rango de precisión Clase IV (-20% a +35%) o Clase III (-15% a +25%), se selecciona el mejor escenario y se desarrollan las ingenierías conceptuales del mismo.



Figura 14. Etapas de la Fase FEL II.

2.3.3 FEL III/ Definición

En la fase FEL III, se define con mayor precisión el costo y tiempo de ejecución de la alternativa seleccionada para su posterior aprobación y solicitud de presupuesto.

Se elabora el Plan de Explotación, la ingeniería básica de instalaciones e ingeniería de detalle de pozos, se detalla el Plan de Ejecución del Proyecto: plan de actividad física en pozos e instalaciones, estrategia de contratación, plan de proyectos de recuperación adicional, plan de mitigación de riesgos e incertidumbre, estrategia de operación y plan de desarrollo sustentable.

Se realiza la evaluación económica final del proyecto considerando los estimados de costos con rango de precisión Clase II (-10% a +15%). Esta fase se ha estructurado en cinco etapas, tal como se muestra en la Figura 15.



Figura 15. Etapas de la Fase FEL III.

2.3.4 Importancia de la Metodología FEL

La Metodología FEL se centra en la correcta y completa realización de las actividades correspondientes a las etapas tempranas de la ejecución del proyecto, procurando la máxima identificación de valor con el mínimo costo. Es en estas fases tempranas, cuando se deben analizar con detalle las oportunidades y determinar, evaluar y diseñar planes de mitigación de riesgos, para garantizar la selección de la mejor opción de ejecución antes de comprometer grandes cantidades de recursos. En la Figura 16, la cual se muestra a continuación, puede verse gráficamente la relación entre la identificación y captura de valor (curva azul) contra el costo o nivel de esfuerzo físico y financiero asociado (curva verde).

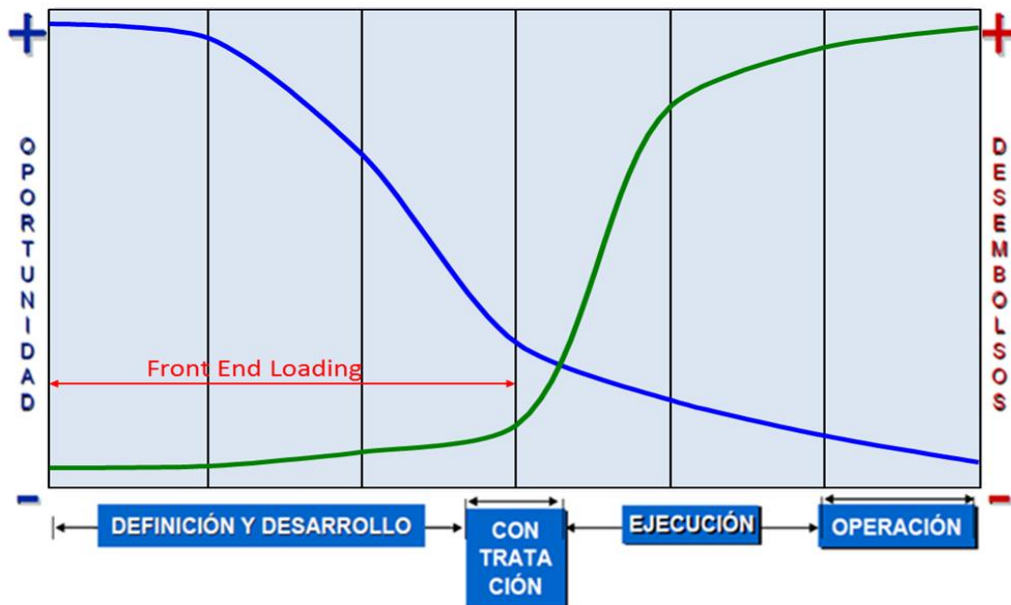


Figura 16. Relación típica de valor vs costos en proyectos.

Puede verse, que en las etapas tempranas del proyecto, correspondientes a las fases de la Metodología FEL, la identificación del valor es mayor, mientras los costos asociados son los menores. A medida que avanza en el desarrollo del proyecto, la agregación de valor es cada vez menor mientras que el uso de recursos es mayor. Cuando se llega al punto de quiebre, que corresponde al otorgamiento de los contratos de procura y construcción de las instalaciones del proyecto, cualquier esfuerzo de mejoramiento de valor puede significar un alto nivel de costos, con una menor proporción en la captura de valor para el proyecto.

De allí la importancia de asegurar la correcta y completa realización del FEL de todos y cada uno de los proyectos, para llevarlos a un nivel de definición adecuado, antes de solicitar los fondos para su ejecución, ya que está plenamente demostrado que la ejecución de proyectos con un FEL incompleto, genera cambios de importantes, con las consecuentes desviaciones en calidad, costo y tiempo, afectando el logro de los objetivos planeados y la rentabilidad integral del portafolio de proyectos de la empresa.

Por otra parte, también está plenamente demostrado que el uso de la Metodología FEL en el desarrollo de proyectos genera importantes beneficios a las empresas, entre los cuales podemos mencionar:

- Propicia el trabajo en equipo, con la participación activa de todas las áreas y disciplinas involucradas en los proyectos, donde ninguna de ellas es protagonista, sino que todas aportan en forma armónica sus conocimientos y experiencias, integrando así todas las funciones y requerimientos necesarios, en pro del correcto y completo desarrollo del proyecto.
- Mejora el flujo de información entre las actividades de una fase y la siguiente, asegurando continuidad en el proceso de formulación del proyecto.
- Incorpora la identificación y análisis de las incertidumbres y riesgos, desde las fases tempranas, para prever medidas de administración y mitigación, lo cual asegura una visión más completa en la evaluación de las opciones.
- Brinda información más completa y consistente a los niveles decisorios, para la conformación de un portafolio de proyectos más rentable y adecuadamente jerarquizada.
- Facilita el registro y divulgación de las mejores prácticas y lecciones aprendidas.
- Mejora la posibilidad de una ejecución física con alta calidad, mínimos cambios, y al menor costo, maximizando la captura del valor y una mejor rentabilidad de las inversiones.

Investigaciones realizadas a nivel internacional indican que desarrollar una buena etapa de la Metodología FEL en los proyectos, puede reducir los costos entre 10 y 20%, si se comparan con el costo promedio de proyectos similares con un FEL deficiente.

Los beneficios de la aplicación del FEL en los proyectos, se ven mejorados sustancialmente cuando son complementados con un conjunto de prácticas de mejoramiento de valor, como la implantación de recomendaciones de estudios de “benchmarking”, simplificación y estandarización de normas, especificaciones y procedimientos, de racionalización y normalización de actividades, entre otras.

2.4 Metodología FEL aplicada al diseño de pozos tipo

Como se ha mencionado con anterioridad la metodología FEL o VCD consiste en un proceso a través del cual una empresa identifica y desarrolla el objetivo y el alcance de los proyectos de inversión de capital, para satisfacer las necesidades del negocio. El proceso es integral y parte desde la exploración, pasando por el desarrollo de campos, optimización, explotación y abandono. El objetivo es asegurar una definición documentada del alcance del mismo, para satisfacer los objetivos del negocio en cuanto a inversión de capital, costos operacionales, tiempo y calidad.

Al ser el pozo parte integral del proyecto origen, sea el FEL de Exploración o Explotación, el VCDSE de pozos debe vincularse a ellos:

- Garantizando que se reciban los insumos del FEL en calidad y cantidad para poder desarrollar las actividades específicas del proyecto pozo.
- Asegurando que los recursos humanos del proyecto FEL de Exploración o Explotación formen parte del VCDSE de pozos, optimizando personal y garantizando continuidad técnica del proceso.

Para garantizar que el proyecto pozo se realice en todas sus fases, Pemex Exploración y Producción (PEP), decide incorporar en el nombre de la metodología VCD las fases de Seguimiento y Evaluación, de ahí el nombre VCDSE para los proyectos pozo. La Metodología VCDSE aplicada a pozos, busca analizar con profundidad los requerimientos, opciones, riesgos e incertidumbres y seleccionar la mejor opción para el proyecto pozo desde los puntos de vista técnico, de rentabilidad y reducir el número de cambios en las etapas posteriores del mismo, haciendo más predecibles los resultados que se esperan obtener.

El VCDSE de pozos se realiza en cinco fases: Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación, cada una de ellas debe cumplir con una serie de actividades y puntos de verificación y control antes de seguir a la siguiente fase del proceso y comprometer recursos adicionales. En cada una de las fases se van incorporando elementos de información y de análisis adicionales, que permiten una mayor definición del proyecto pozo, identificando los riesgos y la incertidumbre, así como la estimación de costos y planes de ejecución más precisos.

La metodología VCDSE da inicio con las primeras fases que corresponden a la fase de planeación también llamada de diseño y acreditación (VCD), donde se identifica la mayor captura de valor de los proyectos y finaliza el ciclo con dos etapas que son aquellas donde se materializa el proyecto y se evalúa el desempeño integral del mismo. En la Figura 17 se ilustra el proceso VCDSE de pozos.

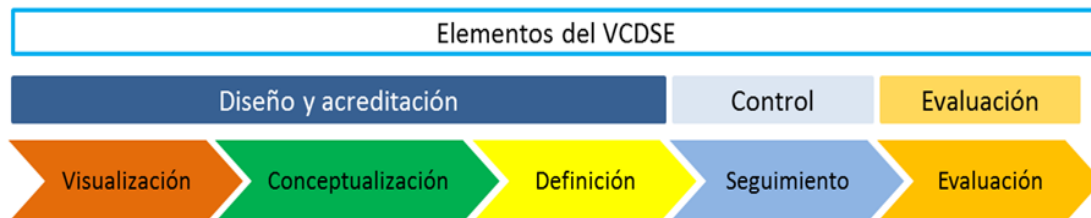


Figura 17. Proceso VCDSE del proyecto pozo.

Se ha determinado que el costo de la planeación e ingeniería es alrededor del 3% al 5% del costo de un proyecto; además es en estas fases donde se genera el mayor valor del proyecto pozo. Por tanto, se deben analizar con detalle esas oportunidades, y diseñar los planes y opciones de reducción de riesgos, para garantizar la selección de la mejor opción de diseño técnico-económica antes de comprometer recursos, así como el diseño de estrategias para materialización del valor, lo que permite la evaluación y jerarquización de oportunidades de inversión.

La metodología VCDSE de pozos en PEMEX tiene los siguientes objetivos:

- Fortalece la planeación del proyecto en sus etapas de diseño, control y ejecución dando como resultado maximizar el valor económico de la incorporación o explotación de reservas.
- Asegurar la alineación entre los procesos de planeación del proyecto de inversión y el proyecto pozo con el fin de optimizar la asignación de recursos y el cumplimiento de las metas institucionales.
- Dar respuesta a los requerimientos de información de entidades internas y externas.
- Disminuir el tiempo entre el análisis y la toma de decisiones, tener una visión integral del proyecto y reducir riesgos y costos.
- Evaluar de forma cuantitativa los principales riesgos e incertidumbres que ayuden a la toma de decisiones.
- Generar planes de mitigación de riesgos e incertidumbres, para el logro de los objetivos del proyecto pozo y el cumplimiento de las metas físicas, volumétricas y financieras.
- Reducir las desviaciones entro lo programado y ejecutado.
- Prevenir eventos no deseados a través de procesos de seguimiento que permitan cumplir el objetivo del proyecto pozo.

2.4.1 Elementos de soporte de la Metodología VCDSE de pozos

La metodología VCDSE aplicada a pozos se sustenta en los siguientes elementos de soporte:

2.4.1.1 Administración del proyecto

Este elemento describe todo lo relacionado con la visión integral del proyecto en la cadena de valor de los Activos de Exploración y Producción, utilizando al máximo las capacidades del recurso humano y aprovechando su conocimiento con la utilización de tecnología de punta.

Los subelementos para control y desarrollo del proyecto en todas sus fases son: revisión continua de los objetivos, aplicación de controles y políticas de la empresa, registro de análisis y cuantificación de riesgos para toma de decisiones y planes de mitigación, administración de costos, organización y plan de lecciones aprendidas, entre otras.

2.4.1.2 Elección correcta

Este elemento tiene como objetivo principal escoger la mejor opción que cumpla con los objetivos técnico-económico del proyecto pozo, caracterizando el nivel de riesgo geológico, de yacimientos

y operacional. Principalmente la aplicación del mismo se lleva a cabo en la fase de Visualización y Conceptualización.

2.4.1.3 No sorpresas durante la perforación

Este elemento de soporte se aplica en la etapa de planeación e integra datos de subsuelo con la perforación del pozo, cubriendo los elementos críticos para identificar las trayectorias óptimas del pozo y controlar los eventos subsuperficiales, los cuales los cuales deben actualizarse durante la perforación. Una de las actividades clave para asegurar el cumplimiento del diseño y facilitar la toma de decisiones por la parte correspondiente, es el seguimiento en tiempo real de la fase de ejecución.

2.4.1.4 Límite técnico

Este elemento inicia en la etapa de Definición y termina con la evaluación del proyecto pozo. El límite técnico consiste en un esquema de mejoramiento continuo para desarrollar proyectos, describe de manera detallada cada actividad de la ejecución y la manera de cómo realizarla, se crean compromisos entre las partes para identificar un nivel óptimo de desempeño. El método se basa en comparar los tiempos programados en cada actividad del proyecto pozo con actividades similares de otros pozos ya construidos en el campo de interés o en campos análogos, con la finalidad de encontrar áreas de mejora. La aplicación del límite técnico elimina los tiempos no productivos y permite aplicar la tecnología más adecuada.

2.4.2 Descripción del proceso metodológico VCDSE de pozos

De manera general, el proceso metodológico se desarrolla en 5 etapas:

1. Identificación de las diferentes opciones de tipo de pozo que cumpla con los alcances del proyecto de inversión.
2. Jerarquización y selección de la mejor opción de diseño técnica y económicamente factible que maximice el valor económico de la incorporación o explotación de reservas.
3. Elaboración de la ingeniería de detalle de la opción de tipo de pozo seleccionado.
4. Seguimiento y control de la construcción del proyecto pozo.
5. Evaluación del desempeño integral del proyecto pozo.

A continuación se describe de una forma más amplia las actividades realizadas en cada una de las fases de la metodología para el diseño de pozos.

2.4.2.1 Etapa de Visualización

Consiste en la definición de los objetivos y el alcance general del proyecto pozo (Ingeniería Básica), los cuales deben estar alineados al proyecto de inversión, efectuando el análisis y elaboración de la matriz de oportunidades, generación y evaluación técnica-económica preliminar de todas las opciones de pozos tipo que sean factibles para su ejecución (estimado de costos Clase V), así como el análisis para identificar los riesgos e incertidumbres que puedan afectar el diseño y consecución de los objetivos del pozo. Debido al bajo grado de definición de las opciones visualizadas, todas las

opciones que resulten técnica y económicamente factibles son propuestas para pasar a la fase de Conceptualización. Finalmente, se genera el Documento de Soporte de Decisión de Visualización (DSD-V) para ponerlo a disposición del grupo de validación para su análisis correspondiente. El DSD-V debe contener:

- Visualización de opciones de perforación y terminación.
 - Descripción de las opciones de geometrías de pozos visualizadas, preseleccionadas y jerarquizadas en base al comportamiento yacimiento-pozo y su factibilidad de construcción.
 - Tipos de terminaciones consideradas.
 - Las opciones de estados mecánicos preliminares.
- Matriz de identificación de riesgos e incertidumbres identificadas en el proyecto pozo.
- Evaluación económica.
 - La estimación de tiempos y costos Clase V de las opciones consideradas.
 - Evaluación de rentabilidad.

2.4.2.2 Etapa de Conceptualización

Consiste en una evaluación más detallada a cada una de las opciones visualizadas (Ingeniería Conceptual), incorporando nueva información como: pruebas de presión-producción, datos de producción, simulaciones del comportamiento yacimiento-pozo, análisis de la productividad de los pozos y las opciones estudiadas y análisis de modelado avanzado de pozos, ésta última cuando aplique la opción de pozos no convencionales. Cuantificar riesgos y generar los planes de mitigación de los riesgos identificados en la fase anterior, que permitan seleccionar la mejor opción técnica-económica para el proyecto pozo. Se determina la rentabilidad y si el valor esperado del diseño del pozo cumple con los objetivos del negocio (costos Clase IV y III). Concluido lo anterior, se genera el Documento de Soporte de Decisión de Conceptualización (DSD-C) y se pone a consideración del grupo de validación para su análisis correspondiente. Dicho documento debe contener:

- Resumen de geociencias.
- Análisis de las opciones de terminación y selección de la mejor opción en términos de producción.
 - Análisis de la productividad de las opciones estudiadas. Identificación de áreas de oportunidad para mejorar la productividad de los pozos.
- Programa de perforación direccional preliminar.
- Profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento y diámetros de agujeros.
- La mejor opción de geometría seleccionada.
- Programa preliminar de fluidos de perforación y cementación.
- Características preliminares del equipo de perforación
- Programa de terminación preliminar
- Plan de mitigación de riesgos e incertidumbres técnicas y adquisición de información.
- Evaluación económica.

- La estimación de tiempos y costos Clase IV y III de las opciones consideradas.
- Evaluación de rentabilidad.

2.4.2.3 Etapa de Definición.

Las actividades de esta fase comprenden la ingeniería de detalle a la opción seleccionada, se afina el plan de mitigación de los riesgos cuantificados previstos para la etapa de seguimiento, y se detalla el programa de perforación con todas las especificaciones técnicas para obtener el estimado de costos Clase II. Teniendo todo esto, se genera el Documento de Soporte de Decisión de Definición (DSD-D) que contiene los programas de perforación y terminación, los cuales son presentados al grupo de validación para ser analizado. Una vez autorizado y antes de iniciar la ejecución, se realiza una reunión con el área operativa para dar a conocer el objetivo del proyecto pozo y revisar tiempos de ejecución, tiempos de entrega de los servicios necesarios para cada una de las actividades a realizar y generar compromisos con las áreas involucradas en el proyecto pozo. Lo anterior es conocido como “Perforación en Papel”.

El DSD-D conjunta toda la información generada y está formado por:

- Ingeniería de detalle de la opción seleccionada:
 - Profundidad de asentamiento de tuberías de revestimiento y diámetros de agujero definitivos.
 - Programa direccional definitivo.
 - Programa de fluidos de perforación y equipos de control de sólidos definitivo.
 - El programa de barrenas y análisis hidráulico.
 - El programa de TR's y cementación definitivo.
 - Características finales del equipo de perforación.
 - Diseño final de la terminación, así como su procedimiento operacional.
- Plan de mitigación de riesgos e incertidumbres definitivo.
- Evaluación económica.
 - La estimación de tiempos y costos Clase II de la opción seleccionada.
 - Evaluación de rentabilidad.

2.4.2.4 Etapa de Seguimiento

Esta es la fase correspondiente a la ejecución del proyecto pozo, en ella se materializa la generación de valor y se realiza el seguimiento estratégico al desarrollo operativo para tomar decisiones sobre el desarrollo del proyecto, con la finalidad de que se cumpla la estrategia programada y prevenir y/o minimizar desviaciones. De existir desviaciones no contempladas en los planes de contingencia diseñados, estas son consultadas y resueltas por el equipo de diseño del proyecto con el fin de garantizar la mejor solución. Posteriormente se genera el Documento de Soporte de Decisión de Seguimiento (DSD-S) el cual debe contener:

- El informe de cumplimiento al diseño: Seguimiento al programa de perforación definitivo y los planes de contingencia previstos.
- En caso de haber desviaciones al programa original ocurridas durante la ejecución:
 - Informes de validación técnica de ajustes y/o cambios en el diseño.
 - Informes de autorización de ajustes y/o cambios en el diseño.

2.4.2.5 Etapa de Evaluación

En esta fase se documentan las lecciones aprendidas, las mejores prácticas aplicadas, las nuevas tecnologías implementadas, las principales desviaciones entre lo programado contra lo ejecutado y su causa raíz. Lo anterior servirá como insumo para la administración del conocimiento y como retroalimentación para un nuevo proyecto pozo. El objetivo principal de esta etapa es realizar el Documento de Evaluación del Proyecto (DEP-E) que está conformado por:

- Nombre y ubicación del pozo.
- Objetivo programado y alcanzado.
- Profundidad total programada contra la real.
- Columna geológica programada y real.
- Estado mecánico programado y real.
- Los ajustes de gradientes y asentamiento de tuberías de revestimiento.
- Resumen de la perforación por etapas (barrenas, fluidos de perforación, cementaciones, etc.).
- Trayectoria direccional programada y real.
- Tiempos y costos de perforación programados y reales.
- Informe de lecciones aprendidas identificadas y buenas practicas utilizadas, planes de acción y recomendaciones.



Figura 18. Metodología VCDSE de pozos.

Capítulo III. Aplicación de la Metodología FEL para seleccionar el tipo de pozo a perforar en un Proyecto de Explotación en PEMEX

3.1 Introducción

La aplicación de la Metodología FEL para la selección del tipo de pozo a perforar, ayuda a determinar áreas de oportunidad para la mejora en la planeación y control de los proyectos de explotación, permitiendo cubrir deficiencias en cuanto al grado de definición y soporte técnico de los mismos. Mejorar el proceso de definición de proyectos ayuda a PEMEX a maximizar la captura de valor de cada actividad que se realice, mejorando su rentabilidad y competitividad asegurando el logro de los objetivos planteados con niveles internacionales de eficiencia en costo, seguridad y protección ambiental.

3.2 Descripción del proyecto

Los campos Universitario y Puma pertenecientes a la Región Marina Noreste (RMNE) se ubican a 130 km. al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, dentro de las aguas territoriales del Golfo de México, con un tirante de agua que varía entre 114 y 125 m.

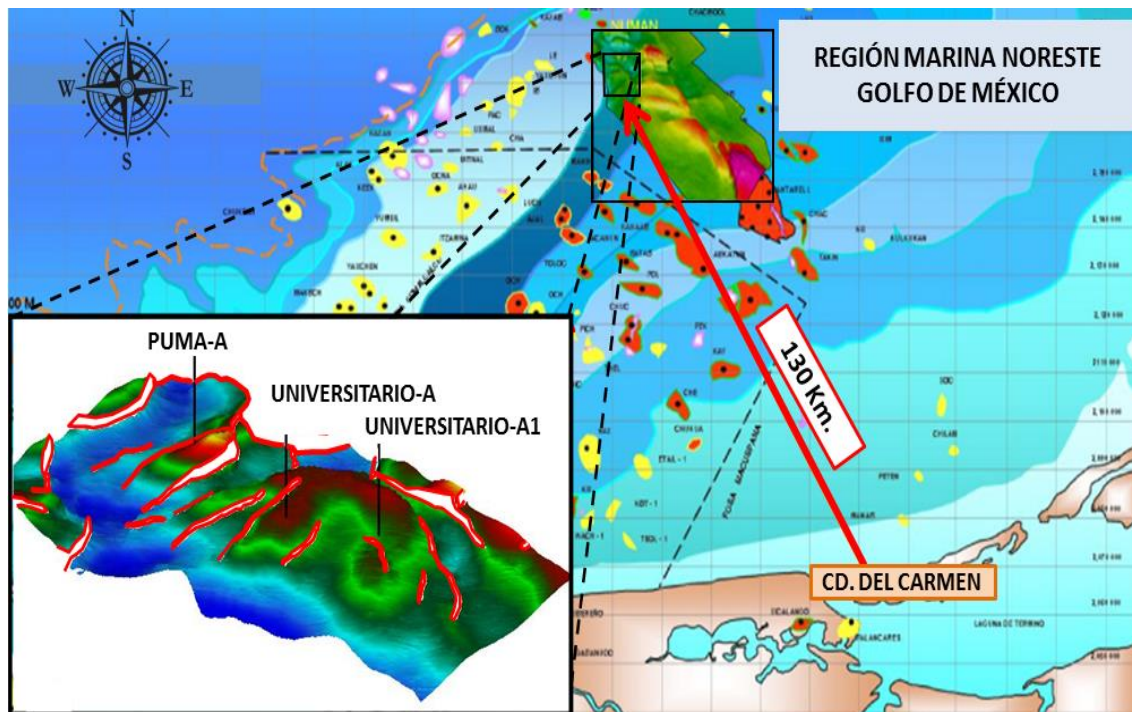


Figura 19. Ubicación geográfica de los campos Universitario y Puma.

Dichos campos fueron descubiertos con la perforación y terminación de 2 exploratorios (Universitario-A y Puma-A) y un delimitador (Universitario-A1) con el objetivo de encontrar acumulación comercial de hidrocarburos. Los pozos resultaron ser productores de hidrocarburos

pesados con una gravedad °API que varía entre 10 y 13.6 °API. Con la información obtenida durante la perforación y terminación de pozos se determinó que la estructura geológica de estos campos está definida por una estructura compuesta de 3 anticlinales, dos de ellos orientados de SW-NE y uno NW-SW, limitado por una falla lateral con rumbo 25°W y definida por fallas inversas. Su cierre al oeste está limitado por la falla de Comalcalco. En ambos casos sus formaciones productoras corresponden a la Brecha del Terciario Paleoceno-Cretácico Superior (BTPKS) y al Cretácico Medio (KM), que básicamente son rocas tipo brecha calcárea y carbonatos altamente fracturados, a la profundidad de 3660-4260 mVBNM. Los yacimientos son bajo saturados, de aceite pesado y viscoso con alto contenido de H₂S y CO₂. Se confirmó que los pozos no son fluyentes y el desarrollo de los campos se iniciará con el sistema artificial de producción, bombeo electrocentrífugo (BEC).

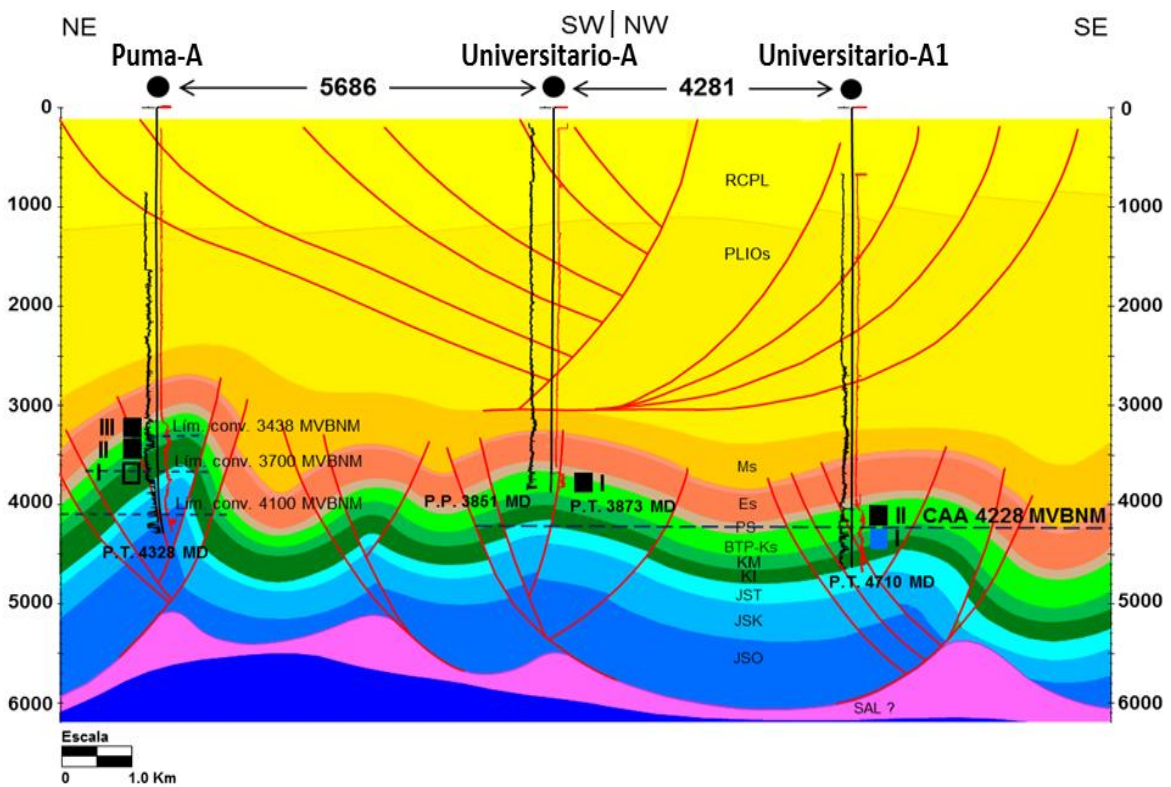


Figura 20. Sección estructural longitudinal NE-SW y NW-SE del Cretácico de los campos Universitario y Puma.

La columna estratigráfica del área se puede dividir en tres sistemas principales que son equivalentes con los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario. El sistema Jurásico está representado principalmente por rocas carbonatadas que se intercalan con mudstone arcilloso y lutitas calcáreas. El Cretácico está representado por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas y brechas calcáreas, mientras que en el Terciario predominan los sedimentos finos que forman lutitas bentoníticas y mudstone arcilloso con algunas intercalaciones de calizas. En la Figura 21 se muestra la columna estratigráfica regional de estos campos.

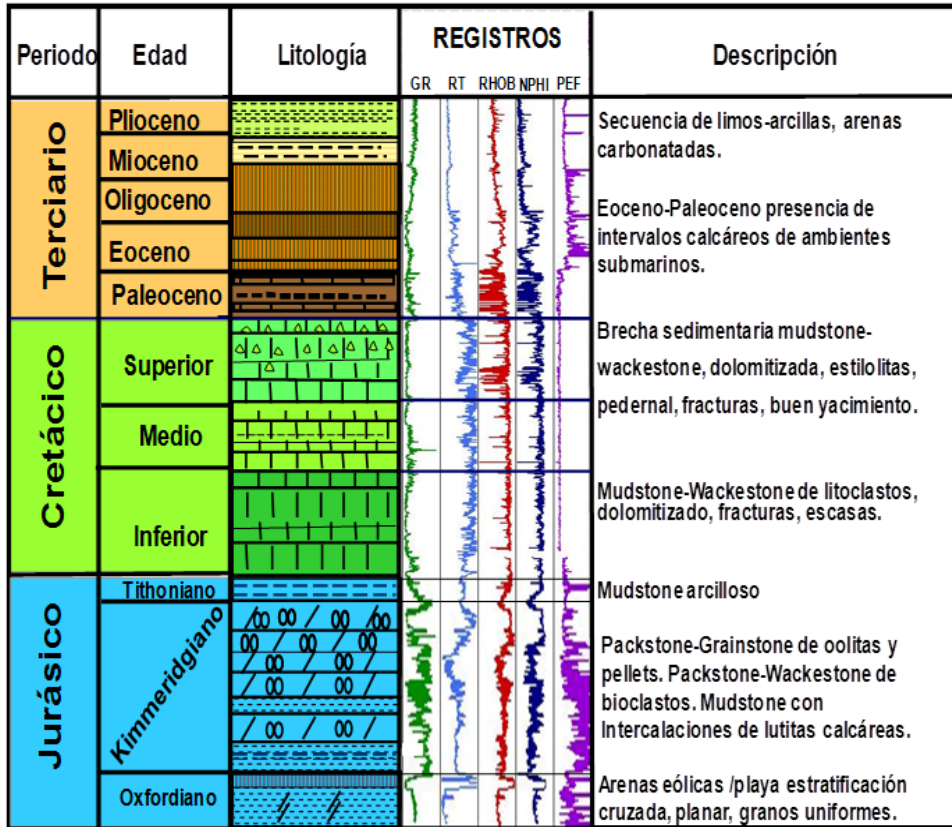


Figura 21. Columna estratigráfica regional.

Las principales propiedades y características de los campos Universitario y Puma se muestran a continuación:

Campo	Universitario	Puma
Aceite (°API)	10.0	13.6
Viscosidad (cp)	41.82	28.24
Tipo de formación	Brecha calcárea y carbonatos fracturados	
Espesor neto (m)	142-170	114
Permeabilidad promedio (D)	7.71-9.28	10.47-15.96
Porosidad Promedio (%)	7.1-10.5	6.3-16.0
Profundidad (mv)	3800-4235	3825
Presión (kg/cm ²)	224 @ 3800 m	238 @ 3800 m
Temperatura (°C)	119-122	110-113

Tabla 4. Propiedades y características de los campos Universitario y Puma.

Es importante mencionar que en los campos Universitario y Puma se tiene la presencia de un acuífero regional, ubicado a la profundidad de 4228 mvbnm, cuyo nivel de empuje es moderado de acuerdo al comportamiento de presión en campos vecinos y las concentraciones del H₂S y CO₂ (21.01 y 16.17 % mol respectivamente) en la fase gaseosa son altas por lo que se consideran de importancia en el manejo de los fluidos producidos y para el diseño de los pozos e instalaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación se mostrara el diseño del tipo de pozo a perforar en el campo Universitario aplicando la Metodología VCDSE de pozos.

3.3 Etapa de Visualización

La visualización es la primera etapa de la Metodología VCDSE, en ella se determina la ubicación definitiva del pozo, se define la columna litológica y el modelo de geopresiones, con los cuales se establecen las diferentes opciones de asentamiento de TR's, tiempos y costos clase V, así como la viabilidad técnica y económica del proyecto pozo.

3.3.1 Uso y tipo de pozo. Datos generales de la localización

Durante la fase de visualización para la localización del proyecto pozo se visualizaron cuatro trayectorias las cuales estarán programadas para salir de la plataforma tipo octápodo Universitario-PL, que se ubicara en las coordenadas geográficas: Latitud: 19°36'22.565N, Longitud: 092°20'9.239W; y las UTM son: X: 569641.71, Y: 2167918.00.

DATOS GENERALES DE LA LOCALIZACIÓN	
Coordenadas geográficas	Latitud: 19°36'22.565N, Longitud: 092°20'9.239W
Coordenadas UTM	X: 569641.71, Y: 2167918.00.
Estructura tipo	Octápodo, Universitario-PL
Tirante de agua	114 m
Proyecto	Universitario-Puma

Tabla 5. Datos generales del proyecto pozo.

La localización propuesta tiene como objetivo primario, producir aceite de 10° API, del yacimiento Brecha del Cretácico Superior (BKS) y un objetivo secundario de tomar información que permita actualizar el modelo estático y dinámico del área. El gasto inicial comprometido para la propuesta es de 5000 BPD.

3.3.2 Coordenadas de superficie y de los objetivos. Profundidad programada.

Para la localización del proyecto pozo se visualizaron 4 trayectorias, las cuales se detallan a continuación:

- Opción 1. Trayectoria tipo J de 35: La trayectoria (1) tipo J de 35° de inclinación alcanzara una profundidad total (PT) de 4561 md, 3940 mvbnm, mientras que su desplazamiento horizontal hasta la cima del yacimiento es de 1775 m y hasta la PT es de 1934m. El contacto agua-aceite en esta opción se encuentra a 288 mv. El espesor penetrado estimado para el yacimiento BKS es de 209 mv y 255 md. Las coordenadas del yacimiento BKS y de la profundidad total, programados en la localización de este proyecto pozo, para esta se especifican a continuación:

Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.n.m)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (grados)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima BKS	-3731.00	4306.00	1775.00	53.41	571069.15	2168986.36
PT	-3940.00	4561.00	1934.00	53.41	571186.21	2169073.97

Tabla 6. Especificaciones de la opción 1.

- Opción 2. Trayectoria de Alto Angulo de 38°-70°: La trayectoria (2) del tipo alto ángulo (AA) de 70° de inclinación alcanzara una PT de 4780 md, 4011 mvbnm y su desplazamiento horizontal hasta la cima del yacimiento es de 1277 m y hasta la PT es de 1614 m. El contacto agua-aceite en esta opción se encuentra a 216 mv de la PT. El espesor penetrado estimado para el yacimiento BKS es de 103 mv y 302 md. Las coordenadas del yacimiento BKS y de la profundidad total, programados en la localización de este proyecto pozo, para esta se especifican a continuación:

Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.n.m)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (grados)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima BKS	-3908.56	4478.00	1277.00	53.53	570717.83	2168713.99
PT	-4011.00	4780.00	1614.00	53.53	570945.98	2168882.76

Tabla 7. Especificaciones de la opción 2.

- Opción 3. Trayectoria de Alto Angulo de 35°-75°: La trayectoria (3) del tipo AA de 75° de inclinación alcanzara una PT de 4810 md, 3986.63 mvbnm. El desplazamiento horizontal hasta la cima del yacimiento es de 1277 m y hasta la PT es de 1640 m. La PT se encuentra a 241 mv del contacto agua-aceite. Las coordenadas del yacimiento BKS y de la profundidad total, programados en la localización de este proyecto pozo, para esta se especifican a continuación:

Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.n.m)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (grados)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima BKS	-3908.99	4510.12	1277.00	53.51	570731.46	2168730.66
PT	-3986.63	4810.00	1640.00	53.51	570963.67	2168903.82

Tabla 8. Especificaciones de la opción 3.

- Opción 4. Trayectoria de Alto Angulo de 35°-70: Finalmente la trayectoria (4) del tipo AA de 70° de inclinación alcanzara una PT de 4769 md, 3931 mvbnm. El desplazamiento horizontal hasta la cima del yacimiento es de 1559 m y hasta la PT es de 1895 m. La PT se encuentra a 297 mv del contacto agua-aceite. Se destaca en esta trayectoria la cercanía de la PT a la zona de intrusión salina (45 m aproximadamente), de igual manera la sección de construcción de 70° tiene proximidad a la falla inversa F11. Las coordenadas del yacimiento BKS y de la profundidad total, programados en la localización de este proyecto pozo, para esta se especifican a continuación:

Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.n.m)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (grados)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima BKS	-3828.59	4469.00	1559.00	53.41	570945.47	2168881.67
PT	-3931.00	4769.00	1895.00	53.41	571172.17	2169049.24

Tabla 9. Especificaciones de la opción 4.

3.3.3 Posición geológica estructural

El campo Universitario, se caracteriza por presentar tres altos estructurales, alineados en la dirección N-S. El campo esta afectado por dos sistemas principales de fallas, en direcciones NE-SO y NO-SE, producto de eventos compresivos que afectaron el área. Hacia el Este el campo esta limitado por un emplazamiento salino, el cual representa un excelente sello hacia esa dirección para las dos estructuras perforadas con los pozos Universitario A y A1. Hacia el Oeste el límite lo define el contacto agua-aceite a 4228 mvbnm. La localización para este desarrollo de pozo esta propuesta para perforar la estructura Sur del campo. Esta estructura se presenta como un anticlinal de bajo echado con eje principal en dirección aproximada NE-SO, se encuentra limitada al norte y al sur por sistemas de fallas inversas que originan el cierre de la estructura. El pozo que se esta diseñando propone perforar la porción sureste del campo Universitario, en un alto estructural formado por la intrusión de un cuerpo salino.

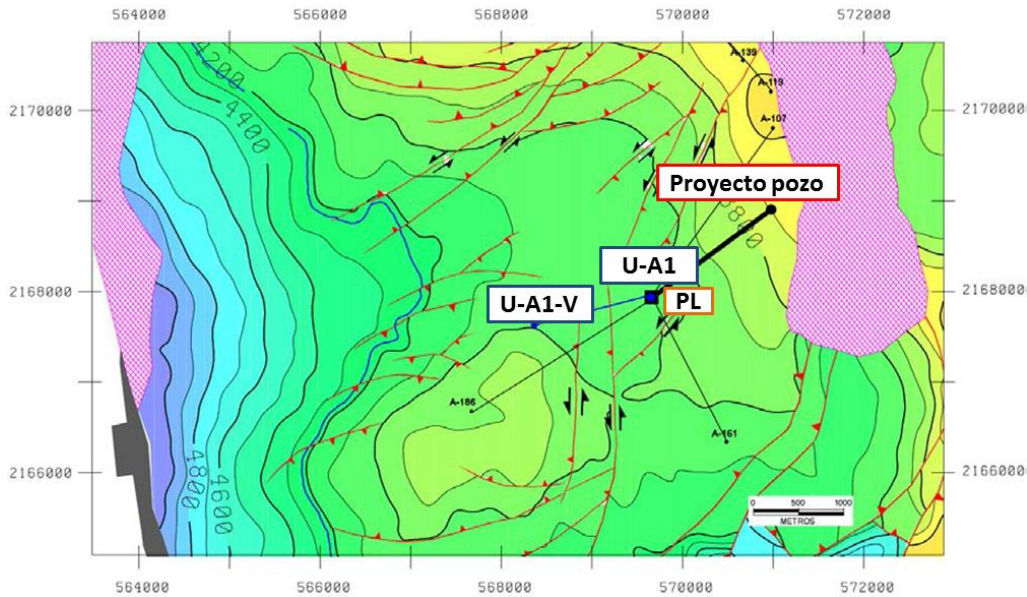


Figura 22. Mapa estructural de la cima de BKS, localización del proyecto pozo analizado.

La localización del pozo que se esta desarrollando, presenta cuatro opciones en la dirección SO-NE, en un azimut promedio de 53.51°, partiendo de la plataforma Universitario-PL. La profundidad total estimada por las propuestas esta por encima del contacto agua-aceite entre 200 y 300m aproximadamente, con lo que se puede estimar una producción de aceite sin presencia de agua.

3.3.4 Interpretación sísmica

La Figura 23 muestra las secciones sísmicas en profundidad con dirección NO-SE. En la misma se presenta el pozo Universitario-A1 y las diferentes opciones a perforar para el proyecto pozo estudiado. La línea de color verde corresponde a la cima del yacimiento BKS. A rasgos generales se puede observar que la estructura que se propone perforar corresponde a un monoclinal de bajo ángulo, formado inicialmente por los esfuerzos compresivos que afectaron el área a mediados-finales del Mioceno, originando fallas inversas y cabalgamientos de poco salto y que luego fue deformada por esfuerzos extensivos y de cizalla, que generaron una separación de bloques y posterior intrusión de un cuerpo salino al Este de la estructura. Igualmente se observa que dichos movimientos extensivos y caídas de bloques, colocaron en contacto sedimentos del Terciario (Paleoceno-Eoceno) con los sedimentos Cretácicos del yacimiento, originando de esta manera el cierre y posterior entrapamiento de la estructura. La localización del proyecto pozo se ubica al sureste de dicha estructura. Las diferentes trayectorias perforaran, echado arriba de la misma, entre los bloques originados por las distintas fallas inversas presentes sin llegar a intersectarlas. Igualmente se observa que las trayectorias propuestas se alejan, entre 200 y 300 metros, del contacto agua-aceite del campo.

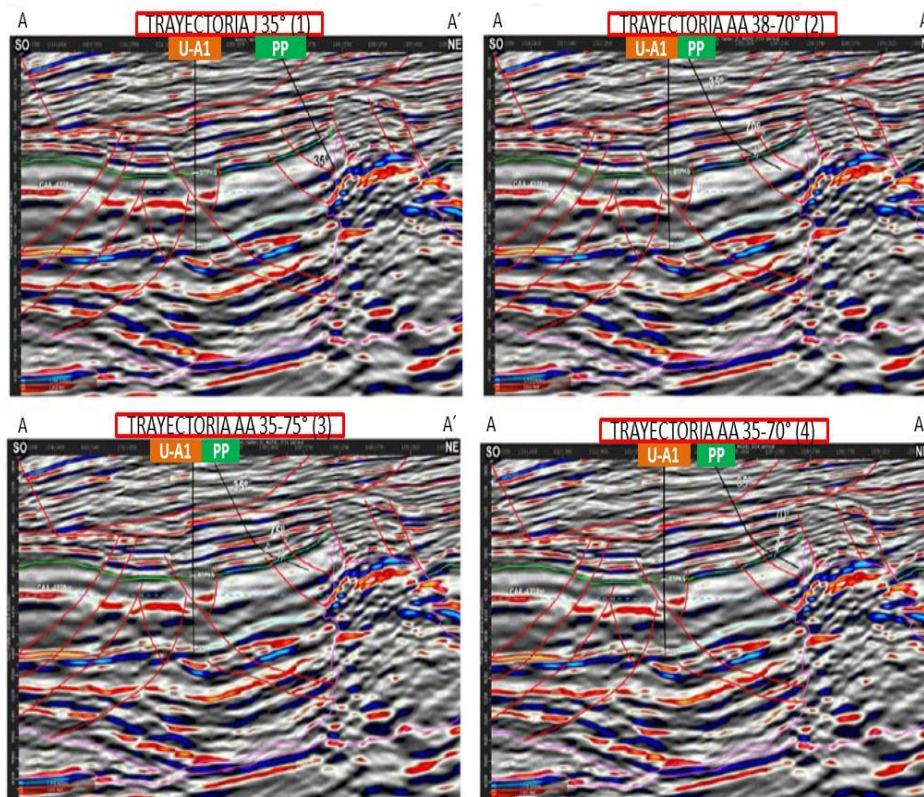


Figura 23. Sección sísmica arbitraria en profundidad en la dirección de la perforación de las trayectorias de la localización del proyecto pozo.

3.3.5 Sección geológica

La Figura 24 muestra las secciones geológicas de las diferentes propuestas en la localización del proyecto pozo analizado. Se aprecian dos estilos estructurales bien diferenciados, el primero de tipo compresivo, afectando a la sección Cretácica/Paleógeno y el segundo, de tipo extensivo, el cual afecto a los sedimentos Neógenos. Desde el punto de vista estructural, en la zona a perforar se observa un sistema de fallas de tipo inverso, originado por los esfuerzos compresivos que generaron las diferentes estructuras de área y deformados posteriormente por esfuerzos extensivos y de cizalla, que generaron caída de bloques y posterior intrusión salina. A nivel del yacimiento, la localización se encuentra propuesta en la zona superior de un bloque, generado por fallas inversas (FI1 y FI2). En la dirección de la trayectoria diseñada en este pozo, el yacimiento BKS presenta echados suaves (10° aproximadamente), en dirección suroeste.

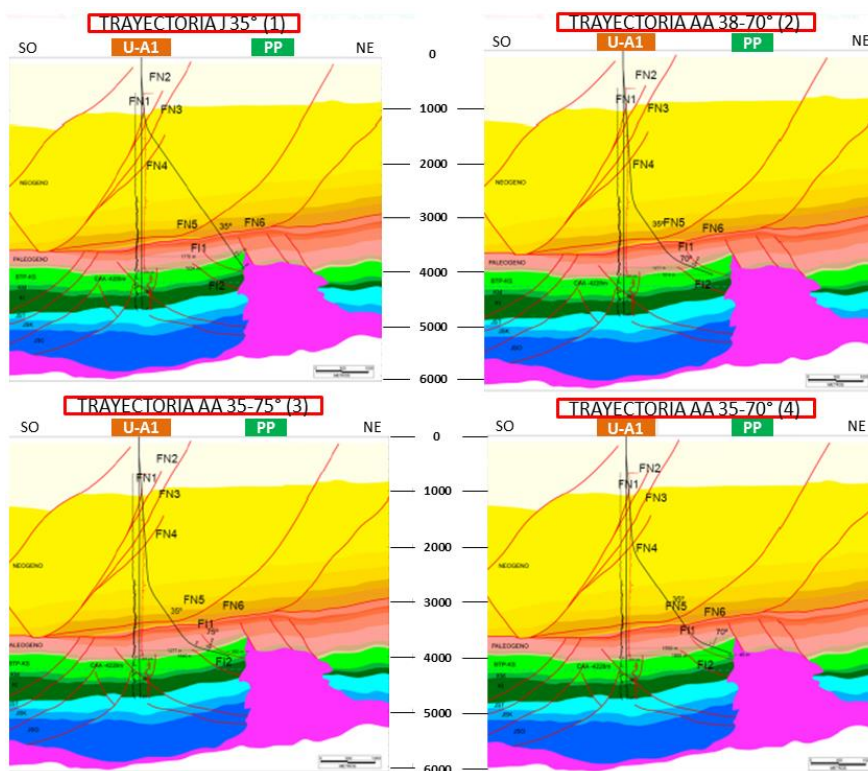


Figura 24. Sección estructural en donde se muestran las trayectorias a perforar en la localización del proyecto pozo.

La Figura 25 muestra la sección geológica-sísmica para las diferentes trayectorias propuestas para la localización del proyecto pozo, haciendo énfasis en las características de las estructuras a nivel de los sedimentos del Neógeno. En ella se observa un sistema de fallas normales escalonado con echados hacia el Oeste. Producto de este sistema de fallas los sedimentos de la sección Plio-Pleistoceno se encuentran basculados y rotados con una ligera inclinación en la misma dirección del echado de las fallas. Los sedimentos del Pleistoceno hasta el Mioceno presentan un echado

entre 15-20° hacia el Oeste. La trayectoria atravesara 6 fallas de crecimiento, las profundidades estimadas se mencionaran en la sección de columna geológica probable.

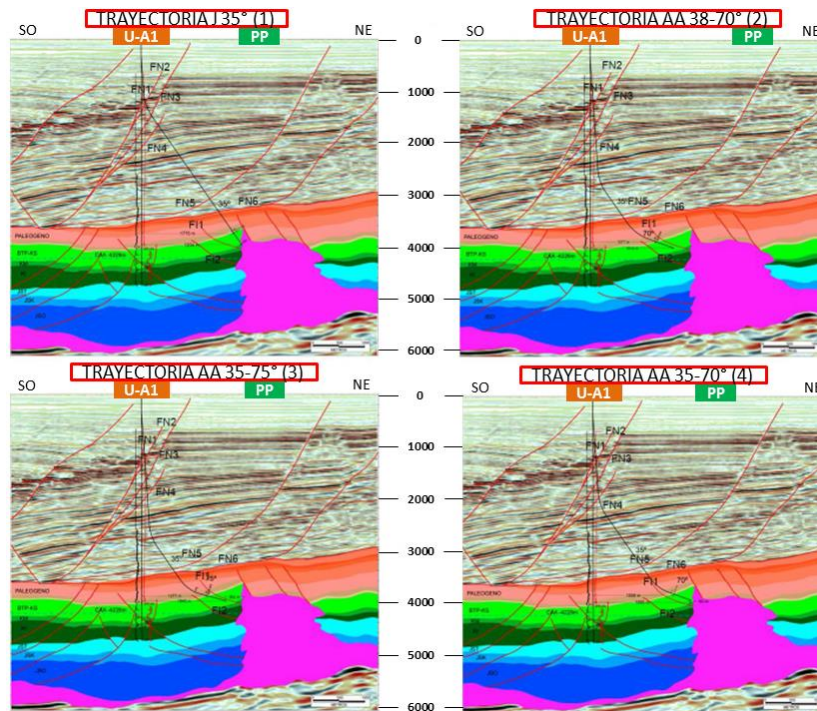


Figura 25. Sección geológica-sísmica en profundidad donde se muestran las trayectorias propuestas para la localización del proyecto pozo.

3.3.6 Eventos geológicos relevantes durante la perforación

Presencia de gas: Durante la perforación del pozo Puma-A, se observó una gasificación en el intervalo 1665-1669 md, registrando una lectura máxima de 24460 ppm, con un contenido de 100% de metano. En la perforación del pozo Universitario-A a 4048 md se observaron lecturas de gas combustible de 11020 ppm, mientras que perforando a 4054 md se observaron 14480 ppm de gas.

Lutitas reactivas: En el pozo Puma-A se observó en el intervalo 2330-2345 md intentos de atrapamientos, posiblemente por la presencia de lutitas laminares que son altamente reactivas con fluido de perforación, por lo cual deben tomarse precauciones.

Perdida de circulación: Durante la perforación del pozo Puma-A se observó pérdida de circulación parcial de 25 a 35 m³/h. En el caso de la perforación del pozo Universitario-A, se observó, a la profundidad de 1285 m, pérdida de circulación de 9.6 m³ en 15 min. Continuo perforando a la profundidad de 1551 m con pérdida de 2 m³/h, perforando a 1584 m, observo ganancia de 1.6 m³, así mismo gasificaciones con un máximo de 5000 ppm. Observo pérdida total de circulación en el yacimiento BKS a la profundidad 3729 m, mientras cortaba núcleo N°1. Finalmente durante la ampliación del agujero nucleado observo pérdida total de circulación a 3775 m.

Presencia de fallas: De acuerdo al modelo geológico, el yacimiento presenta un gran número de fallas de crecimiento. Ante esto se recomienda tener las previsiones con los planes de limpieza del agujero y evitar posibles atrapamientos de la sarta de perforación. Así mismo mantener un control direccional al atravesar la falla, ya que la trayectoria puede navegar por el plano de falla y salirse del objetivo de asentamiento de TR.

Zona de Sobrepresiones: Se estima atravesar una zona de alta presión a partir del Plioceno medio y donde se pueden presentar gasificaciones, derrumbes, atrapamiento de tubería y pérdida de circulación. En el pozo Puma-A, en el intervalo 2303 m, observo perdida parcial de circulación de $3\text{m}^3/\text{h}$, así mismo observo intentos de atrapamiento en el intervalo de 2330-2345 m e igualmente observo perdida de circulación de 11m^3 . En el pozo Universitario-A a la profundidad de 2158 m, detecto ganancia de 20 l/min y gasificaciones con un máximo de 6000 ppm. A 2383 m observo intentos de atrapamiento. Perforando a 2481 m, observo perdida de circulación parcial de $0.5\text{m}^3/\text{h}$ y después ganancia entre 20-30 l/min, así mismo gasificación máxima de 13700 ppm.

3.3.7 Opciones de trayectorias preliminares del pozo

Para la determinación de las posibles trayectorias a utilizar se realizo un análisis de información de los pozos vecinos del campo Universitario (eventos ocurridos durante la perforación tales como atrapamientos, brotes, derrumbes, pruebas de goteo y problemas ocurridos). También se considerando las limitaciones geológicas, problemáticas y características de los yacimientos de estos campos para el Cretácico (Carbonatos) por lo que se determinó que es posible técnicamente considerar la construcción de pozos direccionales y horizontales. Durante la visualización de esta localización se trabajaron con 4 trayectorias. Dichas trayectorias se pueden perforar con un mínimo riesgo, y parámetros de perforación favorable como lo son, valores de severidad no mayores a $2.4^\circ/30\text{m}$, diámetros de tubulares que permitan cumplir con el objetivo tanto de perforación como producción.

A continuación se describen cada una de las trayectorias trabajadas en esta fase:

- Opción 1: Perforar agujero de 35° de inclinación @ 4561 md (3983 mv).
 - Perforar agujero con 35° de inclinación.
 - Máximo ángulo de 35° desde 1555 md/ 1522 mv, hasta 4561 md/ 3983 mv, según la trayectoria planificada.
 - Máxima severidad de $2^\circ/30\text{m}$, desde 1110md/1108mv, hasta 1556 md/1552mv.
- Opción 2: Perforar agujero de 38° de inclinación @ 2945md (2905mv) y 70° de inclinación @ 4280 md (3858mv).
 - Perforar agujero con 38° de inclinación y 70° a la entrada de la formación objetivo.
 - Máximo ángulo de 70° desde 4280 md/3858mv, hasta 4783md/4030mv, según la trayectoria planificada.
 - Máxima severidad de $2^\circ/30\text{m}$, desde 3810md/3587mv, hasta 4281md/3858mv.
- Opción 3: Perforar agujero de 35° de inclinación @ 3025md (2987mv) y 75° de inclinación @ 4282 md (3894 mv).

- Perforar agujero con 35° de inclinación y 75° a la entrada de la formación objetivo.
- Máximo ángulo de 75° desde 4282md/3894mv, hasta 4810md/4030mv, según la trayectoria planificada.
- Máxima severidad de 2.4°/30m, desde 3810/3630mv, hasta 4282md/3894mv.
- Opción 4: Perforar agujero de 35° de inclinación @ 2375md (2339mv) y 70° de inclinación @ 4298 md (3814mv).
 - Perforar agujero con 35° de inclinación y 70° a la entrada de la formación objetivo.
 - Máximo ángulo de 70° desde 4298 md/3814mv, hasta 4769md/3975mv, según la trayectoria planificada.
 - Máxima severidad de 2.3°/30m, desde 3870md/3563mv, hasta 4298md/3814mv.

A continuación se muestran de manera gráfica las cuatro trayectorias para visualizar las diferencias entre ellas.

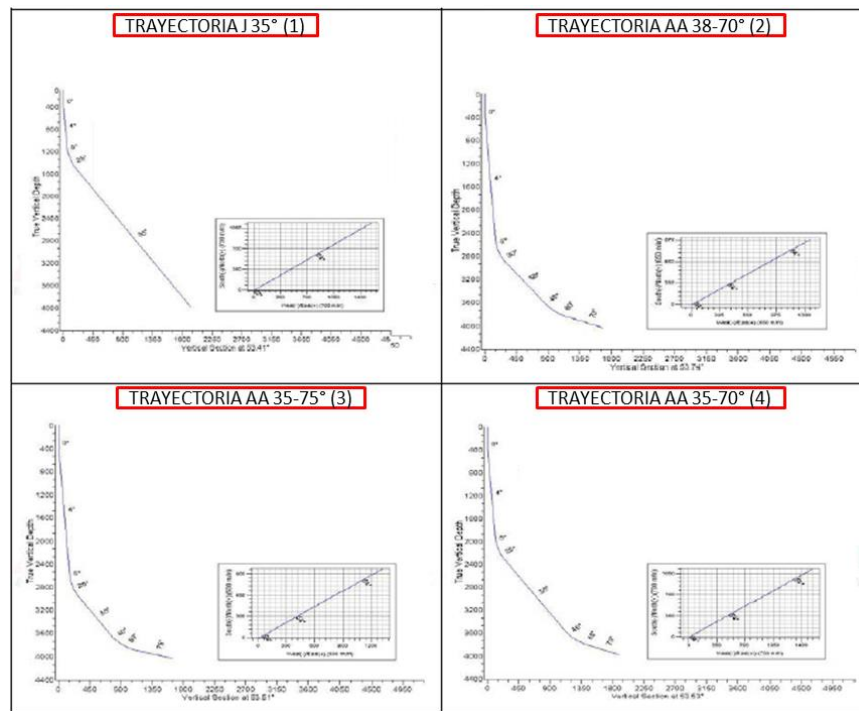


Figura 26. Comparación de trayectorias propuestas.

3.3.8 Columna geológica probable

La Tabla 10 muestra las cimas de los pozos de correlación y la de los pozos prospectos analizados en este proyecto (columnas geológicas estimadas de la localización para cada opción planteada). Con el análisis de dicha información se estima que las características estratigráficas y estructurales para las opciones visualizadas para el proyecto pozo presenten poca o nula variación. Se espera que la entrada del yacimiento BKS en la zona de localización del pozo que se está diseñando se encuentre muy cercana a la profundidad encontrada en el pozo Universitario-A y varios metros por encima de la encontrada por el pozo delimitador Universitario-A1. Del mismo modo, se espera

que los espesores de la sección del Terciario se mantengan iguales a los encontrados en el pozo Universitario-A.

COLUMNA GEOLÓGICA DE LOS POZOS DE CORRELACIÓN Y OPCIONES DE POZOS TIPO						
Edad (Cima)	Universitario-A (MVBMR)	Universitario-A1 (MVBMR)	Opción 1 (35°) (MVBMR)	Opción 2 (38-70°) (MVBMR)	Opción 3 (35-75°) (MVBMR)	Opción 4 (35-75°) (MVBMR)
Reciente Pleistoceno	144	139	158	158	158	158
Plioceno Superior	1170	1150	1112	1112	1112	1112
Plioceno Medio	2710	2800	2672	2771	2772	2718
Plioceno Inferior	2920	3100	2972	3119	3121	3076
Mioceno Superior	3070	3280	3122	3247	3276	3196
Mioceno Medio	3245	3420	3263	3407	3409	3322
Mioceno Inferior	3255	3500	-	3442	3444	3426
Oligoceno Superior	3280	3530	-	3473	3475	3448
Oligoceno Medio	3305	3555	3369	3490	3485	3466
Oligoceno Inferior	-	3570	3401	3521	3523	3489
Eoceno Superior	3325	3615	3449	3577	3579	3543
Eoceno Medio	3335	3670	3485	3608	3611	3566
Eoceno Inferior	3435	3770	3577	3678	3685	3645
Paleoceno Superior	3600	3970	3664	3854	3858	3775
Paleoceno Inferior	3685	4045	3745	3922	3923	3834
Brecha (BTP-KS)	3712	4065	3775	3953	3953	3873
Cretácico Medio	-	4442	-	-	-	-
Cretácico Inferior	-	4515	-	-	-	-
Jurásico S. Tithoniano	-	4665	-	-	-	-
Profundidad Total	3873.5	4710	3984	4056	4031	3975

Tabla 10. Profundidades de las cimas en los pozos de correlación y trayectorias propuestas.

A nivel del Terciario se identificaron seis fallas de crecimiento las cuales son intersectadas por las cuatro trayectorias propuestas a las profundidades reportadas en la Tabla 11, las cuales tienen que ser consideradas en el modelo geomecánico de la localización elaborado para la perforación de la misma.

PROFUNDIDADES DE LAS FALLAS PARA LAS TRAYECTORIAS PROPUESTAS				
CIMA	Opción 1 (35°) (MVBMR)	Opción 2 (38-70°) (MVBMR)	Opción 3 (35-75°) (MVBMR)	Opción 4 (35-75°) (MVBMR)
FN1	1049.28	1112.14	1112.14	1112.14
FN2	1269.92	1305.67	1305.67	1305.67
FN3	1506.42	1677.76	1677.76	1677.76
FN4	1704.82	1997.97	1997.97	1997.44
FN5	3121.95	3408.67	3408.67	3322.17
FN6	3368.51	3491.40	3491.40	3465.52

Tabla 11. Profundidades identificadas para las fallas en las trayectorias propuestas.

3.3.9 Modelo geomecánico

El objetivo principal del análisis de geopresiones (modelo geomecánico) para el diseño de perforación es predecir las zonas con presiones anormales que pudiesen ocasionar problemas de inestabilidad del agujero durante la perforación y al mismo tiempo obtener una ventana operativa para determinar los asentamientos de las tuberías de revestimiento.

Para elaborar el modelo geomecánico se revisa, analiza y evalúa la información disponible del campo y de los pozos de correlación para el proyecto pozo, con la finalidad de obtener un diagnostico del tipo y cantidad de datos con los que se cuenta. Se analizo la información obtenida durante la perforación y terminación, es decir, datos geológicos, geofísicos, y de perforación.

Con dicha información la presión de poro fue calculada en base a los datos disponibles de los registros de resistividad y sónico, de acuerdo a la siguiente metodología:

- Calculo del gradiente de sobrecarga mediante la integración a profundidad del registro de densidad.
- Selección y transferencia de puntos de lutita, de los indicadores litológicos (RG Y/O SP) a los indicadores de porosidad (resistividad, sónico y densidad).
- Línea de tendencia de compactación normal.
- Cálculo de la presión de poro (Eaton) y gradiente de fractura (Matthews & Kelly e Eaton).

Con lo anterior se pudo obtener las ventanas operativas finales de geopresiones para las cuatro trayectorias visualizadas (Figura 27). Las curvas resultantes muestran un comportamiento con valores cercanos a la presión normal hasta la profundidad aproximada de 2400 m (parte media del Plioceno Superior), para iniciar su incremento gradual (zona de transición) hasta la profundidad aproximada de 2800m, para entrar en la zona de altas presiones y alcanzar un valor máximo de presión de poro, alrededor de 1.79 g/cm³, en la edad del Eoceno Inferior, iniciando su regresión en el Paleoceno Superior, hasta alcanzar un nivel de presión alrededor de 0.62 g/cm³ en la formación

objetivo (BTP-KS). Dicho comportamiento debe ser confirmado y calibrado durante la perforación de la localización. En dichas figuras se muestran:

- I. En la primera columna de izquierda a derecha se presenta la profundidad medida en metros desarrollados.
- II. En la segunda columna se observa la columna geológica del pozo.
- III. En la tercera columna se muestra la mecánica estratigráfica del pozo donde se realizo la discriminación de las arenas, lutitas y mudstone.
- IV. En la cuarta columna los resultados de la presión de poro estimada (curva guinda), así mismo el gradiente de fractura (curva azul) y sobrecarga (curva rosa).

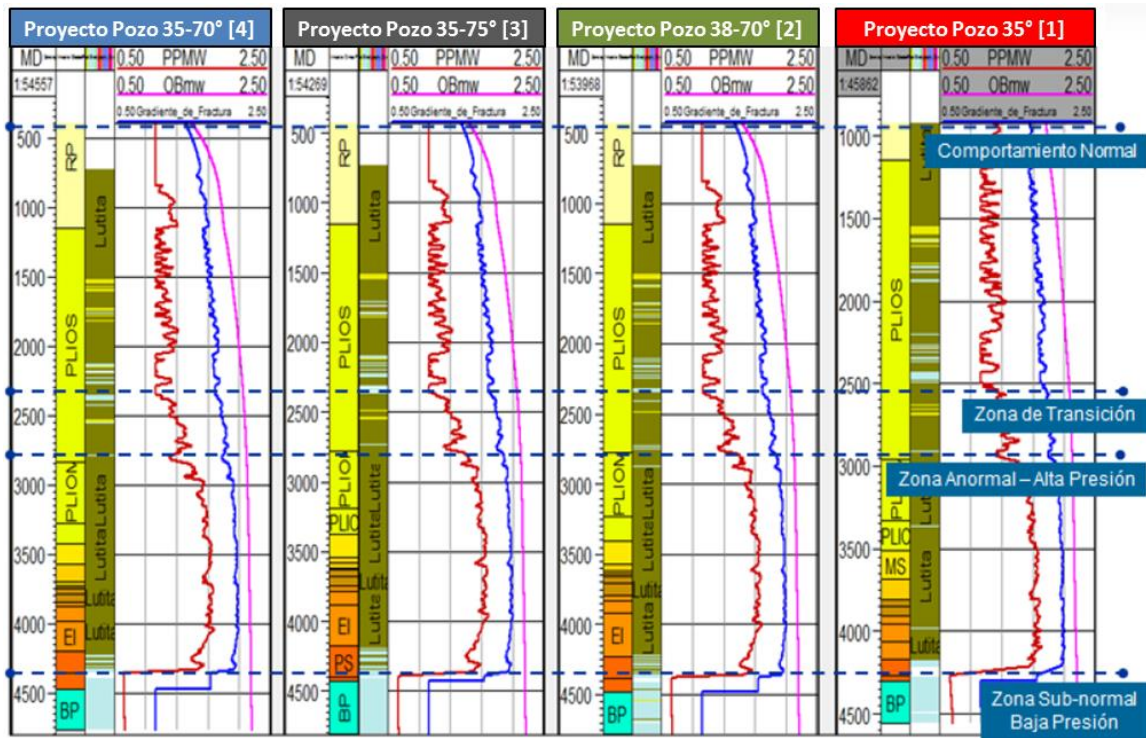


Figura 27. Ventanas operativas de geopresiones. Opciones de la localización para el proyecto pozo.

3.3.10 Asentamiento de tuberías de revestimiento.

La determinación del posible asentamiento de las tuberías de revestimiento de los pozos, se basa en la información de los pozos actuales, la experiencia que se tiene al perforar en áreas análogas a este estudio, el modelo de geopresiones existente y gráficas de riesgo. Para la visualización de las diferentes arquitecturas o esquemas mecánicos para el proyecto pozo se tomaron diferentes opciones con diámetros de tubulares que se adecuen para poder cumplir con los requerimientos de producción, yacimiento y geología. A continuación se hace una descripción de trabajo a realizar para las distintas opciones mecánicas propuestas para el proyecto pozo:

- TR conductora (perforada y cementada), la cual servirá como un medio de circulación, aproximadamente a 300 mv.

Grupo 2

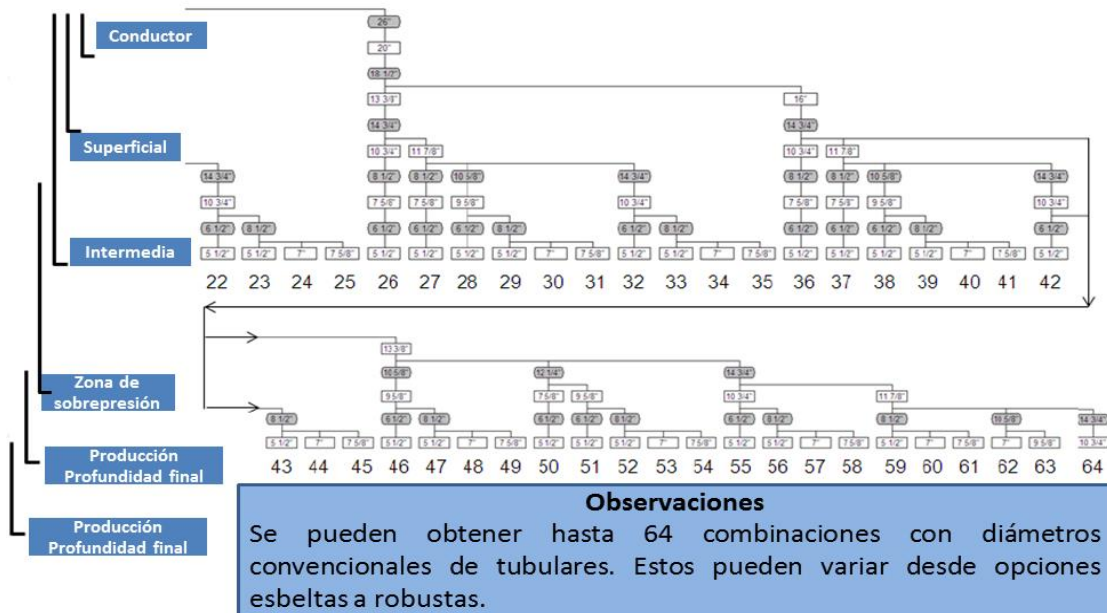


Figura 29. Opciones de arquitectura para la localización del proyecto pozo en el grupo 2.

Las 64 opciones mecánicas posibles visualizadas se someten a una primera selección en base a las premisas mencionadas anteriormente y al cumplimiento de los requerimientos del proyecto.

Para seleccionar las opciones que presenten el mayor beneficio se siguen los siguientes criterios:

- Iniciar la perforación con una tubería conductora de diámetro reducido (16”), puede poner en riesgo el éxito del proyecto tanto desde el punto de vista de perforación como de producción, por lo cual estas opciones se descartan.
- Con la finalidad de contar con un diámetro de tubería de contingencia, se debe obviar las opciones donde se termine con una tubería de explotación de 5 ½”.
- Las TR’s de 13 5/8 y 11 7/8” no soportan cargas de producción cuando se encuentra cubriendo la zona de sobrepresión, por lo cual las opciones donde esta ocurrencia se presente deben ser descartadas como una opción.

Las opciones restantes deben ser evaluadas para seleccionar la que desde el punto de vista de productividad y perforación del pozo tenga las mayores ventajas. Esto se evaluará en la siguiente etapa del proceso VCDSE con el aporte de otros detalles técnicos y económicos. A continuación se muestran las arquitecturas posibles para esta localización, donde se tienen las opciones de diámetros que cumplan con los requerimientos solicitados por las distintas áreas.

TR	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5	Opción 6	Opción 7	Opción 8	Opción 9
Conductor	20	20	30	30	30	30	30	30	30
Superficial	16	16	16	20	20	20	20	20	20
Intermedia	13 5/8	13 5/8	13 5/8	13 5/8	13 5/8	16	16	16	16
Producción	11 7/8	11 7/8	11 7/8	11 7/8	11 7/8	11 7/8	11 7/8	13 5/8	13 5/8
Explotación	9 5/8	10 3/4	9 5/8	9 5/8	10 3/4	9 5/8	10 3/4	9 5/8	10 3/4
Explotación AD	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2	8 1/2

Tabla 12. Opciones de arquitectura para la localización del proyecto pozo.

Con estas opciones de arquitectura para el proyecto pozo se está cumpliendo con los requerimientos funcionales para este proyecto. Adicionalmente se cuenta con un diámetro adicional por cualquier contingencia que se presente durante la perforación. Estas opciones permiten la toma de información de núcleos, registros, presión y producción, que permitirán la evaluación precisa del tamaño y potencialidad del descubrimiento.

3.3.11 Tipo de terminaciones

De acuerdo a los requerimientos funcionales y tomando como referencia todos los casos de trayectoria de pozo y asentamiento de TR'S se visualizó la terminación sencilla en agujero descubierto, aunque no se descartan las opciones de agujero entubado para posteriormente ser disparado y liner ranurado.

Las terminaciones con doble aparejo de producción son factibles, pero se descartan ya que el riesgo asociado a este tipo de terminaciones es demasiado alto debido a la gran cantidad de elementos tubulares introducidos al pozo, combinado con la estadística de fallas de aparejo de las terminaciones sencillas. Los análisis de escala de riesgos realizados en otros estudios para los diferentes tipos de terminaciones, muestran que las terminaciones con doble aparejo son las de más alta complejidad.

En todos los tipos de terminaciones visualizadas se considera el uso exclusivo de un Sistema Artificial de Producción (SAP) del tipo Bombeo Electrocentrífugo (BEC) desde el inicio de su vida productiva, ya que la presión del campo Universitario no es la suficiente para llevar el aceite pesado desde el fondo del pozo hasta la superficie, ofreciendo así las mayores ventajas para su instalación en el proyecto pozo. Así mismo se seleccionó como principal opción la instalación de BEC en configuración Dual con el propósito de contar con un equipo de respaldo que entrará en operación una vez que el equipo principal falle, permitiendo prolongar el tiempo de operación del pozo.

La configuración del equipo incluye el uso de encapsulados que permitan la circulación del fluido producido a través del motor, esto con el fin de permitir el enfriamiento del mismo. El equipo BEC principal estará ubicado en el encapsulado superior y el equipo de respaldo en el encapsulado inferior. Por otra parte se propone la instalación de empacador en fondo para evitar el contacto de

los fluidos del yacimiento con la TR y cables de potencia. Se recomienda el uso de un aparato de producción integral de 5 ½", permitiendo optimizar el transporte del crudo a la superficie.

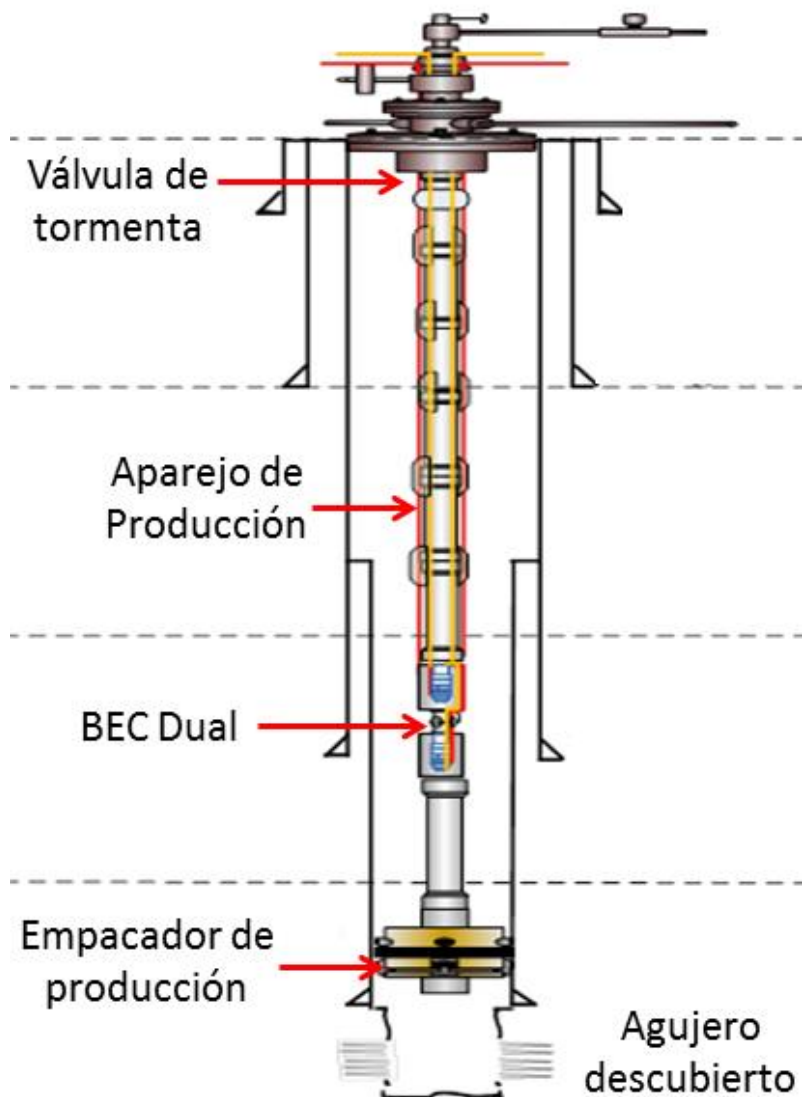


Figura 30. Esquema representativo del tipo de terminación visualizada para el proyecto pozo.

3.3.12 Estimación del gasto inicial y pronóstico de producción

Tomando en cuenta los gastos iniciales obtenidos en los pozos Universitario-1, Universitario DL-1 y Puma-1 (4121, 3822 y 6492 BPD respectivamente), se estima que el gasto inicial con el cual producirá el pozo tipo tendrá un valor promedio de 5000 BPD, en un rango de ocurrencia que podría estar entre 2000 y 5700 BPD dependiendo de las condiciones de calidad de la roca y espesor del horizonte productor. Los pronósticos de producción para cada trayectoria propuesta son los siguientes:

3.3.12.1 Opción 1

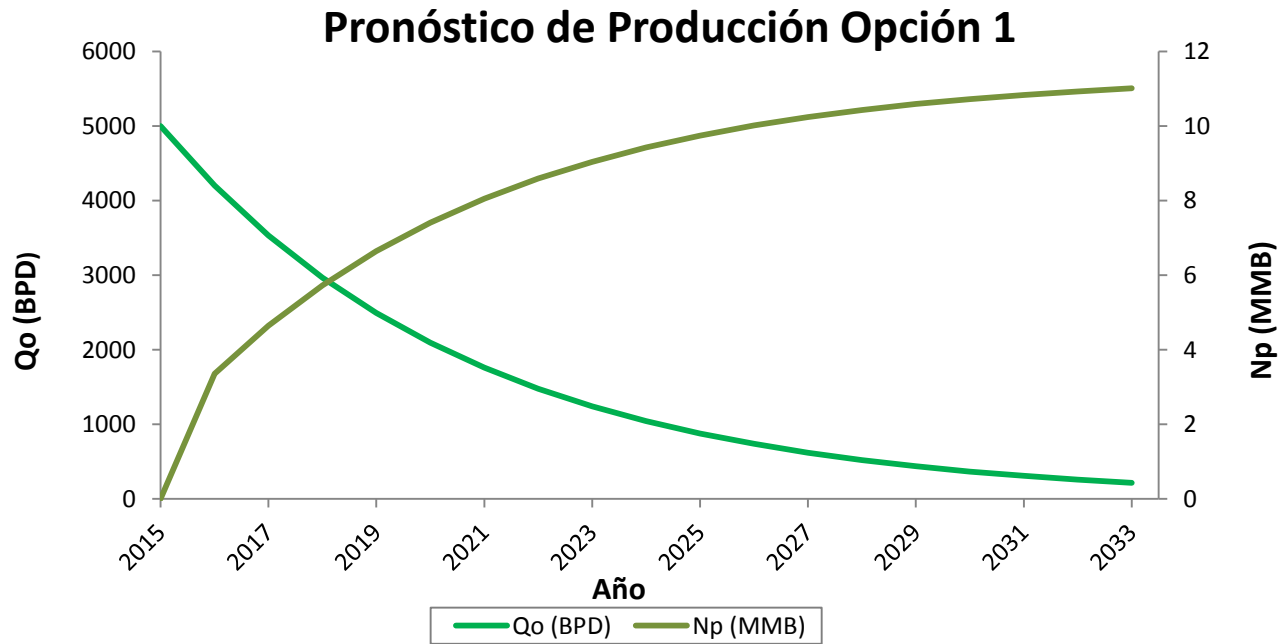


Figura 31. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 1.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Qo (BPD)	5000	4201	3530	2967	2493	2095	1760	1479	1243	1044	878	737	620	521	438	368	309	260	218
Np (MMB)	0.00	3.36	4.65	5.73	6.64	7.40	8.05	8.59	9.04	9.42	9.74	10.01	10.24	10.43	10.59	10.72	10.83	10.93	11.01

Tabla 13. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 1.

3.3.12.2 Opción 2

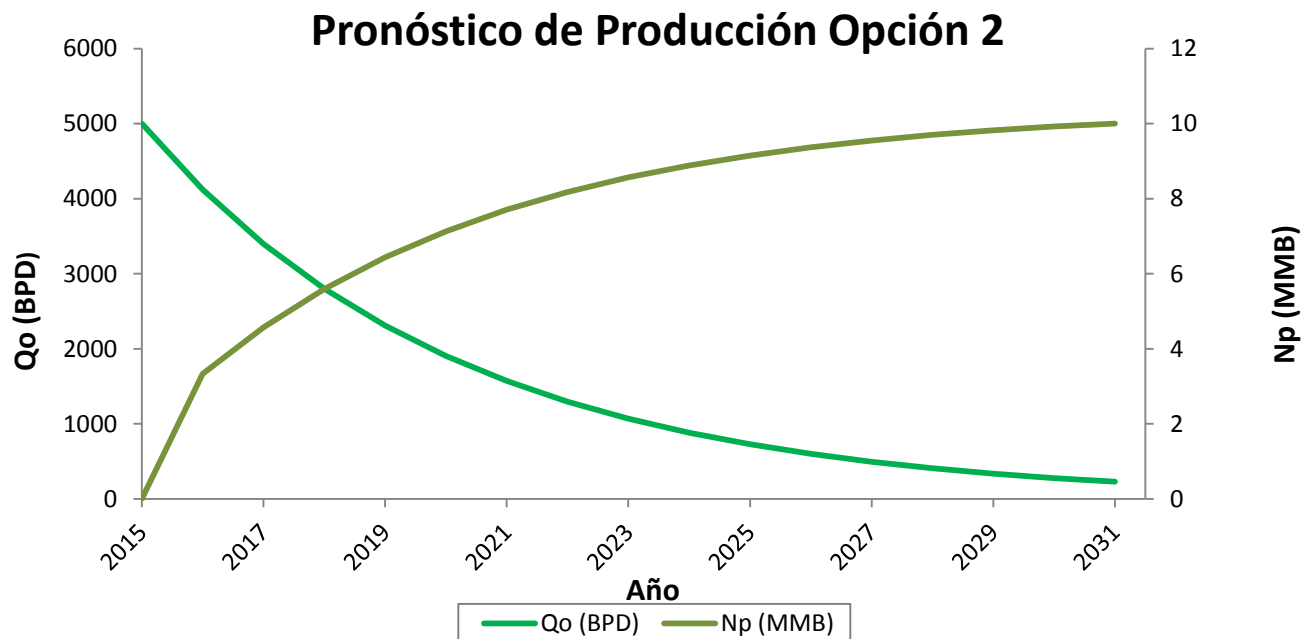


Figura 32. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 2.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Qo (BPD)	5000	4122	3399	2802	2310	1905	1571	1295	1068	880	726	598	493	407	335	276	228
Np (MMB)	0.00	3.33	4.57	5.59	6.44	7.13	7.70	8.18	8.57	8.89	9.15	9.37	9.55	9.70	9.82	9.92	10.01

Tabla 14. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 2.

3.3.12.3 Opción 3

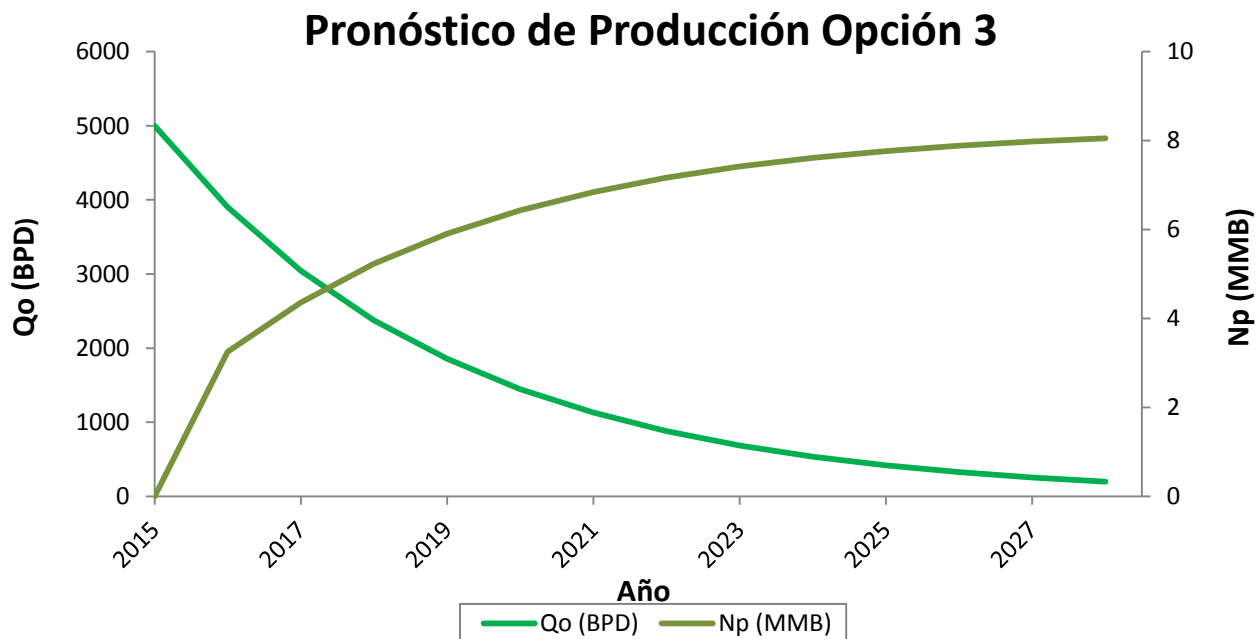


Figura 33. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 3.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Qo (BPD)	5000	3902	3045	2376	1854	1447	1129	881	688	537	419	327	255	199
Np (MMB)	0.00	3.25	4.36	5.23	5.90	6.43	6.84	7.17	7.42	7.61	7.77	7.89	7.98	8.05

Tabla 15. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 3.

3.3.12.4 Opción 4

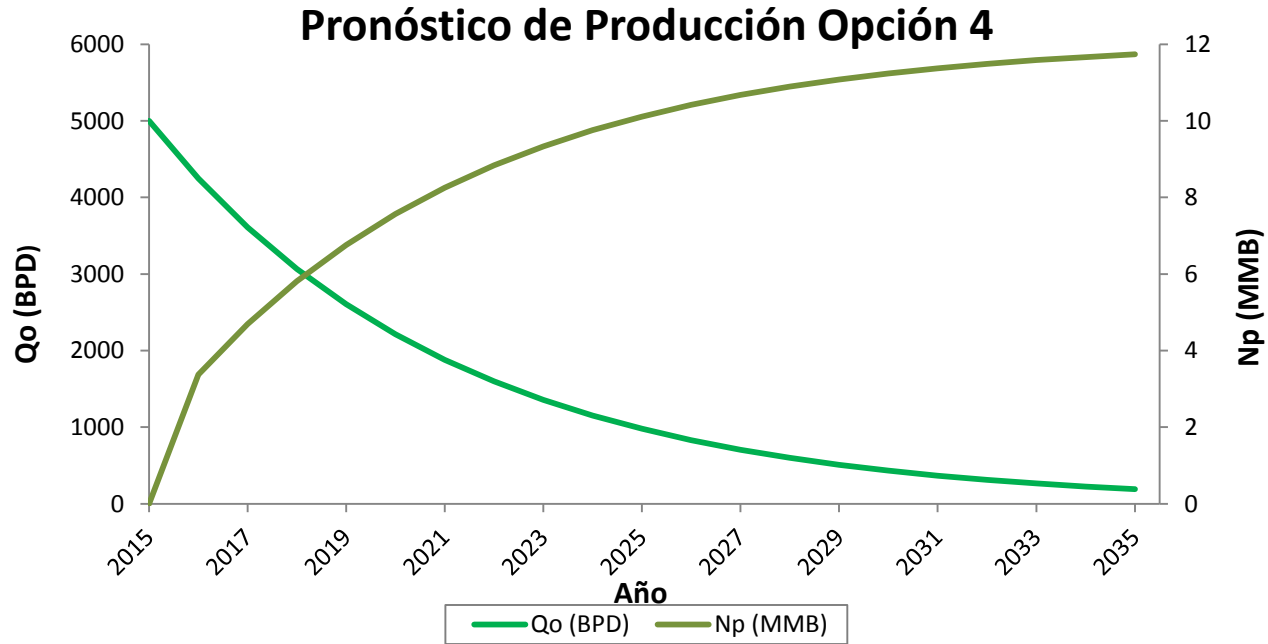


Figura 34. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 4.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Qo (BPD)	5000	4248	3609	3066	2605	2213	1880	1597	1357	1153	980	832	707	601	510	434	368	313	266	226	192
Np (MMB)	0.00	3.38	4.69	5.81	6.76	7.57	8.26	8.84	9.34	9.76	10.11	10.42	10.68	10.90	11.08	11.24	11.37	11.49	11.59	11.67	11.74

Tabla 16. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 4.

3.3.13 Estimación de tiempos clase V

Para el análisis del tiempo en esta fase en la localización del proyecto pozo, se procedió a revisar los reportes SIOP de los pozos existentes en el campo Universitario, para luego clasificar las actividades de perforación y terminación. Al revisar la información de los pozos de correlación, se contemplaron los tiempos de las actividades de perforación para obtener un tiempo estimado Clase V. Para ello, se determinó el tiempo de construcción por metro para cada etapa de los pozos cercanos a la localización analizada, luego se extrapolo a las arquitecturas propuestas por el especialista de perforación para cada caso que se desarrollaron a los objetivos en estudios. Seguido se identificaron los principales problemas operacionales que se presentaron durante la perforación de los pozos vecinos Universitario-A y Universitario-A1, como problemas de pérdida de circulación, resistencia durante la perforación, atrapamientos, altos torques y daños en los equipos superficiales los cuales incrementan costos y tiempos de perforación y terminación de pozos; estos factores inciden, ponderando su influencia, sobre las variables físicas y técnicas del yacimiento, del pozo, así como la complejidad operativa.



Figura 35. Metodología aplicada para los pozos de correlación.

Se construyó una gráfica de las curvas de avance de los pozos de correlación para el proyecto pozo, tal como se muestra en la Figura 36, la cual muestra los puntos de atención para realizar un análisis mas exhaustivo y minimizar los riesgos operacionales durante la perforación del pozo.

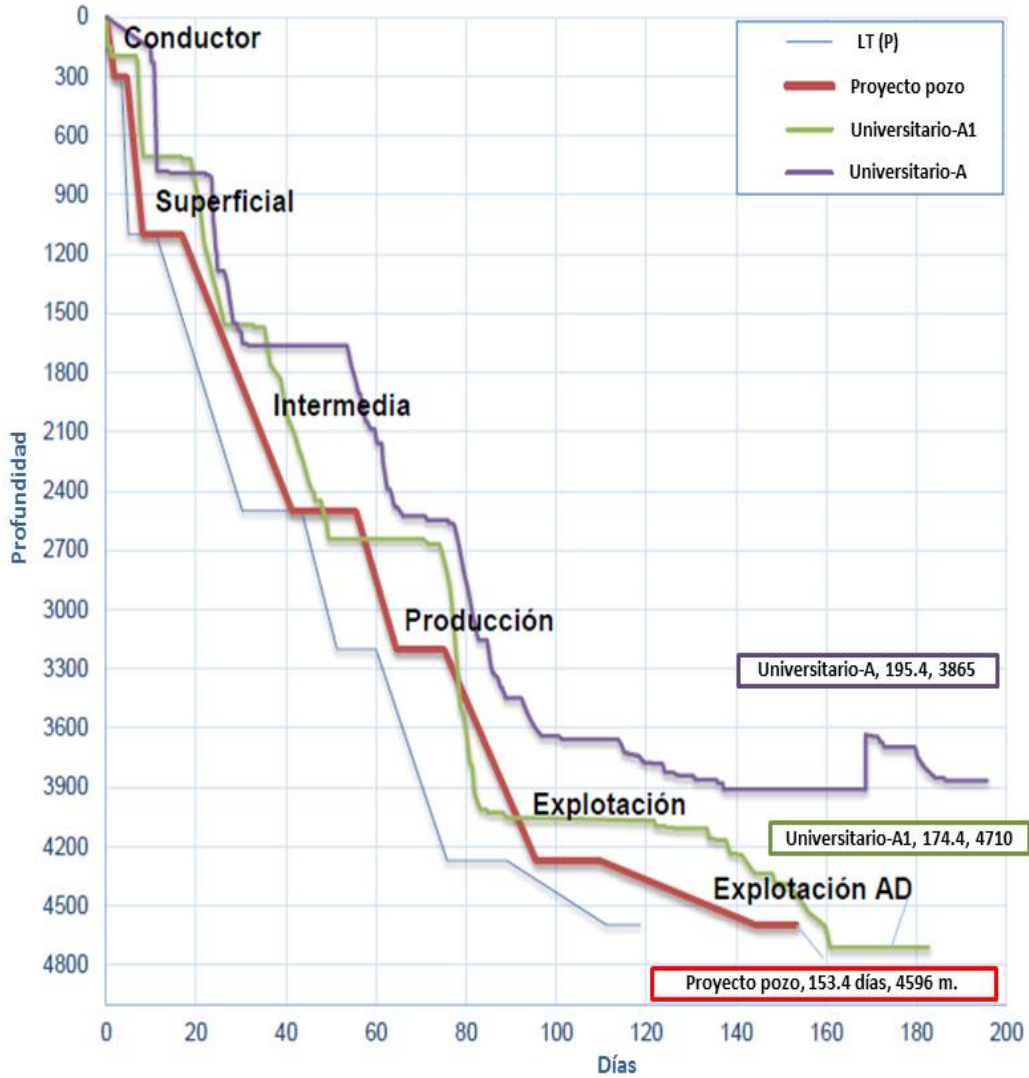


Figura 36. Curva de avance de pozos de correlación y del proyecto pozo.

El tiempo que se estimo para cada uno de los casos propuestos, son catalogados como tiempos clase V de perforación y para la estimación de los escenarios, se tomo en cuenta alcanzar la profundidad objetivo. Estos tiempos son directamente proporcionales a la profundidad total de cada pozo. Para todos los casos del proyecto pozo analizado se estima un total de 153 días para la fase de perforación.

Resumen de Tiempos vs Profundidad		
Desviación	Profundidad (m)	Tiempo (Días)
35° (1)	4561	153
38-70° (2)	4780	
35-75° (3)	4810	
35-70° (4)	4769	

Tabla 17. Profundidades y tiempos para cada opción.

Para el caso de las terminaciones en el proyecto pozo se esta programando un tiempo de 35 días debido a que las terminaciones contemplan la introducción del equipo Bombeo Electrocentrífugo (BEC), lo cual implica mayor tiempo, debido a que la introducción de los aparejos con bombas BEC requieren mas operaciones para evitar daños mecánicos al sistema y garantizar su optimo funcionamiento.

3.3.14 Análisis de costos clase V de las opciones visualizadas

3.3.14.1 Costos clase V de perforación

Para la visualización se hizo el costeo genérico de un pozo tipo. Los resultados se muestran en la Tabla 18 la cual muestra el costo clase V para perforar un pozo con una plataforma fija.

	Opción 1 (35°)	Opción 2 (38-70°)	Opción 3 (35-75°)	Opción 4 (35-70°)
Profundidad desarrollada	4561	4780	4810	4769
Días programados	153			
Desviación	35°	38-70°	35-75°	35-70°
Rubro	Total	Total	Total	Total
Equipo	202,085,308.00	207,971,287.00	223,667,234.00	207,971,287.00
Logística	79,491,400.00	81,806,683.00	87,980,772.00	81,806,683.00
Materiales	78,030,630.00	79,086,395.00	79,758,245.00	79,086,395.00
Seguridad y ecología	7,455,869.00	7,673,031.00	8,252,127.00	7,673,031.00
Servicios	162,626,930.00	164,827,294.00	166,227,526.00	164,827,294.00
Total general (pesos)	529,690,136.00	541,364,690.00	565,885,905.00	541,364,690.00

Tabla 18. Costos clase V para perforación.

3.3.14.2 Costos clase V de terminación

Para las opciones de trayectoria propuestas, se realizo un estimado de costos clase V para la terminación definitiva (Tabla 19).

Descripción	Terminación + BEC (pesos)
Equipos	44,996,331.00
Materiales	4,173,802.00
Servicios	28,730,518.00
Logística	14,400,000.00
Seguridad y ecología	6,379,571.00
Total (pesos)	98,680,222.00

Tabla 19. Costos clase V para terminación.

3.3.15 Evaluación económica

La evaluación económica de los escenarios visualizados toma en cuenta ciertas consideraciones y premisas económicas que junto a la información generada en esta fase del proyecto permite obtener y analizar los indicadores económicos que determinan la viabilidad económica del proyecto. Los insumos o datos de entrada son los pronósticos de producción de hidrocarburos, precio del crudo (para analizar el impacto que tiene este parámetro se consideran 3 valores distintos), tasa de descuento, paridad cambiaria (en este parámetro también se consideran 3 valores de acuerdo al precio del aceite) y los costos asociados a la perforación y terminación del proyecto pozos. En la Tabla 20 se indican las premisas utilizadas en el proyecto pozo:

	Evaluación A	Evaluación B	Evaluación C
Precio del aceite (usd/bbl)	18.900	37.360	90.050
Tipo de cambio (pesos/usd)	18.608	16.8382	13.2162
Costo de operación y mantenimiento (usd/bbl)	6.09		
Tasa de descuento (%)	12		
Impuestos (%)	70		

Tabla 20. Premisas utilizadas para la evaluación económica.

En la Tabla 21, 22, 23 y 24 se muestran los indicadores obtenidos para cada opción visualizada:

3.3.15.1 Opción 1

		INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN 1	
Evaluación A	Límite económico: 878 BPD, año 2025	VPN (\$)	199,172,266.00
		VPI (\$)	648,901,587.00
		EI (\$/\$)	0.31
		RBC (\$/\$)	0.32
		TIR (%)	9
Evaluación B	Límite económico: 438 BPD, año 2029	VPN (\$)	815,255,468.00
		VPI (\$)	1,835,712,324.00
		EI (\$/\$)	0.44
		RBC (\$/\$)	1.30
		TIR (%)	15
Evaluación C	Límite económico: 218 BPD, año 2033	VPN (\$)	1,990,528,083.00
		VPI (\$)	4,039,122,894.00
		EI (\$/\$)	0.49
		RBC (\$/\$)	3.17
		TIR (%)	----

Tabla 21. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 1.

3.3.15.2 Opción 2

INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN 2			
Evaluación A	Límite económico: 1068 BPD, año 2023	VPN (\$)	128,582,305.00
		VPI (\$)	456,480,212.00
		EI (\$/\$)	0.28
		RBC (\$/\$)	0.20
		TIR (%)	9
Evaluación B	Límite económico: 407 BPD, año 2028	VPN (\$)	746,990,859.00
		VPI (\$)	1,644,914,826.00
		EI (\$/\$)	0.45
		RBC (\$/\$)	1.17
		TIR (%)	16
Evaluación C	Límite económico: 228 BPD, año 2031	VPN (\$)	1,855,846,373.00
		VPI (\$)	3,605,143,495.00
		EI (\$/\$)	0.51
		RBC (\$/\$)	2.90
		TIR (%)	----

Tabla 22. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 2.

3.3.15.3 Opción 3

INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN 3			
Evaluación A	Límite económico: 1129 BPD, año 2021	VPN (\$)	15,022,250.00
		VPI (\$)	215,673,848.00
		EI (\$/\$)	0.07
		RBC (\$/\$)	0.02
		TIR (%)	6
Evaluación B	Límite económico: 419 BPD, año 2025	VPN (\$)	570,923,011.00
		VPI (\$)	1,176,212,272.00
		EI (\$/\$)	0.49
		RBC (\$/\$)	0.86
		TIR (%)	17
Evaluación C	Límite económico: 199 BPD, año 2028	VPN (\$)	1,554,006,712.00
		VPI (\$)	2,797,062,398.00
		EI (\$/\$)	0.56
		RBC (\$/\$)	2.34
		TIR (%)	81

Tabla 23. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 3.

3.3.15.4 Opción 4

INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN 4			
Evaluación A	Límite económico: 980 BPD, año 2025	VPN (\$)	207,296,673.00
		VPI (\$)	674,602,679.00
		EI (\$/\$)	0.31
		RBC (\$/\$)	0.32
		TIR (%)	10
Evaluación B	Límite económico: 434 BPD, año 2030	VPN (\$)	856,738,626.00
		VPI (\$)	1,995,568,863.00
		EI (\$/\$)	0.43
		RBC (\$/\$)	1.34
		TIR (%)	15
Evaluación C	Límite económico: 192 BPD, año 2035	VPN (\$)	2,074,996,575.00
		VPI (\$)	4,396,408,726.00
		EI (\$/\$)	0.47
		RBC (\$/\$)	3.24
		TIR (%)	----

Tabla 24. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 4.

3.4 Etapa de Conceptualización

Definidas las diversas opciones de tipos de pozo contempladas a desarrollar en el diseño del proyecto, en esta etapa se procederá a seleccionar la mejor opción y de ser necesario se harán modificaciones a lo antes establecido, con el fin de garantizar el éxito de la operación. Para lograr lo anterior se procederá a describir la ingeniería conceptual del escenario seleccionado, donde se soportan las actividades y detalles técnicos de la perforación de pozos y el diseño de su terminación.

3.4.1 Selección del mejor escenario

Para dar soporte y complementar el diseño integral de la perforación del proyecto pozo en el campo Universitario, se procedió al análisis e integración de la información generada en la etapa anterior tales como los datos geológicos y geofísicos, así como los resultados obtenidos durante la perforación y terminación de los pozos de correlación con el fin de elegir el mejor escenario para la perforación del pozo estudiado. Desde el punto de vista de perforación las 4 opciones no presentan mayores complicaciones y son operacionalmente factibles ya que involucran un riesgo mínimo-medio. Analizando todas las trayectorias se determino que la trayectoria 3 (35°-75°) presenta las mejores características desde los puntos de vista de yacimientos y geociencias, para las demás especialidades no se presentan mayor diferencia entre las distintas opciones. Del análisis de productividad realizado en todas las trayectorias se determino que la opción 3 (35°-75°) proporciona el mayor índice de productividad (186 bpd/psi) permitiendo obtener caídas de presión menores a 1.5 kg/cm², lo que permite reducir al máximo los problemas que se pudieran presentar por la conificación y/o canalización del agua.

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

OPCIONES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
35° (1)	<ul style="list-style-type: none"> Menor riesgo de resistencia durante los viajes de tubería de perforación. Menor riesgo de resistencia durante la corrida del revestidor de 10 3/4, en la zona de alta presión. La PT se aleja 288 mv del CAA Ventana de aceite: 548 mv 	<ul style="list-style-type: none"> Alto riesgo de penetración a la intrusión salina. En caso de cortar sal, es necesario el uso de liner de contingencia. Menor sección de penetración en rocas con características de yacimiento. Penetración en zonas de bajas propiedades petrofísicas. Bajo IP (90 bpd/psi). Cercana a falla inversa.
38-70° (2)	<ul style="list-style-type: none"> Sección de 70° se aleja de zona de falla inversa. Menor desplazamiento horizontal del pozo vertical a la PT. Penetración en zonas de buenas propiedades petrofísicas. La PT se aleja 216 mv del CAA. Ventana de aceite: 345 mv, Alto índice de productividad (IP=130 bpd/psi). 	<ul style="list-style-type: none"> Mayor cercanía al CCA que las otras trayectorias. Canalización temprana de agua a través de zonas de alta permeabilidad Cercana a falla inversa
35-75° (3)	<ul style="list-style-type: none"> Se encuentra alejada 300 m de la intrusión salina. La PT se aleja 241 mv del CAA. Ventana de aceite: 340 mv Penetración en zonas de buenas propiedades petrofísicas. Alto índice de productividad (IP=186 bpd/psi). 	<ul style="list-style-type: none"> Cercana a falla inversa.
35-70° (4)	<ul style="list-style-type: none"> Se perfora echado arriba de la estructura por lo que se aleja del CAA. La PT se aleja 297 mv del CAA. Ventana de aceite: 400 mv. Alto índice de productividad (IP=133 bpd/psi) 	<ul style="list-style-type: none"> PT se acerca a zona de intrusión salina. Cercana a falla inversa. Penetración en zonas de bajas propiedades petrofísicas. Presenta mayor desplazamiento horizontal tanto en la entrada del yacimiento como en PT que las otras trayectorias.

Tabla 25. Resumen de los resultados obtenidos de los análisis realizados para las opciones propuestas para la perforación del proyecto pozo.

Por lo anteriormente expuesto se elige como la opción ganadora la trayectoria 3 (35°-75°) para ser perforada en la localización propuesta, y es con la que se continúa el desarrollo de esta etapa.

3.4.2 Visión y conceptualización de trayectoria

Para la localización del proyecto pozo se realizaron cuatro propuestas de trayectorias, las cuales tienen como objetivo alcanzar al yacimiento BKS. Después de ser analizadas se eligió la opción 3 (35°-75°), la cual se presenta como una trayectoria direccional de alto ángulo y se puede resumir de la siguiente manera:

La desviación del pozo iniciara a la profundidad de 2560 mdbmr, perforando con una severidad de 2.0°/30m, siguiendo la dirección de 53.51° hasta 3025 mdbmr/2988 mvbmr, profundidad a la cual se alcanzara un ángulo de 35°, el cual mantendrá hasta la profundidad de 3802 mdbmr/3624 mvbmr, donde se iniciara la construcción de alto ángulo (75°), con severidad 2.5°/30m y un azimut de 53.51°, esta inclinación se alcanzara a 4282 mdbmr/3894 mvbmr, donde se continuara perforando con la misma inclinación y dirección hasta alcanzar la PT del pozo a 4810 mdbmr/40321 mvbmr.

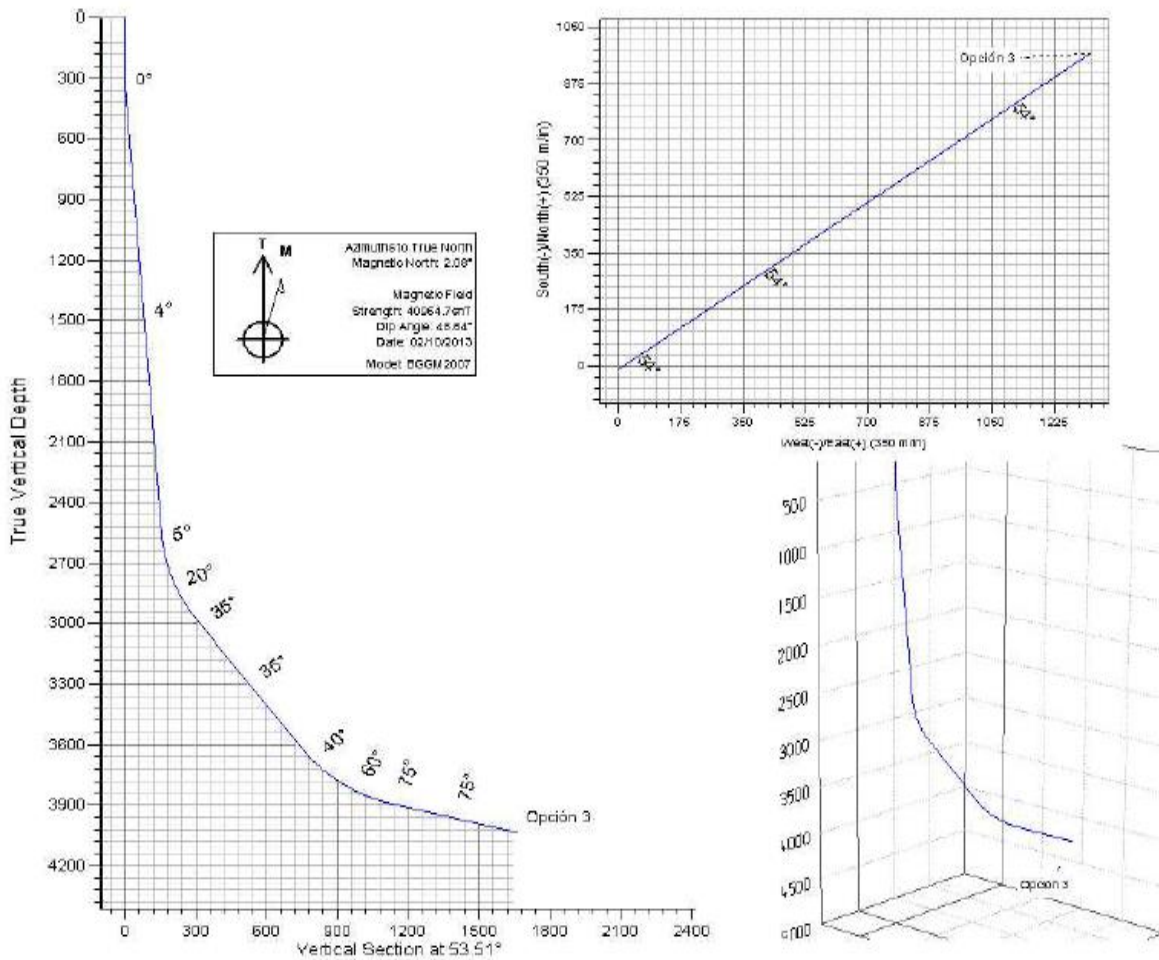


Figura 37. Perfil direccional para la opción 3 (Trayectoria 35-75°).

3.4.3 Geomecánica

La construcción del modelo geomecánico se inicio en la etapa de Visualización teniendo como entregables las curvas de presión de poro, gradiente de fractura y de sobrecarga, las cuales son necesarias para visualizar los estados mecánicos que satisfacen esta condición. El modelo se basa en el análisis e integración de la información proveniente de las geociencias (registros geofísicos, columnas litológicas, etc.) y de los eventos de perforación analizados en los pozos vecinos para posteriormente correlacionarlos a la localización de interés.

En esta etapa, con el fin de obtener una ventana operativa mas confiable, la prognosis de geopresiones y estabilidad de agujero se realizo a partir de la migración de los datos de los pozos de correlación (Universitario A y A1) corregidos a profundidad con los topes de la localización. Los resultados del nuevo modelo geomecánico se presentan en la Figura 38:

- I. En la primera columna de izquierda a derecha se presenta la profundidad medida en metros desarrollados.
- II. En la segunda columna se observa la columna geológica del pozo.
- III. En la tercera columna se muestra la profundidad medida en metros verticales.
- IV. En la cuarta columna se muestra la mecánica estratigráfica del pozo donde se realizo la discriminación de las arenas, lutitas y mudstone.
- V. En la quinta columna se observan los resultados de la presión de poro (curva guinda), gradiente de colapso (curva roja), densidad del fluido de perforación (curva verde escalonada), el gradiente de fractura (curva azul) como limite superior del esfuerzo horizontal mínimo, donde el área blanca representa la zona segura.
- VI. En la sexta columna se presenta el estado mecánico del pozo.
- VII. Finalmente en la séptima columna se muestran las curvas de inclinación (verde) y azimut (amarillo) propuestas para lograr la trayectoria planteada.

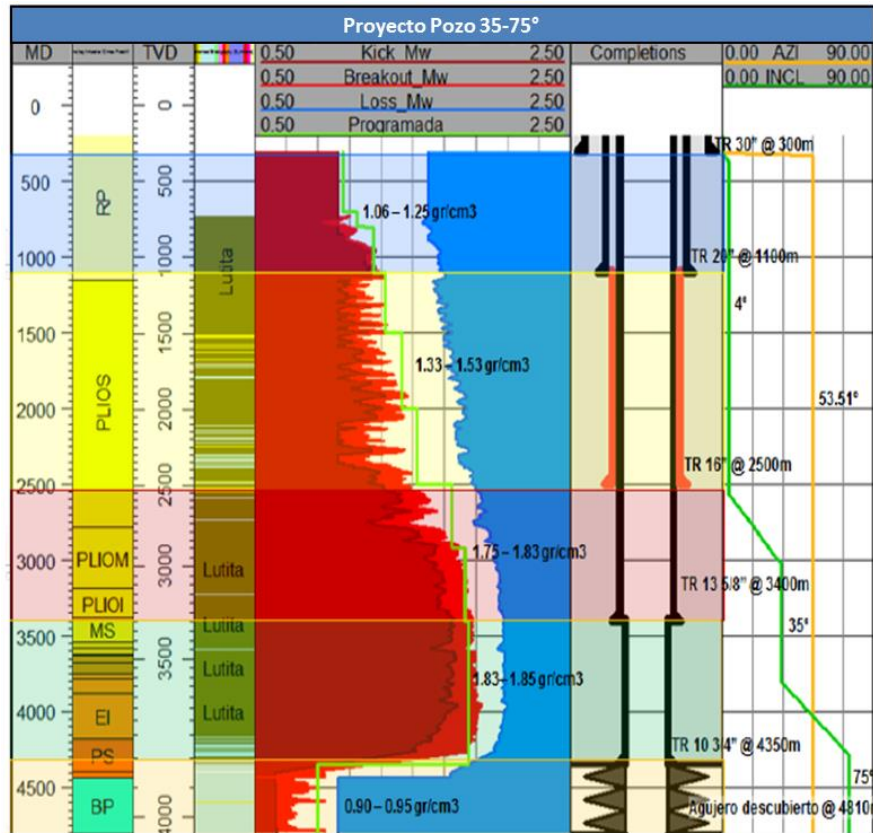


Figura 38. Ventana operativa de la opción seleccionada (Trayectoria 35-75°).

Se puede observar que en la trayectoria propuesta se presenta un comportamiento con valores cercanos a la presión normal hasta a profundidad aproximada de 2400 m (parte media del Plioceno Superior), para iniciar su incremento (zona de transición) hasta la profundidad aproximada de 2800m, para entrar en la zona de altas presiones y alcanzar valores máximos de presión de poro, alrededor de 1.79 g/cm^3 , en la edad Eoceno Inferior, iniciando su regresión en Paleoceno Superior, hasta alcanzar un nivel de presión alrededor de 0.62 g/cm^3 en la formación objetivo (BKS). Durante el proceso de perforación de la trayectoria 35°-75° se espera obtener una columna geológica similar a la mostrada en la etapa de Visualización (Tabla 10), la cual perforara sedimentos que van desde BKS hasta el Reciente-Pleistoceno. El espesor estimado para el yacimiento es de 70 mv y 300 md. Adicionalmente a nivel del Terciario se identificaron seis fallas de crecimiento, las cuales son interceptadas por dicha trayectoria a las profundidades reportadas en la Tabla 11, por analogía con los pozos de correlación, los cuales interceptaron fallas a nivel del Terciario, se considera que no representarían mayores problemas durante la perforación; sin embargo, deben ser monitoreadas en tiempo real para evaluar el comportamiento del pozo y tomar acciones pertinentes en caso de observarse un desequilibrio de presiones en el agujero. Se recomienda el uso de baches obturantes y asfaltos para reforzar la zona naturalmente débil de dichas fallas, evitar impactos de la sarta de perforación en las paredes del pozo, mantener las DEC al mínimo posible y monitorear los recortes en superficie.

3.4.4 Visión y conceptualización de asentamiento y dimensiones de las tuberías de revestimiento

La conceptualización de la arquitectura de pozo, para la localización analizada, se realizó en función de las premisas mencionadas en la etapa de Visualización. De los nueve escenarios visualizados, los cuales son técnicamente factibles a ser ejecutados en el proyecto pozo, se realizó una evaluación de las opciones para la selección de la mejor alternativa desde el punto de vista técnico-económico. Al desarrollar la ingeniería conceptual, se refinaron las estrategias de perforación del pozo, se cuantificaron las principales variables técnicas y económicas, el análisis de riesgo e incertidumbre y se determinó la rentabilidad del pozo seleccionado como el escenario ganador la opción 9. En la Tabla 26 se muestra el esquema de revestidores seleccionado, mostrando las dimensiones de las tuberías y en la Figura 39 se muestra el estado mecánico propuesto para la trayectoria seleccionada.

Profundidad (mvmr-mdbmr)	Diámetro Agujero (in)	Diámetro TR (in)
300-300	36	30
1098-1100	26	20
2495-2500	18 1/4	16
3295-3400	14 1/2 x 17 1/2	13 5/8
3912-4350	14 1/4 x 14 3/4	10 3/4
4031-4810	8 1/2	AD

Tabla 26. Dimensión de tuberías de revestimiento.

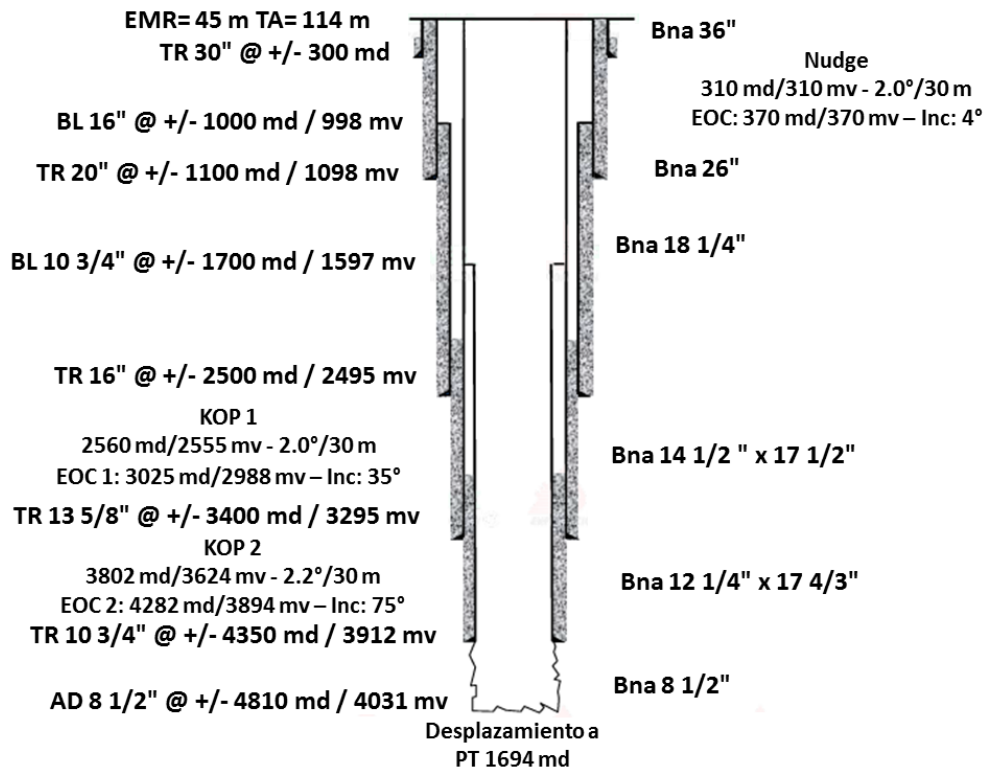


Figura 39. Arquitectura de pozo seleccionada.

3.4.5 Plan de fluidos de perforación

Para la perforación del proyecto pozo en sus diversas etapas definidas se planea el uso de los siguientes fluidos de perforación con el fin de garantizar la limpieza del pozo, prevenir pérdidas de fluido y daño a las formaciones prospectivas.

Etapa (in)	Tipo de fluido	Densidad	Observación
36	Base agua, tipo bentonítico y baches de lodo viscoso	1.06 g/cm ³	De presentarse pérdida total, continuar perforando con agua de mar y bombeo de baches viscosos bentoníticos
26	Base agua, tipo bentonítico y baches de lodo viscoso	1.25 g/cm ³	
18 1/4	Base aceite, tipo emulsión inversa	1.53 g/cm ³	Salinidad 200000-220000 ppm
14 1/2 x 17 1/2	Base aceite, tipo emulsión inversa	1.83 g/cm ³	Salinidad 230000-250000 ppm
12 1/4 x 14 3/4	Base aceite, tipo emulsión inversa	1.85 g/cm ³	Salinidad 230000-250000 ppm
8 1/2	Base agua, Polímero de Baja Densidad	0.9 g/cm ³	Con aditivo inhibidor de arcillas

Tabla 27. Plan de fluidos propuestos para la perforación.

3.4.6 Plan de barrenas

La selección de barrenas es parte importante en el proceso de planeación de la perforación de un pozo, ya que de ello depende la optimización del ritmo de penetración, el cual está influenciado por diversos parámetros, tales como: esfuerzos efectivos de la roca, características de la barrena, condiciones de operación, ensamble de fondo, propiedades fisicoquímicas de la roca, fluidos de perforación y desviación del pozo, entre otros. Para la perforación del proyecto pozo se proponen los siguientes diámetros y tipos de barrenas.

Etapa	N°. de Barrenas	Diámetro (in)	Tipo
1	1	36	Tricónica
2	1/1	26	Tricónica
3	2	18 1/4	PDC
4	2	14 1/2 x 17 1/2	PDC
5	2	12 1/4 x 14 3/4	PDC
6	2	8 1/2	PDC / Tricónica

Tabla 28. Plan de barrenas propuestas para la perforación.

3.4.7 Plan de sargas de perforación

La perforación de esta localización se plantea realizar con sarga estabilizada para la etapa de 36" y en la fase de 26" se utilizara equipo direccional, con el fin de evitar cualquier riesgo (colisión) que pudiera existir durante la perforación del agujero superficial. De igual forma en las siguientes etapas esta planeada la utilización de sarga de navegación para la construcción del perfil planeado

hasta alcanzar las coordenadas planteadas, la cima del objetivo. El plan de sartas de perforación de cada etapa se muestra a continuación:

Diámetro Agujero (in)	Tipo de Aparejo de Fondo	Observación
36	Convencional	Control de verticalidad
26	Direccional MWD	Construir Nudge/Desvío temprano de 4° con severidad de 2°/30m
18 1/4	Direccional MWD+LWD (Entrada a zona de sobrepresión)	Mantener Nudge de 4°
14 1/2 x 17 1/2	Direccional MWD	Construir y mantener 35° con severidad de 2°/30m
12 1/4 x 14 3/4	Direccional MWD+LWD (Cima PI)	Construir y mantener 75° con severidad de 2.5°/30m
8 1/2	Direccional MWD	Mantener tangente de 75°

Tabla 29. Plan de aparejos de fondo propuestos para la perforación.

3.4.8 Plan de cementación

Para la cementación del proyecto pozo se plantea la siguiente estrategia:

Diámetro TR (in)	Prof. (m)	Densidad de lechadas (g/cm ³)	Cima cemento (m)	Base cemento (m)	Observaciones
30	300	1.9	LM	300	Lechada única Cima de cemento al lecho marino
20	1100	1.54	30	900	Lechada de relleno Lechada de amarre Cima de cemento a superficie
		1.90	900	1100	
16	2500	1.60	1000	2300	Lechada de llenado Lechada de amarre Cima de cemento 300 m encima de la TR anterior
		1.90	2300	2500	
13 5/8	3400	2.0	2200	3400	Lechada única Se consideran 300m lineales de cemento de traslape entre TR's
10 3/4	4350	2.0	3100	4350	Lechada única Se consideran 300m lineales de cemento de traslape entre TR's

Tabla 30. Plan de cementación propuesto para el pozo a perforar.

3.4.9 Especificaciones preliminares de árbol y medio árbol

Componente	Tamaño nominal y presión de trabajo (psi)
Árbol de válvulas	20 3/4" (3M) x 13 5/8" (5M) x 5 1/8" (5M) x 5 1/8" (5M)
Cabezal inicial de cuñas invertidas	20 3/4" (3M) x 20" CSG
Brida doble sello	20 3/4" (3M) x 13 5/8" CSG
Cabezal de producción	20 3/4" (3M) x 13 5/8" (5M) x 5 1/8 x 5000

Tabla 31. Distribución de cabezales y medio árbol propuestos.

3.4.10 Terminación de pozo

De acuerdo a los requerimientos funcionales y tomando como referencia todos los casos de trayectoria de pozo y asentamiento de TR'S se visualizo la terminación sencilla en agujero descubierto, aunque no se descartan las opciones de agujero entubado para posteriormente ser disparado y liner ranurado. Debido a la naturaleza del fluido a producir, se requiere la implementación de un sistema artificial de producción ya que los pozos en este campo no son fluyentes. Se determino en estudios previos que el bombeo electrocentrífugo representa la mejor opción para ser aplicada en este campo.

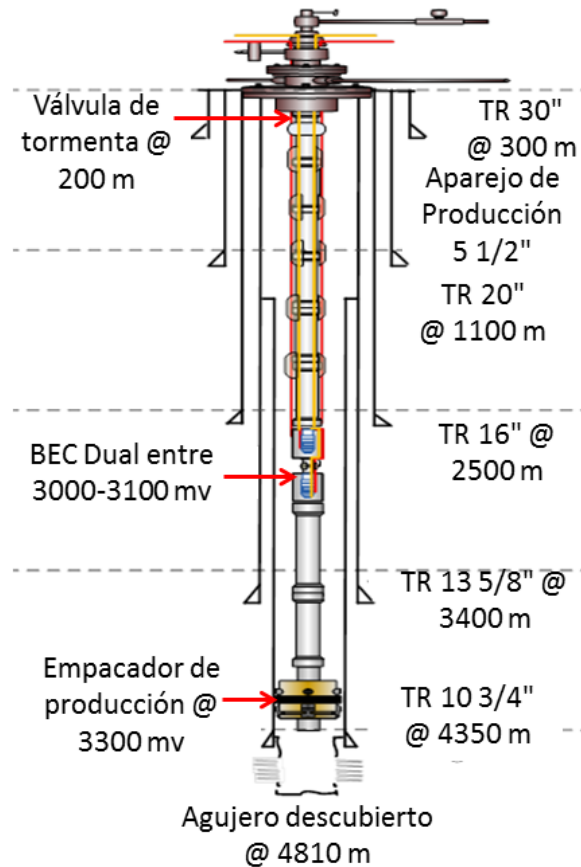


Figura 40. Esquema representativo del tipo de terminación con SAP seleccionada para el proyecto pozo.

Se selecciono el equipo BEC Dual con el propósito de contar con un equipo de respaldo que entrará en operación una vez que el equipo principal, permitiendo prolongar el tiempo en operación del pozo. El diseño del equipo BEC en configuración Dual debe establecer la profundidad a la que será instalado ya que de esta dependerá el óptimo funcionamiento del SAP. A partir del análisis de la trayectoria del pozo, así las características del yacimiento y los parámetros de funcionamiento del equipo BEC, se determinó que la profundidad de colocación de la bomba superior será a 3000 mv, mientras que la inferior se colocara a 3100 mv y el empacador de producción se anclara a 3300 mv (dentro de la TR de 10 3/4"). Se sugiere el uso de una bomba serie 562 P75LS de 175 etapas y un motor 562 KM-KC 810 HP/4335 V/117 A ya que estos muestran el mejor comportamiento y cubren los requerimientos de la opción seleccionada. Para la selección del aparejo de producción se analizo el efecto que tiene el diámetro respecto a la variación de la producción que se puede presentar por problemas operacionales en superficie, decremento de la presión en el yacimiento, etc. La mejor opción para el proyecto pozo es el aparejo de 5 1/2" ya que disminuye los problemas de colgamiento e incremento de la presión a la descarga de la bomba.

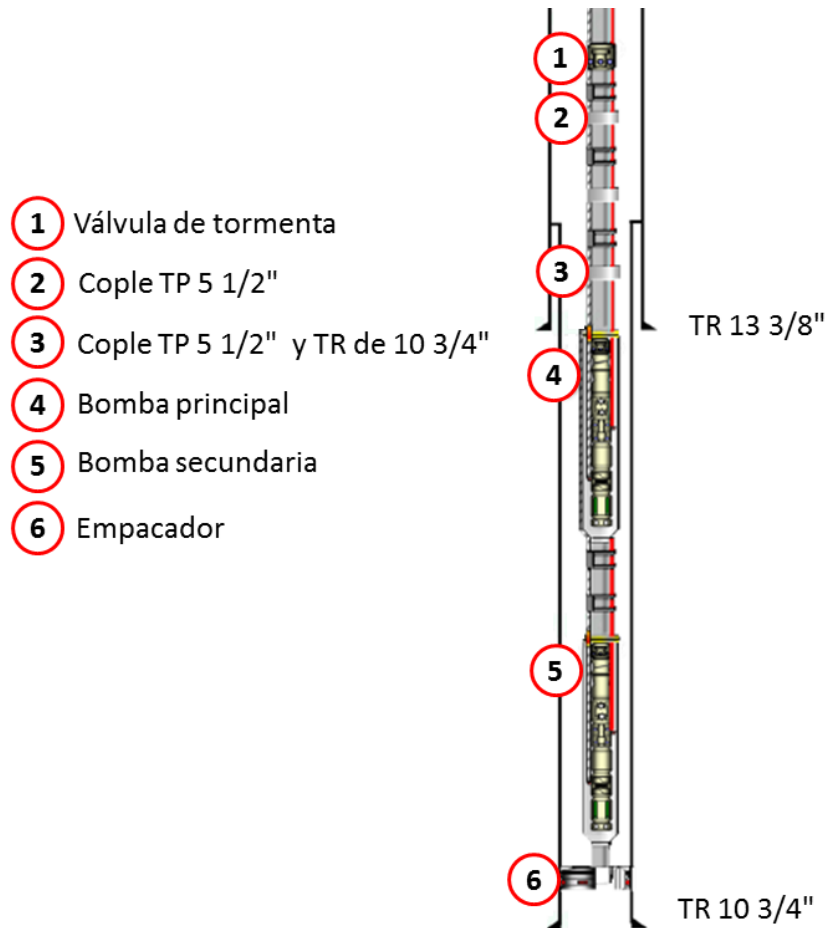


Figura 41. Esquema propuesto de BEC para el proyecto pozo.

3.4.11 Análisis de corrosión

Con los datos tomados del PVT realizados al pozo de correlación Universitario-A1, se determino que el yacimiento presenta altos niveles de H₂S y CO₂ (contenido de CO₂: 16.17% mol, contenido de H₂S: 21.01% mol), por lo que se debe contemplar que existirá corrosión en el diseño del proyecto pozo. Con lo anterior se busca determinar el grado de acero a utilizar en las tuberías de revestimiento y terminación del pozo analizado. Para determinar el nivel de corrosión se determinaron las presiones parciales a una profundidad promedio de 3364 mv (3257 psi) y la presión mínima en superficie (200 psi) a partir de la Ecuación 6.

$$PPC = (Presión\ en\ el\ pozo) * \left(\frac{\% \text{ mol del gas}}{100} \right) [psi]$$

Ecuación 6. Presión parcial para determinar nivel de corrosión.

Los resultados se muestran a continuación:

- Presiones parciales para una profundidad de 3364 mv, P= 3257 psia. T= 118 °C.

$$PPH_2S = (3257) * \left(\frac{21.01}{100} \right) = 684.29 \text{ psi}$$

$$PPCO_2 = (3257) * \left(\frac{16.17}{100} \right) = 526.65 \text{ psi}$$

Ecuación 7. Cálculo de las presiones parciales del H₂S y CO₂, para una profundidad de 3364 m.

- Presiones parciales en superficie, P= 200psi.

$$PPH_2S = (200) * \left(\frac{21.01}{100} \right) = 42.02 \text{ psi}$$

$$PPCO_2 = (200) * \left(\frac{16.17}{100} \right) = 32.34 \text{ psi}$$

Ecuación 8. Cálculo de las presiones parciales del H₂S y CO₂, en superficie.

Estos valores indican que la corrosión esperada producto del H₂S y CO₂ esta en un rango alto. Por lo tanto se confirma el uso de materiales resistentes a la corrosión para las tuberías de revestimiento y aparejos de fondo que estén en contacto con los fluidos de formación. De acuerdo con los campos vecinos y los campos con mayor concentración de estas sustancias se determino que el campo Universitario se encuentra dentro de los niveles de corrosión más altos de los

conocidos. Tomando como referencia los pozos con mayor grado de corrosión, se observa que en la mayoría de las tuberías de revestimiento y aparejos se seleccionaron con el máximo grado TRC-95, por lo que se considera que no es necesario el uso de tuberías de mayor grado. De dichos resultados y como se muestra en la Tabla 32, el material a utilizar en los aparejos de prueba y terminación, se selecciona el material TRC-95 (acero con 1% Cr).

	PRESIONES PARCIALES	CORROSIÓN ESPERADA	ACERO RECOMENDADO
CO ₂	Mayor o igual a 30 psi	Alta	TRC-95
	Entre 3 y 29 psi	Media	TRC-95, L-80
	Menor a 3 psi	No se presenta	Cualquier grado
H ₂ S	Mayor a 1.5 psi	Alta	TRC-95
	Entre 0.05 y 1.5 psi	Media	TRC-95, L-80
	Menor a 0.05 psi	No se presenta	Cualquier grado

Tabla 32. Corrosión esperada de acuerdo a las presiones parciales de CO₂ y H₂S.

Adicionalmente se solicitó realizar análisis a la compañía proveedora de tuberías (TAMSA), quienes hicieron un análisis integral de la corrosión tomando en cuenta la producción de aceite, producción de gas, densidad del fluido, temperatura en el yacimiento y en la cabeza del pozo, así como la composición del agua producida, entre otros. De acuerdo al análisis realizado se concluye lo siguiente:

a) Análisis a condiciones normales

- Corrosión crítica por H₂S: El mayor efecto corrosivo es por la presencia de H₂S, o corrosión amarga, a temperaturas por debajo de 100°C. Este efecto corrosivo se contrarresta con el uso de un acero grado TRC 95. Este acero debe ser usado a profundidades de 2650 m a partir de la superficie.
- Baja corrosión por CO₂: El agente corrosivo CO₂ no presenta un problema serio de corrosión debido a que el crudo transportado es muy pesado y protege al tubo de la corrosión. Adicionalmente, debido a las altas presiones en el fondo del pozo, no existe fase gaseosa sino hasta aproximadamente 700 m de la superficie donde las temperaturas ya son inferiores a 45°C, por lo que no se espera corrosión por CO₂.

b) Análisis a condiciones críticas, alta producción de agua y de contenido de H₂S y CO₂

- Corrosión crítica por H₂S: El efecto corrosivo se presenta mayormente a temperaturas por debajo de los 65°C. Dicho efecto puede ser mitigado con el uso de acero grado TRC 95. Su uso debe ser a profundidades de 2500 m a partir de la superficie considerando un factor de seguridad (hasta 80°C). Se recomienda el uso de un inhibidor contra la corrosión por CO₂.
- Corrosión medianamente crítica por CO₂: La corrosión representa un problema debido a las altas presiones en el fondo del pozo y la alta concentración de CO₂. Se espera que la velocidad de corrosión crítica (se predice hasta 6 mm/año) disminuya considerablemente debido a que existen las condiciones para que se de la formación de capas protectoras de sulfuro de hierro (FeS) y carbonato de hierro

(FeCO₃). Debido a que se espera la formación de estas capas, es posible sugerir el uso de un acero con 3% cromo (3%Cr) con el uso de inhibidores de corrosión a partir de los 2500 m, aún así existe algún riesgo asociado a la corrosión por CO₂.

3.4.12 Estimación de tiempos clase IV-III

Para el análisis de tiempo de en esta fase para el proyecto pozo, se revisó los tiempos propuestos durante la fase de Visualización para la opción seleccionada (35-75°). Se identificaron los principales problemas operacionales de la perforación de los pozos vecinos Universitario-A, Universitario-A1 y de pozos de correlación en campos análogos (Correlación-1, Correlación-2 y Correlación-3, pozos en actividad de perforación). En la Figura 42, se observan, en el gráfico izquierdo, las curvas de avance para los tiempos totales de perforación, mientras que en el gráfico derecho se observan, los tiempos limpios de los pozos.

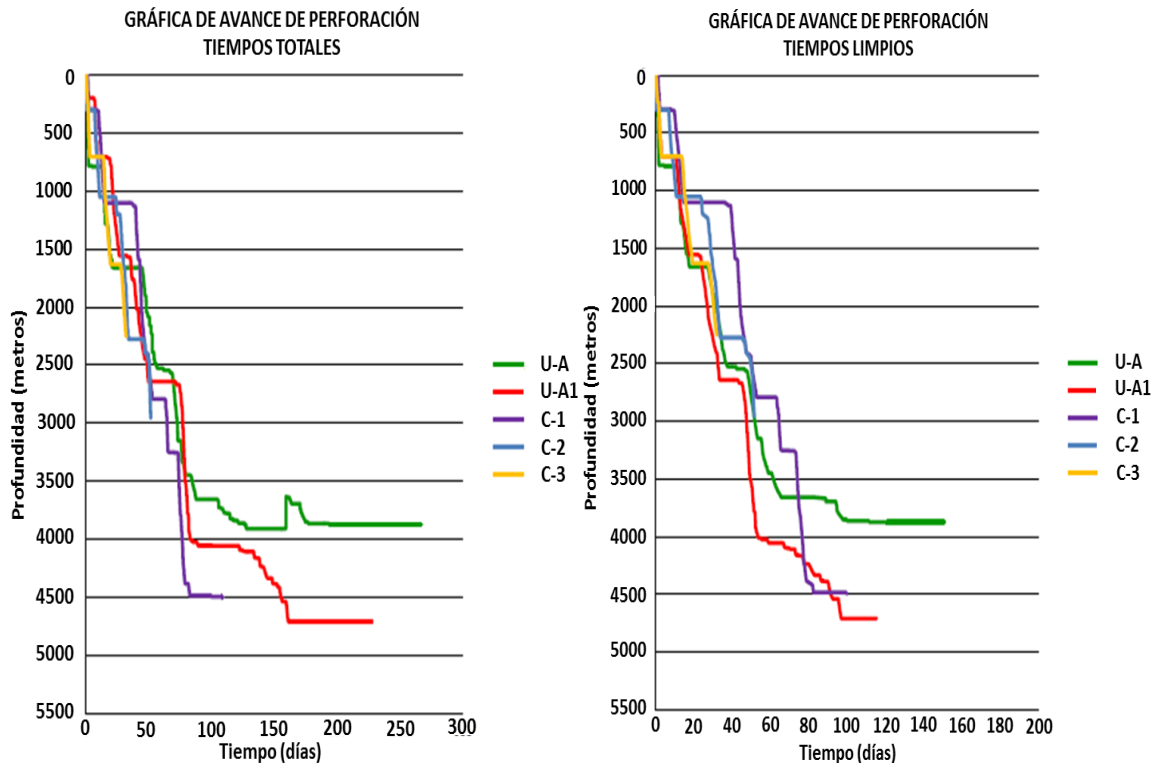


Figura 42. Curvas de avance de tiempos totales para los pozos de correlación (gráfico izquierdo) y curvas de avance de tiempos limpios para los pozos de correlación (gráfico derecho).

Con base a los análisis de los pozos de correlación Universitario-A, Universitario-A1 y de pozos de correlación en campos análogos, tomando en cuenta los tiempos limpios y los problemas operacionales ocurridos, se presenta el diseño del proyecto pozo analizado, se observa los tiempos por cada etapa de diseño, así como la discretización de los tiempos de perforación y el cambio de etapa tal como se muestra a continuación en la Tabla 33 y Figura 43.

TR		TIEMPO PROGRAMADO (DÍAS)	
30 "	Prof. (m)	300	
	P	2.8	7.6
	CE	4.8	
20"	Prof. (m)	1100	
	P	6.7	17.5
	CE	10.8	
16"	Prof. (m)	2500	
	P	12.6	19.7
	CE	7.1	
13 5/8"	Prof. (m)	3400	
	P	17.9	27.6
	CE	9.7	
10 3/4"	Prof. (m)	4350	
	P	25.2	40.2
	CE	15.0	
AD 8 1/2"	Prof. (m)	4810	
	P	17.1	21.4
	CE	4.3	
Total de Perforación		134	
Metros por día (Perforación)		35.89	

Tabla 33. Tiempos estimados para la perforación del proyecto pozo.

Para el caso de la terminación para este proyecto pozo se estima un tiempo de 28 días, en el cual se consideran todas las condiciones predominantes en el caso de estudio.

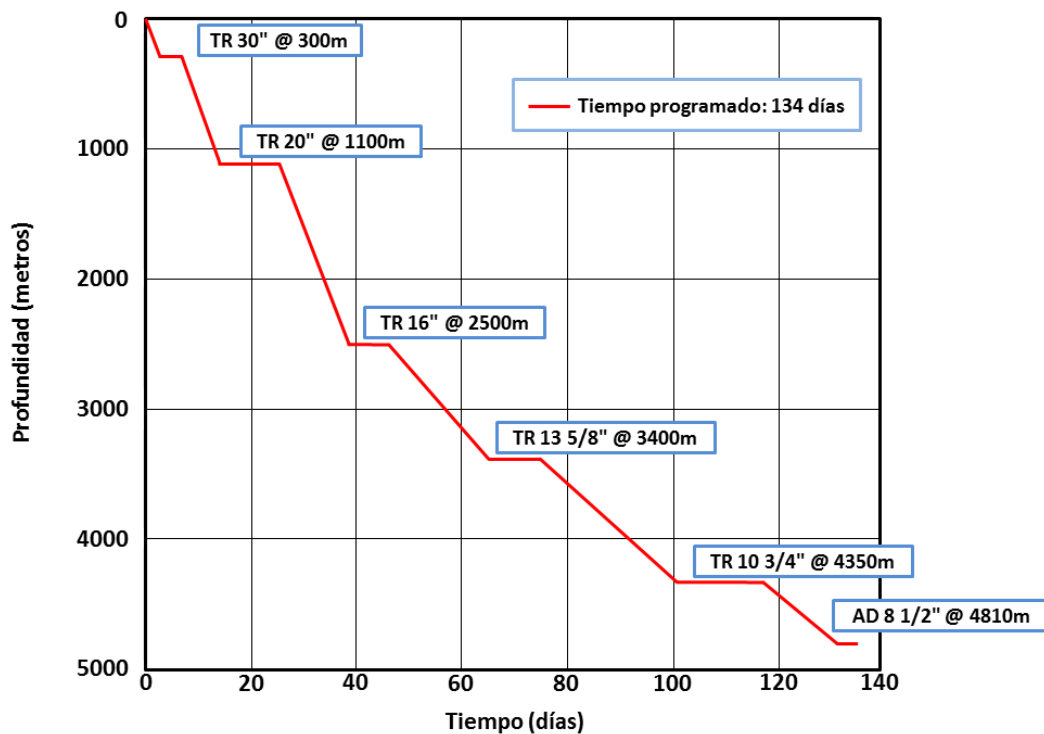


Figura 43. Curva de avance de perforación del proyecto pozo.

3.4.13 Análisis de costos clase IV-III de la opción seleccionada

Para la opción seleccionada, se estimaron costos clase IV-III de perforación y terminación de la siguiente manera (Tabla 34):

Descripción	Perforación	Terminación BEC
Equipos	223,667,234.00	30,162,515.28
Materiales	79,758,245.00	2,983,308.59
Servicios	166,227,526.00	28,228,531.50
Logística	87,980,772.00	10,452,857.15
Seguridad y ecología	8,252,127.00	4,630,885.025
Total general (pesos)	565,885,905.00	76,458,097.55

Tabla 34. Costos clase IV-III para la perforación y terminación del proyecto pozo.

3.4.14 Evaluación económica

Para realizar la evaluación económica en esta etapa se considera el pronóstico de producción planteado en la etapa de visualización para la opción seleccionada (ver datos mostrados en la página 48 de este capítulo). En la Tabla 35 se indican las premisas utilizadas para la obtención de los indicadores económicos:

	Evaluación A	Evaluación B	Evaluación C
Precio del aceite (usd/bbl)	18.900	37.360	90.050
Tipo de cambio (pesos/usd)	18.608	16.8382	13.2162
Costo de operación y mantenimiento (usd/bbl)	5.5		
Tasa de descuento (%)	12		
Impuestos (%)	70		

Tabla 35. Premisas utilizadas para la evaluación económica.

En la Tabla 36 se muestran los indicadores obtenidos para la opción seleccionada:

INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN SELECCIONADA			
Evaluación A	Límite económico: 881 BPD, año 2022	VPN (\$)	74,140,165.00
		VPI (\$)	325,388,051.00
		EI (\$/\$)	0.23
		RBC (\$/\$)	0.12
		TIR (%)	8
Evaluación B	Límite económico: 419 BPD, año 2025	VPN (\$)	595,394,163.00
		VPI (\$)	1,201,046,800.00
		EI (\$/\$)	0.50
		RBC (\$/\$)	0.93
		TIR (%)	18
Evaluación C	Límite económico: 199 BPD, año 2028	VPN (\$)	1,573,965,163.00
		VPI (\$)	2,811,984,775.00
		EI (\$/\$)	0.56
		RBC (\$/\$)	2.45
		TIR (%)	----

Tabla 36. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción seleccionada.

3.5 Etapa de Definición

Elegida la mejor opción para la perforación de pozos tipo en el campo Universitario, en esta fase se procede a realizar la ingeniería de detalle del pozo, en la cual se describe el plan de actividad física a realizar en las operaciones de perforación y terminación. Este proceso es la antesala para poder ejecutar el proyecto pozo por lo cual se deben obtener todas las especificaciones técnicas para que su puesta en marcha sea autorizada.

3.5.1 Características generales del proyecto pozo

Proyecto pozo para la Fase de Definición en el Campo Universitario		
Clasificación	Marino	
Plataforma	Universitario PL (Octápodo)	
Equipo	PEMEX-A (Fijo)	
Ubicación	Ciudad del Carmen, Campeche	
Tirante de agua (m)	114	
Altura de la mesa rotaria (m)	45	
Coordenadas UTM del conductor	X= 569641.71	Y= 2167918.00
Coordenadas geográficas del conductor	Lat.=92° 20'9.239 W	Long.= 19° 36' 22.565 N
Coordenadas UTM a la profundidad total	X= 570967.93	Y=2168898.00

Tabla 37. Características generales del proyecto pozo.

Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.n.m)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (grados)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima BKS	-3908.12	4588.00	1359.82	53.51	570734.96	2168726.66
PT	-3985.76	4888.00	1649.63	53.51	570967.93	2168898.99

Tabla 38. Profundidades estimadas del objetivo en el proyecto pozo.

3.5.2 Columna geológica probable

COLUMNA GEOLÓGICA DE LA OPCIÓN SELECCIONADA							
CIMA	X	Y	MD	MVBMR	MVBNM	EV	EM
RCPL	569641.71	2167918.00	159.00	159.00	-114.00	953.14	955.00
PLIOs	569685.12	2167950.11	1114.00	1112.14	-1067.14	1669.92	1674.00
PLIOm	569779.00	2168019.55	2788.00	2782.06	-2737.06	362.76	379.00
PLIOi	569858.40	2168078.29	3167.00	3144.82	-3099.82	127.40	151.00
MS	569923.35	2168126.33	3318.00	3272.22	-3227.22	145.81	178.00
MM	570005.43	2168187.04	3496.00	3418.03	-3373.03	34.40	42.00
MI	570024.80	2168201.37	3538.00	3452.44	-3407.44	36.86	45.00
OS	570045.55	2168216.72	3583.00	3489.30	-3444.30	24.57	30.00
OM	570059.39	2168226.95	3613.00	3513.87	-3468.87	26.76	33.00
OI	570074.91	2168238.43	3646.00	3540.63	-3495.63	44.59	57.00
ES	570103.43	2168259.53	3703.00	3585.22	-3540.22	30.60	41.00
EM	570125.36	2168275.75	3744.00	3615.82	-3570.82	82.19	121.00
EI	570196.63	2168328.47	3865.00	3698.01	-3653.01	162.45	365.00
PS	570456.95	2168521.02	4230.00	3860.46	-3815.46	62.89	243.00
PI	570645.65	2168660.61	4473.00	3923.35	-3878.35	10.09	39.00

CIMA	X	Y	MD	MVBMR	MVBNM	EV	EM
BKS-Hib	570675.94	2168683.01	4512.00	3933.45	-3888.45	19.67	76.00
BKS	570734.96	2168726.66	4588.00	3953.12	-3908.12	77.65	300.00
PT	570967.93	2168898.99	4888.00	4030.76	-3985.76		

Tabla 39. Columna geológica de la opción seleccionada para el proyecto pozo.

La profundidad total estará 241 mv por encima del contacto agua/aceite a 4228 mvbnm. A nivel del Terciario se identificaron seis fallas de crecimiento las cuales son intersectadas por el pozo a la profundidades mostradas en la Tabla 40, y las cuales están consideradas en el modelo geomecánico de la localización, elaborado para la perforación de la misma.

PROFUNDIDADES DE LAS FALLAS EN LA OPCIÓN SELECCIONADA					
CIMA	X	Y	MD	MVBMR	MVBNM
FN1	569685.12	2167950.11	1114.00	1112.14	-1067.14
FN2	569696.00	2167958.15	1308.00	1305.67	-1261.17
FN3	569716.91	2167973.63	1681.00	1677.76	-1633.16
FN4	569734.92	2167986.94	2002.00	1997.97	-1953.37
FN5	570126.49	2168276.59	3539.00	3408.67	-3364.07
FN6	570173.06	2168311.04	3640.00	3491.40	-3446.40

Tabla 40. Profundidades identificadas para las fallas atravesadas en la trayectoria propuesta.

3.5.3 Geopresiones

La prognosis de geopresiones y estabilidad de agujero estimada para la localización del proyecto pozo, se genero a partir de información obtenida durante la perforación y datos migrados de los pozos de correlación Universitario-A y Universitario-A1. A continuación se muestra en la Figura 44 la ventana operativa definitiva para el proyecto pozo estudiado:

- I. En la primera columna de izquierda a derecha se presenta la profundidad medida en metros desarrollados.
- II. En la segunda columna se observa la columna geológica del pozo, así como la ubicación de las fallas que se estiman atravesar durante la operación.
- III. En la tercera columna se observan los resultados de la presión de poro definitiva (curva guinda), gradiente de colapso (curva amarilla), densidad del fluido de perforación (curva negra escalonada), el gradiente de fractura (curva azul) y gradiente de sobrecarga (curva rosa).
- IV. En la cuarta columna se presenta el estado mecánico del pozo y las profundidades de asentamiento de las TR's.
- V. Finalmente en la quinta columna se muestran las curvas de inclinación (azul) y azimut (verde) propuestas para lograr la trayectoria planteada.

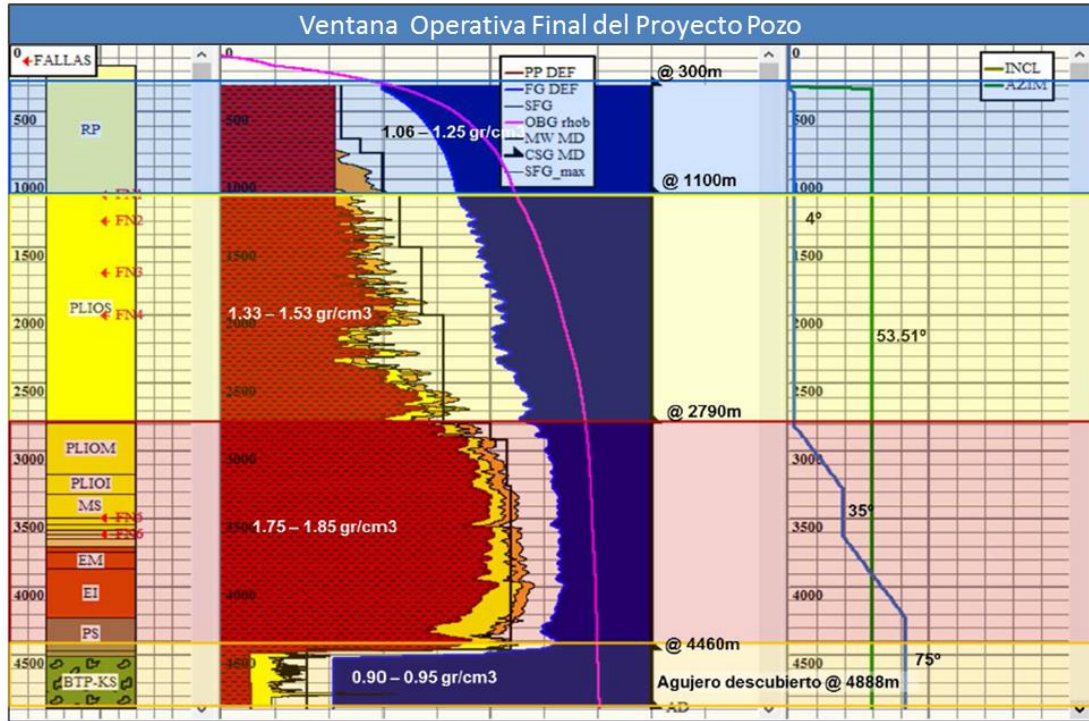


Figura 44. Perfil de geopresiones para el proyecto pozo.

En cuanto al análisis de trayectoria, en la Figura 45 se presenta la variación del gradiente de colapso a lo largo de la trayectoria de la localización, donde el color azul corresponde a los menores valores de densidad de fluido requeridas para evitar la falla por colapso, y el color rojo representa el valor mayor de densidad requerida para evitar dicha falla.

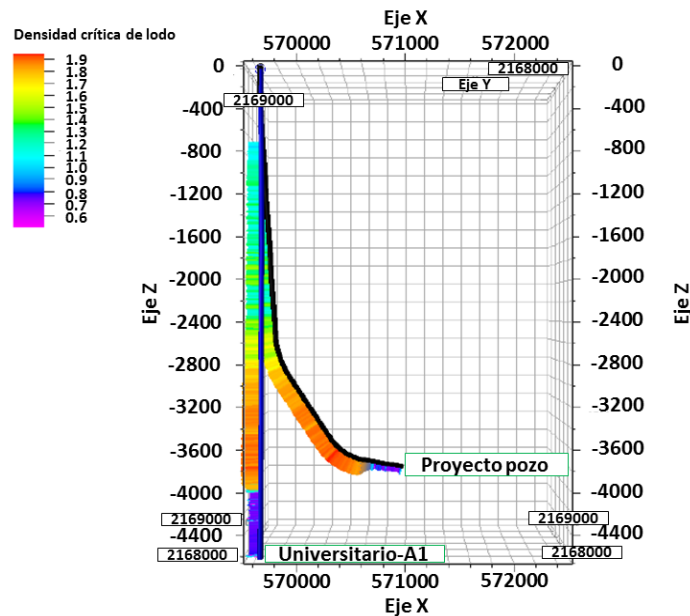


Figura 45. Variación del gradiente de colapso a través de la trayectoria (Inclinación 75°) del proyecto pozo.

En la Figura 46, se encuentran las gráficas hemisféricas, donde se observan los efectos que tiene el gradiente de colapso en función de la desviación y orientación del pozo a ciertas profundidades. En estas gráficas, los resultados muestran que la trayectoria del pozo presenta riesgos asociados a falla por colapso de bajos a moderados, acercándose a valores mayores al alcanzar la inclinación de 75° a la altura del Paleoceno Inferior hasta llegar a la Brecha del Cretácico Superior.

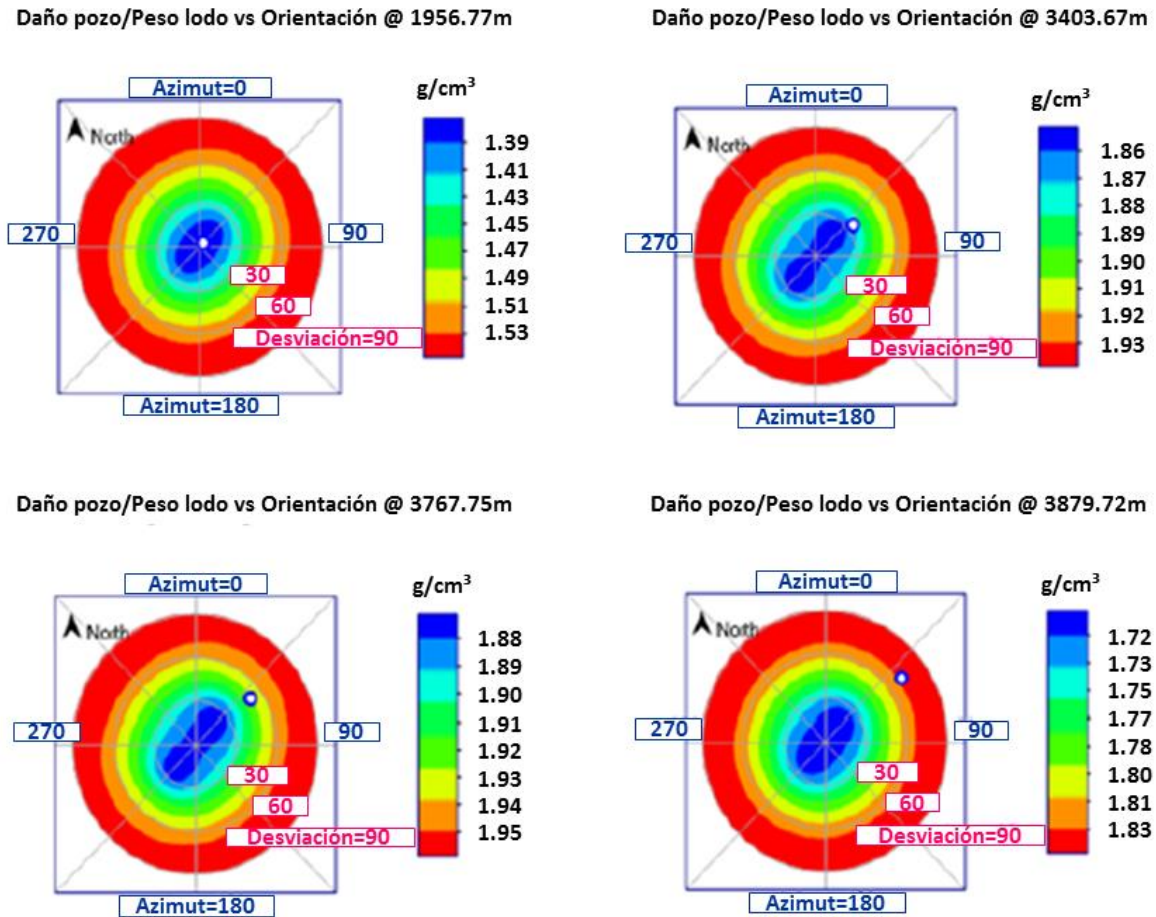


Figura 46. Análisis de sensibilidad de la curva de colapso a lo largo de la trayectoria del proyecto pozo.

3.5.4 Estado mecánico del pozo y programa de tuberías de revestimiento

En la Figura 47 se muestra el estado mecánico final del proyecto pozo, donde se visualizan los diámetros de tuberías que cumplen con los requerimientos técnicos establecidos anteriormente. Después de realizar una ingeniería de detalle para la selección de las tuberías de revestimiento, se puede observar la modificación del estado mecánico propuesto en la fase anterior ya que optimiza tiempos y costos, provocando que la operación sea más eficiente.

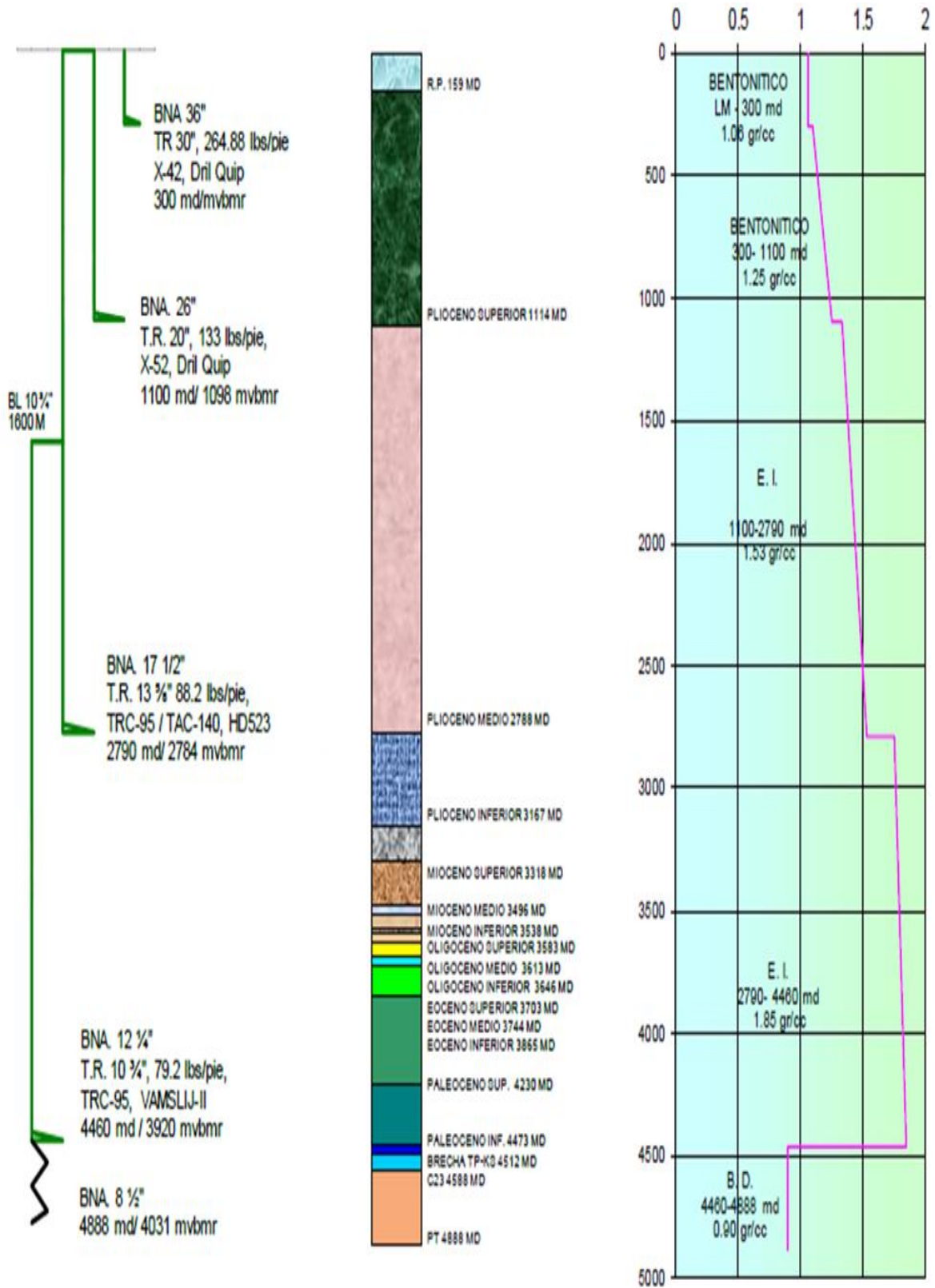


Figura 47. Estado mecánico propuesto para la perforación del proyecto pozo.

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

ETAPA	DIÁMETRO BARRENA (in)	PROFUNDIDAD		DIÁMETRO TR (in)	OBJETIVO
		md	mv		
1	36	300	300	30	Conductor. Medio para aislar las formaciones más deleznable y obtener integridad para perforar la siguiente etapa.
2	26	1100	1098	20	TR Superficial. Aislar acuíferos superficiales y posibles zonas de pérdida. Brindar estabilidad al pozo, ganar gradiente de presión e instalar conexiones superficiales.
3	17 1/2	2790	2784	13 5/8	TR Producción. Aislar intervalo de bajo gradiente de fractura que nos permita incrementar la densidad del fluido de control para atravesar la zona de alta presión, por lo que se debe garantizar este asentamiento al inicio de la zona de alta presión. (Ganar gradiente de fractura)
4	12 1/4	4460	3920	10 3/4	TR corta de Producción. Aislar zona de alta presión.
6	8 1/2	4888	4031	AD	Agujero descubierto. Sección de pérdida total de circulación

Tabla 41. Objetivo de cada etapa para las tuberías de revestimiento.

También se muestran las características de las tuberías de revestimiento seleccionadas:

Ø (in)	Peso (lb/pie)	Grado	Junta	D.I (in)	DRIFT (in)	Intervalo (mdbmr)		Long. (m)	Resistencias (psi)			Junta
						De	A		Presión interna	Colapso	Tens. (Klbf)	Tens. (Klbf)
30	264.88	X-42	Dril Quip	28.300	28.000	0	300	300	3147	1054	3277	4540
20	133.00	X-52	Dril Quip	18.716	18.542	0	1100	1100	2921	1503	2030	2100
13 5/8	88.2	TRC-95	HD-523	12.375	12.250	0	1700	1700	7626.1	4256.3	2425	1778
13 5/8	88.2	TAC-140	HD-523	12.375	12.250	1700	2790	1090	11240.0	6500.0	3574	2555
10 3/4	79.2	TRC-95	VAMSLIJI	9.282	9.126	1600	4460	2860	11350.0	10800.0	2194	1744

Tabla 42. Distribución y características de las tuberías de revestimiento.

De acuerdo al análisis de corrosión que se realizó en la fase anterior y en base a los resultados obtenidos, se puede observar que las tuberías de revestimiento para los intervalos de producción serán de un grado de acero TRC-95, con el fin de manejar las altas concentraciones de H₂S y CO₂, garantizando considerablemente los efectos de corrosión por dichas sustancias. A su vez también se presentan diseños alternos de estados mecánicos para posibles contingencias:

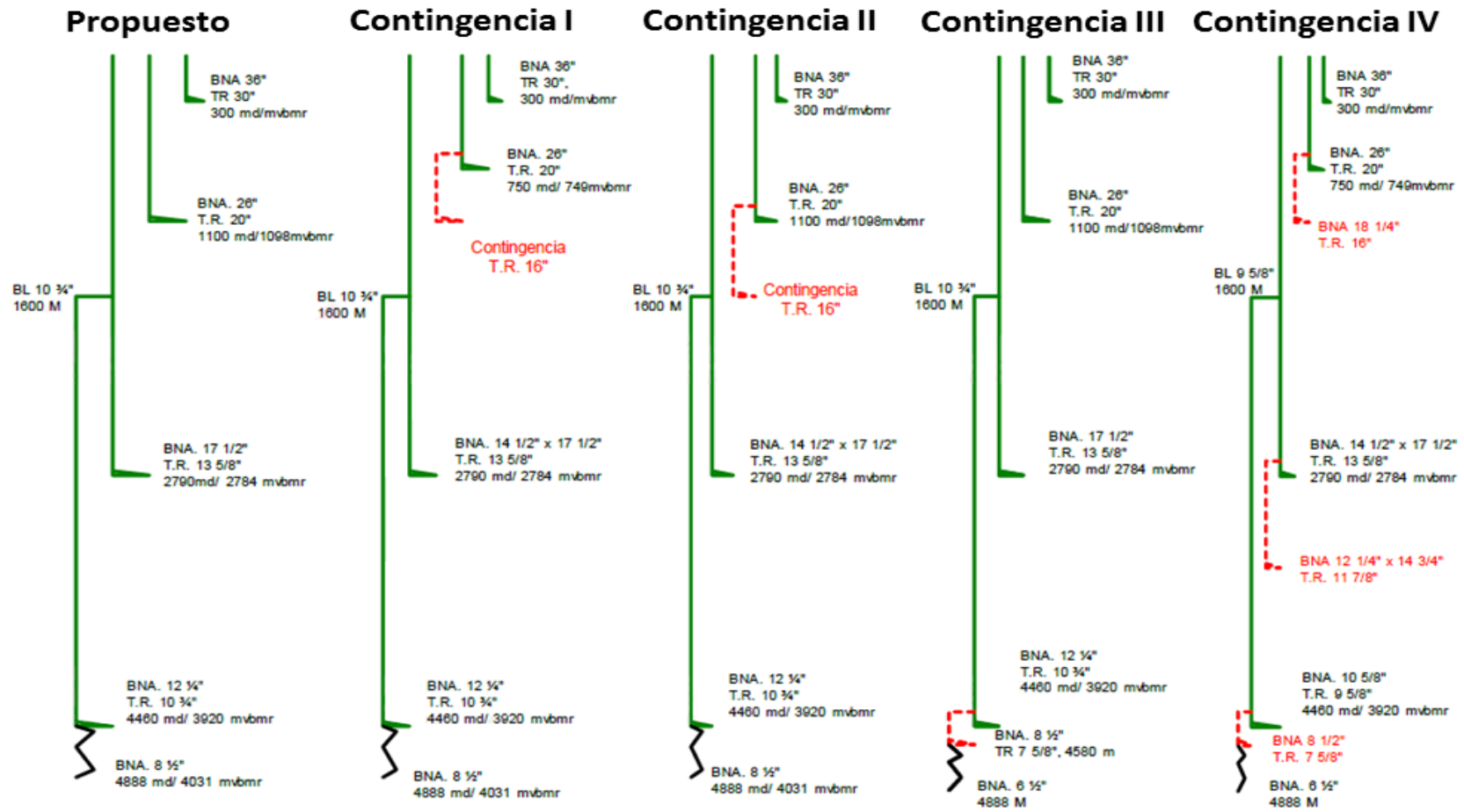


Figura 48. Diseños mecánicos propuestos para posibles contingencias en el proyecto pozo.

3.5.5 Proyecto direccional

La localización del proyecto pozo, será perforada como pozo direccional tipo “Alto Ángulo”, con fin de alcanzar el objetivo propuesto. Se requiere un desvío temprano (Nudge) de 4° a la profundidad de 310 mdbmr, siguiendo la dirección de 53.51° hasta 2810 mdbmr/2804 mvbmr, profundidad a la cual iniciara el primer KOP con una severidad de 2°/30m hasta alcanzar un ángulo máximo de 35° a 3275 mdbmr/3237 mvbmr, el cual se mantendrá hasta la profundidad de 36622 mdbmr/3521 mvbmr. Posteriormente se iniciara un segundo KOP y la construcción de la sección de alto ángulo con severidad de 2°/30 m, logrando 75° de inclinación y azimut de 53.51° a 4222 mdbmr/3858 mvbmr, el cual se mantendrá hasta la profundidad final programada del pozo a 4888 mdbmr/4031 mvbmr.

DATOS DEL PROYECTO DIRECCIONAL	
Profundidad total vertical	4031 mvbmr
Profundidad total desarrollada	4888 mdbmr
Nudge @	310 mdbmr
Ángulo máximo	4.0°
Azimut	53.51°
KOP 1	2810 mdbmr/2804 mvbmr
Azimut	53.51°
Severidad máxima	2.0°
Ángulo máximo	35.0°
KOP 2	3622 mdbmr/3521 mvbmr
Azimut	53.51°
Severidad Máxima	2.0°
Ángulo máximo	75.0°
Objetivo (BTP-KS)	4512 mdbmr/3933 mvbmr
Desplazamiento	1285 m
Profundidad total del pozo	4888 mdbmr/ 4031 mvbmr
Desplazamiento en la profundidad total	1650 m

Tabla 43. Datos del proyecto direccional.

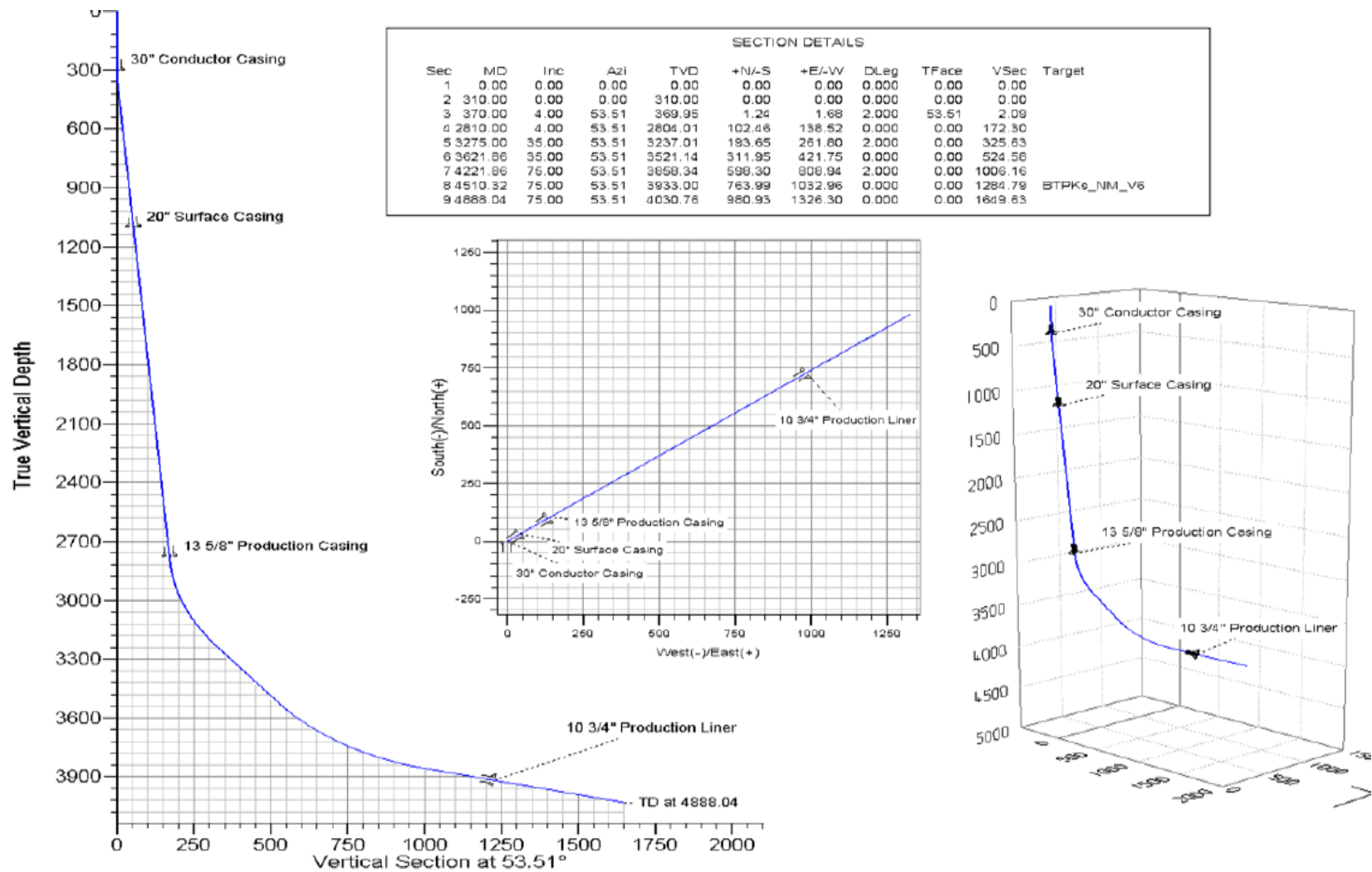


Figura 49. Esquema del plan direccional.

3.5.6 Programa de fluidos de perforación

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS									
Intervalo (md)		Tipo fluido	Densidad (g/cm ³)	Viscosidad (seg)	Filtrado (ml)	Relación Aceite/Agua	Sólidos %	Salinidad (ppm)	pH
Sup.	300	Bentonítico salino	1.06	150-200	<20	-	4-8	<1800	10
300	1100	Bentonítico salino	1.06-1.25	40-60	8-12	-	6-14	<3000	10
1100	2790	Emulsión inversa	1.33-1.53	55-75	<6	75/25	16-24	200000-220000	-
2790	4460	Emulsión inversa	1.75-1.85	70-90	<6	80/20	30-34	220000-250000	-
4460	4888	Baja densidad	0.90	80-150	3-5	70/30	4-6	600-1500	10

Tabla 44. Programa de fluidos de perforación propuesto.

Durante la perforación de las formaciones del yacimiento, se recomienda utilizar obturantes biodegradables y solubles al ácido como CaCO₃. Emplear sistemas compatibles con la formación y evitar en lo posible el daño al yacimiento.

Se anexa el plan de incremento de la densidad del fluido de perforación, según el modelo geomecánico.

TVD (m)	MW (g/cm ³)	TVD (m)	MW (g/cm ³)
300	1.06	1997	1.53
700	1.06	2784	1.53
701	1.15	2785	1.75
800	1.15	2913	1.83
801	1.25	3225	1.83
1100	1.25	3226	1.85
1101	1.33	3920	1.85
1500	1.33	3921	0.9
1501	1.43	4031	0.9
1996	1.43		

Tabla 45. Incremento de la densidad del fluido de perforación, en base al modelo geomecánico.

3.5.7 Programa de barrenas e hidráulica

Etapa	Barrena No.	Intervalo (md)		Diámetro (in)	Tipo (IADC)	Toberas 1/32"	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (Ton)	RPM	P. Bba. (psi)	Gasto (gpm)
1	1	Sup.	300	36	Tricónica 111	6 x 32	15.0	20.0	2-8	80-100	763	950
2	2	300	1100	26	Tricónica 115W	3 x 18 1 x 16	51.61	15.5	2-8	80-120	2108	950
3	3	1100	2790	17 1/2	PDC M123	4 x 14 3 x 15	146.95	11.5	2-10	100-120	3154	900
4	4,5	2790	4460	12 1/2	PDC M433	7 x 12	196.47	8.5	4-10	80-100	3690	700
5	6,7	4460	4888	8 1/2	PDC M233	6 x 6 2 x 7	142.66	3.0	4-10	80-100	3336	400

Tabla 46. Programa de barrenas propuesto.

PROGRAMA HIDRÁULICO													
Bna. No.	Dens. (g/cm ³)	Vp (cp)	Yp (lb/in ²)	TFA (in ²)	DPbna (psi)	% Bna	HP @ Bna.	HSI (Hp/in ²)	V. Anul. (m/min)	Eficiencia Transporte	DEC (g/cm ³)	HP (sup)	Camisas (in)
1	1.06	14-22	18-25	1.841	217	28.4	120	0.12	5.6/5.9	92.27	1.07	423	7
2	1.25	12-16	12-18	0.942	676	32.0	312	0.59	8.0/11.0	81.11	1.31	1045	7
3	1.53	26-30	18-22	1.119	675	21.51	330	1.26	21.0/28.0	89.50	1.55	1656	7
4,5	1.85	36-40	20-24	0.773	1007	27.70	383	3.25	44.0/87.0	75.97	1.89	1507	6 1/2
6,7	0.90	16-26	20-28	0.241	1055	40.59	183	6.31	25.0/112	86.7	1.00	779	6 1/2

Tabla 47. Programa hidráulico propuesto.

3.5.8 Aparejos de fondo y diseño de sartas

3.5.8.1 Primera etapa

Etapa:	36	Intervalo	0-300 m		Densidad lodo (g/cm ³):					1.06	FF	0.865	
Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
1	Barrena Tricónica de 36"	0.57	0.57	P 7 5/8" REG	36	0	305.28		1.06	0.865	0.17	0.151	0.151
2	Doble caja liso de 9 1/2"	1.08	1.65	B 7 5/8" REG	9.625	3	333.17		1.06	0.865	0.36	0.311	0.462
3	VCP de 9 1/2"	0.55	2.2	B 7 5/8" REG	9.5	3	323.65	1.041	1.06	0.865	0.18	0.154	0.616
4	Drill Collar 9 1/2"	18	20.2	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3	327.99	1.000	1.06	0.865	5.90	5.107	5.722
5	Estabilizador 9/2" x 35 7/8"	1.58	21.78	B 7 5/8" REG	9.5	4	323.65	1.022	1.06	0.865	0.51	0.442	6.165
6	Drill Collar 9 1/2"	9.14	30.92	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3	327.99	0.978	1.06	0.865	3.00	2.593	8.758
7	Estabilizador 9/2" x 35 7/8"	1.58	32.5	B 7 5/8" REG	9.5	4	323.65	1.022	1.06	0.865	0.51	0.442	9.200
8	Drill Collar 9 1/2"	27	59.5	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3	327.99	0.978	1.06	0.865	8.86	7.660	16.860
9	Comb. 7 5/8" x NC 50 (IF)	1	60.5	B 4 1/2" IF	8	2.81	223.48	1.684	1.06	0.865	0.22	0.193	17.053
10	DC 6 1/2"	27	87.5	B 4 1/2" IF	6.5	3	136.46	1.923	1.06	0.865	3.68	3.187	20.240
11	Comb. NC50 x XT57	1	88.5	0	6.5	2.81	136.84	0.989	1.06	0.865	0.14	0.118	20.359
12	HW 7 5/8" XT57	54	142.5	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin T57	5.5	4	94.052	2.212	1.06	0.865	5.08	4.393	24.752

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
13	5 7/8", T.P-26.3 #, G-105, Premium	157.5	300	Top Box 54 1/2" XT57 x Pin T57	5.875	5.045	45.151	1.295	1.06	0.865	7.11	6.151	30.903
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	30.90			
Peso del bloque									(Ton)	30.86			
Carga sobre las líneas									(Ton)	61.49			
Capacidad de la tubería (AI 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	240.91			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	210.01			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	7.80			

Tabla 48. Diseño de sarta seleccionada para la primera etapa de perforación.

3.5.8.2 Segunda etapa

Etapa:	26"	Intervalo (m):	300-1100	Densidad lodo (g/cm ³):						1.25	FF	0.841	
Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
1	Tricónica de 26"	0.56	0.57	P 7 5/8" REG	26	0	238		1.25	0.841	0.14	0.114	0.114
2	9 5/8" Motor de fondo	8.63	9.2	B 7 5/8" REG	9.5	6.888	215.56		1.25	0.841	1.86	1.564	1.678
3	VCP 9 1/2"	0.67	9.87	B 6 5/8" REG	9.5	3	224.80	0.731	1.25	0.841	0.15	0.127	1.805
4	Estabilizador 9 1/2" x 25 7/8"	1.63	11.5	B 6 5/8" REG	9.5	2.813	327.99	0.998	1.25	0.841	0.53	0.449	2.254
5	Doble Pin 9 1/2"	0.61	12.11	B 6 5/8" REG	8	3	327.99	1.695	1.25	0.841	0.20	0.168	2.423
6	9 1/2" LWD	6.82	18.93	B 7 5/8" REG	9.5	1.92	285.99	0.586	1.25	0.841	1.95	1.640	4.062
7	9 1/2" MWD	4.81	23.74	B 7 5/8" REG	9.5	5.7	285.99	1.147	1.25	0.841	1.38	1.157	5.219
8	Orienting sub UBHO 9 1/2"	0.47	24.21	B 6 5/8" REG	8	2.813	222.68	1.480	1.25	0.841	0.10	0.088	5.307

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
9	Comb. 7 5/8" REG x 6 5/8" REG	0.5	24.71	B 6 5/8" REG	7	2.875	163.19	1.513	1.25	0.841	0.08	0.069	5.376
10	Drill Collar 8"	27.48	52.19	B 6 5/8" REG	8	3	223.22	0.664	1.25	0.841	6.13	5.157	10.533
11	Martillo de 8" SLEDGEHAMMER	6.62	58.86	B 6 5/8" REG	8	2.75	198.41	0.994	1.25	0.841	1.32	1.113	11.646
12	Comb. 6 5/8" REG. x XT57	0.97	59.83	B 6 5/8" REG XT57	5.875	1.5	29.787	2.500	1.25	0.841	0.03	0.024	11.670
13	HW 5 7/8" XT57	110.52	170.35	Top Box XT57 x Pin XT57	5.5	4	94.052	1.685	1.25	0.841	10.39	8.739	20.409
14	5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium	923.45	1100	Top Box XT57 x Pin XT57	5.875	5.045	45.150	1.295	1.25	0.841	41.97	35.291	55.700
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	55.700			
Peso del bloque									(Ton)	30.86			
Carga sobre las líneas									(Ton)	86.56			
Capacidad de la tubería (Al 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	240.91			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	185.21			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	4.33			

Tabla 49. Diseño de sarta seleccionada para la segunda etapa de perforación.

3.5.8.3 Tercera etapa

Etapa:	17 1/2"	Intervalo (m):	1100-2970	Densidad lodo (g/cm ³):						1.53	FF	0.805	
Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
1	Barrena PDC de 17 1/2"	0.6	0.6	Top Pin 7 5/8" REG	17.5	0.0	193.5		1.53	0.805	0.1	0.1	0.1
2	RSS 9 1/2"	7.3	7.9	Top Box 7 5/8" REG x BTM Box 7 5/8" REG	9.5	3.0	302.1		1.53	0.805	2.2	1.8	1.9
3	Estabilizador 8" x 17 1/2"	2.81	10.71	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	8.0	2.8	224.0	1.7	1.53	0.805	0.6	0.5	2.4
4	Doble Pin 8"	0.6	11.31	Top Pin 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	8.0	3.0	328.0	1.0	1.53	0.805	0.2	0.2	2.5
5	LWD 9 1/2"	6.83	18.14	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	1.9	286.0	0.6	1.53	0.805	2.0	1.6	4.1
6	MWD 9 1/2"	3.01	21.15	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	5.7	286.0	1.1	1.53	0.805	0.9	0.7	4.8
7	Válvula c/presión 9 1/2"	0.57	21.72	Top Box 7 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3.0	224.8	0.9	1.53	0.805	0.1	0.1	4.9
8	Comb. 9 1/2"	0.81	22.53	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3.0	290.2	1.0	1.53	0.805	0.2	0.2	5.1
9	Drill Collar 8"	27.58	50.11	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	8.0	3.0	223.2	1.7	1.53	0.805	6.2	5.0	10.0

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
10	Martillo 8"	6.78	56.89	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	8.0	2.8	198.4	1.0	1.53	0.805	1.3	1.1	11.1
11	Drill Collar 8"	9.14	66.03	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 7 5/8" REG	8.0	3.0	223.2	1.0	1.53	0.805	2.0	1.6	12.8
12	HW 5 7/8" XT57	139.8	205.83	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.5	4.0	94.1	4.2	1.53	0.805	13.1	10.8	23.4
13	5 7/8", T.P-26.3#, G-105,Premium	2584.17	2790	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.9	5.0	45.2	1.3	1.53	0.805	105.8	85.2	108.6
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	108.57			
Peso del bloque									(Ton)	30.86			
Carga sobre las líneas									(Ton)	139.43			
Capacidad de la tubería (Al 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	240.91			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	132.34			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	2.22			

Tabla 50. Diseño de sarta seleccionada para la tercera etapa de perforación.

3.5.8.4 Cuarta etapa

Etapa:	12 1/4"	Intervalo (m):	2790-4460	Densidad lodo (g/cm ³):							1.85	FF	0.764
Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
1	Barrena PDC de 12 1/4"	0.63	0.63	Top Pin 6 5/8" REG	12.25	0.00	178.58		1.85	0.764	0.11	0.09	0.09
2	RSS 8"	9.43	10.06	Top Box 6 5/8" REG x BTM Box 6 5/8" REG	8	5.80	232.82		1.85	0.764	2.20	1.68	1.76
3	Estabilizador 8" x 12 1/4"	2.81	12.87	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.81	223.97	0.73	1.85	0.764	0.63	0.48	2.25
4	LWD 8"	7.96	20.83	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.81	236.62	1.00	1.85	0.764	1.88	1.44	3.68
5	LWD 8"	10.32	31.15	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.81	236.62	1.00	1.85	0.764	2.44	1.87	5.55
6	LWD 8"	6.21	37.36	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.81	236.62	1.00	1.85	0.764	1.47	1.12	6.67
7	MWD 8"	4.66	42.02	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	3.50	219.36	1.02	1.85	0.764	1.02	0.78	7.46
8	Estabilizador 8" x 12 1/4"	0.8	42.82	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.81	223.97	0.98	1.85	0.764	0.18	0.14	7.59
9	Drill Collar 8"	27.96	70.78	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	3.00	223.22	1.00	1.85	0.764	6.24	4.77	12.36

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
10	Martillo 8"	6.62	77.40	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	2.75	198.42	0.99	1.85	0.764	1.31	1.00	13.37
11	Drill Collar 8"	9.14	86.54	Top Box 6 5/8" REG x BTM Pin 6 5/8" REG	8	3.00	223.22	1.01	1.85	0.764	2.04	1.56	14.93
12	Combinación 6 5/8" REG	0.83	87.37	Top Box XT57 Pin 6 5/8" REG	7	2.88	163.19	1.51	1.85	0.764	0.14	0.10	15.03
13	HW 7 5/8" XT57	111.84	199.21	Top Box XT57 x Pin XT57	5.5	4.00	94.05	2.78	1.85	0.764	10.52	8.04	23.07
14	5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium	2560.79	398.42	Top Box XT57 x Pin XT57	5.875	5.05	45.15	1.30	1.85	0.764	115.62	88.37	111.44
15	5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium	1700	4460	Top Box XT57 x Pin XT57	5.875	5.05	45.15	1.00	1.85	0.764	76.76	58.67	170.11
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	111.44			
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	170.11			
Peso del bloque									(Ton)	30.86			
Carga en el gancho									(Ton)	200.97			
Capacidad de la tubería (AI 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	240.91			
Capacidad de la tubería (AI 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	314.15			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	129.47			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	144.04			
Peso Total									(Ton)	287.87			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	2.16			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	1.85			

Tabla 51. Diseño de sarta seleccionada para la cuarta etapa de perforación.

3.5.8.5 Quinta etapa

Etapa:	8 1/2"	Intervalo (m):		4460-4888	Densidad lodo (g/cm ³):				0.90	FF			0.885
Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
1	Barrena PDC de 8 1/2"	0.28	0.28	Top Pin 4 1/2" REG	8.50	0.00	163.70		0.90	0.885	0.05	0.04	0.04
2	RSS 8"	9.83	10.11	Top Box 6 5/8" REG x BTM Box 6 5/8" Estabilizador REG	8.00	5.80	232.82		0.90	0.885	2.29	2.03	2.07
3	Estabilizador 6 3/4" x 8 1/2"	0.54	10.65	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	3.00	147.33	1.25	0.90	0.885	0.08	0.07	2.14
4	LWD 6 3/4"	8.49	19.14	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	2.81	236.62	0.99	0.90	0.885	2.01	1.78	3.92
5	MWD 6 3/4"	9.2	28.34	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	2.81	219.36	1.00	0.90	0.885	2.02	1.79	5.70
6	Válvula c/presión 6 3/4"	0.6	28.94	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	2.81	149.40	1.00	0.90	0.885	0.09	0.08	5.78
7	Drill Collar 6 3/4"	9.62	38.56	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	2.81	149.40	1.00	0.90	0.885	1.44	1.27	7.05
8	TP 5" HW	86.58	125.14	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	5.00	3.00	73.37	2.74	0.90	0.885	6.35	5.62	12.68
9	Combinación 6 1/2"	0.69	125.83	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 6 5/8" REG	6.50	2.88	135.35	0.41	0.90	0.885	0.09	0.08	12.76
10	Martillo 6 3/4"	6.47	132.30	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 4 1/2" IF	6.75	2.50	145.10	0.88	0.90	0.885	0.94	0.83	13.59
11	Combinación 6 1/2"	0.84	133.14	Top Box 4 1/2" IF x BTM Pin 6 5/8" REG	6.50	2.88	135.35	1.14	0.90	0.885	0.11	0.10	13.69
12	HW 5 7/8" XT57	115.2	248.34	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.50	4.00	94.05	2.20	0.90	0.885	10.83	9.59	23.29
13	5 7/8", T.P26.3#, G-105,Premium	2939.7	3188	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.88	5.05	45.15	1.30	0.90	0.885	129.21	114.39	137.68

Comp.	Herramienta	Long. (m)	Long. Acm. (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)	Peso (Kg/m)	SR	Densidad lodo (g/cm ³)	FF	Peso (Ton)		
											Aire	Flotado	Acm. Flotado
14	5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium	1700	4888	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.88	5.05	45.15	1.00	0.90	0.885	76.76	67.96	205.63
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	137.68			
Carga en 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	205.63			
Peso del bloque									(Ton)	30.86			
Carga en el gancho									(Ton)	236.49			
Capacidad de la tubería (AI 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	240.91			
Capacidad de la tubería (AI 90%) 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	314.15			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	103.24			
Overpull disponible 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	108.52			
Peso Total									(Ton)	345.01			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, G-105, Premium									(Ton)	1.75			
Factor de seguridad 5 7/8", T.P-26.3#, S-135, Premium									(Ton)	1.53			

Tabla 52. Diseño de sarta seleccionada para la quinta etapa de perforación.

3.5.9 Programa de cementaciones

Diámetro TR (in)	Profundidad (md)	Densidad de Lechadas (g/cm ³)	Cima Cemento (md)	Base Cemento (md)	Observaciones
30	300	1.90	LM	300	Lechada única
20	1100	1.54	50	800	Lechada de llenado
		1.90	800	1100	Lechada de amarre
13 5/8	2790	1.60	1000	2590	Lechada de llenado
		1.90	2590	2790	Lechada de amarre
10 3/4	4460	1.95	2490	4460	Lechada única (se consideran 300 m lineales de cemento de traslape entre TR's)

Tabla 53. Programa de cementaciones propuesto para el proyecto pozo.

3.5.10 Terminación de pozo

En términos generales, los análisis realizados demuestran que la mejor opción para la terminación del proyecto pozo es la opción de agujero descubierto. El aparejo de producción que se requiere en el proyecto pozo será de 5 1/2", con tubería TRC-95, 17 lb/ft, V-Top. Asimismo se instalara un sistema BEC Dual encapsulado de 7 5/8" con sensor de presión y temperatura permanente, un empacador de producción de 10 3/4", 79.2 lb/ft, con accesorios y válvulas de tormenta de 5 1/2". El SAP utilizara una bomba serie 562 P75LS de 175 etapas y un motor 562 KM-KC 810 HP/4335 V/117 A. El aparejo y accesorios a utilizar en el pozo están diseñados para manejar las altas concentraciones de H₂S y CO₂.

TP	5 1/2"
Bomba	562 P75LS, 176 etapas (2 cuerpos)
Motores	562, KM-KC 810 HO/ 4335 V/ 117 A (2 cuerpos)
Sello	538, SP1T 4B, 6 cámara, BPBSL/BPBSL
Cable de potencia	Redondo, calibre #1, 5 Kv
MLE	Plano, calibre #4, 5Kv

Tabla 54. Equipo programado para la terminación del proyecto pozo.

En la Figura 50 se muestra el diagrama mecánico programado del pozo donde la profundidad de entrada de la bomba superior se encuentra a 2455 md, la profundidad de entrada de la bomba inferior a 2562 md y la profundidad programada del empacador a 2755 md.

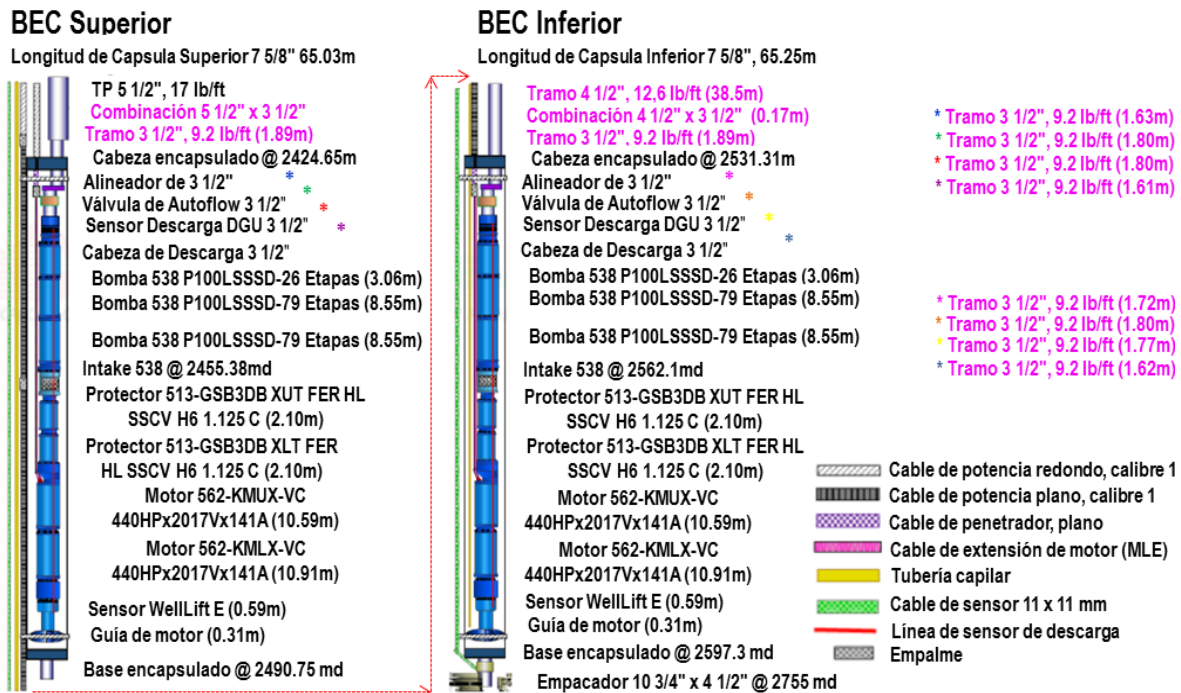


Figura 50. Diagrama mecánico del sistema BEC Dual diseñado para el proyecto pozo.

Con respecto al empacador se seleccionó uno del tipo semipermanente hidráulico WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2 lb/ft, como sistema de aislamiento entre la zona productora en agujero descubierto BKS y las TR's de producción.

Característica	Empacador seleccionado
Tipo de empacador	Semipermanente
Modelo	WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2#
Profundidad de escariado	2770 md
Profundidad de anclaje	2755 md
Presión máxima de activación	2400 psi
Presión de prueba en espacio anular	500 psi
Fluido de terminación	Lodo de BD 0.88 g/cm ³
Nivel de fluido	1400 md

Tabla 55. Características del empacador seleccionado en la terminación del proyecto pozo.

3.5.11 Conexiones superficiales

3.5.11.1 Descripción general del árbol de producción

Árbol de Producción	18 3/4" (3M) x 13 5/8" (5M) x 5 1/8" (5M) x 5 1/8" (5M)
----------------------------	---

Tabla 56. Descripción del árbol de producción.

3.5.11.2 Distribución de cabezales y medio árbol

Componente	Tamaño nominal y presión de trabajo (psi)	Especificaciones del material
Cabezal inicial de cuñas invertidas 20 3/4" (3M) x 20 CSG	20", 3000	U-DD-PSL1-PR1
Brida doble sello 20 3/4" (3M) x 18 3/4"	13 5/8", 3000	U-DD-PSL2
Cabezal de producción 18 3/4" x 13 5/8" (5M) x 5 1/8" x 5000	13 5/8", 5000	U-HH-PSL2-PR2

Tabla 57. Descripción de cabezales y medio árbol.

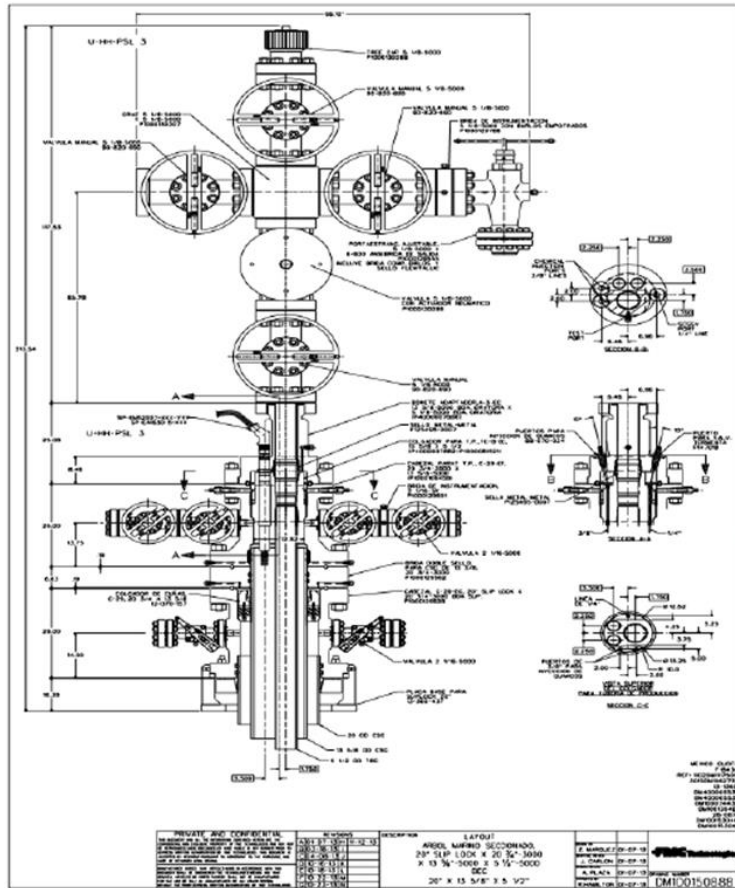


Figura 51. Diagrama del árbol de válvulas propuesto.

3.5.11.3 Esquemas por etapa para el arreglo de preventores

3.5.11.3.1 Segunda etapa

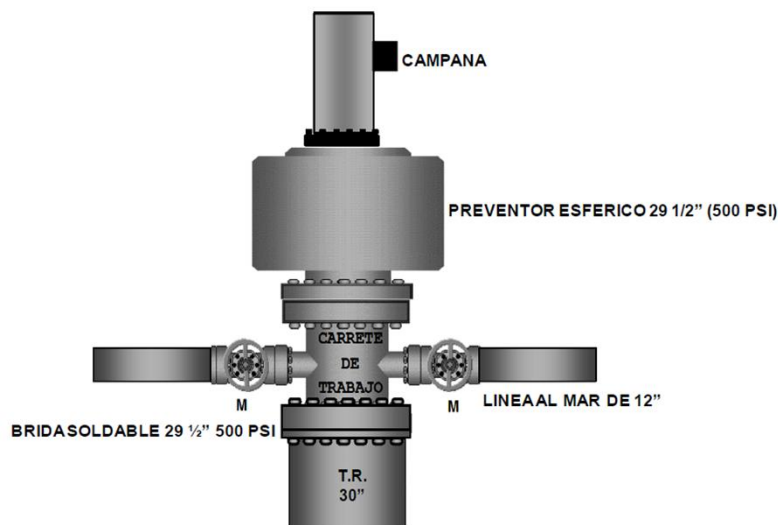


Figura 52. Esquema de preventores en la segunda etapa.

3.5.11.3.2 Tercera etapa

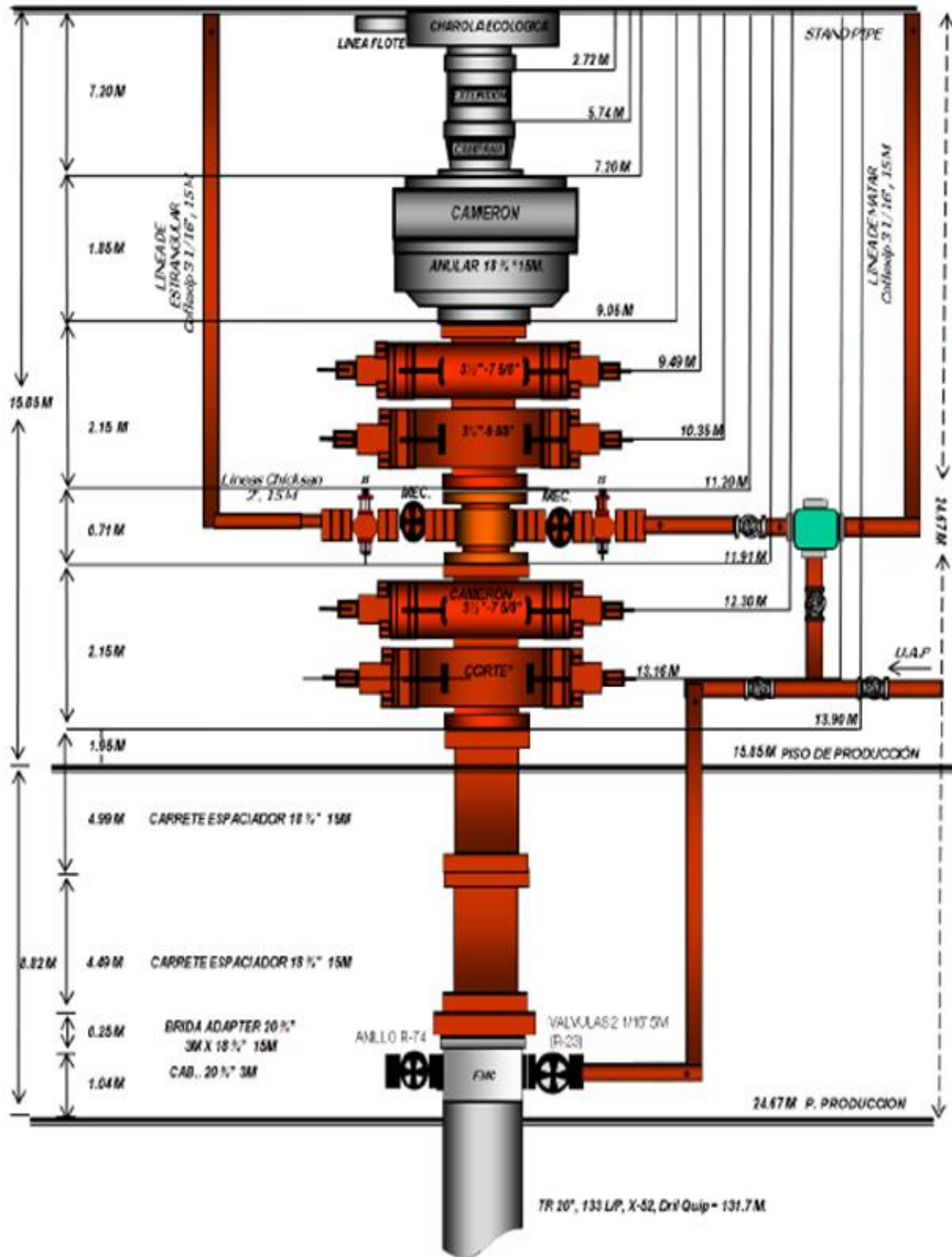


Figura 53. Esquema de preventores en la tercera etapa.

3.5.11.3.3 Cuarta y quinta etapa

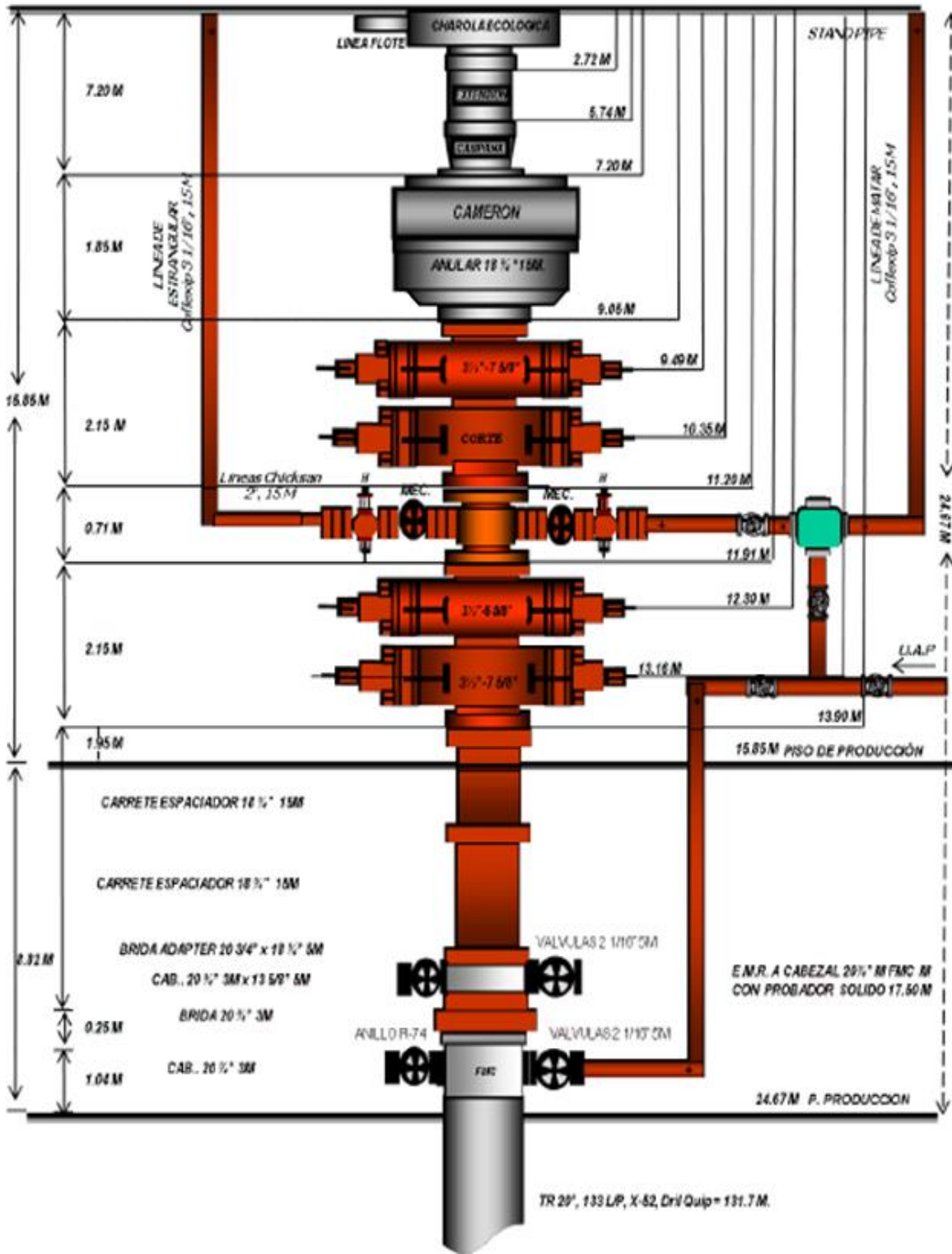


Figura 54. Esquema de preventores en la cuarta y quinta etapa.

3.5.12 Características del equipo de perforación

Potencia	3000 HP
Máx. Profundidad de perf.	7620 m
Cemento	255 Ton
Agua de perforación	204 m ³
Agua potable	157 m ³
Combustible Diesel	136 m ³
Tanques de lodo	307 m ³
Químicos a granel	512 Ton
Tanque de Viaje	8 m ³
Acomodación	100 personas
Quemador ecológico	12000 bpd

Tabla 58. Características del equipo de perforación.

Unidad	Cantidad	Capacidad
Mástil	1	1500000 lbs
Corona	1	1500000 lbs
Polea viajera	1	750Ton
Mesa rotaria	1	750 Ton
Malacate	1	3000 HP
Bombas de Lodo	3	2200 HP
Generadores C.A. (Eléctricos)	4	1365Kw/1925Kva
Múltiple estrangulación	1	7500 psi
Grúas hidráulicas	2	75 Ton
Separador Gas-Lodo	1	30 in x 30 ft de diámetro

Unidad	Cantidad	Capacidad
Centrífugas de lodo	1	Alta gravedad
	1	Baja gravedad
Top Drive	1	750 Ton 1150 HP 250 RPM 62250 lbs-ft
Bomba de alta presión	1	10000 psi
Malacate Neumático	5	7000 lbs
Freno auxiliar del malacate	2	9000 LPP a 50 RPM
Agitador de lodos	12	25 HP
Pistolas de mezclado de lodo	12	Eficiente mezclado de lodo
Embudos independientes	2	Con succión y descarga
Sistema de presas	-	1932 BLS
Motor de combustión interna	4	1500 Kw

Tabla 59. Herramientas del equipo de perforación.

3.5.13 Estimación de tiempos clase II

Mts/día	TR (in)	Discretización	Días			
			LT	Total	PROG.	Total
25.63	30"	Prof. (m)	300		300	
		P	1.2	3.5	1.8	5.5
		TI	0.0		0.0	
		CE	2.3		3.7	
66.66	20"	Prof. (m)	1100		1100	
		P	2.8	9.76	2.7	12.0
		TI	1.4		1.1	
		CE	5.4		8.3	
71.00	13 5/8"	Prof. (m)	2790		2790	
		P	8.8	19.7	10.4	23.8
		TI	2.7		1.2	
		CE	8.2		12.1	
34.64	10 3/4"	Prof. (m)	4460		4460	
		P	12.9	25.4	25.2	48.2
		TI	5.8		7.5	
		CE	6.7		15.5	
20.00	AD	Prof. (m)	4888		4888	
		P	9.8	13.4	11.5	21.4
		TI	7.0		7.7	
		CE	0.0		2.2	
Total de tiempo			71.6		110.9	
Mts/día			44.07 m/día			

Tabla 60. Tiempos estimados para la perforación del proyecto pozo.

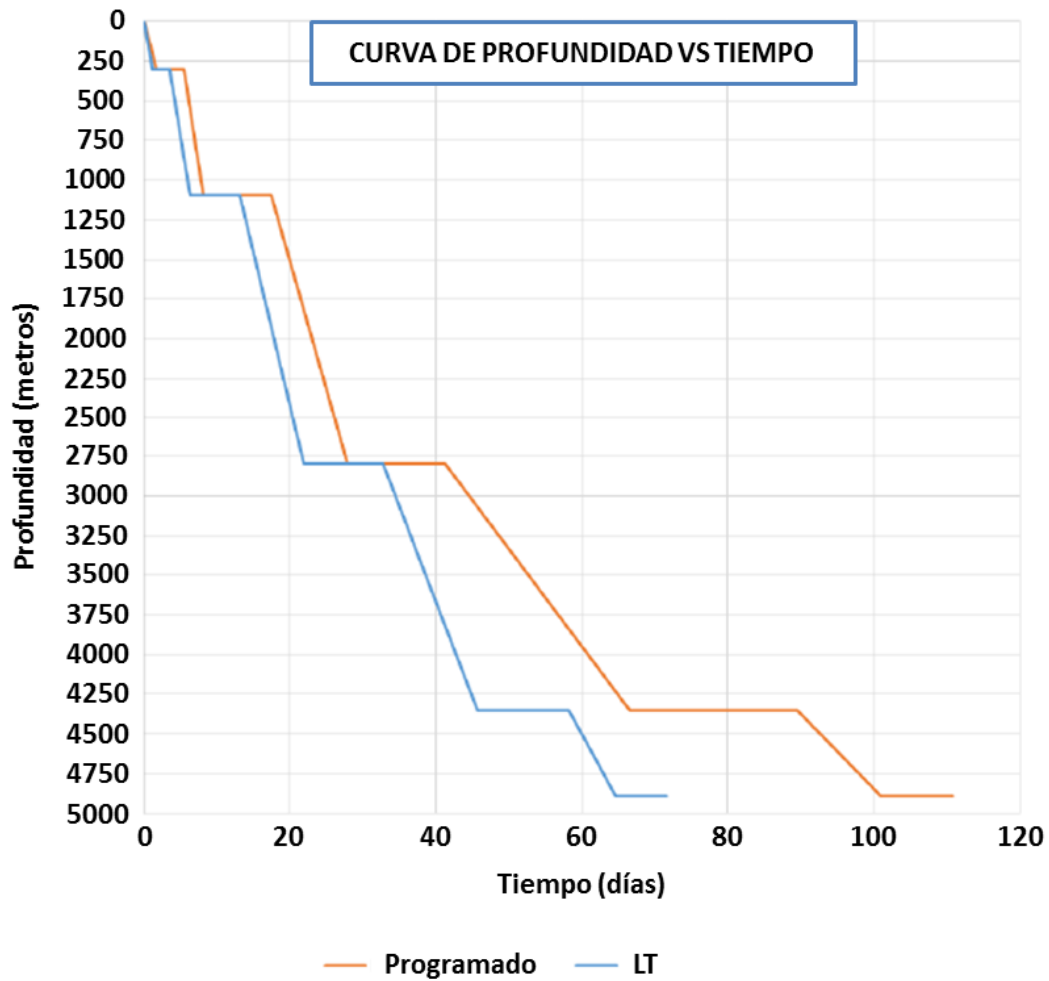


Figura 55. Curva de avance estimada para la perforación del pozo.

Para el caso de la terminación para este proyecto pozo se estima un tiempo de 17.9 días, en el cual se consideran todas las condiciones mencionadas anteriormente.

3.5.14 Análisis de costos clase II

Para el diseño del proyecto pozo se estimaron costos clase II de perforación y terminación de la siguiente manera (Tabla 61):

Descripción	Perforación	Terminación BEC
Equipos	207,625,538.00	15,328,699.55
Materiales	79,109,382.00	1,792,815.18
Servicios	164,728,294.00	27,726,545.76
Logística	81,608,863.00	6,505,714.29
Seguridad y ecología	7,376,301.00	2,882,199.05
Total general (pesos)	540,448,378.00	54,235,973.83

Tabla 61. Costos clase II para el proyecto pozo.

3.5.15 Evaluación económica

En la Tabla 62 se indican las premisas utilizadas para la obtención de los indicadores económicos:

	Evaluación A	Evaluación B	Evaluación C
Precio del aceite (usd/bbl)	18.900	37.360	90.050
Tipo de cambio (pesos/usd)	18.608	16.8382	13.2162
Costo de operación y mantenimiento (usd/bbl)	5.0		
Tasa de descuento (%)	12		
Impuestos (%)	70		

Tabla 62. Premisas utilizadas para la evaluación económica.

En la Tabla 63 se muestran los indicadores obtenidos para esta etapa:

		INDICADORES ECONÓMICOS DE LA OPCIÓN SELECCIONADA	
Evaluación A	Límite económico: 881 BPD, año 2022	VPN (\$)	110,970,966.00
		VPI (\$)	361,023,285.00
		EI (\$/\$)	0.31
		RBC (\$/\$)	0.19
		TIR (%)	10
Evaluación B	Límite económico: 419 BPD, año 2025	VPN (\$)	627,439,006.00
		VPI (\$)	1,224,283.889.00
		EI (\$/\$)	0.51
		RBC (\$/\$)	1.06
		TIR (%)	20
Evaluación C	Límite económico: 199 BPD, año 2028	VPN (\$)	1,600,567,716.00
		VPI (\$)	2,819,557,246.00
		EI (\$/\$)	0.57
		RBC (\$/\$)	2.69
		TIR (%)	----

Tabla 63. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica del proyecto pozo.

Concluidas las tres primeras fases en la Metodología VCDSE de pozos, el siguiente paso es la ejecución del proyecto pozo, la cual se mostrara en el siguiente capitulo.

Capítulo IV. Caso práctico en el pozo “Universitario-1”

4.1 Introducción

Como en todo proyecto, el objetivo de cualquier planeación, es poder aplicar dicho proceso a un caso real y observar el desempeño que se obtendrá al aplicar todas las consideraciones previstas en la estrategia inicial. En este sentido cuando se tiene terminado el diseño de perforación en el Proyecto de Explotación, el siguiente paso, de acuerdo a la Metodología FEL aplicada a pozos, es la puesta en marcha de las actividades planeadas con el fin de construir el pozo que se necesita para la extracción de hidrocarburos.

En la ejecución se busca prevenir y/o minimizar las desviaciones con respecto al programa diseñado, y si existieran, se realizara una documentación detallada de los cambios que se presentaron, así como su causa de origen, buscando hacer más eficiente el proceso de perforación en futuros proyectos.

4.2 Etapa de Seguimiento

Penúltima etapa de la Metodología VCDSE de pozos, en la cual se dará seguimiento a la construcción del proyecto pozo y a los planes de contingencia previstos en la etapa de Definición, con la finalidad de garantizar el cumplimiento al diseño programado y para prevenir y/o minimizar las desviaciones a través de la toma oportuna de decisiones.

A continuación se mostraran los resultados obtenidos en el proceso de ejecución del proyecto pozo Universitario-1.

4.2.1 Datos del proyecto pozo

El pozo Universitario-1 se ubica en el campo de aceite de aceite crudo extra peso Universitario que se encuentra ubicado geográficamente dentro de la Sonda Marina de Campeche, aproximadamente a 130 km al NW de Ciudad del Carmen, en aguas territoriales del Golfo de México. Este pozo se encuentra ubicado en la estructura sur del campo Universitario a 1.57 km aproximadamente al NE del pozo exploratorio Universitario-A1. Las características así como la ubicación real del pozo Universitario-1 se muestran en la Tabla 64 y en la Figura 56 respectivamente.

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Nombre del pozo:	Universitario	Número:	1	Conductor:	A
Clasificación:	Marino de Desarrollo				
Plataforma:	Universitario-PL	Equipo:	PEMEX-A		
Tirante de agua (m):	114				
Altura de la mesa rotaria (m):	44.78				
Coordenadas UTM del conductor:	X= 569641.71		Y= 2167918.00		
Coordenadas geográficas del conductor:	Lat.= 19° 36' 22.565 N		Long.= 92° 20' 9.239 W		
Coordenadas UTM a la profundidad total	X= 570967.93		Y= 2168898.00		

Tabla 64. Datos básicos del pozo Universitario-1.

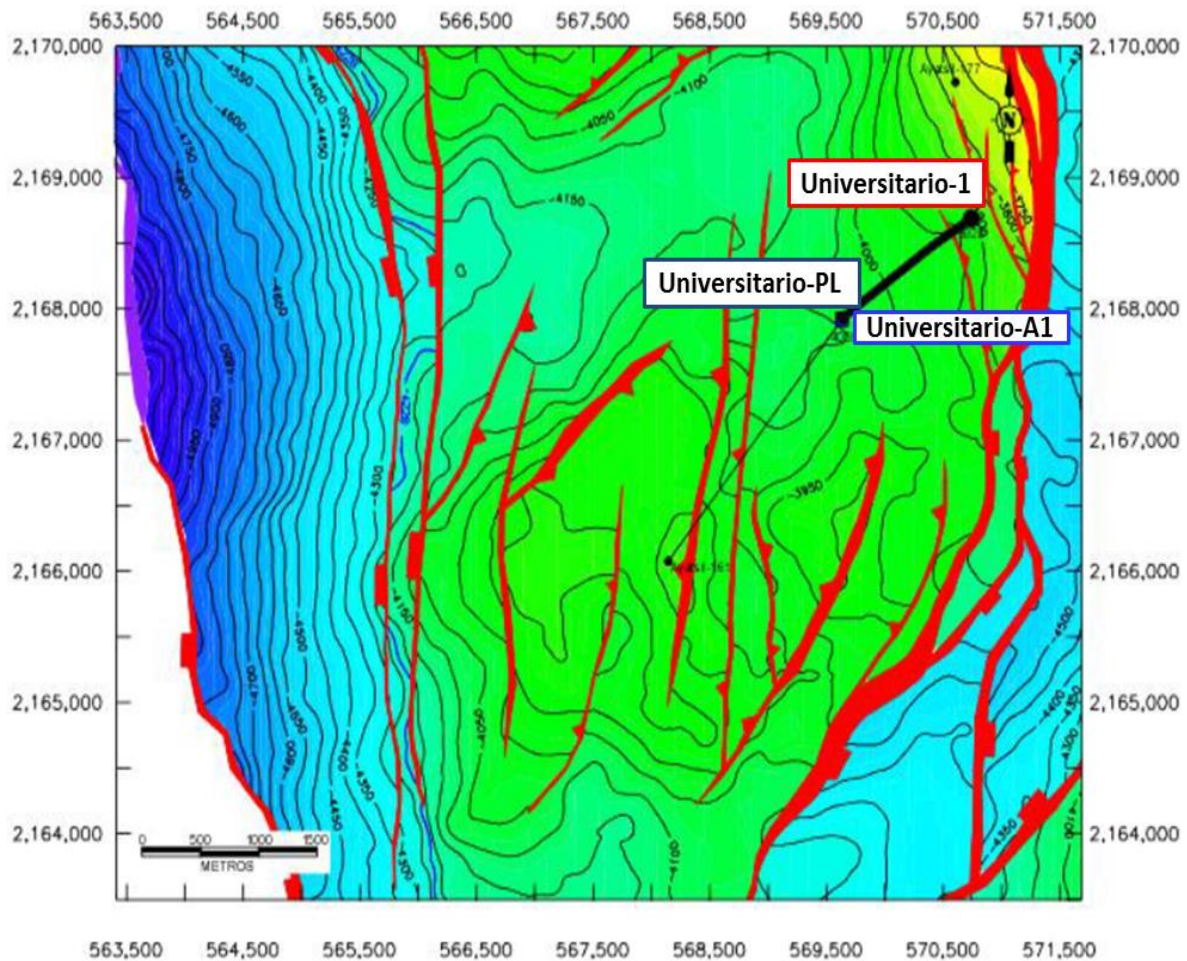


Figura 56. Mapa de ubicación del pozo Universitario-1.

4.2.2 Columna geológica

La columna geológica del pozo Universitario-1 abarca sedimentos que van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Cretácico Superior. En las Tablas 65 y 66 se muestra la profundidad total y la columna geológica real perforada por el pozo Universitario-1, donde se encontró la cima de brecha a 4563 mdbmr (3964 mvbmr) y con una profundidad total de 4820 mdbmr (4013 mvbmr), cortando 257 md (49 mv) dentro del yacimiento. Originalmente, se había programado en la fase anterior, una profundidad total de 4888 mdbmr, pero debido a problemas operativos se analizó y diseñó una ventana, la cual tuvo una profundidad programada total de 4860 mdbmr. Una vez perforando el pozo, la profundidad total alcanzada fue de 4820 mdbmr. Cabe mencionar que no se pudo llegar a la profundidad programa del pozo debido a problemas operativos.

Profundidad total (m)	Coordenadas X	Coordenadas Y	Profundidad MDBMR	Profundidad MVBMR
Real	570957.94	2168793.56	4820	4013

Tabla 65. Profundidad total real del pozo Universitario-1.

Edad (Cima)	MD	MVBMR	MVBNM	EV (m)	EM (m)
Reciente Pleistoceno	158.78	158.78	-114.00	969.18	971.55
Plioceno Superior	1130.33	1127.96	-1082.96	1686.63	1690.88
Plioceno Medio	2821.21	2814.59	-2769.59	303.41	316.13
Plioceno Inferior	3137.34	3118.00	-3073.00	195.00	230.72
Mioceno Superior	3368.06	3313.00	-3268.00	131.00	160.29
Mioceno Medio	3528.35	3444.00	-3399.00	35.00	42.78
Mioceno Inferior	3571.13	3479.00	-3434.00	38.00	46.60
Oligoceno Superior	3617.73	3517.00	-3472.00	29.00	36.15
Oligoceno Medio	3653.88	3546.00	-3501.00	27.00	34.41
Oligoceno Inferior	3688.29	3573.00	-3528.00	27.00	35.68
Eoceno Superior	3723.97	3600.00	-3555.00	99.71	145.90
Eoceno Medio	3869.87	3699.71	-3654.71	72.83	128.08
Eoceno Inferior	3997.95	3772.54	-3727.54	122.46	284.40
Paleoceno Superior	4282.35	3895.00	-3850.00	55.05	217.80
Paleoceno Inferior	4500.15	3950.05	-3905.06	13.95	62.85
Brecha Cretácico Superior Híbrida	4563.00	3964.00	-3919.20	5.00	22.00
Brecha Cretácico Superior	4585.00	3969.00	-3923.88	44.00	235.00
Profundidad Total	4820.00	4013.00	-3968.48		

Tabla 66. Columna geológica final perforada por el pozo Universitario-1.

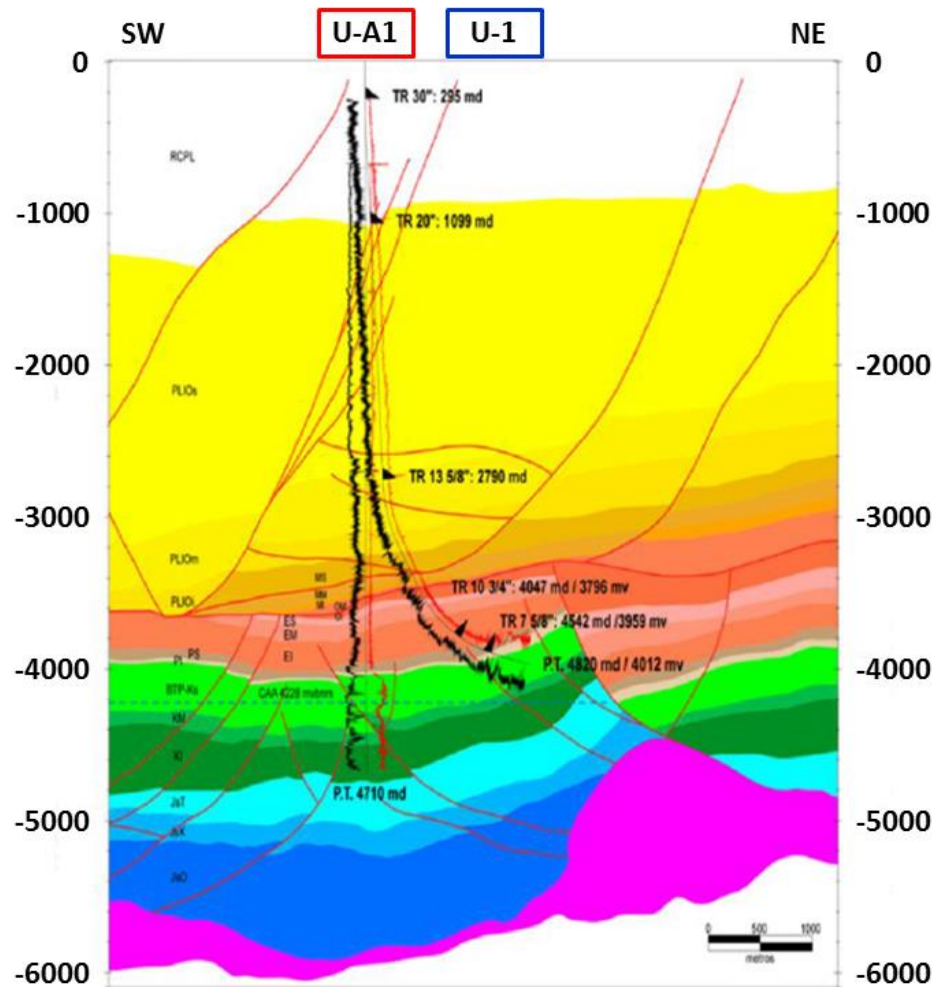


Figura 57. Sección estructural real donde se encuentra el pozo Universitario-1.

4.2.3 Eventos geológicos relevantes

En los eventos presentados durante la perforación del pozo Universitario-1 fueron:

- Resistencias
- Fricciones
- Perdidas parciales
- Intentos de atrapamientos, Atrapamientos

A continuación se da una descripción de cada uno de los eventos presentados durante la perforación:

- En el intervalo de 1427 a 2792 md se utilizaron densidades de lodo de 1.33, 1.41, 1.42, 1.44, 1.48, 1.51, 1.53 y 1.55 g/cm³ con salinidades de 201125, 210955, 214994, 208597 y

213723 ppm; presentándose nuevamente resistencia, fricción, perdidas parciales e intentos de atrapamiento.

- En el intervalo de 2792 a 2884 md con densidad de 1.75 g/cm³ continuó la fricción.
- A la profundidad de 2955 md se uso una densidad de 1.83 g/cm³, y en 3253 md se aumentó a 1.85 g/cm³ por alto torque, fricción y resistencia.
- Perforó a 4496 md, con densidad de 0.90 g/cm³ donde se observó intento de atrapamiento.
- La columna geológica a nivel del Terciario esta constituida por lutita gris claro y oscuro, compactas de ligera a moderadamente calcárea. A 2320 md se comenzaron a observar intervalos de mudstone gris claro en partes crema, de aspecto cremoso, con microfracturas selladas por calcita. El mudstone se presenta en los intervalos 2495-2500, 2515-2565, 3780-3800, 3905-4015, 4375-4384, 4605 y 4615 md.

Los eventos de resistencia, fricción y atrapamiento, pudieron ser debido a factores mecánicos con la interacción de lutitas blandas ya que de acuerdo a su presión de poro y planos de estratificación pueden influir en el transporte de los fluidos de perforación y pueden alterar la química de la roca provocando hidratación y efectos térmicos. Los eventos de pérdidas parciales se presentaron de la siguiente forma:

Etapa	Profundidad (md)	Densidad del lodo (g/cm ³)	Salinidad (ppm)	Evento
T.R. 20"	1097-1102	1.18	-	Pérdida parcial
T.R. 20"	1102	1.25	50000	Pérdida parcial de 2 m ³
T.R. 13 5/8"	1427-1590	1.43	210995	Pérdida parcial acumulada: 107 m ³
T.R. 13 5/8"	1600-1901	1.42	202751	Pérdida parcial de 4 m ³
T.R. 13 5/8"	2229-2326	1.51	214994	Pérdida parcial de 16 m ³
T.R. 13 5/8"	2405-2433	1.53	213723	Pérdida parcial de 44 m ³
T.R. 13 5/8"	2433-2574	1.55	208597	Perdida parcial de 30 m ³ , acumulada: 282 m ³
T.R. 13 5/8"	2574-2687	1.55	213723	Pérdida parcial 24 m ³ . Total de etapa: 335 m ³
T.R. 10 3/4"	3246-3247	0.85	-	Pérdida parcial total perdida: 133 m ³
Agujero descubierto	4630-4820	0.90	-	Pérdida total acumulada: 3302 m ³

Tabla 67. Eventos geologicos ocurridos durante la perforación del pozo Universitario-1.

4.2.4 Geopresiones

La prognosis de geopresiones y estabilidad de agujero estimada para la localización Universitario-1, se genero a partir de información obtenida durante la perforación y datos migrados de los pozos de correlación Universitario-A y Universitario-A1. En la Figura 58 se presenta el perfil de geopresiones real del pozo.

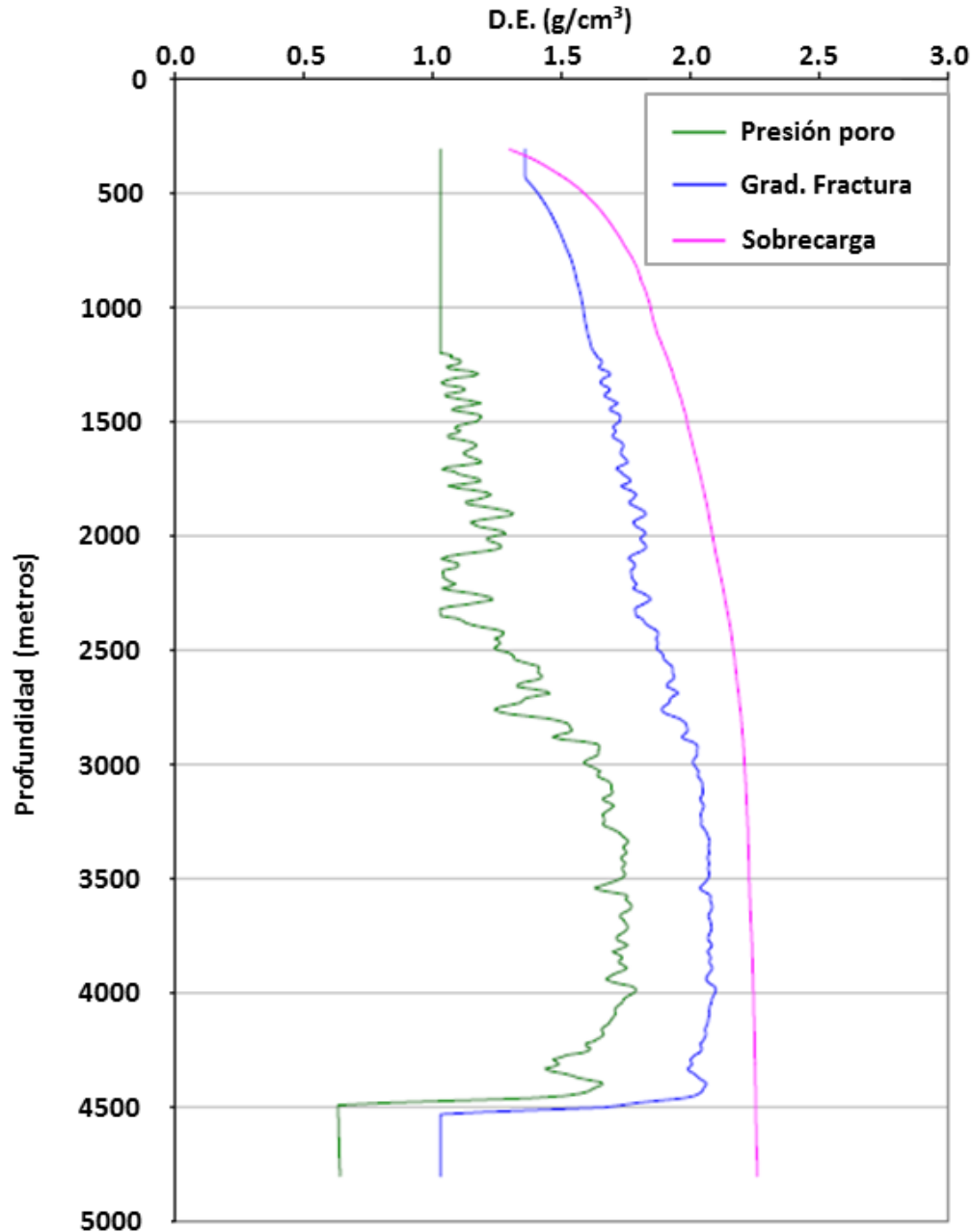


Figura 58. Ventana de geopresiones del pozo Universitario-1.

4.2.5 Registro del asentamiento de tuberías de revestimiento

DE (in)	Grado	Peso (lb/ft)	Conexión	DE máx. (in)	DI (in)	Drift (in)	Estallido (psi)	Colapso (psi)	Compresión (klb)	Tensión cuerpo (klb)	Tensión junta (klb)	Cima (md)	Base (md)
30	X-42	264.87	DQ S60/MT	32.00	28.300	27.60	2147	1054	2990	3277	4540	24.67	282.10
		310.01			28.00	27.60	3045	1634	2990	4756	4540	282.10	295.00
20	X-52	133	DQE-60/MT	20.87	18.716	18.542	2932	1505	660	2038	2100	23.52	970.72
	K-55		TSH-ER	21.00	18.730	18.543	3060	1500	---	2125	2380	970.72	1070.80
	K-55		DQE-60/MT	21.00	18.730	18.543	3060	1500	---	2125	2100	1070.80	1071.50
	X-52		DQE-60/MT	20.87	18.716	18.542	2932	1505	660	2038	2100	1071.50	1098.10
	K-55		TSH-ER	21.00	18.730	18.543	3060	1500	---	2125	2380	1098.10	1099.00
13 5/8	TRC-95	88.2	HD523	13.875	12.375	12.188	7630	4260	2022	2425	1819	23.52	1714.19
	TAC-140		HD521	13.940	12.375	12.187	---	---	---	---	---	1714.19	2784.17
			HD523	13.875	12.375	12.188	11240	6500	2980	3574	2555.41	2784.17	2790.00
10 3/4	TRC-95	79.2	V-Slij-II	11.102	9.282	9.126	11350	10800	1221	2194	1744	1597.01	4482.00
7 5/8	TRC-95	33.7	V-Slij-II	7.754	6.765	6.640	9380	7280	474	923	676	3879.28	3888.62

Tabla 68. Distribución de tuberías en el pozo Universitario-1.

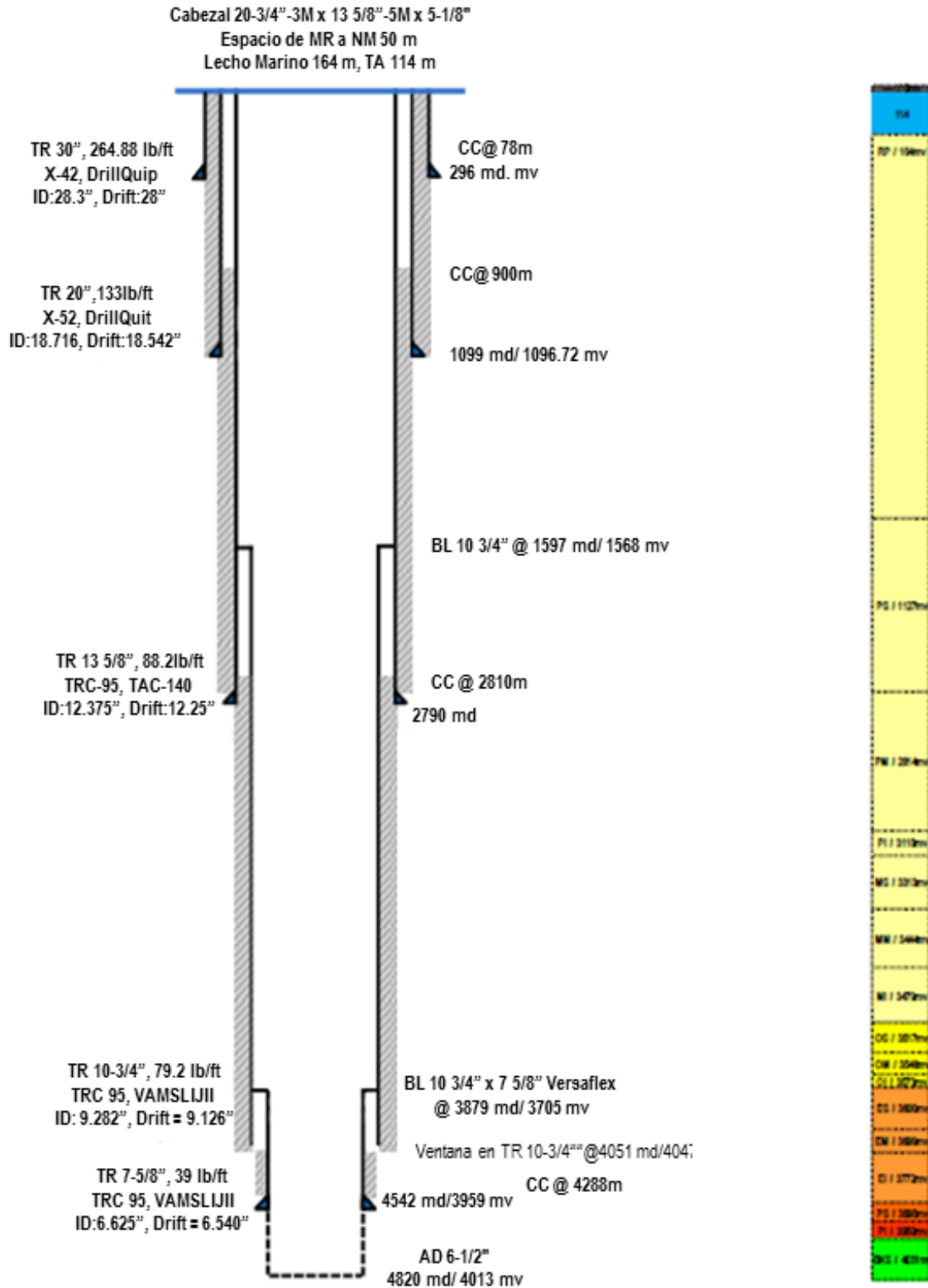


Figura 59. Estado mecánico real en el pozo Universitario-1.

Etapa	Diámetro Barrena (in)	Profundidad (md)	Profundidad (mv)	Diámetro TR (in)	Objetivo
1	36	299	299	30	Se logró aislar las formaciones más deleznales y obtener integridad para perforar la siguiente etapa.
2	26	1099	1096.72	20	TR Superficial. Aislar acuíferos superficiales y posibles zonas de pérdida. Brindar estabilidad al pozo, ganar gradiente de presión e instalar conexiones superficiales.
3	18 1/4	2790	2779	13 5/8	TR Producción. Aislar intervalo de bajo gradiente de fractura que nos permita incrementar la densidad del fluido de control para atravesar la zona de alta presión (Ganar gradiente de fractura).
4	12 1/4 x 14 3/4	4482	3911	10 3/4	TR Corta de Producción. Aislar el resto de la zona de alta presión. No se consiguió el objetivo y se dejó descubierto un cuerpo arcilloso.
5	8 1/2	4542	3959	7 5/8	Aislar el cuerpo arcilloso de la base del Paleoceno Superior, para continuar perforando la zona del yacimiento con lodo de baja densidad
6	6 1/2	4820	4013	AD	Agujero descubierto. Sección de pérdida total de circulación. Se alcanzó la zona de yacimiento, zona productora BKS.

Tabla 69. Registro del objetivo de cada etapa en las tuberías de revestimiento.

4.2.6 Seguimiento al plan direccional real

El plan direccional para el pozo Univesitario-1, fue perforado como un pozo direccional tipo “Alto Ángulo” para alcanzar la profundidad del intervalo productor. Debido a los problemas operacionales que se tuvieron durante la operación, se obtuvo una trayectoria final del pozo con 76° de inclinación, con una profundidad total de 4820 md para llegar al objetivo del proyecto. En la Tabla 70 se muestra el seguimiento direccional durante la perforación del pozo. Al mismo tiempo en la Figura 60 se ejemplifica el plan direccional, visto en sección vertical, donde se muestra las trayectorias planeada y ejecutada en el proyecto pozo.

Ct-Ct (m)	MD (m)	Incl. (°)	Azim. True (°)	TVD (m)	VSEC (m)	DLS (°/30m)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
0.00	10.00	0.42	251.47	10.00	-0.03	1.26
0.00	20.00	0.40	252.23	20.00	-0.10	0.06
0.00	30.00	0.55	262.97	30.00	-0.18	0.52
0.00	40.00	0.56	266.26	40.00	-0.26	0.10
0.00	50.00	0.51	270.81	50.00	-0.34	0.20
0.00	60.00	0.59	253.43	60.00	-0.42	0.55
0.00	70.00	0.72	243.28	70.00	-0.53	0.52
0.00	80.00	0.50	253.67	80.00	-0.63	0.74
0.00	90.00	0.51	252.78	90.00	-0.72	0.04
0.00	100.00	0.66	257.53	100.00	-0.81	0.47
0.00	110.00	0.75	257.70	110.00	-0.92	0.27
0.00	120.00	0.71	267.18	119.99	-1.04	0.38
0.00	130.00	0.62	265.44	129.99	-1.13	0.28
0.00	140.00	0.66	255.32	139.99	-1.23	0.36
0.00	150.00	0.63	255.98	149.99	-1.34	0.09
0.00	159.01	0.70	278.04	159.00	-1.42	0.87
0.00	160.00	0.71	280.14	159.99	-1.43	0.87
0.00	170.00	0.76	288.43	169.99	-1.51	0.35
0.00	180.00	0.76	298.13	179.99	-1.58	0.39
0.00	190.00	0.62	327.61	189.99	-1.60	1.13
0.00	200.00	0.58	338.71	199.99	-1.58	0.37
0.00	210.00	0.60	327.26	209.99	-1.57	0.36
0.00	220.00	0.57	327.20	219.99	-1.56	0.09
0.00	230.00	0.56	334.61	229.99	-1.55	0.22
0.00	240.00	0.66	327.29	239.99	-1.54	0.38
0.00	250.00	0.64	334.97	249.99	-1.52	0.27
0.00	260.00	0.66	340.34	259.99	-1.49	0.19
0.00	270.00	0.68	341.42	269.98	-1.46	0.07
0.00	280.00	0.78	309.90	279.98	-1.46	1.22
0.00	292.00	0.83	259.66	291.98	-1.55	1.71
0.00	295.00	0.60	270.34	294.98	-1.58	2.61
0.00	307.00	0.66	21.54	306.98	-1.58	2.61
0.00	351.00	1.86	44.64	350.97	-0.66	0.87
0.00	373.00	2.62	44.33	372.95	0.19	1.04
0.00	408.00	4.32	48.08	407.89	2.30	1.47
0.00	436.00	4.77	48.47	435.80	4.50	0.48

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Ct-Ct (m)	MD (m)	Incl. (°)	Azim. True (°)	TVD (m)	VSEC (m)	DLS (°/30m)
0.00	463.00	5.07	46.24	462.70	6.81	0.40
0.00	491.00	4.91	45.33	490.59	9.22	0.19
0.00	520.00	4.87	46.49	519.49	11.67	0.11
0.00	548.00	4.79	56.58	547.39	14.02	0.91
0.00	576.00	4.76	60.07	575.29	16.34	0.31
0.00	604.00	4.47	58.09	603.20	18.58	0.35
0.00	632.00	4.00	63.06	631.13	20.63	0.64
0.00	660.00	4.60	59.26	659.05	22.71	0.71
0.00	689.00	4.47	57.08	687.96	25.00	0.22
0.00	717.00	4.11	59.59	715.88	27.08	0.43
0.00	744.00	4.34	58.70	742.80	29.06	0.27
0.00	800.00	4.29	55.08	798.64	33.32	0.43
0.00	828.00	4.34	51.51	826.56	35.42	0.29
0.00	857.00	4.16	55.48	855.48	37.57	0.36
0.00	885.00	4.22	59.19	883.41	39.61	0.30
0.00	913.00	4.40	59.73	911.33	41.70	0.20
0.00	941.00	4.24	60.58	939.25	43.80	0.18
0.00	969.00	4.50	56.28	967.17	45.92	0.45
0.00	997.00	4.41	53.57	995.08	48.10	0.25
0.00	1025.00	4.75	56.86	1022.99	50.33	0.46
0.00	1053.00	4.81	58.56	1050.90	52.66	0.16
0.00	1079.00	5.39	60.64	1076.79	54.96	0.70
0.00	1099.00	4.76	63.87	1096.71	56.70	1.04
0.00	1131.00	3.80	71.20	1128.63	59.02	1.04
0.00	1160.00	4.32	62.58	1157.55	61.02	0.83
0.00	1188.00	4.29	42.02	1185.48	63.08	1.65
0.00	1218.00	3.10	35.15	1215.41	64.95	1.27
0.00	1246.00	3.87	45.73	1243.36	66.61	1.07
0.00	1273.00	3.89	47.59	1270.30	68.42	0.14
0.00	1301.00	3.59	44.17	1298.24	70.23	0.40
0.00	1330.00	3.79	60.02	1327.18	72.08	1.07
0.00	1357.00	4.10	65.50	1354.12	73.91	0.54
0.00	1386.00	3.56	53.73	1383.05	75.82	0.98
0.00	1413.00	4.28	48.64	1409.99	77.67	0.89
0.00	1441.00	4.71	48.04	1437.90	79.85	0.46
0.00	1469.00	4.39	56.97	1465.81	82.07	0.83
0.00	1496.00	4.25	55.19	1492.74	84.10	0.22
0.00	1524.00	4.14	46.64	1520.66	86.14	0.68
0.00	1552.00	4.15	48.94	1548.59	88.15	0.18
0.00	1581.00	4.14	47.54	1577.51	90.24	0.11
0.00	1609.00	4.30	51.35	1605.44	92.29	0.35
0.00	1637.00	4.09	55.30	1633.36	94.34	0.38
0.00	1665.00	3.97	56.20	1661.29	96.31	0.15
0.00	1693.00	3.84	57.85	1689.23	98.21	0.18
0.00	1749.00	3.92	51.76	1745.09	102.07	0.40
0.00	1777.00	3.91	57.77	1773.03	103.98	0.44
0.00	1805.00	4.28	57.51	1800.96	105.97	0.40
0.00	1834.00	3.94	55.32	1829.88	108.05	0.39
0.00	1862.00	3.76	56.11	1857.82	109.93	0.20

Ct-Ct (m)	MD (m)	Incl. (°)	Azim. True (°)	TVD (m)	VSEC (m)	DLS (°/30m)
0.00	1890.00	4.34	54.18	1885.75	111.90	0.64
0.00	1918.00	4.22	49.14	1913.67	113.99	0.42
0.00	1946.00	3.98	56.34	1941.60	115.99	0.61
0.00	1974.00	3.75	57.11	1969.54	117.87	0.25
0.00	2002.00	4.43	62.95	1997.47	119.85	0.85
0.00	2030.00	3.88	56.41	2025.39	121.87	0.78
0.00	2058.00	3.58	48.70	2053.33	123.68	0.63
0.00	2087.00	4.20	58.56	2082.27	125.64	0.94
0.00	2115.00	3.99	60.54	2110.20	127.63	0.27
0.00	2143.00	3.67	50.58	2138.13	129.49	0.79
0.00	2171.00	3.97	46.50	2166.07	131.35	0.43
0.00	2200.00	3.83	53.17	2195.00	133.31	0.49
0.00	2228.00	4.31	53.48	2222.93	135.30	0.51
0.00	2255.00	3.65	51.37	2249.87	137.18	0.75
0.00	2284.00	3.71	52.56	2278.81	139.04	0.10
0.00	2313.00	3.47	55.16	2307.75	140.85	0.30
0.00	2340.00	3.97	55.02	2334.69	142.60	0.56
0.00	2368.00	3.82	53.30	2362.63	144.50	0.20
0.00	2396.00	3.87	54.74	2390.57	146.38	0.12
0.00	2424.00	3.95	54.27	2418.50	148.29	0.09
0.00	2453.00	4.58	54.65	2447.42	150.45	0.65
0.00	2481.00	4.17	50.22	2475.34	152.58	0.57
0.00	2509.00	4.53	51.55	2503.26	154.70	0.40
0.00	2538.00	3.64	49.90	2532.18	156.77	0.93
0.00	2566.00	4.49	50.25	2560.11	158.75	0.91
0.00	2595.00	3.75	59.73	2589.04	160.82	1.04
0.00	2623.00	4.38	53.06	2616.97	162.80	0.84
0.00	2651.00	4.75	46.67	2644.88	165.02	0.67
0.00	2708.00	3.63	54.37	2701.73	169.09	0.98
0.00	2737.00	4.89	59.19	2730.65	171.24	1.35
0.00	2764.00	4.11	54.19	2757.57	173.35	0.97
0.00	2790.00	4.55	53.14	2783.49	175.31	0.51
0.00	2818.00	5.02	52.22	2811.39	177.65	0.51
0.00	2846.00	6.06	45.13	2839.26	180.33	1.33
0.00	2875.00	7.18	50.29	2868.07	183.66	1.31
0.00	2904.00	9.75	53.87	2896.75	187.92	2.71
0.00	2932.00	11.10	52.89	2924.29	192.99	1.46
0.00	2960.00	13.58	54.55	2951.64	198.97	2.68
0.00	2988.00	15.78	54.94	2978.72	206.07	2.36
0.00	3017.00	17.28	54.66	3006.53	214.31	1.55
0.00	3045.00	19.60	54.19	3033.09	223.17	2.49
0.00	3074.00	21.96	54.18	3060.20	233.46	2.44
0.00	3103.00	23.88	54.26	3086.91	244.75	1.99
0.00	3132.00	25.85	53.15	3113.22	256.94	2.09
0.00	3161.00	27.35	52.17	3139.15	269.92	1.62
0.00	3190.00	29.20	52.99	3164.69	283.66	1.96
0.00	3217.00	30.84	53.62	3188.06	297.17	1.86
0.00	3237.00	32.48	54.34	3205.09	307.66	2.52
0.00	3266.33	33.79	55.04	3229.65	323.69	1.40

Ct-Ct (m)	MD (m)	Incl. (°)	Azim. True (°)	TVD (m)	VSEC (m)	DLS (°/30m)
0.00	3294.50	35.18	54.91	3252.87	339.64	1.48
0.00	3323.20	35.14	53.72	3276.33	356.16	0.72
0.00	3351.25	35.13	53.13	3299.27	372.30	0.36
0.00	3379.77	35.33	53.21	3322.57	388.76	0.22
0.00	3407.73	35.07	54.29	3345.41	404.87	0.72
0.00	3435.94	35.47	54.23	3368.44	421.16	0.43
0.00	3464.01	35.12	53.11	3391.36	437.38	0.79
0.00	3492.64	35.10	53.30	3414.78	453.84	0.12
0.00	3521.45	35.06	54.21	3438.35	470.40	0.55
0.00	3549.53	35.08	54.21	3461.33	486.53	0.02
0.00	3578.34	35.21	55.60	3484.89	503.11	0.84
0.00	3606.32	35.19	55.14	3507.76	519.23	0.29
0.00	3663.16	38.10	53.31	3553.38	553.12	1.68
0.00	3691.24	39.26	52.23	3575.30	570.67	1.43
0.00	3718.80	41.92	52.93	3596.22	588.60	2.94
0.00	3747.41	44.37	53.45	3617.10	608.16	2.60
0.00	3775.43	46.18	53.53	3636.81	628.07	1.94
0.00	3804.31	47.11	52.86	3656.64	649.07	1.09
0.00	3831.84	48.15	53.04	3675.19	669.41	1.14
0.00	3860.16	50.41	53.35	3693.67	690.87	2.41
0.00	3888.48	52.60	53.83	3711.29	713.03	2.35
0.00	3916.73	54.18	53.64	3728.14	735.71	1.69
0.00	3945.07	55.87	53.76	3744.38	758.93	1.79
0.00	3974.14	58.01	53.83	3760.24	783.29	2.21
0.00	4002.36	59.84	53.66	3774.81	807.46	1.95
0.00	4029.98	61.95	54.50	3788.24	831.59	2.43
0.38	4053.32	61.44	55.97	3799.31	852.13	1.79
1.04	4081.25	61.53	56.89	3812.64	876.64	0.87
2.22	4110.91	61.95	57.77	3826.69	902.70	0.89
3.94	4150.21	63.97	58.15	3844.55	937.60	1.56
4.77	4174.10	65.71	58.82	3854.71	959.14	2.31
5.65	4202.89	66.67	61.22	3866.33	985.31	2.50
6.51	4231.69	68.22	61.97	3877.38	1011.64	1.77
7.19	4260.02	69.88	62.50	3887.51	1037.79	1.83
7.84	4288.66	71.45	62.43	3896.99	1064.48	1.65
8.55	4317.00	73.19	61.59	3905.60	1091.19	2.03
9.21	4345.31	75.27	60.95	3913.29	1118.18	2.30
9.67	4374.52	76.07	60.59	3920.52	1146.25	0.90
9.87	4401.62	76.14	59.74	3927.03	1172.38	0.92
9.81	4430.93	76.45	58.76	3933.97	1200.72	1.02
9.53	4458.67	76.62	58.59	3940.43	1227.58	0.26
9.17	4487.55	76.79	58.75	3947.07	1255.58	0.24
8.88	4515.43	76.63	58.95	3953.48	1282.59	0.27
8.66	4543.00	76.63	58.95	3959.86	1309.29	0.00
7.25	4820.00	76.00	58.50	4013.00	1615.05	0.07

Tabla 70. Registro de datos del plan direccional real.

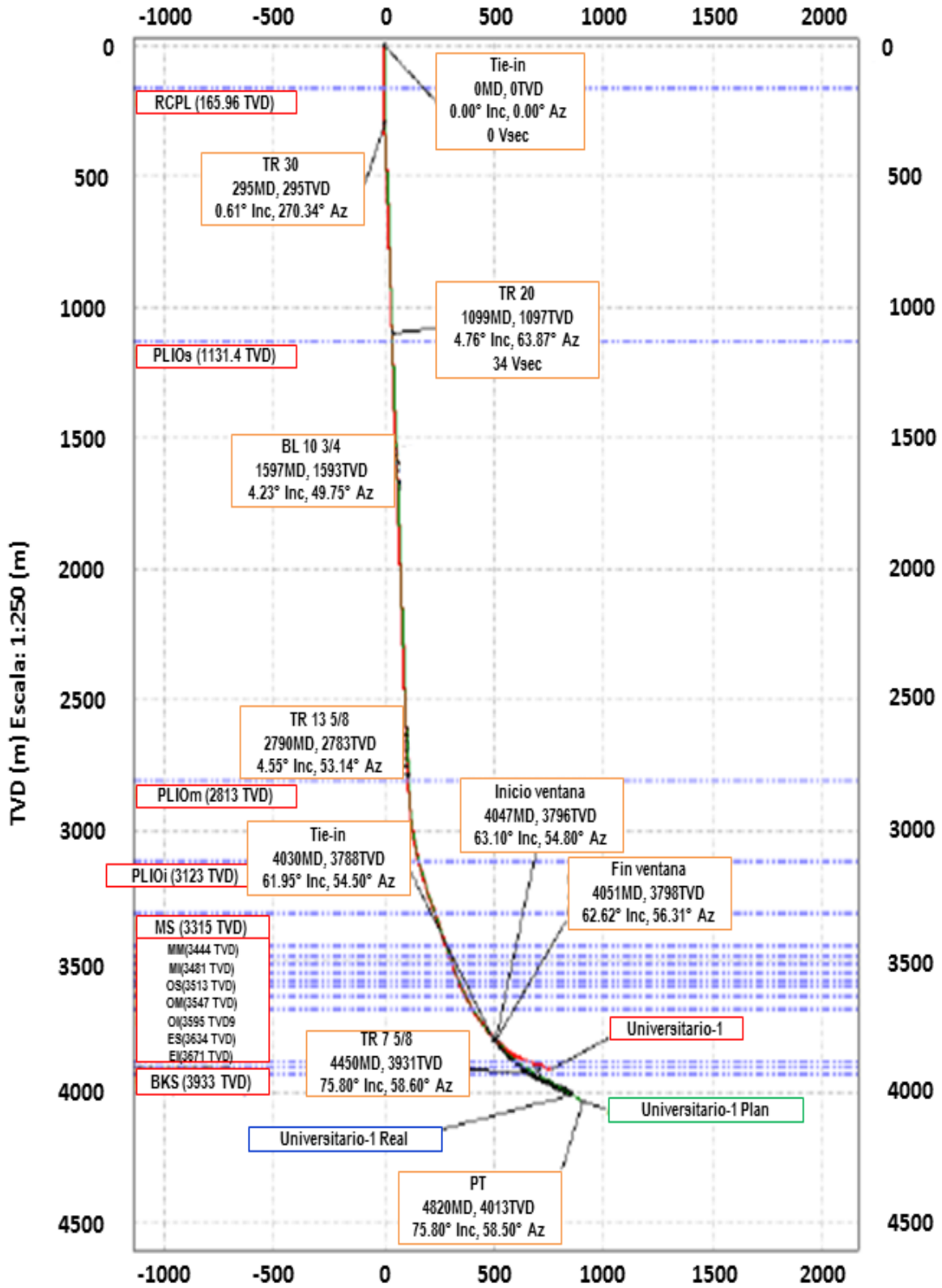


Figura 60. Vista en sección vertical del proyecto direccional real.

4.2.7 Seguimiento a los fluidos de perforación

Etapa (ϕ Barrena)	Tipo de fluido	Prof. Inicial (m)	Prof. Final (m)	Densidad (g/cm ³)	Visc. (seg)	Salinidad (ppm)	RAA	VP (cP)	PC	Vol. Perdido (m ³)
1 (36")	ADM con baches de lodo bentonítico	162	296	1.03-1.05	150	300	11	---	---	---
2 (26")	Lodo bentonítico	272	491	1.06	55	17000	0/100	17	14	345
		491	627	1.12	42	45000	0/100	17	12	
		627	495	1.15	41	47000	0/100	8	19	
		495	991	1.17	48	54000	0/100	9	21	
		991	1097	1.18	55	53000	0/100	8	28	
3 (17 1/2")	Emulsión inversa	1097	1102	1.23	43	54000	0/100	8	22	894
		1069	1422	1.33	85	200256	71/29	22	16	
		1422	1590	1.37	80	202751	71/29	27	16	
		1590	2055	1.41	70	202751	71/29	26	16	
		2066	2229	1.44	66	201125	72/28	27	18	
		2229	2293	1.48	73	205444	72/28	29	17	
		2293	2405	1.51	71	214994	75/25	29	20	
4 (12 1/4")	Emulsión inversa	2405	2451	1.53	74	213723	76/24	29	20	551
		2461	2792	1.55	76	231723	75/25	30	20	
		2715	2941	1.75	70	226086	80/20	28	21	
		2941	3246	1.83	74	225192	80/20	34	22	
		3246	3253	1.85	75	238385	80/20	35	23	
5 (8 1/2")	Emulsión inversa	3253	4188	1.82	75	231845	81/19	34	26	
		4188	4485	1.83	77	238385	79/21	34	25	
6 (6 1/2")	Baja densidad	4089	4543	1.83	85	238385	80/20	40	26	5500
		4543	4549	0.9	80	1700	60/40	19	18	
		4549	4820	0.9	89	1700	60/40	21	21	

Tabla 71. Registro de las características reales de los fluidos de perforación utilizados.

4.2.8 Seguimiento a las barrenas utilizadas

Etapa 36"											
Barrena No.	Intervalo (m)		Ø (in)	Tipo (IADC)	Toberas 1/32"	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton)	RPM	P.Bba. (psi)	Gasto (gpm)
Perforación											
1	Sup.	296	36	115	6x32	7.77	17.37	2-3	90	650	913.7
Etapa 26"											
Cambio de etapa											
2	272	306	26	115W	2x22, 2x20	10.66	3.19	3-4	90	1200	1040
Perforación											
3	306	1102	26	115W	4x20	63.8	12.48	7	117	1600	860
Etapa 17 1/2"											
Cambio de etapa											
4	1068	1108	18 1/4	M123	9X20/32"	13.49	2.96	4-6	60	780	679
Cambio de etapa											
5	1108	1129	18 1/4	115M	3x20/32"	6.49	3.23	6-10	80	1137	679
Perforación											
6	1129	2792	17 1/2	M124	4x14/32, 3x15/32"	116.45	14.28	8-10	130	2730	815
Etapa 12 1/4"											
Cambio de etapa											
7	2715	2800	12 1/4	117W	3x20, 1x18	4.76	16.8	4-5	70	1680	645
Perforación											
8	2800	3253	12 1/4	M223	3x11/32", 3x12/32" 3x8/32"	23.43	19.5	10-12	120	2550	600
Perforación											
9	3253	3253	12 1/4	M233	4x12/32", 4x9/32" 1x10/32"	0.21	0	9-10	100	2450	586
Perforación											
10	3256	4384	12 1/4		2x14 5x13	73.05	15.4	6-8	120	2600	640
Perforación											
11	4384	4485	12 1/4		1x14 6x13	10.74	9.4	10-12	160	2800	644
Etapa 6 1/2"											
Cambio de etapa											
13	4482	4549	6 1/2	117	3x29	6.4	10.46	6-8	60	3700	300

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Barrena No.	Intervalo (m)		∅ (in)	Tipo (IADC)	Toberas 1/32"	Rotación (hr)	ROP (m/hr)	PSB (ton)	RPM	P.Bba. (psi)	Gasto (gpm)
Etapa 6 1/2"											
Perforación											
14	4549	4736	6 1/2	613	5x9	26.85	6.96	3-6	60-110	3400	290
Perforación											
15	4736	4820	6 1/2	613	5x9	12	7	3-4	100-120	1860	293

Tabla 72. Relación de barrenas ocupadas durante la perforación del pozo.

4.2.9 Seguimiento a los aparejos de fondo y diseño de sargas por etapa

4.2.9.1 Etapa 36"

Perforación						
Etapa	36"	Intervalo (m):		0-296		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Bna. Tricónica de 36"	1.50	1.50	P 7 5/8" REG	36	3.5
1	Doble caja liso de 9 1/2"	1.50	3.00	B 7 5/8" REG	9.625	3.0
1	VCP de 9 1/2"	0.81	3.81	B 7 5/8" REG	9.5	3.0
2	Drill Collar 9 1/2"	18.87	22.68	Top Box 7 5/8 REG x 3.25BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3.25
1	Estabilizador 9 1/2" x 36"	1.83	24.51	B 7 5/8" REG	9.5	3.25
1	Drill Collar 9 1/2"	9.18	33.69	Top Box 7 5/8 REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3.0
1	Estabilizador 9 1/2" x 36"	2.86	36.55	B 7 5/8" REG	9.5	4.0
1	Drill Collar 9 1/2"	9.45	46.00	Top Box 7 5/8 REG x BTM Pin 7 5/8" REG	9.5	3.0
1	Comb. P) 7 5/8" x C) 6 5/9" REG	1.09	47.09	B 6 5/8" REG	8.0	2.81
3	Drill Collar 8"	27.23	74.32	B 4 1/2" IF	8.0	3.0
1	Comb. P) NC-50 x C) XT57	0.90	75.22	B) NC-50 x C) XT57	6.5	2.81
24	TP 5 7/8", 26.3 #, G-105	220.78	296	Top Box 4 1/2" XT57 x Pin XT57	5.875	5.04

Tabla 73. Diseño de sarga empleada para la primera etapa de perforación.

4.2.9.2 Etapa de 26"

Perforación						
Etapa	26"	Intervalo (m):		306-1102		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena Tricónica de 26", TFA=1.2272	0.59	0.59	P 7 5/8" REG	26	0
1	Motor de Fondo 9 5/8" BEND:1.83	8.47	9.06	B 7 5/8" REG	9.5	6.888
1	VCP 9 1/2"	0.61	9.67	B 7 5/8" REG	9.5	3.0
1	Estabilizador 9 1/2" x 25 7/8"	2.49	12.16	B 7 5/8" REG	9.5	2.813
1	LWD (EWR, DGR,PWD) 9 1/2"	8.75	20.91	B 7 5/8" REG	8	3.0
1	MWD 9 1/2"	4.87	25.78	B 7 5/8" REG	9.5	1.92
1	UBHO 9 1/2"	0.75	26.53	B 7 5/8" REG	9.5	5.7
1	Comb. 7 5/8" REG x 6 5/8" REG	1.17	27.70	B 6 5/8" REG	8	2.813
1	Tramo DC 8"	27.12	54.82	B 6 5/8" REG	7	2.875
3	Martillo 8"	6.63	61.45	B 6 5/8" REG	8	3.0
1	Tramos DC 8"	9.43	70.88	B 6 5/8" REG	8	2.75
1	Comb. 6 5/8" REG x XT-57	0.98	71.86	B 6 5/8" REG XT57	5.875	1.5
21	HW 5 7/8", XT-57	190.91	262.77	XT57	5.875	4.0
90	TP 5 7/8", 26.3 #, G-105	839.23	1102	XT57	5.875	5.045

Tabla 74. Diseño de sarta empleada para la segunda etapa de perforación.

4.2.9.3 Etapa 17 1/2"

Perforación						
Etapa	17 1/2"	Intervalo (m):		1108-2792		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena PDC 17 1/2", TFA=1.119	0.79	0.79	B 6 5/8" REG	17.5	
1	GEO-PILOT 9600	6.60	7.39	B 6 5/8" REG	9.625	2.375
1	GEO-PILOT 9600 Flex Collar	2.79	10.18	B 6 5/8" REG	6.75	3.5
1	LWD 9 1/2" (RES-GAMMA-PWD-VIB)	9.51	19.69	B 7 5/8" REG	9.5	2.375
1	Sónico 9 1/2"	6.87	26.56	B 7 5/8" REG	9.5	2.375

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	MWD 9 1/2"	2.95	29.51	B 7 5/8" REG	9.5	4.0
1	Estabilizador 9 1/2" x 17 3/8"	2.35	31.86	B 7 5/8" REG	9.5	3.0
1	Screen Sub 9 1/2"	1.17	33.03	B 7 5/8" REG	9.5	3.937
1	VCP 9 1/2"	0.80	33.83	B 7 5/8" REG	9.5	2.937
1	Comb. 7 5/8" REG x 6 5/8"	1.40	35.23	B 6 5/8" REG	8.0	3.0
3	Drill Collar 8"	27.76	62.99	B 6 5/8" REG	8.0	2.813
1	Martillo 8"	6.65	69.64	B 6 5/8" REG	8.12	2.75
1	Drill Collar 8"	9.34	78.98	B 6 5/8" REG	8.0	2.813
1	Comb. 6 5/8" REG x XT-57	0.98	79.96	B 5.875" XT	8.0	2.785
15	HW 5 7/8"	136.38	216.34	B 5 7/8" XT57	5.875	4.0
17	TP 5 7/8", 26.3 #, G-105	2575.66	2792	XT57	5.875	5.045

Tabla 75. Diseño de sarta empleada para la tercera etapa de perforación.

4.2.9.4 Etapa 12 1/4"

Etapa	Perforación					
	12 1/4"	Intervalo (m):		2800-3253		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena PDC 12 1/4" TFA=0.756 IN2	0.32	0.32	P 6 5/8" REG	12.25	0.00
1	GEO-PILOT 9600	6.60	6.92	B 6 5/8" REG	9.625	2.375
1	GEO-PILOT 9600 Flex Collar	2.73	9.65	B 6 5/8" REG	6.75	3.5
1	Doble Pin Liso 8"	0.56	10.21	P 6 5/8" REG	8.0	3.375
1	LWD Collar 8" (RES-GAMMA-PWD)	8.96	19.17	B 6 5/8" REG	8.0	2.375
1	Doble Pin Estabilizado 12 1/8"	0.57	19.74	B 6 5/8" REG	12.0	3.5
1	BAT Collar 8" (Sónico)	6.22	25.96	B 6 5/8" REG	8.0	1.905
1	Colgador 8" TM/HC	3.05	29.01	B 6 5/8" REG	8.0	3.375
1	Válvula C/Presión 8"	0.79	29.80	B 6 5/8" REG	8.0	2.75
1	Screen Sub 8"	1.27	31.07	B 6 5/8" REG	8.0	3.0
1	Mitigador Excéntrico de Vibración 8 1/4"	1.33	32.40	B 6 5/8" REG	8.25	3.5
1	Mitigador Excéntrico de Vibración 8 1/4"	1.38	33.78	B 6 5/8" REG	8.25	3.5
3	Drill Collar 8"	27.76	61.54	B 6 5/8" REG	8.0	2.813
1	Martillo 8" Sledgehammer	6.93	68.47	B 6 5/8" REG	8.12	2.75

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Drill Collar 8"	9.34	77.81	B 6 5/8" REG	8.0	2.813
1	Comb. 6 5/8" REG (P) x C) XT-57	0.94	78.75	B 5 7/8" XT57	8.0	2.785
12	HW TP 5 7/8" XT-57	109.09	187.84	B 5 7/8" XT57	5.875	4.0
276	5 7/8", T.P, 26.3 #, G-105	3034.72	3222.56	XT57	5.875	5.05
4	5 7/8", T.P, 26.3 #, S-105	30.44	3253	XT57	5.875	5.045

Tabla 76. Diseño de sarta empleada para la cuarta etapa de perforación.

4.2.9.5 Etapa 8 1/2"

Apertura de ventana						
Etapa	8 1/2"	Intervalo (m):		4047.4-4063.6		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Trimolino 8 1/2"	4.16	4.16	REG	8.5	0.00
1	Running Tool 6 1/2"	1.72	5.88	REG-NC50 (4 1/2 IF)	6.5	1.0
1	HWDP 5"	8.97	14.85	NC50 (4 1/2 IF)	5.0	3.0
1	Válvula multiciclos 6 1/2"	1.6	16.45	NC50 (4 1/2 IF)	6.5	3.0
1	Comb. 4 1/2" IF (P), 5 1/2" FH (B)	0.47	16.92	NC50 (4 1/2 IF)-FH	6.75	3.75
1	MWD (Telescope 6 3/4")	8.2	25.12	FH- NC50 (4 1/2 IF)	6.75	5.109
1	Comb. 5 1/2" FH (P), 4 1/2" IF (B)	0.48	25.6	NC50 (4 1/2 IF)	6.75	3.75
1	UBHO 6 3/4"	0.9	26.5	NC50 (4 1/2 IF)	6.75	3.5
6	Drill Collar 6 3/4" (6 Joints)	56.11	82.61	NC50 (4 1/2 IF)	6.5	3.0
15	HWDP 5" (15 Joints)	138.85	221.46	NC50 (4 1/2 IF)	5.0	3.0
1	Comb. 50 (P) x XT-50 (B)	0.74	221.46	NC50 (4 1/2 IF)	7.0	2.813
138	TP 5" G-105, 26.3 #, XT-57	1303.91	222.2	NC50 (4 1/2 IF)	4.855	4.276
1	Comb. XT-50 (P), XT-57 (B)	0.6	1526.11	C) NC50 x P) XT57	7.0	2.813
219	TP 5 7/8" G-105, 26.3 #, XT-57	2043.68	3570.39	XT57	5.875	5.045
51	TP 5 7/8" S-135, 26.3 #, XT-57	493.29	4063.68	XT57	5.875	4.375

Tabla 77. Diseño de sarta empleada para la apertura de ventana.

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Perforación						
Etapa	8 1/2"	Intervalo (m):		4063.6-4543		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena PDC 8 1/2" TFA=0.685M	0.23	0.23	REG	8.50	0.00
1	Power Drive 6 3/4" Control Collar Estabilizado 8 3/8"	4.01	4.24	REG-NC50 (4 1/2 IF)	8.375	4.20
1	Receiver Liso 6 3/4"	1.70	5.94	NC 50 (4 1/2 IF)-FH	8.375	2.00
1	LWD 6 3/4"	5.82	11.76	FH	7.50	2.81
1	MWD 6 3/4"	8.20	19.96	FH	6.890	5.109
1	GWD 6 3/4"	7.83	27.79	FH	6.875	3.875
1	Comb. 5 1/2" FH (P), 4 1/2" IF (B)	0.48	28.27	FH-NC50 (4 1/2 IF)	6.75	3.75
1	Monel 6 3/4"	8.90	37.17	NC 50 (4 1/2 IF)	6.75	2.813
1	VCP 6 3/4"	0.71	37.88	NC 50 (4 1/2 IF)	6.75	2.75
1	Filtro de Fondo 6 3/4"	1.08	38.96	NC 50 (4 1/2 IF)	6.75	2.75
1	BBC 7"	1.85	40.81	NC 50 (4 1/2 IF)	7.00	3.00
1	WCMD 7" Tipo 107	2.09	42.90	NC 50 (4 1/2 IF)	7.00	3.00
15	HW DP 5"	138.85	181.75	NC 50 (4 1/2 IF)	5.00	3.00
1	Martillo HCO-MMCO 6 3/4"	5.59	187.34	NC 50 (4 1/2 IF)	6.75	2.75
9	HW DP 5"	83.27	270.61	NC 50 (4 1/2 IF)	5.00	3.00
1	Comb. P) NC-50 x C) XT-50	0.74	271.35	B 5 7/8" XT50	7.00	2.813
138	5", TP 19.5 #, G-105	1303.91	1575.26	XT50	5.00	4.276
1	Comb. P) XT-50 x C)XT-57	0.60	1575.86	P) XT50 x C) XT57	7.00	2.813
219	5 7/8", TP 26.3 #, G-105	2043.68	3619.54	XT57	5.875	5.045
97	5 7/8", TP 41.06 #, S-135	923.46	4543	XT57	5.875	4.375

Tabla 78. Diseño de sarta empleada para la quinta etapa de perforación.

4.2.9.6 Etapa 6 1/2"

Perforación						
Etapa	6 1/2"	Intervalo (m):		4548-4736		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena PDC 6 1/2" TFA=0.311 in ²	0.19	0.19	REG	6.5	0.00
1	Power Drive Stabilized CC con GR	4.02	4.21	REG-NC38 (3 1/2 IF)	4.98	3.64
1	Receiver Liso con SB 18/32"	2.69	6.90	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	0.609
1	Equipo MWD/LWD Impulse 4 3/4"	10.18	17.08	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	VPWD (MWD/APWD)	4.57	21.65	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	DC Monel 4 3/4"	9.26	30.91	NC38 (3 1/2 IF)	4.813	2.25
1	VCP 4 3/4"	0.79	31.70	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	Filtro de Fondo 4 3/4"	1.11	32.81	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.5
1	By Pass Ball Catcher 5"	1.87	34.68	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.0
1	Well Commander 5"	1.70	36.38	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.0
15	TP HW 3 1/2"	136.90	173.28	NC38 (3 1/2 IF)	3.50	2.25
1	Martillo Hidromecánico 4 3/4"	4.45	177.73	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
33	TP HW 3 1/2"	302.91	480.64	NC38 (3 1/2 IF)	3.50	2.25
1	Comb. P) 3 1/2" IF x C) XT-39	0.84	481.48	P) NC-38 x C) XT-39	4.75	2.5
90	3 1/2", T.P-15.5 #, G-105	861.58	1343.06	XT39	3.50	2.602
1	Comb. P) XT-39 x C)XT-50	0.70	1343.76	P) XT-39 x C) XT-50	4.74	2.50
75	5", T.P-19.5 #, G-105	711.35	2055.11	XT50	5.00	4.276
1	Comb. P) XT-50 x C) XT-57	0.60	2055.71	P) XT-50 x C) XT-57	7.00	2.813
234	5 7/8", T.P-26.3 #, G-105	2211.63	4267.34	XT57	5.875	5.045
50	5 7/8", T.P-41.06 #, S-135	468.66	4736	XT57	5.875	4.375

Tabla 79. Diseño de sarta empleada para la sexta etapa de perforación (primer intervalo).

Diseño de Pozos Tipo en un Proyecto de Explotación en PEMEX, aplicando la Metodología FEL

Perforación						
Etapa	6 1/2"	Intervalo (m):		4736-4820		
Cantidad	Herramienta	Longitud (m)	Longitud acumulada (m)	Conexión	OD (in)	ID (in)
1	Barrena PDC 6 1/2" TFA=0.311 in ²	0.19	0.19	REG	6.50	0.00
1	Power Drive Stabilized CC con GR	4.07	4.26	REG-NC38 (3 1/2 IF)	4.98	3.64
1	Receiver Liso c/SB 18/32"	2.57	6.83	NC38 (3 1/2 IF)-NC35	4.75	0.609
1	Microscope	5.86	12.69	NC35	4.75	1.43
1	Impulse	10.21	22.90	NC35-NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	VPWD	4.51	27.41	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	Sonicscope	9.33	36.74	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	3.16
1	DC Monel 4 3/4"	9.26	46.00	NC38 (3 1/2 IF)	4.813	2.25
1	VCP 4 3/4"	0.79	46.79	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
1	Filtro de Fondo 4 3/4"	1.11	47.90	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.5
1	By Pass Ball Catcher 5"	1.87	49.77	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.0
1	Well Commander 5"	1.70	51.47	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.0
15	TP HW 3 1/2"	136.50	187.97	NC38 (3 1/2 IF)	3.50	2.25
1	Martillo Hidromecánico 4 3/4"	4.45	192.42	NC38 (3 1/2 IF)	4.75	2.25
33	TP HW 3 1/2"	302.91	495.33	NC38 (3 1/2 IF)	3.50	2.25
1	Comb. P) 3 1/2" IF x C) XT-39	0.84	496.17	P) NC-38 x C)XT-39	4.75	2.5
90	3 1/2", T.P-15.5 #, G-105	861.58	1357.75	XT39	3.50	2.602
1	Comb. P) XT-39 x C) XT-50	0.70	1358.45	P) XT-39 x C) XT-50	4.74	2.5
75	5", T.P-19.5 #, G-105	711.35	2069.80	XT50	5.00	4.276
1	Comb. P) XT-50 x C) XT-57	0.60	2070.40	P) XT-50 x C) XT-57	7.00	2.813
234	5 7/8", T.P-26.3 #, G-105	2211.63	4282.03	XT57	5.875	5.045
57	5 7/8", T.P-41.06 #, S-135	537.97	4820	XT57	5.875	4.375

Tabla 80. Diseño de sarta empleada para la sexta etapa de perforación (segundo intervalo).

4.2.10 Seguimiento a las cementaciones por etapas

4.2.10.1 TR 30"

TR 30"			
Lechada única			
Cantidad de cemento	126 Ton	Agua de mezcla	22.80 lt/saco
Volumen de lechada	97.5 m ³	Rendimiento	38.8 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	57.4 m ³	Densidad lechada	1.90 g/cm ³
Tirante a cubrir	135 m	Tiempo bombeable	7:30 h/min

Tabla 81. Características de lechada para cementación de TR 30".

4.2.10.2 TR 20"

TR 20"			
Lechada de llenado			
Cantidad de cemento	121.25 Ton	Agua de mezcla	50.07 lt/saco
Volumen de lechada	159.8 m ³	Rendimiento	65.89 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	121.4 m ³	Densidad lechada	1.54 g/cm ³
Tirante a cubrir	850 m	Tiempo bombeable	10:30 h/min
Lechada de amarre			
Cantidad de cemento	53.7 Ton	Agua de mezcla	22.18 lt/saco
Volumen de lechada	40.81 m ³	Rendimiento	38.0 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	23.82 m ³	Densidad lechada	1.90 g/cm ³
Tirante a cubrir	200 m	Tiempo bombeable	06:30 h/min

Tabla 82. Características de lechadas para cementación de TR 20".

4.2.10.3 TR 13 5/8"

TR 13 5/8"			
Lechada de llenado			
Cantidad de cemento	110.26 Ton	Agua de mezcla	37.91 lt/saco
Volumen de lechada	121.48 m ³	Rendimiento	55.09 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	83.59 m ³	Densidad lechada	1.64 g/cm ³
Tirante a cubrir	1692 m	Tiempo bombeable	10:10 h/min
Lechada de amarre			
Cantidad de cemento	28.63 Ton	Agua de mezcla	21.01 lt/saco
Volumen de lechada	21.78 m ³	Rendimiento	38.04 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	12.03 m ³	Densidad lechada	1.90 g/cm ³
Tirante a cubrir	200 m	Tiempo bombeable	05:49 h/min

Tabla 83. Características de lechadas para cementación de TR 13 5/8".

4.2.10.4 TR 10 3/4"

TR 10 3/4"			
Lechada única			
Cantidad de cemento	41.54 Ton	Agua de mezcla	25.79 lt/saco
Volumen de lechada	41.81 m ³	Rendimiento	50.36 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	21.42 m ³	Densidad lechada	1.90 g/cm ³
Tirante a cubrir	1995 m	Tiempo bombeable	3:56 h/min

Tabla 84. Características de lechada para cementación de TR 10 3/4".

4.2.10.5 TR 7 5/8"

TR 7 5/8"			
Lechada única			
Cantidad de cemento	3.5 Ton	Agua de mezcla	--- lt/saco
Volumen de lechada	3.18 m ³	Rendimiento	45.30 lt/saco
Volumen de fluido de mezcla	--- m ³	Densidad lechada	2.0 g/cm ³
Tirante a cubrir	300 m	Tiempo bombeable	3:56 h/min

Tabla 85. Características de lechada para cementación de TR 7 5/8".

4.2.11 Seguimiento al programa de terminación

Se diseño y ejecutó una terminación en agujero descubierto, con aparejo de producción integral de 5 1/2", instrumentado con una válvula de tormenta de 5 1/2", empacador de producción recuperable para TR de 10 3/4" y equipo BEC Dual. En la Figura 60 se muestra el estado mecánico real de la terminación del pozo Universitario-1.

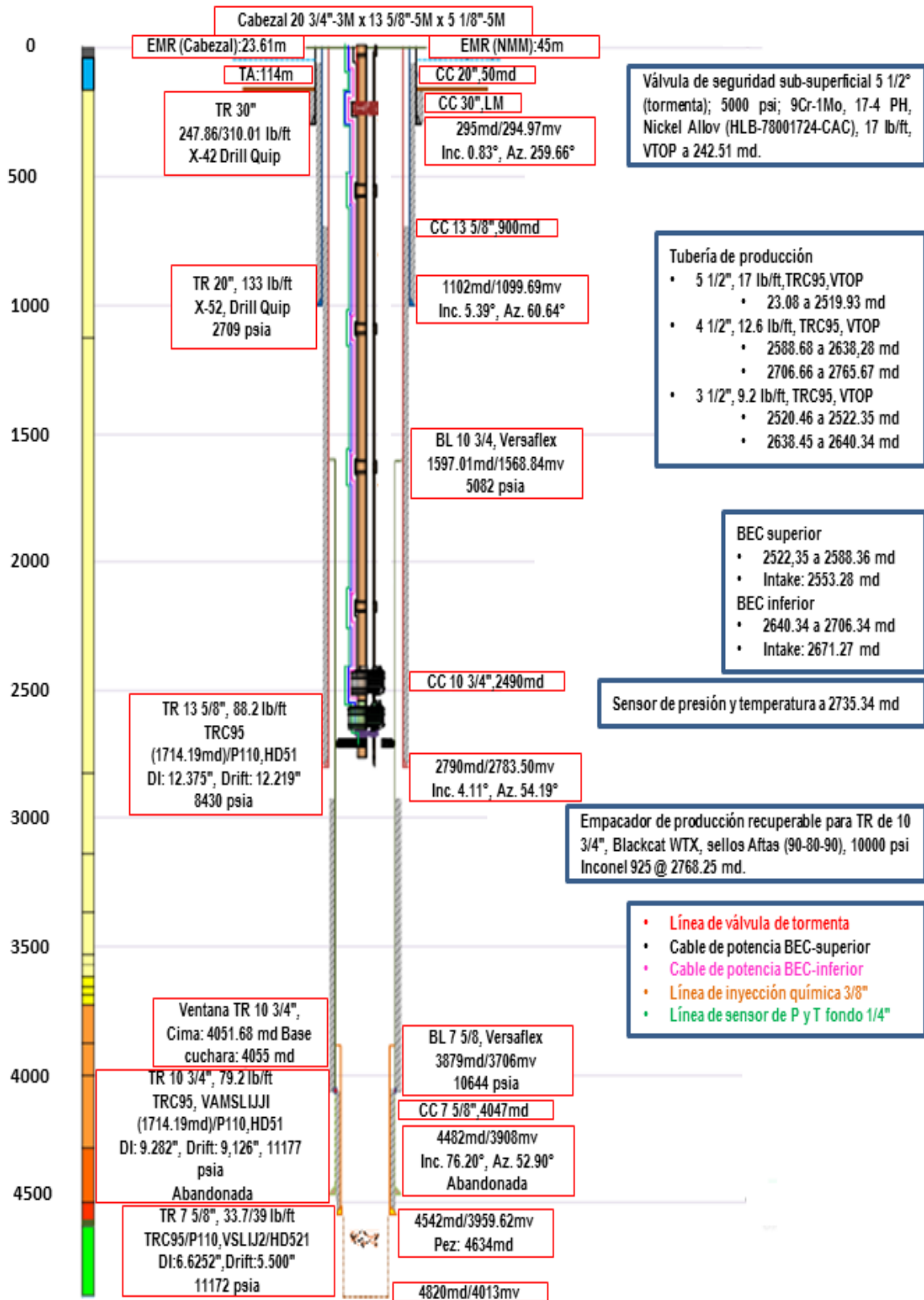


Figura 61. Estado mecánico real de la terminación del pozo Universitario-1.

Durante el seguimiento de operación del pozo Universitario-1 se realizó la instalación de la sarta de producción, el cual consiste en un sistema BEC Dual con capsulas de 7 5/8" independientes y empacador de fondo. El aparejo de producción cuenta con las características mostradas en la Tabla 86:

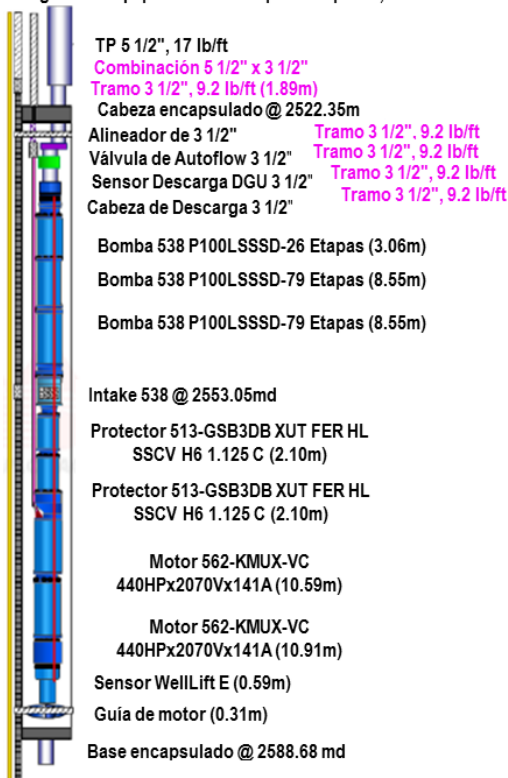
TP	5 1/2"
Sistema	Encapsulado de 7 5/8"
Sensor	WellLift E
Motor	562-KMUX-VC 880 HPx 4140V x 141 A (2 cuerpos)
Sellos	513-B/BSL Antiasfáltico/ 513-B/BSL
Intake	538/538
Bomba	538 P100LSSSD, 184 etapas (3 cuerpos)
Cable de potencia	Redondo, calibre # 1.5 Kv
MLE	Plano, calibre # 4.5 Kv

Tabla 86. Equipo instalado en la terminación del pozo Universitario-1.

En la Figura 61. Se muestra el diagrama mecánico del sistema BEC Dual instalado en el pozo Universitario-1, ubicando la profundidad de entrada del equipo superior a 2553 md y la del equipo inferior a 2671 md.

BEC Superior

Longitud de Capsula Superior 7 5/8" 65.03m
Longitud de equipo dentro de Capsula Superior, 56.9m



BEC Inferior

Longitud de Capsula Inferior 7 5/8", 65.25m
Longitud de equipo dentro de Capsula Inferior, 56.97m

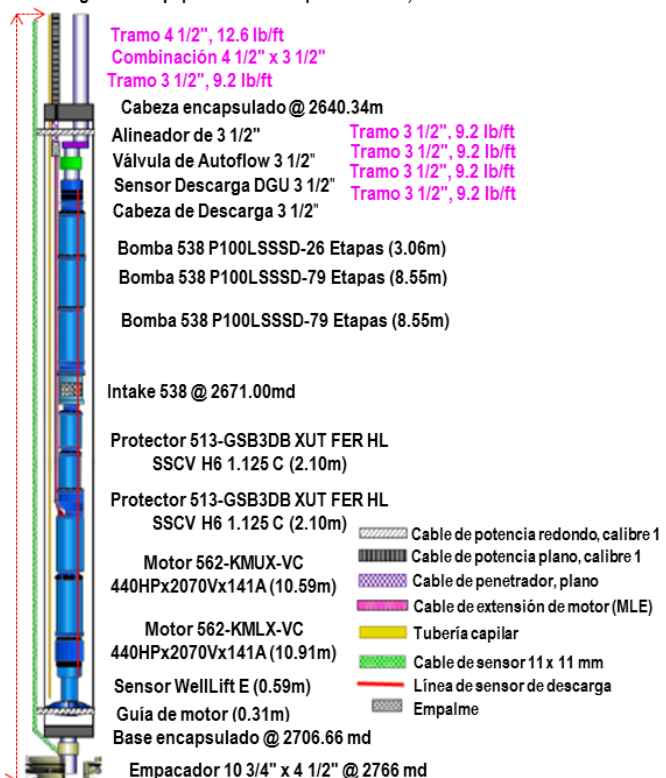


Figura 62. Sistema BEC Dual instalado en el pozo Universitario-1.

Fue seleccionado un empacador semipermanente hidráulico WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2 lb/ft, como sistema de aislamiento entre la zona productora en agujero descubierto BKS y las TR's de producción. En la Tabla 87 se muestran las características de operación del empacador instalado.

Característica	Empacador instalado
Tipo de empacador	Semipermanente
Modelo	WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2#
Profundidad de escariado	2800 md
Profundidad de anclaje	2766 md
Presión máxima de activación	2400 psi
Presión de prueba en espacio anular	500 psi
Fluido de terminación	Lodo de BD 0.90 g/cm ³
Nivel de fluido	1508 md

Tabla 87. Características del empacador empleado en la terminación del pozo Universitario-1.

4.2.12 Seguimiento a las conexiones superficiales

4.2.12.1 Distribución de cabezales y medio árbol o cabezal submarino real

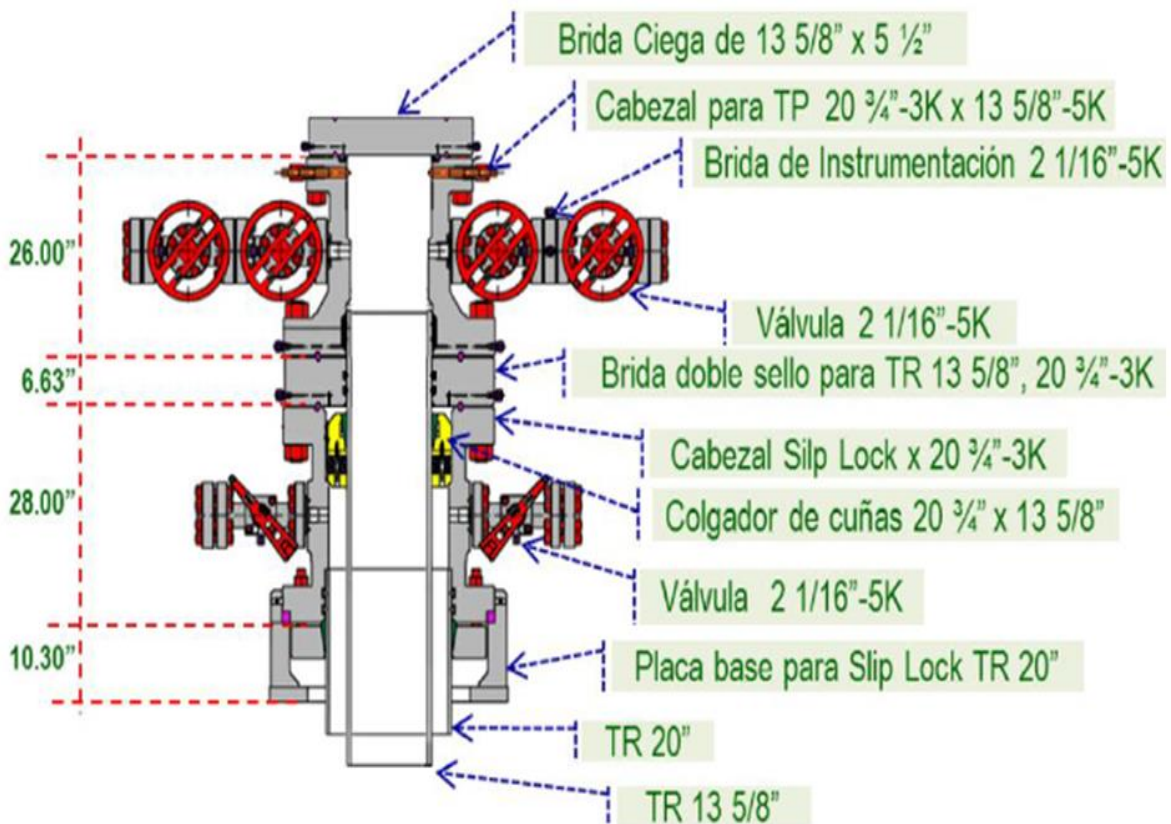


Figura 63. Cabezal de producción 20 3/4" x 13 5/8".

4.2.13 Seguimiento al pronóstico de producción

El pozo Universitario-1 se incorporó a producción el día 24 de octubre de 2015 con un gasto liquido promedio de 6580 BPD, un porcentaje de 0.7% de agua de baja salinidad característica del fluido de terminación, teniendo un gasto total de aceite de 6530 BPD. Ambos datos fueron determinados por el aforo realizado del 27 al 29 de octubre de 2015 como se muestra en la Tabla 88.

Pozo	Intervalo (md)	Frecuencia (Hz)	Duración (h)	Fw (%)	Qo (BPD)
Universitario-1	4542-4820	50	10	0.6	5840
		52	10	1.1	6860
		53	10	0.5	7045

Tabla 88. Condiciones operativas reportadas del aforo realizado en Universitario-1.

Desde el inicio de su producción y hasta el día 27 de enero de 2016, fecha en que se detuvo su producción por falla en el equipo BEC, el pozo estuvo produciendo un gasto promedio de 5700 BPD, sin producción de agua. A partir de estos datos se genero un pronóstico de producción futuro para poder determinar el límite económico del pozo y realizar una adecuada evaluación económica. Los resultados se muestran en la Figura 65.

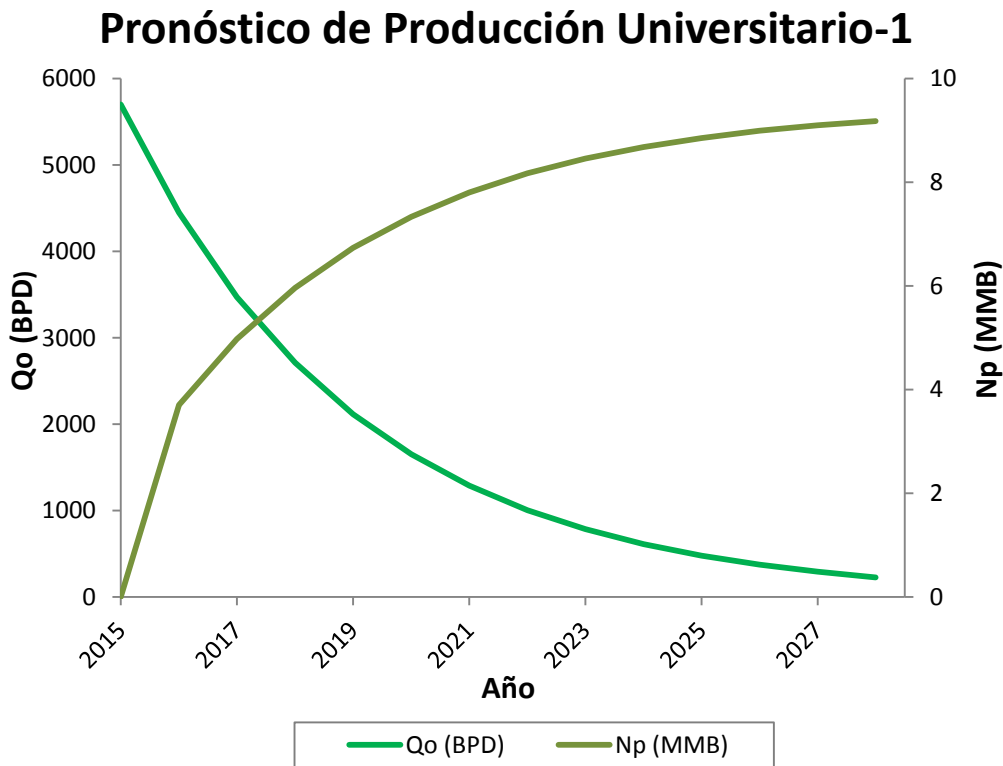


Figura 66. Pronóstico del comportamiento de producción para el pozo Universitario-1.

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Qo (BPD)	5700	4448	3471	2709	2114	1649	1287	1004	784	612	477	372	291	227
Np (MMB)	0.00	3.70	4.97	5.96	6.73	7.33	7.80	8.17	8.46	8.68	8.85	8.99	9.10	9.18

Tabla 89. Pronóstico del comportamiento de producción del pozo Universitario-1.

4.2.14 Seguimiento de tiempos para actividades de perforación y terminación

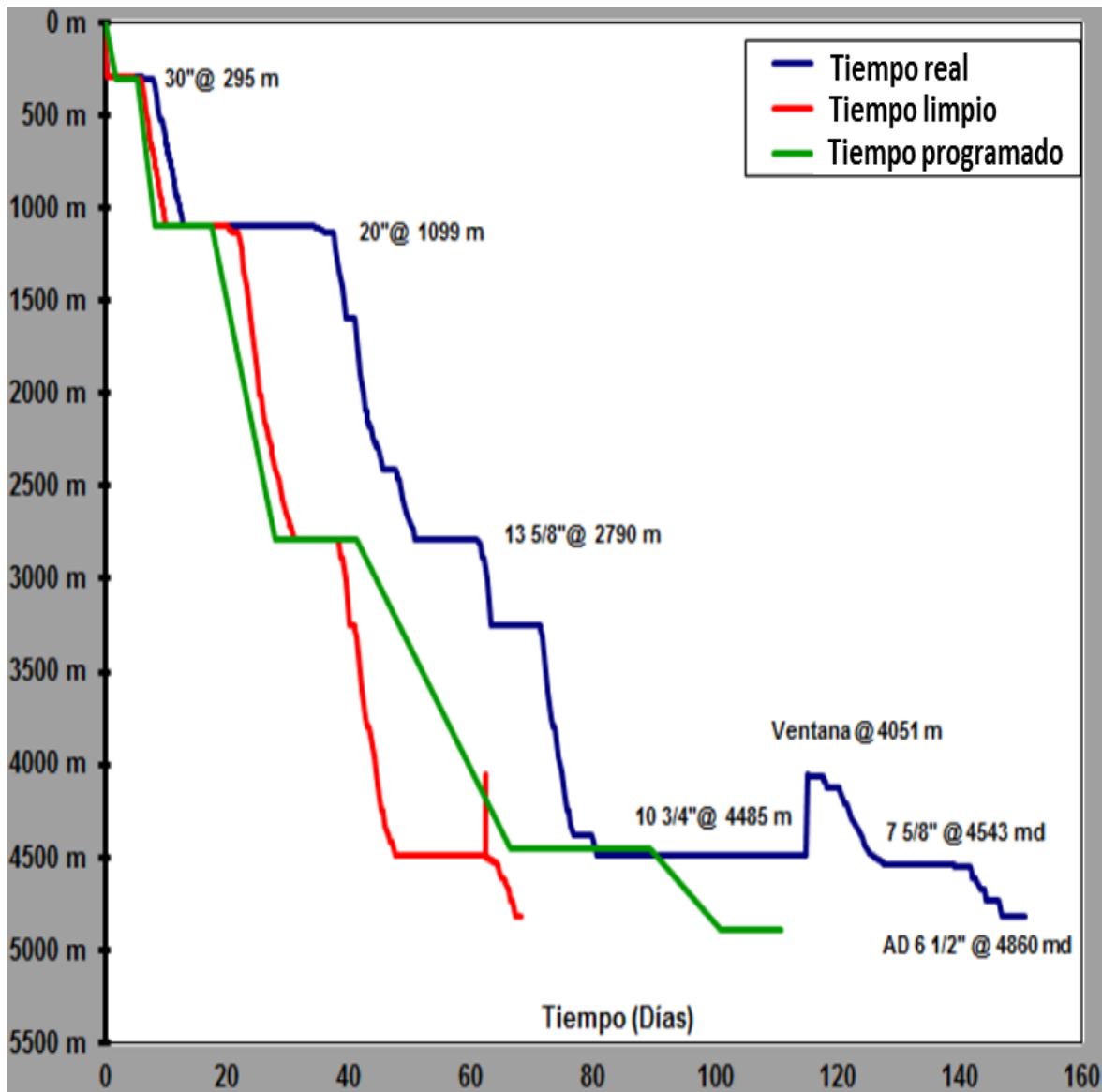


Figura 67. Curva de avance real de perforación.

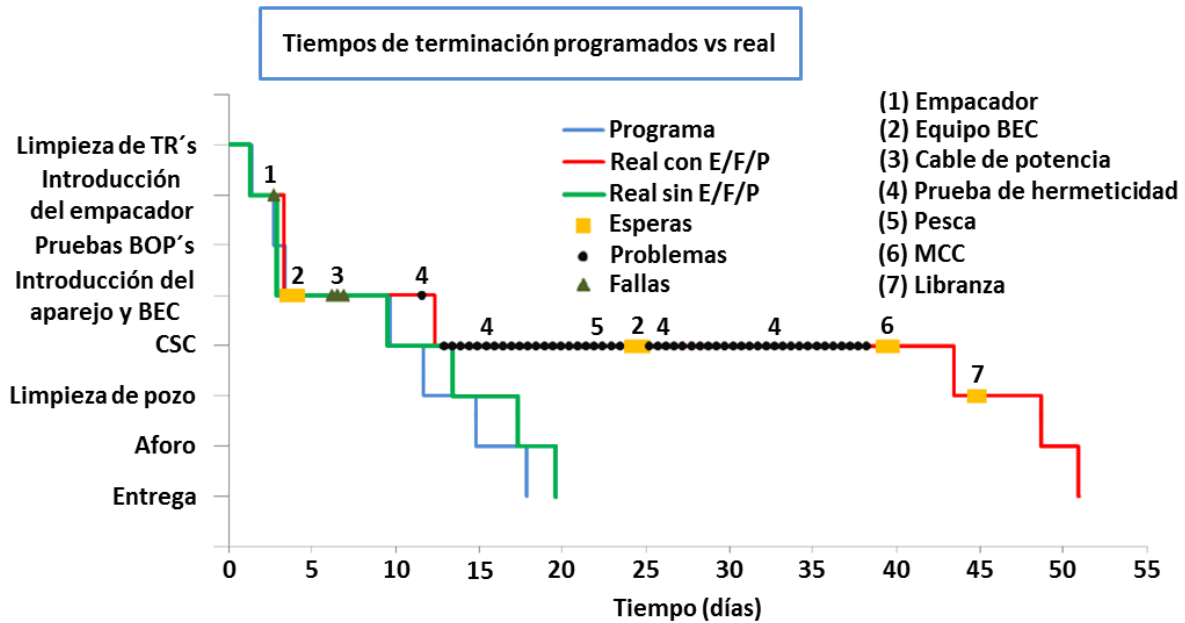


Figura 68. Gráfica de avance real de terminación.

4.2.15 Seguimiento de los costos reales

En la siguiente tabla se presentan los costos totales reales de la perforación y terminación del pozo Universitario-1.

Descripción	Perforación	Terminación BEC
Equipos	134,810,000.00	46,480,000.00
Materiales	59,840,000.00	1,100,000.00
Servicios	253,410,000.00	20,030,000.00
Logística	73,450,000.00	19,960,000.00
Seguridad y ecología	30,670,000.00	1,160,000.00
Total (pesos)	552,180,000.00	88,730,000.00
Total general (pesos)	640,910,000.00	

Tabla 90. Costos reales para el proyecto pozo.

4.2.16 Evaluación económica

Para la realización de la evaluación económica se toma como base el pronóstico de producción analizado en el seguimiento al pronóstico de producción mostrado anteriormente. En la Tabla 91 se indican las premisas utilizadas para la obtención de los indicadores económicos:

	Evaluación A	Evaluación B	Evaluación C
Precio del aceite (usd/bbl)	18.900	37.360	90.050
Tipo de cambio (pesos/usd)	18.608	16.8382	13.2162
Costo de operación y mantenimiento (usd/bbl)	5.0		
Tasa de descuento (%)	12		
Impuestos (%)	70		

Tabla 91. Premisas utilizadas para la evaluación económica.

En la Tabla 92 se muestran los indicadores obtenidos para esta etapa:

INDICADORES ECONÓMICOS DEL POZO UNIVERSITARIO-1			
Evaluación A	Límite económico: 881 BPD, año 2022	VPN (\$)	144,117,535.00
		VPI (\$)	423,712,438.00
		EI (\$/\$)	0.34
		RBC (\$/\$)	0.22
		TIR (%)	10
Evaluación B	Límite económico: 419 BPD, año 2025	VPN (\$)	696,840,765.00
		VPI (\$)	1,349,750,839.00
		EI (\$/\$)	0.52
		RBC (\$/\$)	1.09
		TIR (%)	20
Evaluación C	Límite económico: 199 BPD, año 2028	VPN (\$)	1,810,787,921.00
		VPI (\$)	3,168,112,746.00
		EI (\$/\$)	0.57
		RBC (\$/\$)	2.83
		TIR (%)	----

Tabla 92. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica del pozo Universitario-1.

4.3 Etapa de Evaluación

Proceso final de la Metodología VCDSE de pozos, en la cual se realiza una evaluación integral del proyecto pozo, observando las principales desviaciones obtenidas entre el diseño programado en la fase de Definición y lo ejecutado en la fase de Seguimiento. Aquí se documentan las lecciones aprendidas con el fin obtener una retroalimentación objetiva que permita tener una mejora significativa en posteriores proyectos pozo.

4.3.1 Evaluación del proyecto pozo Universitario-1

Terminada la perforación y terminación del pozo Universitario-1, se realizó un análisis comparativo de resultados para identificar los principales cambios que se presentaron durante la ejecución del Proyecto Pozo. En términos generales la perforación y terminación del pozo Universitario-1, cumplió el programa planteado en la etapa de Definición. A continuación se muestran las desviaciones que hubo respecto a lo planeado a lo largo de la construcción del proyecto pozo.

4.3.1.1 Características del proyecto pozo planeado vs real

En la Tabla 93 se exponen los datos básicos de ubicación programada y real en el pozo Universitario-1.

Proyecto pozo Universitario-1				
Clasificación	Marino de Desarrollo			
Plataforma	Universitario PL (Octápodo)			
Equipo	PEMEX-A (Fijo)			
Ubicación	Ciudad del Carmen, Campeche			
	Programado		Real	
Tirante de agua (m)	114		114	
Altura de la mesa rotaria (m)	45		44.78	
Coordenadas UTM del conductor	X= 569641.71	Y= 2167918.00	X= 569641.71	Y= 2167918.00
Coordenadas geográficas del conductor	Lat.=92° 20'9.239 W	Long.= 19° 36'22.565 N	Lat.= 19° 36'22.565 N	Long.= 92° 20' 9.239 W
Coordenadas UTM a la profundidad total	X= 570967.93	Y=2168898.00	X= 570957.94	Y= 2168793.56

Tabla 93. Datos básicos de ubicación programada vs real del pozo de desarrollo Universitario-1.

4.3.1.2 Comparativo de la profundidad total

En la Tabla 94 se muestra la comparación de las profundidades totales del pozo Universitario-1. En un inicio se había programado una profundidad total de 4888 mdbmr, pero a causa de problemas operativos durante la perforación se analizó y diseñó una ventana, la cual tuvo una profundidad programada total de 4860 mdbmr. Una vez perforando el pozo, la profanidad total alcanzada fue de 4820 mdbmr ya que nuevamente hubo la presencia de problemas operativos.

El objetivo del pozo corresponde a la cima de Brecha del Cretácico Superior (BKS). La cima programada en la trayectoria original se calculó a 4588 mdbmr, esta cima se reprogramó para la trayectoria de la ventana a 4476 mdbmr y el pozo la perforó a 4585 mdbmr.

	Objetivo: BKS	Prof. Vertical (m.b.m.r)	Prof. Desarrollada (m.b.m.r)	Coordenadas UTM (m)	
				X	Y
Programada	Cima BKS	3953.12	4588.00	570734.96	2168726.66
	PT	4030.76	4888.00	570967.93	2168898.99
Real	Cima BKS	3969.00	4585.00	570741.20	2168664.77
	PT	4013.00	4820.00	570957.94	2168793.56

Tabla 94. Comparación de profundidad total y objetivos programados vs real.

4.3.1.3 Comparativo de la columna geológica

La columna geológica programada se calculo con base en la información disponible de los pozos de correlación Universitario-A y Universitario-A1. En la Tabla 95 se muestra la comparación entre columna geológica programada y real del pozo Universitario-1. La columna programada del pozo estimó la cima de la brecha a 4588 mdbmr y la profanidad total a 4888 mdbmr, teniendo un espesor programado en yacimiento de 300 md, que corresponden a 78 mv. Para el caso de la columna real se encuentra la cima de la brecha a 4585 mdbmr (3969 mvbmr) y con una profundidad total de 4820 mdbmr (4013 mvbmr), cortando 235 md (44 mv) dentro del yacimiento.

COLUMNA GEOLÓGICA DEL POZO UNIVERSITARIO-1								
	PROGRAMADA				REAL			
CIMA	MD	MVBMR	EV	EM	MD	MVBMR	EV	EM
RCPL	159.00	159.00	953.14	955.00	158.78	158.78	969.18	971.55
PLIOs	1114.00	1112.14	1669.92	1674.00	1130.33	1127.96	1686.63	1690.88
PLIOm	2788.00	2782.06	362.76	379.00	2821.21	2814.59	303.41	316.13
PLIOi	3167.00	3144.82	127.40	151.00	3137.34	3118.00	195.00	230.72
MS	3318.00	3272.22	145.81	178.00	3368.06	3313.00	131.00	160.29
MM	3496.00	3418.03	34.40	42.00	3528.35	3444.00	35.00	42.78
MI	3538.00	3452.44	36.86	45.00	3571.13	3479.00	38.00	46.60
OS	3583.00	3489.30	24.57	30.00	3617.73	3517.00	29.00	36.15
OM	3613.00	3513.87	26.76	33.00	3653.88	3546.00	27.00	34.41
OI	3646.00	3540.63	44.59	57.00	3688.29	3573.00	27.00	35.68
ES	3703.00	3585.22	30.60	41.00	3723.97	3600.00	99.71	145.90
EM	3744.00	3615.82	82.19	121.00	3869.87	3699.71	72.83	128.08
EI	3865.00	3698.01	162.45	365.00	3997.95	3772.54	122.46	284.40
PS	4230.00	3860.46	62.89	243.00	4282.35	3895.00	55.05	217.80
PI	4473.00	3923.35	10.09	39.00	4500.15	3950.05	13.95	62.85
BKS-Hib	4512.00	3933.45	19.67	76.00	4563.00	3964.00	5.00	22.00
BKS	4588.00	3953.12	77.65	300.00	4585.00	3969.00	44.00	235.00
PT	4888.00	4030.76			4820.00	4013.00		

Tabla 95. Comparación de columna geológica programada vs real del pozo Universitario-1.

diseño una ventana a la profundidad de 4860 md. Debido a problemas operacionales (intento de atrapamiento) la profundidad total del pozo fue de 4820 mdbmr (4013 mvbmr).

El programa de tuberías de revestimiento se ejecutaba de acuerdo a lo planteado hasta la etapa de la TR de 10 3/4", pero al presentarse el incidente mecánico, se utilizó la tubería de contingencia de 7 5/8" al estar perforando la etapa de 8 1/2". Se abrió una ventana en la TR 10 3/4" y se corrió liner de 7 5/8", terminando el pozo en agujero descubierto de 6 1/2". Con este cambio se modificó la perforación de 5 etapas, incluyendo la etapa del yacimiento, a 6 etapas.

Ø (in)	Programado		Real	
	Intervalo (mdbmr)		Intervalo (mdbmr)	
	De	A	De	A
30	0	300	24.67	295.00
20	0	1100	23.52	1098.10
13 5/8	0	1700	23.52	1714.19
13 5/8	1700	2790	1714.19	2790.00
10 3/4	1600	4460	1597.01	4482.00
7 5/8	-----	-----	3879.28	3888.62

Tabla 96. Comparativo de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento programado vs real.

4.3.1.6 Comparativo del proyecto direccional

En la siguiente tabla se muestran la comparación de los datos direccionales programados y reales, los cuales indican que el plan direccional se cumplió de acuerdo al programa, aún y cuando se tuvo que hacer una ventana para llegar al objetivo del pozo.

DATOS DEL PROYECTO DIRECCIONAL		
	Programado	Real
Profundidad total vertical	4031 mvbmr	4013 mvbmr
Profundidad total desarrollada	4888 mdbmr	4820 mdbmr
KOP 1	2810 mdbmr	2820 mdbmr
Azimut	53.51°	53.51°
Ángulo máximo	35.0°	35.0°
KOP 2	3622 mdbmr	3630 mdbmr
Azimut	53.51°	53.51°
Ángulo máximo	75.0°	75.0°
Objetivo (BTP-KS)	4512 mdbmr	4563 mdbmr
Profundidad total del pozo	4888 mdbmr/ 4031 mvbmr	4820 mdbmr/ 4013 mvbmr

Tabla 97. Comparativo del programa direccional programado vs real.

4.3.1.7 Comparativo del programa de fluidos de perforación

En la siguiente tabla se ilustra las características del fluido de perforación programados comparados con los reales.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS							
Programado				Real			
Intervalo (md)		Tipo fluido	Densidad (g/cm ³)	Intervalo (md)		Tipo fluido	Densidad (g/cm ³)
Sup.	300	Bentonítico salino	1.06	162	296	ADM con baches de lodo bentonítico	1.03-1.05
300	1100	Bentonítico salino	1.06-1.25	272	1102	Lodo bentonítico	1.06-1.23
1100	2790	Emulsión inversa	1.33-1.53	1069	2792	Emulsión inversa	1.33-1.55
2790	4460	Emulsión inversa	1.75-1.85	2715	4485	Emulsión inversa	1.75-1.83
4460	4888	Baja densidad	0.90	4089	4543	Emulsión inversa	1.83
				4543	4820	Baja densidad	0.90

Tabla 98. Comparativo del programa de fluidos de perforación programado vs real.

4.3.1.8 Comparativo del programa de barrenas

La siguiente tabla muestra el programa de barrenas reales utilizadas en la perforación del pozo Universitario-1 y las compara contra lo programado en la etapa de Definición.

Programa de barrenas											
Programado						Real					
Etapa	Bna. No.	Intervalo (md)		Ø (in)	Tipo (IADC)	Etapa	Bna. No.	Intervalo (md)		Ø (in)	Tipo (IADC)
1	1	Sup.	300	36	Tricónica 111	1	1	Sup.	296	36	Tricónica 115
2	2	300	1100	26	Tricónica 115W	2	2, 3	272	1102	26	Tricónica 115W
3	3	1100	2790	17 1/2	PDC M123	3	4, 5, 6	1068	2792	18 1/4 y 17 1/2	PDC M123 y M124 Tricónica 115M
4	4,5	2790	4460	12 1/2	PDC M433	4, 5	7, 8, 9, 10, 11, 12	2715	4485	12 1/4	Tricónica 117W y PDC M223
5	6,7	4460	4888	8 1/2	PDC M233	6	13, 14, 15	4482	4820	6 1/2	Tricónica 117 y 613

Tabla 99. Comparativo del programa de barrenas programadas vs real.

4.3.1.9 Comparativo de diseño de sartas

Programa de sartas			
Programado		Real	
Diámetro Agujero (in)	Tipo de Sarta	Diámetro Agujero (in)	Tipo de Sarta
36	Convencional	36	Convencional
26	Direccional MWD+LWD	26	Direccional MWD+LWD
17 1/2	Direccional MWD+LWD	17 1/2	Direccional MWD+LWD
12 1/4	Direccional MWD+LWD	12 1/4	Direccional LWD
8 1/2	Direccional MWD+LWD	8 1/2	Direccional MWD Direccional MWD+LWD
		6 1/2	Direccional MWD+LWD Direccional

Tabla 100. Comparativo del programa de sartas de perforación programadas vs real.

4.3.1.10 Comparativo de cementaciones

Programa de cementaciones							
Programado				Real			
Diámetro TR (in)	Tipo de Lechada	Densidad de Lechada (g/cm ³)	Tirante a cubrir (m)	Diámetro TR (in)	Tipo de Lechada	Densidad de Lechada (g/cm ³)	Tirante a cubrir (m)
30	Única	1.90	186	30	Única	1.90	135
20	Llenado	1.54	750	20	Llenado	1.54	850
	Amarre	1.90	300		Amarre	1.90	200
13 5/8	Llenado	1.60	1590	13 5/8	Llenado	1.64	1692
	Amarre	1.90	200		Amarre	1.90	200
10 3/4	Única	1.95	1970	10 3/4	Única	1.90	1995
				7 5/8	Única	2.00	300

Tabla 101. Comparativo de lechadas de cemento programadas vs reales.

4.3.1.11 Comparativo del programa de terminación

Programa de terminación de pozo		
	Programado	Real
Tipo de terminación	Agujero descubierto	Agujero descubierto
TP	5 1/2"	5 1/2"
Sistema	Encapsulado de 7 5/8"	Encapsulado de 7 5/8"
Bomba	562 P75LS, 176 etapas (2 cuerpos)	538 P100LSSSD, 184 etapas (3 cuerpos)
Motores	562, KM-KC 810 HO/4335V/117 A (2 cuerpos)	562-KMUX-VC 880 HPx4140Vx141 A (2 cuerpos)
Sello	538, SP1T 4B, 6 cámara, BPBSL/BPBSL	513-B/BSL Antiasfáltico / 513-B/BSL
Cable de potencia	Redondo, calibre #1, 5 Kv	Redondo, calibre # 1.5 Kv
MLE	Plano, calibre #4, 5Kv	Plano, calibre # 4.5 Kv
Empacador		
	Semipermanente	Semipermanente
Tipo de empacador		
Modelo	WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2#	WFX BlackCat 10 3/4" x 6" 79.2#
Profundidad de escariado	2770 md	2800 md
Profundidad de anclaje	2755 md	2766 md
Presión máxima de activación	2400 psi	2400 psi
Presión de prueba en espacio anular	500 psi	500 psi
Fluido de terminación	Lodo de BD 0.88 g/cm ³	Lodo de BD 0.90 g/cm ³
Nivel de fluido	1400 md	1508 md

Tabla 102. Comparativo de la terminación de pozo programada vs real.

4.3.1.12 Comparativo del pronóstico de producción

El pronóstico de producción realizado para el proyecto pozo se iniciaba a producción en el año 2015, produciendo 5000 BPD de aceite. El pozo Universitario-1 se incorporo a producción el día 24 de octubre de 2015 con un gasto liquido promedio de 6530 BPD, determinado a partir de un aforo realizado del 27 al 29 de octubre del 2015.

Desde el inicio de su producción y hasta el día 27 de enero de 2016, fecha en la que se detuvo su producción por falla del equipo BEC, el pozo estuvo produciendo un gasto promedio de 5700 BPD, sin producción de agua. El pozo recupero una producción de aceite de 547.33 MBbls con un tiempo de 3 meses como se observa en la Figura 69.

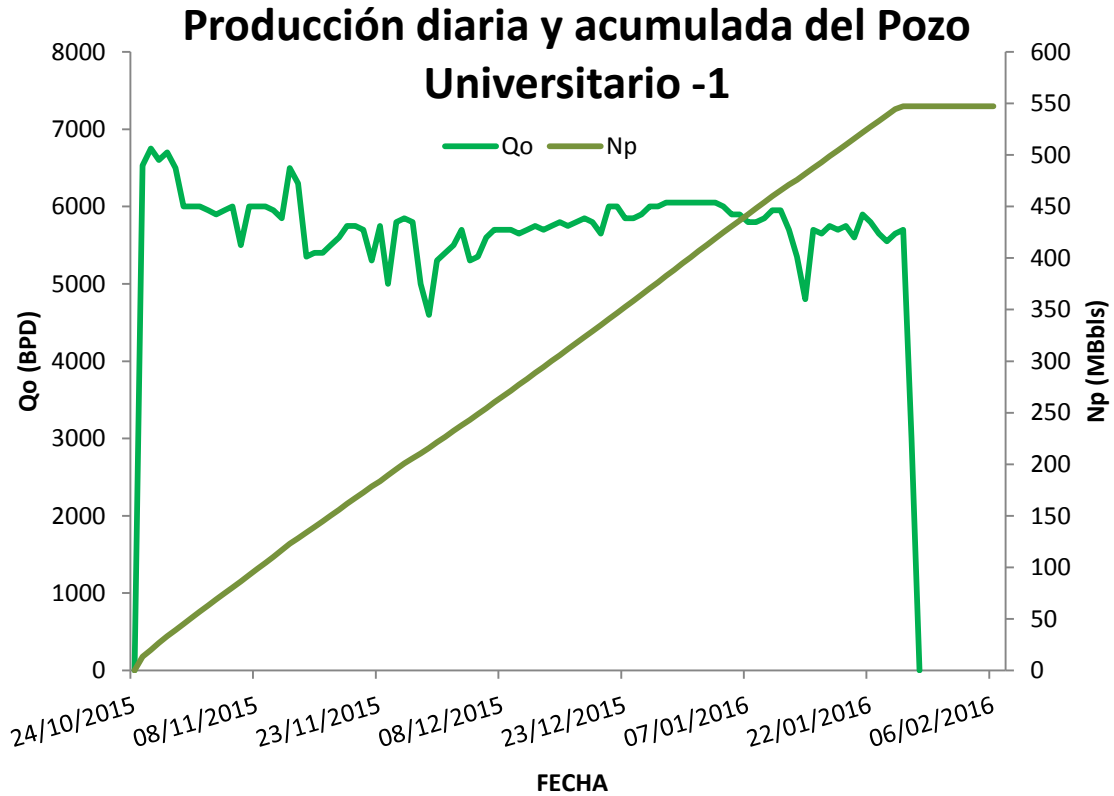


Figura 70. Comportamiento de producción del pozo Universitario-1.

Año	2015			2016
Mes	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero
Qo promedio (BPD)	6385	5671.67	5793.55	5425.93
Np (MBbls)	51.08	221.23	400.83	547.33

Tabla 103. Producción promedio del pozo Universitario-1.

Cabe mencionar que el comportamiento de producción de un pozo no mantiene gasto fijo, éste depende de varios factores, tales como la frecuencia, presión en cabeza, paros no programados, etc., generando una variación en dichos gastos.

4.3.1.13 Comparativo de conexiones superficiales

Revisando las conexiones superficiales instalada contra las que se diseñaron en la etapa de evaluación se concluye que:

- El cabezal de producción 20 3/4" x 13 5/8" que se instaló es el mismo que se programó.
- El medio árbol de válvulas 13 5/8" x 5 1/8" 5M que se instaló es el mismo que se programó.
- El arreglo de preventores que se instaló en cada etapa es el mismo que se programó.

4.3.1.14 Comparativo de tiempos para perforación y terminación

Perforación pozo Universitario-1

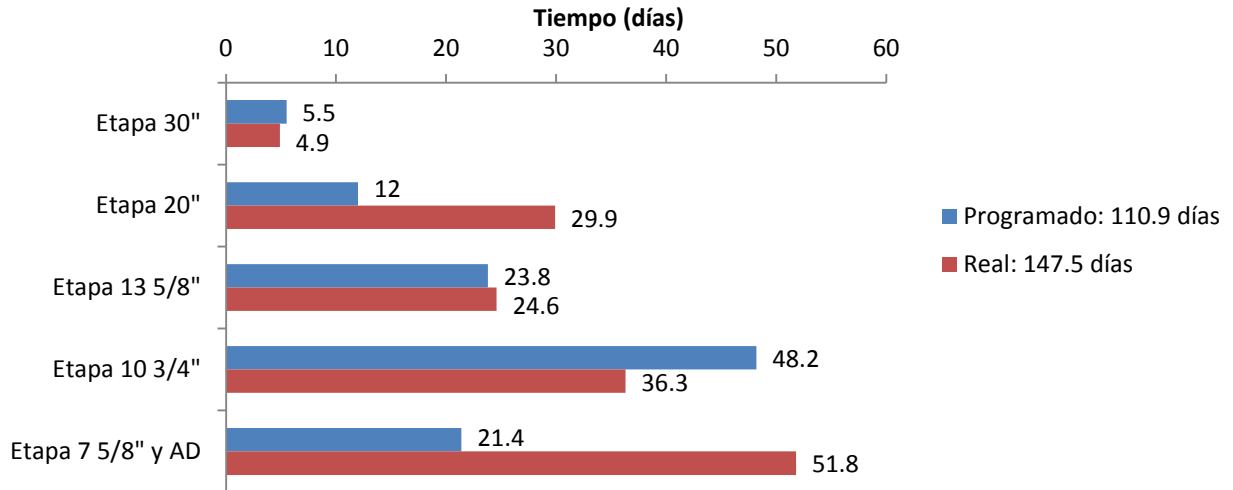


Figura 71. Comparativo de tiempos programados vs reales para perforación.

Terminación pozo Universitario-1

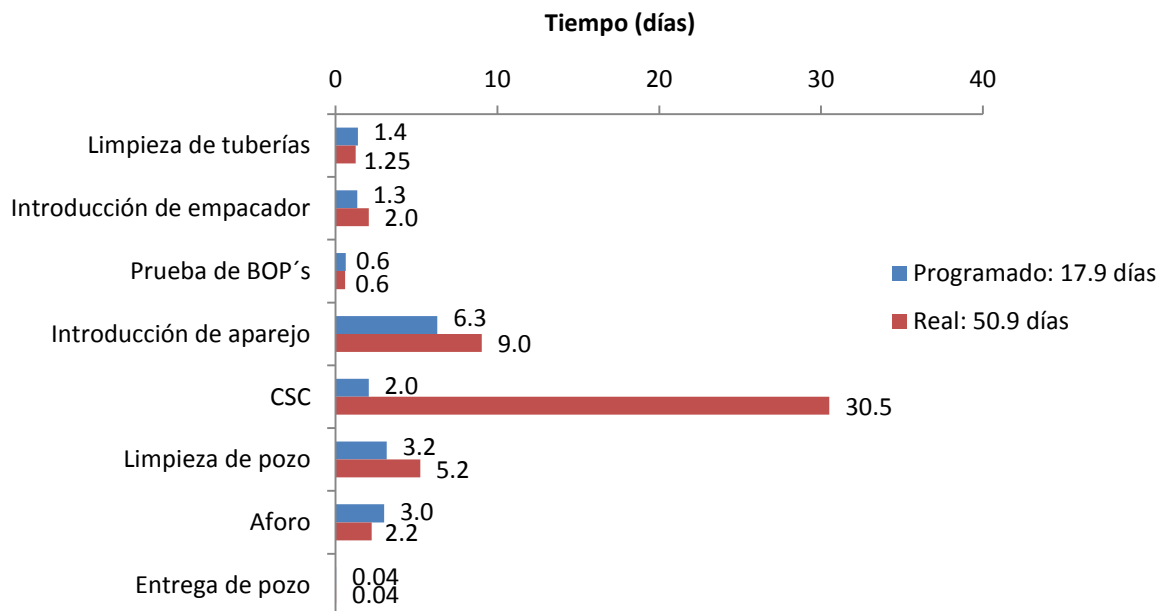


Figura 72. Comparativo de tiempos programados vs reales para terminación.

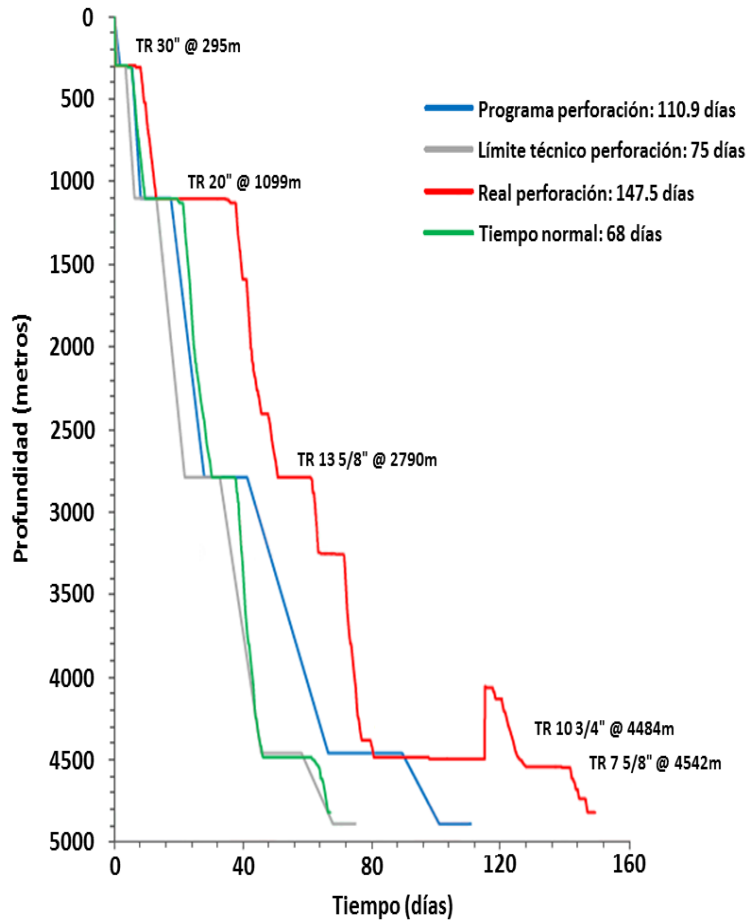


Figura 73. Curva de avance profundidad vs tiempo, programada vs real.

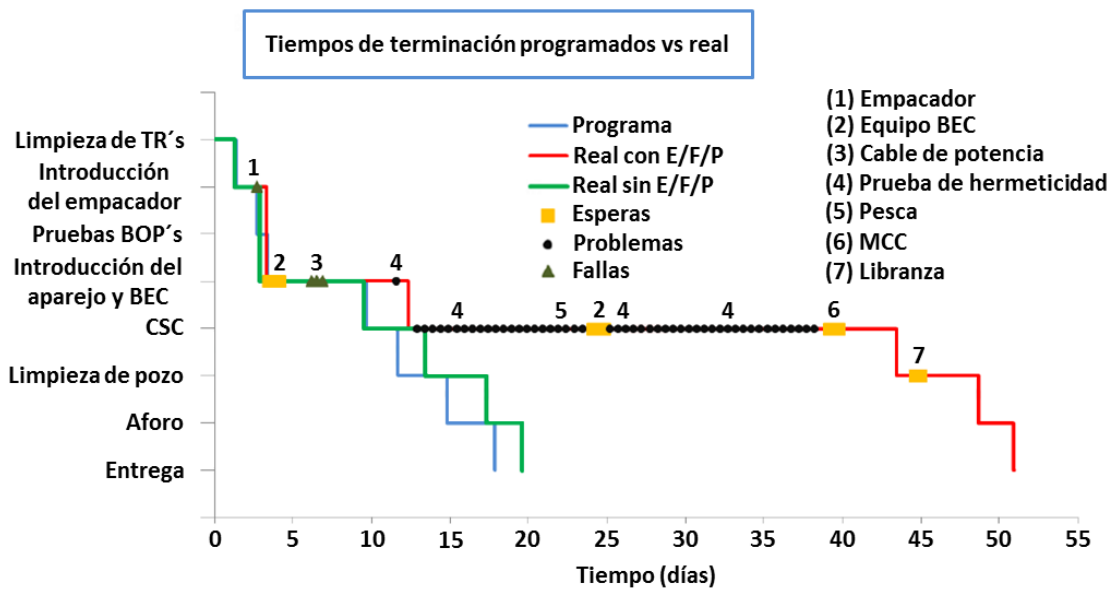


Figura 74. Curva de avance de terminación programada vs real.

4.3.1.15 Comparativo de costos totales para perforación y terminación

En la siguiente tabla se presentan los costos programados y reales totales de la perforación del pozo Universitario-1.

Costos totales de perforación		
Descripción	Programados	Reales
Equipos	207,625,538.00	134,810,000.00
Materiales	79,109,382.00	59,840,000.00
Servicios	164,728,294.00	253,410,000.00
Logística	81,608,863.00	73,450,000.00
Seguridad y ecología	7,376,301.00	30,670,000.00
Total general (pesos)	540,448,378.00	552,180,000.00

Tabla 104. Comparativo de costos de perforación programados vs reales.

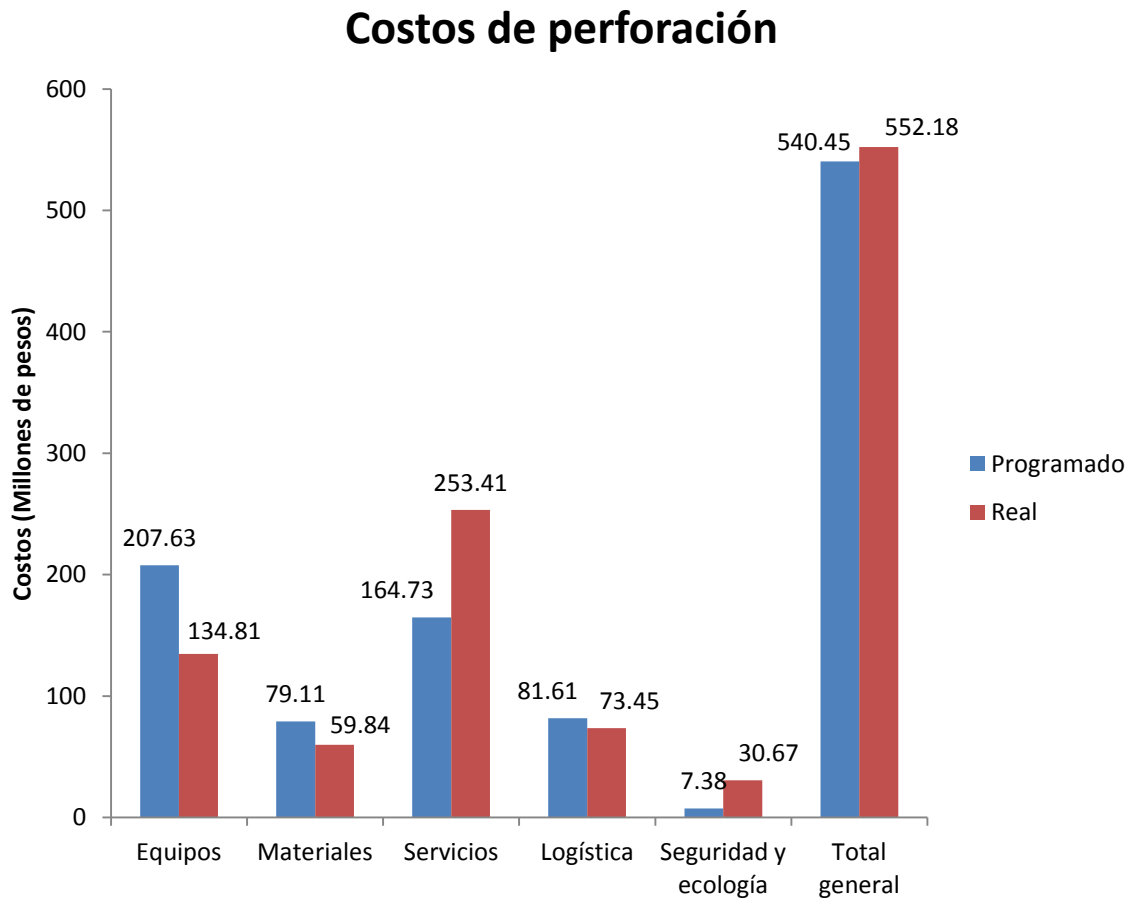


Figura 75. Comparativo de costos para perforación.

En la siguiente tabla se presentan los costos programados y reales totales de la terminación del pozo Universitario-1.

Costos totales de terminación		
Descripción	Programados	Reales
Equipos	15,328,699.55	46,480,000.00
Materiales	1,792,815.18	1,100,000.00
Servicios	27,726,545.76	20,030,000.00
Logística	6,505,714.29	19,960,000.00
Seguridad y ecología	2,882,199.05	1,160,000.00
Total general	54,235,973.83	88,730,000.00

Tabla 105. Comparativo de costos de terminación programados vs reales.

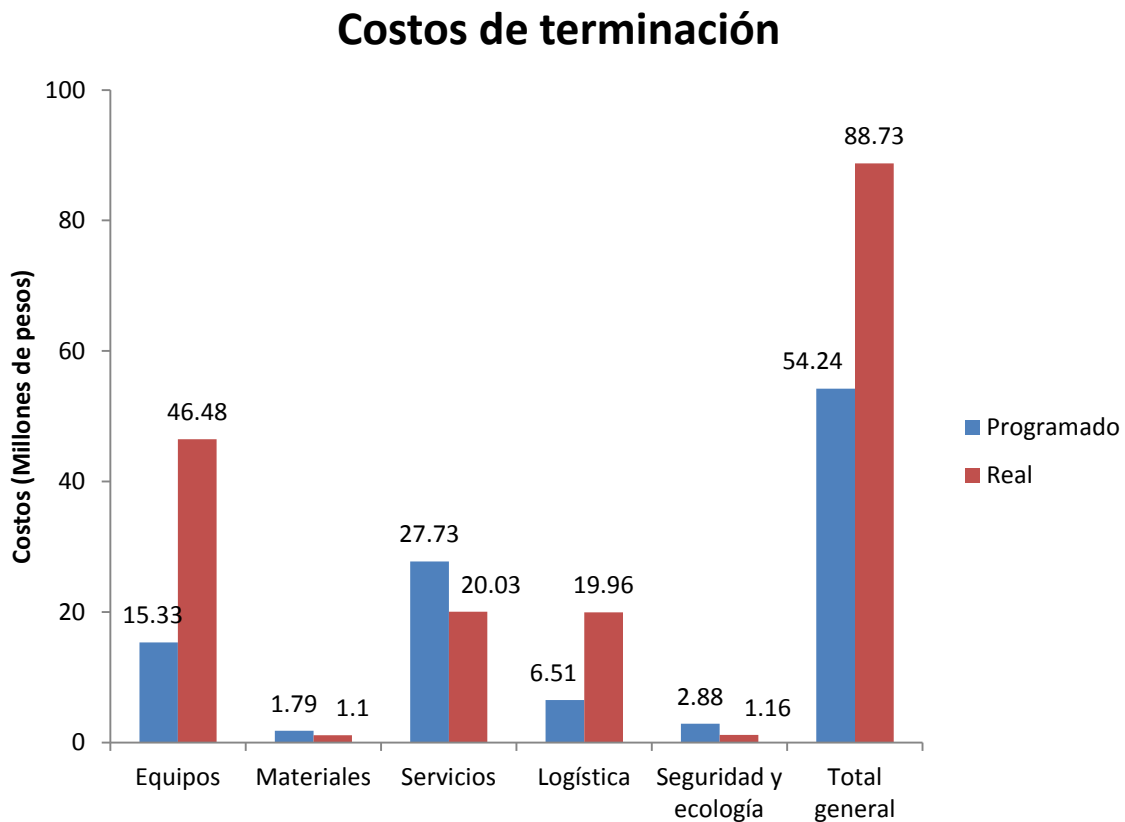


Figura 76. Comparativo de costos para terminación.

Con esto se da por terminado el proceso FEL para el diseño y ejecución de un pozo dentro de un Proyecto de Explotación en PEMEX, en donde se cumple el objetivo de construir un pozo, que será el medio por el cual se extraerán hidrocarburos. Con este precedente se dejan bases para próximas perforaciones en el campo Universitario, y de ser pertinente en campos análogos, ya que la operación resulto ser exitosa.

Conclusiones y recomendaciones

La administración de proyectos petroleros es una actividad exhaustiva en la cual se buscan disminuir los problemas técnicos y económicos que pudieran ocasionar conflictos en las fases de ejecución y operación. Generalmente estos cambios se dan porque los proyectos se evalúan de una forma genérica y no contemplan diversos escenarios que se pudieran presentar en el transcurso de la ejecución de actividades.

En este sentido la Metodología FEL aplicada a pozos, o VCDSE de pozos, es una práctica internacional adoptada por PEMEX que permite diseñar a profundidad todos los requerimientos indispensables para la selección de la mejor opción del tipo de pozo a perforar, visto desde los puntos técnicos, económicos, ambientales y sociales, dentro de un proyecto de explotación. La selección se hace en base al reconocimiento y consideración de los riesgos e incertidumbres asociados a la construcción del pozo, haciendo más predecibles los resultados que se desean obtener.

La metodología busca incrementar la eficiencia operativa y la productividad de la inversión, en base a una mayor certeza en el diseño y planeación de proyectos. Por ello esta práctica se fundamenta en la correcta realización de actividades correspondientes a las etapas tempranas del proyecto, ya que la creación de valor se encuentra al inicio, durante el periodo de análisis y no durante la ejecución y operación. Cuando este análisis es bien desarrollado se minimizan los cambios de alcance, desviaciones en tiempos y costos de ejecución.

La aplicación de dicha metodología permite a Petróleos Mexicanos:

- Trabajo en equipo de todas las áreas involucradas en los proyectos, asegurando un mejor flujo de información y continuidad en el proceso.
- Previene los posibles riesgos e incertidumbres del proyecto en fases tempranas por medio de medidas de mitigación, permitiendo una visión panorámica en la evaluación de opciones.
- Genera entre su personal la toma oportuna de decisiones en caso de haber desviaciones no contempladas en el programa.
- Permite el aprendizaje continuo por medio de las mejores prácticas y lecciones aprendidas durante la ejecución del proyecto.
- Permite conjuntar de manera eficiente las tecnologías existentes, talento del personal y procesos clave para enfrentar los desafíos de desarrollo de reservas existentes y nuevas con la finalidad de garantizar una creación de valor del proyecto a mediano y largo plazo.

En este sentido, el diseño y ejecución del proyecto pozo Universitario-1, utilizando la Metodología VCDSE de pozos, cumple con el objetivo de desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado obteniendo un valor económico favorable, así como la incertidumbre y riesgo asociado esperado para su construcción. Es importante mencionar que la construcción exitosa de este pozo, en un inicio permitirá acelerar la producción de aceite pesado

en el campo involucrado, maximizando el factor de recuperación mediante la utilización de las tecnologías disponibles que se encuentran en armonía con el medio ambiente bajo un marco de desarrollo sustentable, y posteriormente genera información veraz para el diseño y construcción de futuros pozos, ya que permite actualizar los datos que se tienen disponibles del yacimiento, haciendo que su construcción sea mas eficiente y segura.

Por lo anteriormente expuesto se recomienda que en todos los proyectos de exploración y explotación de PEMEX, se implemente la Metodología FEL aplicada a pozos, ya que garantiza una operación segura y confiable con niveles de eficiencia que cumplen con los estándares internacionales de aprovechamiento de hidrocarburos, incrementando la generación de valor y eficiencia del proceso. A su vez asegura la gestión por procesos y la ejecución de proyectos, logrando fortalecer el liderazgo como productor y proveedor de hidrocarburos en cualquier empresa que se encuentre inmiscuida en esta gran industria.

Bibliografía

1. Bourgoyne, A. et al. Applied Drilling Engineering. SPE, 1986.
2. Chambers, C. et al. Corrosion and Selection of Alloys for Carbon Capture and Storage, CSC, System: Current Challenges. SPE, 2010.
3. Garaicochea, F. et al. Apuntes de terminación de pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM.
4. Gatlin, C. Drilling and Well Completions. 1st Edition, Englewood Cliffs, N.J., ed. Prentice-Hall, Inc., 1960.
5. Mian, M. Project Economics and Decision Analysis, Volume I: Deterministic Models. 1st Edition, Tulsa, Oklahoma, ed. Penn Well Corporation, 2002.
6. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Un Siglo de la Perforación en México.
7. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento Rector para la aplicación de la Metodología VCDSE de pozos. México, 2010.
8. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Guía Operativa para el diseño de intervenciones a pozos aplicando la Metodología VCDSE. México, 2015.
9. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Guía VCD PEP. México, 2015.
10. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Proyectos de Explotación en PEMEX en la RMNE, Ronda Cero. México, 2014.
11. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documentación y Dictamen Técnico de Proyectos de Explotación, etapa de Visualización. México, 2010.
12. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documentación y Dictamen Técnico de Proyectos de Explotación, etapa de Conceptualización. México, 2012.
13. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documentación y Dictamen Técnico de Proyectos de Explotación, etapa de Definición. México, 2012.

14. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-V) fase de Visualización, proyecto pozo Universitario-1. México, 2014.
15. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-C) fase de Conceptualización, proyecto pozo Universitario-1. México, 2015.
16. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-D) fase de Definición, proyecto pozo Universitario-1. México, 2015.
17. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-S) fase de Seguimiento, proyecto pozo Universitario-1. México, 2016.
18. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-E) fase de Evaluación, proyecto pozo Universitario-1. México, 2016.
19. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-V) fase de Visualización, proyecto pozo Universitario-A1. México, 2008.
20. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-C) fase de Conceptualización, proyecto pozo Universitario-A1. México, 2009.
21. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-D) fase de Definición, proyecto pozo Universitario-A1. México, 2009.
22. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-S) fase de Seguimiento, proyecto pozo Universitario-A1. México, 2010.
23. Petróleos Mexicanos. PEMEX Exploración y Producción. Documento de Soporte de Decisión (DSD-E) fase de Evaluación, proyecto pozo Universitario-A1. México, 2010.

Lista de Figuras

Figura 1. Presión hidrostática	2
Figura 2. Presión de sobrecarga.....	2
Figura 3. Gradiente de fractura	3
Figura 4. Ventana operativa	4
Figura 5. Clasificación de los equipos de perforación.....	6
Figura 6. Equipo de perforación terrestre (izquierda) y equipo de perforación marina (derecha)	8
Figura 7. Esquema representativo de las tuberías de revestimiento	13
Figura 8. Cementación primaria	14
Figura 9. Ejemplos de terminación en agujero descubierto y agujero entubado	16
Figura 10. Representación gráfica del proceso de ejecución de proyectos.....	17
Figura 11. Nombres equivalentes de las fases en la Metodología FEL	19
Figura 12. La Metodología FEL y sus fases para el diseño de proyectos	19
Figura 13. Etapas de la Fase FEL I.....	20
Figura 14. Etapas de la Fase FEL II.....	20
Figura 15. Etapas de la Fase FEL III.....	21
Figura 16. Relación típica de valor vs costos en proyectos	21
Figura 17. Proceso VCDSE del proyecto pozo	23
Figura 18. Metodología VCDSE de pozos.....	28
Figura 19. Ubicación geográfica de los campos Universitario y Puma.....	29
Figura 20. Sección estructural longitudinal NE-SW y NW-SE del Cretácico de los campos Universitario y Puma	30
Figura 21. Columna estratigráfica regional.....	31
Figura 22. Mapa estructural de la cima de BKS, localización del proyecto pozo analizado.....	34
Figura 23. Sección sísmica arbitraria en profundidad en la dirección de la perforación de las trayectorias de la localización del proyecto pozo	35
Figura 24. Sección estructural en donde se muestran las trayectorias a perforar en la localización del proyecto pozo.....	36
Figura 25. Sección geológica-sísmica en profundidad donde se muestran las trayectorias propuestas para la localización del proyecto pozo	37
Figura 26. Comparación de trayectorias propuestas.....	39

Figura 27. Ventanas operativas de geopresiones. Opciones de la localización para el proyecto pozo.....	42
Figura 28. Opciones de arquitectura para la localización del proyecto pozo en el grupo 1	43
Figura 29. Opciones de arquitectura para la localización del proyecto pozo en el grupo 2	44
Figura 30. Esquema representativo del tipo de terminación visualizada para el proyecto pozo.....	46
Figura 31. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 1	47
Figura 32. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 2	48
Figura 33. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 3	49
Figura 34. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 4	50
Figura 35. Metodología aplicada para los pozos de correlación	51
Figura 36. Curva de avance de pozos de correlación y del proyecto pozo	52
Figura 37. Perfil direccional para la opción 3 (Trayectoria 35-75°).....	58
Figura 38. Ventana operativa de la opción seleccionada (Trayectoria 35-75°)	60
Figura 39. Arquitectura de pozo seleccionada.....	61
Figura 40. Esquema representativo del tipo de terminación con SAP seleccionada para el proyecto pozo	64
Figura 41. Esquema propuesto de BEC para el proyecto pozo	65
Figura 42. Curvas de avance de tiempos totales para los pozos de correlación (gráfico izquierdo) y curvas de avance de tiempos limpios para los pozos de correlación (gráfico derecho)	68
Figura 43. Curva de avance de perforación del proyecto pozo	69
Figura 44. Perfil de geopresiones para el proyecto pozo.....	73
Figura 45 Variación del gradiente de colapso a través de la trayectoria (inclinación 75°) del proyecto pozo	73
Figura 46. Análisis de sensibilidad de la curva de colapso a lo largo de la trayectoria del proyecto pozo.....	74
Figura 47. Estado mecánico propuesto para la perforación del proyecto pozo	75
Figura 48. Diseños mecánicos propuestos para posibles contingencias en el proyecto pozo	77
Figura 49. Esquema del plan direccional	79
Figura 50. Diagrama mecánico del sistema BEC Dual diseñado para el proyecto pozo	91

Figura 51 Diagrama del árbol de válvulas propuesto	93
Figura 52. Esquema de preventores en la segunda etapa	93
Figura 53. Esquema de preventores en la tercera etapa	94
Figura 54. Esquema de preventores en la cuarta y quinta etapa	95
Figura 55. Curva de avance estimada para la perforación del pozo	98
Figura 56. Mapa de ubicación del pozo Universitario-1	101
Figura 57. Sección estructural real donde se encuentra el pozo Universitario-1	103
Figura 58. Ventana de geopresiones del pozo Universitario-1	105
Figura 59. Estado mecánico real en el pozo Universitario-1	107
Figura 60. Vista en sección vertical del proyecto direccional real	113
Figura 61. Estado mecánico real de la terminación del pozo Universitario-1	125
Figura 62. Sistema BEC Dual instalado en el pozo Universitario-1	126
Figura 63 Cabezal de producción 20 3/4" x 13 5/8"	127
Figura 64. Medio árbol de producción 13 5/8" x 5 1/8"	128
Figura 65. Arreglo de preventores utilizado en el pozo Universitario-1	129
Figura 66. Pronóstico del comportamiento de producción para el pozo Universitario-1	130
Figura 67. Curva de avance real de perforación.....	131
Figura 68. Gráfica de avance real de terminación.....	132
Figura 69. Modelo de geopresiones real	136
Figura 70. Comportamiento de producción del pozo Universitario-1	141
Figura 71. Comparativo de tiempos programados vs reales para perforación	142
Figura 72. Comparativo de tiempos programados vs reales para terminación.....	142
Figura 73. Curva de avance profundidad vs tiempo, programada vs real.....	143
Figura 74. Curva de avance de terminación programada vs real	143
Figura 75. Comparativo de costos para perforación	144
Figura 76. Comparativo de costos para terminación.....	145

Lista de Tablas

Tabla 1. Longitudes para tuberías de perforación	9
Tabla 2. Clasificación de fluidos de perforación de acuerdo a su fase continúa	10
Tabla 3. Longitudes para tuberías de revestimiento	11
Tabla 4. Propiedades y características de los campos Universitario y Puma	31
Tabla 5. Datos generales del proyecto pozo	32
Tabla 6. Especificaciones de la opción 1.....	33
Tabla 7. Especificaciones de la opción 2.....	33
Tabla 8. Especificaciones de la opción 3.....	33
Tabla 9. Especificaciones de la opción 4.....	34
Tabla 10. Profundidades de las cimas en los pozos de correlación y trayectorias propuestas.....	40
Tabla 11. Profundidades identificadas para las fallas en las trayectorias propuestas.....	41
Tabla 12. Opciones de arquitectura para la localización del proyecto pozo	45
Tabla 13. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 1	47
Tabla 14. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 2	48
Tabla 15. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 3	49
Tabla 16. Pronóstico del comportamiento de producción para el proyecto pozo en la opción 4	50
Tabla 17. Profundidades y tiempos para cada opción.....	52
Tabla 18. Costos clase V para perforación.....	53
Tabla 19. Costos clase V para terminación	53
Tabla 20. Premisas utilizadas para la evaluación económica.....	54
Tabla 21. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 1.....	54
Tabla 22. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 2.....	55
Tabla 23. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 3.....	55
Tabla 24. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción 4.....	56
Tabla 25. Resumen de los resultados obtenidos de los análisis realizados para las opciones propuestas para la perforación del proyecto pozo	57
Tabla 26. Dimensión de tuberías de revestimiento	61
Tabla 27. Plan de fluidos propuestos para la perforación	62

Tabla 28. Plan de barrenas propuestas para la perforación	62
Tabla 29. Plan de aparejos de fondo propuestos para la perforación	63
Tabla 30. Plan de cementación propuesto para el pozo a perforar.....	63
Tabla 31. Distribución de cabezales y medio árbol propuestos	64
Tabla 32. Corrosión esperada de acuerdo a las presiones parciales de CO ₂ y H ₂ S	67
Tabla 33. Tiempos estimados para la perforación del proyecto pozo	69
Tabla 34. Costos clase IV-III para la perforación y terminación del proyecto pozo	70
Tabla 35. Premisas utilizadas para la evaluación económica.....	70
Tabla 36. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica de la opción seleccionada.....	70
Tabla 37. Características generales del proyecto pozo.....	71
Tabla 38. Profundidades estimadas del objetivo en el proyecto pozo	71
Tabla 39. Columna geológica de la opción seleccionada para el proyecto pozo	71
Tabla 40. Profundidades identificadas para las fallas atravesadas en la trayectoria propuesta.....	72
Tabla 41. Objetivo de cada etapa para las tuberías de revestimiento	76
Tabla 42. Distribución y características de las tuberías de revestimiento	76
Tabla 43. Datos del proyecto direccional	78
Tabla 44. Programa de fluidos de perforación propuesto	80
Tabla 45. Incremento de la densidad del fluido de perforación, en base al modelo geomecánico	80
Tabla 46. Programa de barrenas propuesto	81
Tabla 47. Programa hidráulico propuesto	81
Tabla 48. Diseño de sarta seleccionada para la primera etapa de perforación.....	82
Tabla 49. Diseño de sarta seleccionada para la segunda etapa de perforación	83
Tabla 50. Diseño de sarta seleccionada para la tercera etapa de perforación.....	85
Tabla 51. Diseño de sarta seleccionada para la cuarta etapa de perforación	87
Tabla 52. Diseño de sarta seleccionada para la quinta etapa de perforación	89
Tabla 53. Programa de cementaciones propuesto para el proyecto pozo.....	90
Tabla 54. Equipo programado para la terminación del proyecto pozo.....	91
Tabla 55. Características del empacador seleccionado en la terminación del proyecto pozo.....	92
Tabla 56. Descripción del árbol de producción.....	92

Tabla 57. Descripción de cabezales y medio árbol	92
Tabla 58. Características del equipo de perforación	96
Tabla 59. Herramientas del equipo de perforación	96
Tabla 60. Tiempos estimados para la perforación del proyecto pozo	97
Tabla 61. Costos clase II para el proyecto pozo	98
Tabla 62. Premisas utilizadas para la evaluación económica.....	99
Tabla 63. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica del proyecto pozo....	99
Tabla 64. Datos básicos del pozo Universitario-1	101
Tabla 65. Profundidad total real del pozo Universitario-1	102
Tabla 66. Columna geológica final perforada por el pozo Universitario-1.....	102
Tabla 67. Eventos geológicos ocurridos durante la perforación del pozo Universitario-1	104
Tabla 68. Distribución de tuberías en el pozo Universitario-1	106
Tabla 69. Registro del objetivo de cada etapa en las tuberías de revestimiento	108
Tabla 70. Registro de datos del plan direccional real.....	109
Tabla 71. Registro de las características reales de los fluidos de perforación utilizados	114
Tabla 72. Relación de barrenas ocupadas durante la perforación del pozo	115
Tabla 73. Diseño de sarta empleada para la primera etapa de perforación	116
Tabla 74. Diseño de sarta empleada para la segunda etapa de perforación	117
Tabla 75. Diseño de sarta empleada para la tercera etapa de perforación	117
Tabla 76. Diseño de sarta empleada para la cuarta etapa de perforación	118
Tabla 77. Diseño de sarta empleada para la apertura de ventana.....	119
Tabla 78. Diseño de sarta empleada para la quinta etapa de perforación	120
Tabla 79. Diseño de sarta empleada para la sexta etapa de perforación (primer intervalo)	121
Tabla 80. Diseño de sarta empleada para la sexta etapa de perforación (segundo intervalo) ...	122
Tabla 81. Características de lechada para cementación de TR 30"	123
Tabla 82. Características de lechadas para cementación de TR 20"	123
Tabla 83. Características de lechadas para cementación de TR 13 5/8"	123
Tabla 84. Características de lechada para cementación de TR 10 3/4"	124
Tabla 85. Características de lechada para cementación de TR 7 5/8"	124
Tabla 86. Equipo instalado en la terminación del pozo Universitario-1	126
Tabla 87. Características del empacador empleado en la terminación del pozo Universitario-1	127

Tabla 88. Condiciones operativas reportadas del aforo realizado en Universitario-1	130
Tabla 89. Pronóstico del comportamiento de producción del pozo Universitario-1	131
Tabla 90. Costos reales para el proyecto pozo.....	132
Tabla 91. Premisas utilizadas para la evaluación económica.....	133
Tabla 92. Indicadores económicos obtenidos en la evaluación económica del pozo Universitario-1	133
Tabla 93. Datos básicos de ubicación programada vs real del pozo de desarrollo Universitario-1.	134
Tabla 94. Comparación de profundidad total y objetivos programados vs real.....	134
Tabla 95. Comparación de columna geológica programada vs real del pozo Universitario-1	135
Tabla 96. Comparativo de profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento programado vs real.....	137
Tabla 97. Comparativo del programa direccional programado vs real.....	137
Tabla 98. Comparativo del programa de fluidos de perforación programado vs real	138
Tabla 99. Comparativo del programa de barrenas programadas vs real	138
Tabla 100. Comparativo del programa de sartas de perforación programadas vs real	139
Tabla 101. Comparativo de lechadas de cemento programadas vs reales	139
Tabla 102. Comparativo de la terminación de pozo programada vs real	140
Tabla 103. Producción promedio del pozo Universitario-1.....	141
Tabla 104. Comparativo de costos de perforación programados vs reales	144
Tabla 105. Comparativo de costos de terminación programados vs reales.....	145

Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Presión hidrostática.....	1
Ecuación 2. Presión de sobrecarga.....	2
Ecuación 3. Gradiente de sobrecarga.....	2
Ecuación 4. Diferencial de presión.....	3
Ecuación 5. Gradiente de presión.....	3
Ecuación 6. Presión parcial para determinar nivel de corrosión.....	66
Ecuación 7. Cálculo de las presiones parciales de H ₂ S y CO ₂ , para una profundidad de 3364 m.....	66
Ecuación 8. Cálculo de las presiones parciales de H ₂ S y CO ₂ , en superficie.....	66