

**DISEÑO CONCEPTUAL Y FINANCIERO DEL PLAN DE EVALUACIÓN DE UN POZO
PILOTO PARA VISUALIZAR ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN EN UN PROSPECTO
DE CRUDO PESADO**

CARLOS ALBERTO GÁNDARA FUENTES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

**DISEÑO CONCEPTUAL Y FINANCIERO DEL PLAN DE EVALUACIÓN DE UN POZO
PILOTO PARA VISUALIZAR ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN EN UN PROSPECTO
DE CRUDO PESADO**

CARLOS ALBERTO GÁNDARA FUENTES

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN GERENCIA DE
HIDROCARBUROS.**

**Director
ANDRÉS SUAREZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION

1. METODOLOGÍA VCD (FEL)	22
2. PRE-VISUALIZACIÓN BASES DEL PROYECTO BLOQUE CPO	24
3. VISUALIZACION (REQUERIMIENTOS FUNCIONALES).....	26
3.1 PREMISAS	26
3.2 MATRICES	27
3.3 MODELO SUBSUELO	28
3.4 ESCENARIOS PARÁMETROS DE DISEÑO	30
3.5 VISIÓN (ESQUEMÁTICO DEL POZO).....	31
4. CONCEPTUALIZACIÓN (OPCIONES Y ESCENARIOS).....	33
4.1 OPCIONES	33
4.2 PLAN EVALUACIÓN – PASO 1- PRODUCCIÓN PRIMARIA CON BCP SIN DILUENTE.....	34
4.3 PLAN EVALUACIÓN – PASO 2 – BCP Y DILUENTE EN CABEZAL	34
4.4 PLAN EVALUACIÓN – PASO 3 – BCP DILUENTE DESPUES DE ADMISIÓN	35
4.5 PLAN EVALUACIÓN – PASO 4 – BOMBEO MECÁNICO Y BALANCIN CON INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR.....	36
4.6 PLAN EVALUACIÓN – PASO 5 – BOMBEO MECÁNICOYBALANCÍN – POZO SENCILLO SGAV.....	36
5. DEFINICIÓN PRELIMINAR	38
5.1 OBJETIVO.....	38

5.2	DATOS BÁSICOS	38
5.3	REVISIÓN GEOLÓGICA	38
5.4	PREMISAS DE DISEÑO	41
5.5	PLAN DE PERFORACIÓN.....	41
5.6	PLAN DIRECCIONAL Y DISEÑO DE TRAYECTORIA	44
5.7	REVESTIMIENTOS (DISEÑO Y ASENTAMIENTO).....	46
5.8	LODOS DE PERFORACIÓN.....	47
5.9	SELECCIÓN DE BROCAS	48
5.10	CEMENTACIÓN	48
5.11	COMPLETAMIENTO.....	49
5.12	RESUMEN DE COSTOS.....	49
5.13	RECOMENDACIONES ESPECÍFICAS CONSTRUCCIÓN CPO-1.....	51
6.	PROCESO DE GERENCIA DEL PROYECTO	53
6.1	MISIÓN	53
6.2	OBJETIVOS DEL PROYECTO	54
6.3	ESTRUCTURA DE PARTICIÓN DEL TRABAJO.....	54
6.4	IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS	63
6.5	ORGANIZACIÓN Y DISCIPLINAS - RECURSOS E HITOS DEL PROYECTO	69
6.6	ROLES Y RESPONSABILIDADES	73
6.7	SECUENCIA DE ENTREGABLES	75

6.8	CRONOGRAMA DE ENTREGABLES.....	77
6.9	CRONOGRAMA DE RECURSOS	78
6.10	RIESGOS DEL PROYECTO	79
6.10.1	<i>PROBLEMAS DE PRODUCIBILIDAD</i>	80
6.10.2	<i>COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA</i>	81
6.10.3	<i>ENERGÍA DEL YACIMIENTO</i>	81
6.10.4	<i>PRODUCCIÓN DE ARENA.....</i>	82
6.10.5	<i>EVALUACIÓN DEL POZO EXPLORATORIO</i>	82
6.10.6	<i>MANEJO DE FLUIDOS Y EXPORTACIÓN (TRANSFERENCIA DE CUSTODIA).....</i>	83
6.10.7	<i>MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO.....</i>	84
6.10.8	<i>MODELO DINÁMICO DEL YACIMIENTO</i>	84
6.10.9	<i>OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....</i>	85
6.10.10	<i>ABASTECIMIENTO.....</i>	86
6.10.11	<i>TRANSFERENCIA DE CONOCIMIENTO</i>	86
6.10.12	<i>GESTIÓN DEL PROYECTO.....</i>	87
7.	GUÍA PARA PREPARAR EL PLAN DE EVALUACIÓN DEL PILOTO	89
7.1	MISIÓN DEL PILOTO	89
7.2	OBJETIVOS DEL PILOTO	90
7.3	BENEFICIOS ESPERADOS DEL PILOTO.....	90
7.4	VISUALIZACIÓN – GUÍA DE REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	91

7.5	CONCEPTUALIZACIÓN EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – PRODUCCIÓN EN FRIO	95
7.6	CONCEPTUALIZACIÓN EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – PRODUCCIÓN EN CALIENTE.....	96
7.7	CONCEPTUALIZACIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE	103
7.8	ESTRATEGIA DEL PILOTO.....	104
7.9	PLAN DE EVALUACIÓN - ALCANCE	104
7.9.1	<i>EVALUAR EN FRIO INYECCIÓN DE DILUENTE EN CABEZAL Y ANTES DE ADMISIÓN DE BCP</i>	104
7.9.2	<i>EVALUAR EN CALIENTE CON INYECCIÓN DE VAPOR.....</i>	104
7.9.3	<i>REDUCIR INCERTIDUMBRES Y MITIGAR RIESGOS</i>	105
7.9.3	<i>GENERAR DATOS, INFORMACIÓN Y CONOCIMIENTO</i>	105
7.9.4	<i>REDUCIR INCERTIDUMBRES Y MITIGAR RIESGOS</i>	105
7.9.5	<i>NÚCLEOS (CORAZONES).....</i>	106
7.9.6	<i>CRONOGRAMA.....</i>	106
7.10	<i>PRÓXIMOS PASOS.....</i>	106
8.	EVALUACION FINANCIERA	107
8.1	CASO DE NEGOCIO PARTICULAR	108
8.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	116
8.3	INFORMACIÓN CONTRACTUAL Y FINANCIERA DEL PROYECTO	121
8.3.1	INVERSIONES EN OPEX Y CAPEX – ESCENARIO P10	122
8.3.2	PRODUCCIÓN Y FLUJO DE CAJA ESCENARIO P10.....	123

8.3.3 INVERSIONES EN OPEX Y CAPEX – ESCENARIO P50	125
8.3.4 PRODUCCIÓN Y FLUJO DE CAJA – ESCENARIO P50	126
CONTINUACION FLUJO DE CAJA Y VALOR PRESENTE NETO ESCENARIO P50	127
8.3.5 INVERSIONES EN OPEX Y CAPEX – ESCENARIO P90	128
8.3.6 PRODUCCIÓN Y FLUJO DE CAJA – ESCENARIO P90	129
CONCLUSIONES.....	131
BIBLIOGRAFÍA.....	138

LISTA DE FIGURAS

Figure 1 Metodología VCD (FEL) Para Pozos Exploratorios	19
Figura 2 Fases Proyecto CPO - Iniciando con CPO -1	24
Figura 3 Estrategia Pozos Estratigráficos Análogo Cerro Negro	26
Figura 4 Mapa Estructural Bloque CPO- 1	28
Figura 5 Sección Transversal N-S del Bloque CPO	29
Figura 6 Sección Transversal E-W CPO	29
Figura 7 Escenarios para Viscosidad de Petróleo	31
Figura 8 Visión (Diagrama Esquemático CPO 1).....	31
Figura 9 Plan Evaluación Paso 1	34
Figura 10 Plan Evaluación – Paso 3.....	35
Figura 11 Plan Evaluación – Paso 4.....	36
Figura 12 Pozo Sencillo – SGAV (SW-SAGD) – Paso 5	37
Figura 13 Mapa Estructural Arenas Basales Oligocenas.....	39
Figura 14 Columna Estratigráfica de la Zona.....	40
Figura 15 Plan de Perforación CPO-1	42
Figura 16 Detalles Plan de Perforación CPO-1	43
Figura 17 Plan Direccional.....	45
Figura 18 Revestimientos - Diseño y Asentamiento	47
Figura 19 Lodos de Perforación CPO-1.....	47
Figura 20 Cementación	49
Figura 21 Diagrama Esquemático Completamiento	49
Figura 22 Equipo de Trabajo Inicio del Proyecto	52
Figura 23 Proceso de Gerencia del Proyecto	53
Figura 24 Mapa de Competencias para Activos de Crudos Pesados.....	61
Figura 25 Mapa de Grupos de Interés	62
Figura 26 Recursos Hito 1 – Visualización y Conceptualización	69
Figura 27 Recursos Hito 2 – Fase de Definición (Definición detallada, Ing. Básica y detallada, Plan de Ejecución (PEP)	70
Figura 28 Recursos Hito 3 – Fase de Ejecución de Construcción de Pozos Estratigráficos y Exploratorio CPO-1.....	71

Figura 29 Recursos Hito 4 – Evaluación Piloto.....	72
Figura 30 Gestión del Proyecto con Puertas de Decisión.....	75
Figura 31 Secuencia de Entregables.....	76
Figura 32 Cronograma de Entregables – Proyecto.....	77
Figura 33 Cronología Entregables - Evaluación Piloto	77
Figura 34 Matriz de Asignación de Riesgos (MAR)	80
Figura 35 Matriz de Problemas de Producibilidad	80
Figura 36 Matriz de Complejidad Estratigrafica	81
Figura 37 Matriz de Energia del Yacimiento	81
Figura 38 Matriz de Producción de Arena	82
Figure 39 Matriz de Evaluación Pozo Exploratorio	82
Figure 40 Matriz de Manejo de Fluidos.....	83
Figure 41 Matriz de Modelo Estático	84
Figure 42 Matriz de Modelo Dinámico	84
Figure 43 Matriz de Operaciones de Perforación	85
Figure 44 Matriz de Abastecimiento	86
Figure 45 Matriz de Transferencia del Conocimiento	87
Figure 46 Matriz de Transferencia del Conocimiento	87
Figure 47 Componentes Bomba BCP.....	96
Figura 48 Diagrama Explicativo de Un Ciclo de Inyección Alterna de Vapor.....	97
Figura 49 Ejemplo de Pozo Análogo (Occidente de Venezuela)	98
Figura 50 Ejemplo de Pozo Análogo (Occidente de Venezuela)	98
Figure 51 Pozo Análogo MFB-617 SW-SAGD –Bare Venezuela - Subsuelo	99
Figure 52 Pozo Análogo MFB-617 SW-SAGD – Bare Venezuela – Completamiento	100
Figure 53 Especificaciones de Operación Prueba SW-SAGD Pozo MFB-617	100
Figura 54 Equipo de Bombeo Mecánico Referencial.....	101
Figure 55 Unidad Rotaflex	102
Figure 56 Equipo Portátil para Generación e Inyección de Vapor	103
Figure 57 Cronograma del Piloto	106
Figure 58 <i>Prospectividad</i> Clúster CPO	113
Figure 59 Drenaje fondo 6 pozos	114

Figure 60 Drenaje fondo 6 pozos.....	115
Figure 61 Well Schedule – Escenario P50	115
Figura 62 CAPEX and OPEX Schedule.....	116
Figura 63 Sensibilidad Precio VPN P90, P50 y P10 y EMV.	119
Figura 64 Diseño de Revestimientos	159
Figure 65 Diseño de Revestimientos	162
Figure 66 Diseño Triaxial Casing 9 5/8”	163
Figure 67 Diseño triaxial Casing de 7 pulgadas.....	164
Figure 68 Diseño triaxial Casing de 5 ½”	165
Figura 69 Completamiento PCP	166

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Matrices Pozo CPO 1.....	27
Tabla 2.	Escenarios Parámetros de Diseño.....	30
Tabla 3	Opciones y Escenarios	33
Tabla 4	Plan Direccional.....	44
Tabla 5	Brocas CPO- 1.....	48
Tabla 6	Tabla con Roles para la matriz ERCI.....	74
Tabla 7	Matriz ERCI – Roles y Responsabilidades (Resumida).....	74
Tabla 8	Recursos.....	78
Tabla 9	Criterios de Selección Recobro Térmico (SPE 129768)	89
Tabla 10	Cálculo probabilístico de reservas para el prospecto CPO.....	109
Tabla 11	<i>Supuestos Utilizados en la Valoración del Prospecto CPO</i>	116
Tabla 12	<i>Resultados Análisis Financiero Prospecto CPO</i>	118
Tabla 13	Variables para Análisis Financiero.....	119
Tabla 14	Información Contractual del Proyecto	121
Tabla 15	Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P10	122
Tabla 16	Producción y Flujo de Caja Escenario P10.....	123
Tabla 17	Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P50	125
Tabla 18	Producción y Flujo de Caja Escenario P50.....	126
Tabla 19	Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P90	128
Table 20	Producción y Flujo de Caja Escenario P90.....	129
Table 21	Datos e Información al Inicio del proyecto (insumo)	142
Table 22	Estado de la Definición del Proyecto	143
Table 23	Restricciones al Iniciar el proyecto.....	144
Table 24	Guía para la Medición de la Complejidad Estructural	145
Table 25	Guías para la Medición de la Complejidad Estática.....	146
Table 26	Guías para la Medición de la Complejidad de la Roca	147
Table 27	Guías para la Medición de la Complejidad de los Fluidos	148
Table 28	Guías para la Medición de la Complejidad de la Energía del Yacimiento.....	149

Table 29	Guías para la Medición de la Complejidad Dinámica del Yacimiento ...	150
Table 30	Matriz Complejidad Dinámica del Yacimiento	151
Table 31	Complejidad Estática del Yacimiento.....	152
Table 32	Matriz de Construcción de Pozos – Índice de Definición del Pozo (IDEPO)	153
Table 33	Índice de Complejidad del Pozo (ICOP)	154
Table 34	Resultado Índice Definición de Yacimientos (IDEYA)	155
Table 35	Diseño de Revestimientos	160
Table 36	Matriz ERCI detallada	167
Table 37	Matriz de Recursos detallada	168

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A Matrices del Pozo CPO – 1.....	142
ANEXO B Plan Direccional y Trayectoria	156
ANEXO C Diseño de Revestimientos	158
ANEXO D Diseño Completamiento	166
ANEXO E Matriz ERCl detallada.....	167
ANEXO F Matriz de Recursos Detallada	168

RESUMEN

TITULO: DISEÑO CONCEPTUAL Y FINANCIERO DEL PLAN DE EVALUACIÓN DE UN POZO PILOTO PARA VISUALIZAR ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN EN UN PROSPECTO DE CRUDO PESADO.*

AUTOR: CARLOS ALBERTO GANDARA FUENTES**

PALABRAS CLAVES: CRUDO PESADO, POZO ESTRATIGRAFICO, POZO HORIZONTAL, NUCLEO, PRODUCCION EN FRIO, PRODUCCIÓN EN CALIENTE

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO

El alcance de esta monografía es visualizar y definir los mejores escenarios de producción para un proyecto que se denominará CPO "Crudo pesado de Oriente", que nos sirva como base para la planeación para las etapas de ejecución del proyecto, así como generar suficientes datos e información para evaluar opciones de métodos de producción y recobro, así como diseñar el primer pozo del Bloque.

Todo el Proyecto Crudo Pesado CPO, el cual tiene como bases esta monografía, tiene como objetivos generales la ejecución previa de una campaña de perforación de pozos estratigráficos que permitan cumplir tres de sus objetivos: 1) Obtener datos e información, mejorar el modelo geológico, y lograr una mejor comprensión de los canales de arenas, su continuidad en el área del pozo, 2) Obtener datos e información que permitan optimizar el punto de entrada para navegar la sección horizontal y controlar la navegación y 3) lograr la recuperación de corazones así como muestras de fluidos suficientes para caracterizar propiedades de la roca y los fluidos.

El segundo objetivo general es perforar y completar un pozo direccional horizontal con objetivo en las arenas basales del Oligoceno y reducir la incertidumbre asociada con la producibilidad de aceites pesados de baja movilidad mediante un diseño que incluya equipos de completamiento y producción para manejar diluyente e inyección de vapor.

EL tercer objetivo general es diseñar y conducir un piloto de evaluación de crudos pesados en el pozo CPO-1, adquiriendo datos de volúmenes, presiones, temperatura y composición de fluidos bajo esquema de producción en frío y en caliente.

Finalmente el cuarto objetivo es realizar una evaluación económica, teniendo en cuenta unos supuestos de producción y unas propiedades del yacimiento.

*Trabajo de Grado

**Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos, Director: Andrés Suárez.

SUMMARY

TITLE: CONCEPTUAL AND FINANCIAL DESIGN OF A PLAN OF EVALUATION IN A PILOT WELL TO VISUALIZE ALTERNATIVES OF PRODUCTION IN A HEAVY OIL PROSPECT.*

AUTOR: CARLOS ALBERTO GANDARA FUENTES**

KEYWORDS: HEAVY OIL, STRATIGRAPHIC WELL, HORIZONTAL WELL, CORES, COLD PRODUCTION, HOT PRODUCTION

DESCRIPTION

The scope of this paper is to illustrate and define the best stages of production for a project called "CPO – Crudo Pesado de Oriente", we serve as a basis for planning for the execution phases of the project and generate sufficient data and information to evaluate production options and recovery methods, and design the first well in the block.

CPO - Heavy Oil Project, which is presented in this monograph, have as general objectives previously running a drilling campaign of stratigraphic wells allowing fulfillment three objectives: 1) Obtain data and information, to improve the geological model, and better understanding of channel sands, continuity in the area of the well, 2) Obtain data and information to optimize the entry point to navigate the horizontal section and have control of navigation and 3) achieve recovery of cores and sufficient fluid samples to characterize properties of the rock and fluids.

The second general objective is to drill and complete a horizontal well that has as objective Oligocene Basal Sands and reduce the uncertainty associated with heavy oil producibility of low mobility through a design that includes completion and production equipment to handle diluent and steam injection.

The third general objective is to design and conduct a pilot of heavy oil to evaluate in the CPO-1 well, acquiring data volumes, pressure, temperature and composition of fluids under schemes of production in cold and hot. Use the results to display the options of surface infrastructure will require Block CPO of heavy oil, to manage and process heavy oil as well as fluids and solids associated with heavy oil.

Finally, the fourth objective is to conduct an economic evaluation, taking into account a case of production and reservoir properties. This evaluation is performed considering only cold production.

*Paper Grade

** School of Petroleum Engineering, Hydrocarbon Management Specialization, Director: Andrés Suárez.

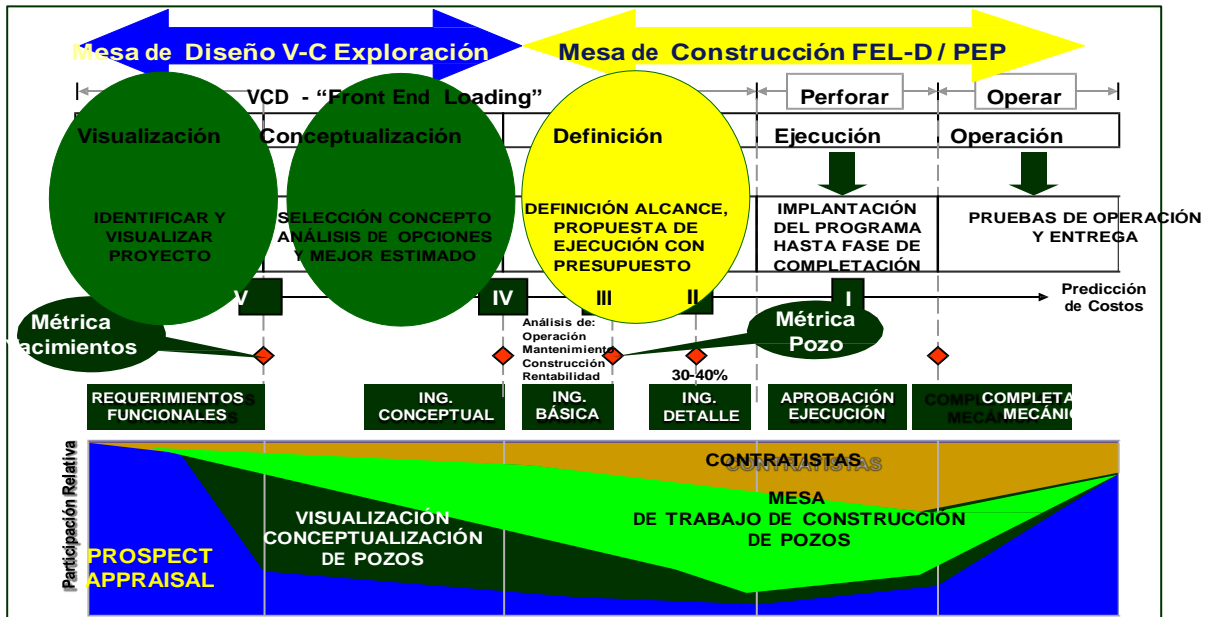
INTRODUCCION

Actualmente algunas compañías Operadoras en Colombia, están llevando a cabo una campaña exploratoria en los llanos orientales colombianos, en una franja conocida como CPO (“Crudos Pesados de Oriente”) y tiene expectativas de descubrir recursos de hidrocarburos que muy probablemente serán clasificados como petróleo o aceite pesado con una alta probabilidad de presentar muy baja o cero movilidad a condiciones de yacimiento.

Aplicando buenas prácticas en gerencia de proyectos de petróleo pesado durante las fases de definición y planeación del proyecto, se espera obtener resultados con un alto estándar en términos de la evaluación de los recursos asociados con los pozos exploratorios que se realicen, incluyendo en la definición y planeación, aquellas tecnologías y recursos que permitirán optimizar las siguientes fases del proyecto (fases de evaluación y desarrollo).

Los pozos exploratorios y evaluadores serían parte del proyecto en un futuro, con una fase de evaluación y pre desarrollo, incluyendo la producción temprana que permita la plataforma para iniciar la fase de desarrollo del bloque. El plan incluye diferentes opciones para la adquisición de datos, diseño y ejecución de la perforación y completamiento así como la evaluación técnica y económica para conocer la viabilidad de opciones de producción y su aplicación en el bloque CPO en los Llanos Orientales de Colombia.

Figure 1 Metodología VCD (FEL) Para Pozos Exploratorios



Fuente: Adaptado Presentación Instituto Mexicano del Petróleo, http://pemex.com/files/content/1.1.1_y_1.1.3_PLANEACION_Y_LINEAMIENTOS

La Figura 1 representa la metodología que se utilizará en este ejercicio y tiene el nombre VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) que también se conoce en inglés como FEL (Front End Loading). Esta metodología ha sido empleada con éxito en cuencas conocidas de crudos pesados a nivel mundial como las existentes en Venezuela y Canadá entre otros. Esta práctica se caracteriza por el uso de matrices que permitan medir el progreso de los diseños una vez se han ejecutado los proyectos de construcción de pozos y los pozos han sido operados por periodos de tiempo que permiten recolectar datos e información, creando de esta manera una curva de aprendizaje que nos llevará a obtener mejores pozos en costos y confiabilidad operacional, así como a reducir el tiempo empleado en las etapas de evaluación y desarrollo futuros del bloque.

La metodología VCD se combina con datos e información de campos análogos que permiten reducir el nivel de incertidumbre que existen en proyectos exploratorios en esta etapa del ciclo de vida. Los campos análogos son seleccionados utilizando como base la información del modelo geológico del Bloque CPO y se han seleccionado experiencias exitosas consideradas estándar en la industria del petróleo pesado a nivel

mundial. En este proyecto se han seleccionado los campos del Bloque Hamaca y Cerro Negro de la Faja del Orinoco, los campos Tía Juana, Lagunillas y Bachaquero del Occidente de Venezuela, así como información técnica de campos de Canadá y un ejemplo de un proyecto exploratorio en India.

De los análogos se han identificado mejores prácticas y opciones de tecnologías para construir todos los posibles escenarios desde el más optimista hasta el más pesimista tanto desde el punto de vista del descubrimiento de los hidrocarburos como de su producibilidad. Los datos e información de análogos permiten también minimizar los riesgos en la fase de diseño detallado y construcción así como entender los posibles mecanismos o modos de falla en operaciones de petróleos pesados similares a las que potencialmente se tendrán en nuestro proyecto.

Cabe resaltar que la metodología VCD brinda al equipo responsable del proyecto la información para soportar las decisiones en las puertas o hitos del proyecto, para continuar o para decidir si fuese necesario la revisión o rediseño.

Los costos para la construcción del pozo exploratorio son estimados considerando rangos de valores para parámetros subsuelo y superficie tomados de los campos análogos. Igualmente se toman valores de los pozos vecinos en el bloque así como fuera del bloque que tienen datos e información disponibles.

Los objetivos de la fase de definición (FEL- VCD) son:

- Visualizar los mejores escenarios (combinación de opciones) para producir y evaluar las arenas de petróleo pesado en el área cubierta por el proyecto.
- Desarrollar la conceptualización y diseño detallado para perforar y evaluar el pozo.
- Planificar las actividades de evaluación así como su supervisión que permitan lograr el éxito de las próximas fases del proyecto.

- Planificar la adquisición de todos los datos e información que será requerida para identificar las tecnologías con los mejores niveles costo-beneficio para el desarrollo de los recursos de petróleo pesado y lograr el máximo nivel de retorno la inversión (ROI).

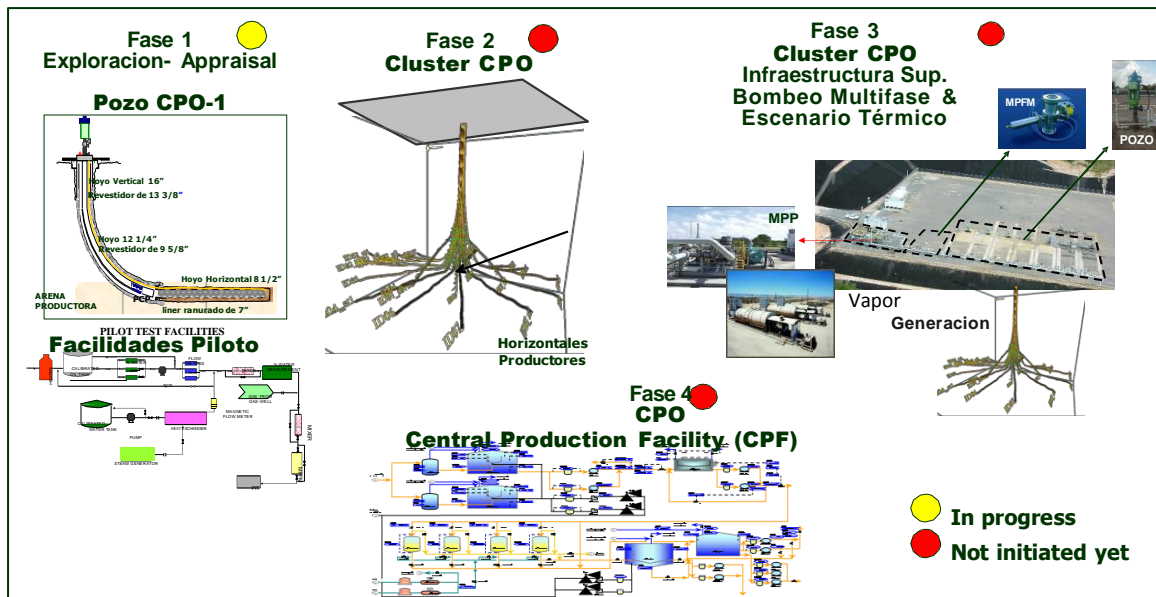
1. METODOLOGÍA VCD (FEL)

En el alcance de esta propuesta se incluyó como metodología la conocida como VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) o en inglés FEL (Front End Loading) que en algunas empresas también la denominan FEED (Front End Engineering Design). Dicha metodología consiste principalmente en la participación desde el inicio hasta el fin de todos los actores involucrados en cada una de las fases del proyecto, de manera de que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere; y participen desde aguas arriba en una mesa de trabajo, la cual es un esquema laboral flexible que permite la interacción de todos, enfocados bajo un único objetivo: el éxito del proyecto. De esta forma, se establece un proceso sistemático para la evaluación y selección de propuestas de perforación de pozos petroleros, basados en la predicción del rendimiento y potencial del pozo, como parte de un conjunto que incluye al yacimiento, al pozo como tal y las instalaciones de producción en superficie. A través de la Metodología VCD se supera cada una de las etapas de la perforación de un pozo, desde un punto de vista macro hasta lograr un detalle, tanto en el diseño como en las operaciones de ejecución. En primer lugar, se define el uso y tipo de pozo y luego se plantearon los objetivos que la compañía, los de la Unidad de Exploración y finalmente los objetivos de la Gerencia de Perforación como tal. Luego de evaluar los objetivos de todos los involucrados, se contabiliza la complejidad del proyecto, por medio de las Matriz de Yacimiento y Matriz de Pozo, que arrojan como resultado valores numéricos denominados índices de complejidad, con los que se mide el grado de definición de cada unas de las variables, que tienen mayor impacto en la perforación de un pozo y en la caracterización de los fluidos y rocas del yacimiento. Antes de comenzar la fase de Conceptualización, se realiza un análisis de la geología y de las propiedades de las rocas y de los fluidos, y se recopila información de los pozos vecinos a la localización, con el objetivo de realizar un resumen operacional de cada uno de ellos y de estimar el tiempo promedio de perforación de un pozo en esta área. Basados en los resultados obtenidos de las matrices y de acuerdo al grado de incertidumbre en que este inmerso el proyecto, se comienza con la primera fase de diseño de la arquitectura del pozo (Ingeniería Conceptual), la cual comprende un estudio de opciones en cuanto a la visión y definición de la geometría de los hoyos y revestimientos, tipos de fluidos y completamiento final del

pozo, de acuerdo a la realización o no, de un posible fracturamiento hidráulico. Se estima la presión de poro y fractura por medio de los registros sónico, densidad y “gamma ray”. En la Ingeniería Básica, se aplican el conjunto de herramientas para el diseño mecánico del pozo, entre las cuales se tiene: “Compass”, para establecer la trayectoria del pozo y evitar posibles colisiones; “Casing Seat”, para visualizar los puntos de asentamiento de los revestidores y “Stress Check”. De igual forma se plantea la compra de materiales, se hizo un estimado (Clase III) de costo y tiempo de ejecución del proyecto, basados en las mejores prácticas de los pozos vecinos. En la Ingeniería de Detalle se afinan todos los parámetros de diseño de la arquitectura del pozo, se definen los registros y núcleos a ser tomados y se profundiza en una estimación Clase II de costo y tiempo. Mientras que en el Análisis de Mantenimiento se estimó, sobre la base de la caída de producción de los pozos vecinos, la frecuencia y el tipo de trabajo a que será sometido el nuevo pozo a perforarse. Finalmente, se realizó un programa para cada fase de ejecución del pozo; y se presenta un Análisis de Rentabilidad que comprende los riesgos asociados a la construcción del mismo y una evaluación económica del proyecto.

2. PRE-VISUALIZACIÓN BASES DEL PROYECTO BLOQUE CPO

Figura 2 Fases Proyecto CPO - Iniciando con CPO -1



Fuente: El autor

El pozo exploratorio y evaluador CPO-1 es un componente de la primera fase del proyecto integral del Bloque CPO programado para ser iniciado en 2012 con base a un programa de perforación y evaluación de pozos estratigráficos que se inició en el año 2011.

Además de la perforación y completamiento del pozo exploratorio-evaluador CPO-1 se debe contemplar la construcción de las facilidades necesarias para el piloto de evaluación para probar en el pozo varios métodos de producción y recobro tanto en frío como en caliente, así como la adquisición de datos e información, manejo, procesamiento y disposición de fluidos.

Teniendo en cuenta información preliminar de campos petroleros de crudo pesado en Venezuela, en los cuales la experiencia ha demostrado que la recuperación de crudo es mayor en pozos horizontales y comparándola con la información preliminar adquirida de pozos anteriores cerca al área y de pozos estratigráficos perforados en 2011, se propone que el pozo piloto sea un pozo horizontal, y una vez completada la evaluación del pozo CPO-1 se pasa a la

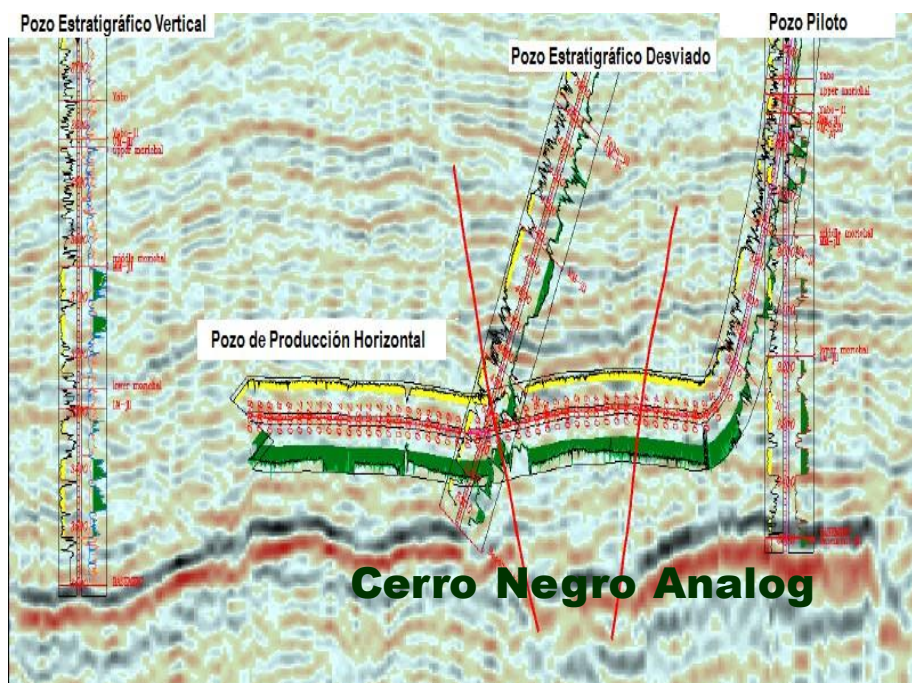
fase 2 usando esta localización como referencia para construir el primer clúster con un número de pozos horizontales y la fase 3 se analizaría la construcción de facilidades para la producción del crudo y cubriría la construcción de toda la infraestructura, que dependiendo de los resultados podría ser inyección de vapor con capacidad para manejar y procesar los fluidos asociados así como su transporte hacia otras facilidades a nivel del bloque. Este clúster sería equipado con recobro en frío (levantamiento artificial y diluyente) o con calor (inyección alterna de vapor o SAGD), dependiendo de los resultados del piloto. La fase 4 incluiría otros clúster así como una instalación de producción central para el bloque completo. Basado en los análogos de la Faja del Orinoco tres escenarios de producción han sido considerados: Escenario bajo con producción por pozo entre 100 a 200 BPD, un escenario medio con producción por pozo mayor a 200 BPD pero menor a 600 BPD y un escenario optimista con producción por pozo mayor a 200 BPD pero menor a 1000 BPD.

3. VISUALIZACION (REQUERIMIENTOS FUNCIONALES).

3.1 PREMISAS

Algunas premisas que han sido utilizadas para la visualización son las siguientes:

Figura 3 Estrategia Pozos Estratigráficos Análogo Cerro Negro



Fuente: Adaptado Revista "Oilfield Review", Volumen 15, Numero 1

Para un bloque exploratorio se debe preparar un modelo geológico refinado el cual estará basado en los resultados de un programa de perforación de pozos estratigráficos y de un programa de sísmica 3-D, el cual debemos tener en cuenta para obtener información geológica y petrofísica del bloque.

El modelo resultante permitirá contar con una descripción de la distribución de canales de arenas, espesores brutos y netos, continuidad lateral y otros parámetros de propiedades de la roca relevantes para el diseño del pozo así como ubicación tanto del mismo como de otros pozos en el área de todo el bloque CPO.

Durante la fase de evaluación y desarrollo inicial de los primeros pozos, la planificación deberá utilizar información tanto de pozos estratigráficos verticales así como también se evaluará la necesidad de contar con información de pozos estratigráficos desviados, estos segundos para optimizar el diseño de trayectoria y navegación de la sección horizontal, para los primeros pozos de este bloque.

3.2 MATRICES

Para entender y caracterizar las complejidades y riesgos asociados con la construcción y operación del pozo CPO 1 se aplicó un conjunto de matrices (índices) detallados en el Apéndice 1 y cuyos resultados se resumen a continuación:

Tabla 1 Matrices Pozo CPO 1

RESUMEN DE INDICES				
Índice		Rango	Valor	Estatus
Índice de Complejidad Estática del Yacimiento	ICOEY	1 al 5	1,8	Amarelo
Índice de Complejidad Dinámica del Yacimiento	ICODY	8 al 40	30,8	Verde
Índice de Definición Yacimiento	IDEYA	1 al 4	3,2	Verde
Índice de Complejidad del Pozo	ICOPO	0 al 6	0,8	Amarelo
Índice de Definición del Pozo	IDEPO	1 al 4	2,4	Verde

Fuente: El autor

Los resultados de las métricas indicaron que el pozo CPO 1 tiene una relativa baja complejidad estática del yacimiento.

Por otro lado el índice de complejidad dinámica se considera alto y esto está relacionado básicamente con una combinación de los fluidos de alta viscosidad que el pozo tendrá que

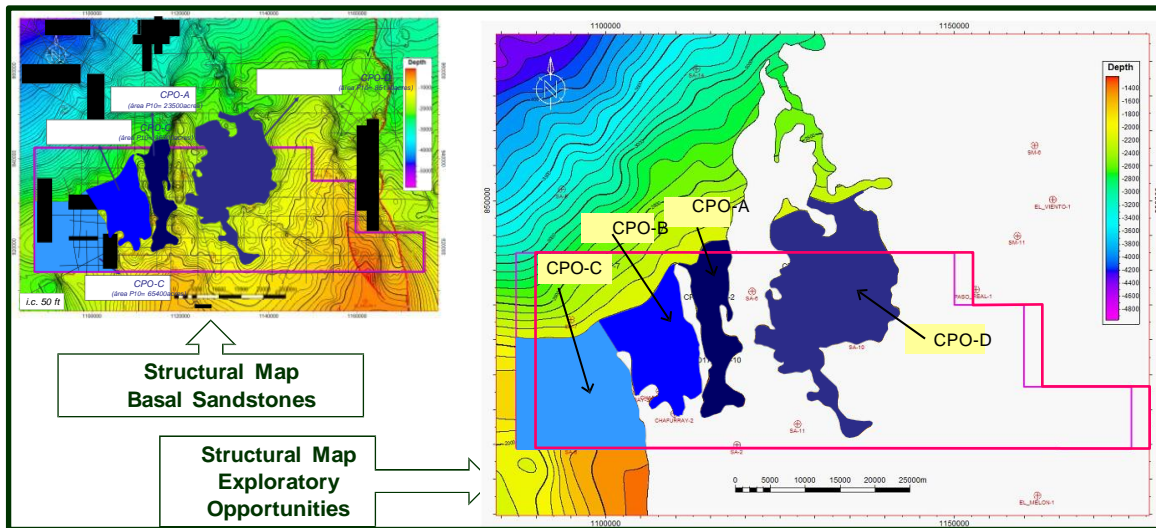
manejar así como también al efecto de las geometrías asociadas con la trayectoria en el flujo de fluidos.

El índice de complejidad del pozo es medio basado en los datos e información que se dispone del modelo geológico (subsuelo) así como la baja experiencia que se tiene en área en la construcción de pozos horizontales.

3.3 MODELO SUBSUELO

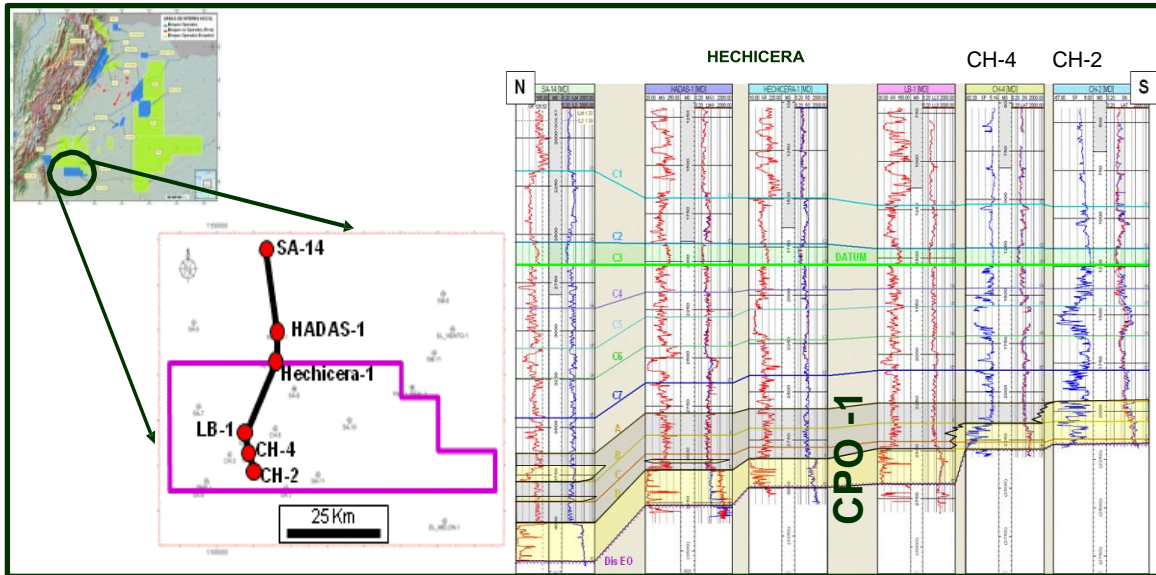
El pozo CPO-1 tiene la función de descubridor de un volumen de recursos contingentes en las arenas basales del Oligoceno, tal como se indica en el mapa estructural de la siguiente figura:

Figura 4 Mapa Estructural Bloque CPO-1



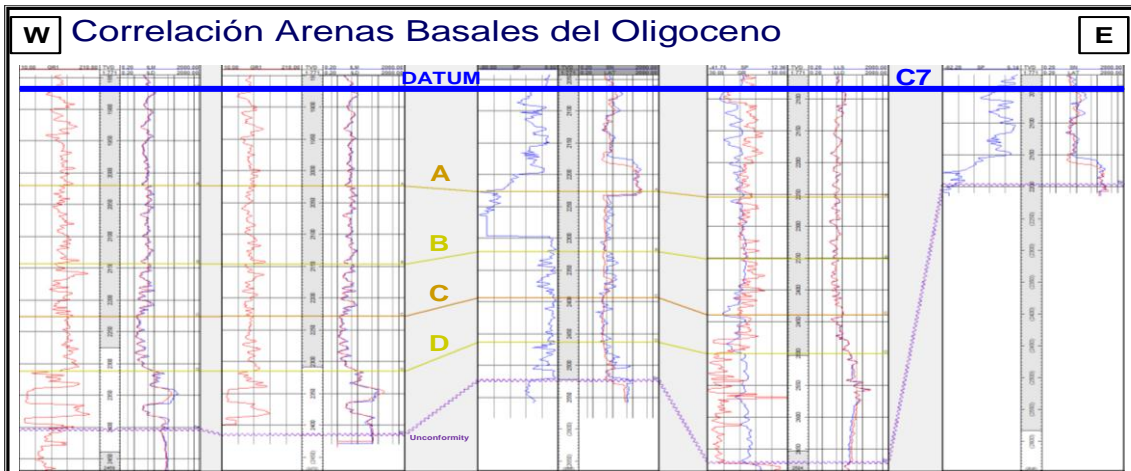
Fuente: Departamento de Exploración
Hocol S.A.

Figura 5 Sección Transversal N-S del Bloque CPO



Fuente: Departamento de Exploración Hocol S.A.

Figura 6 Sección Transversal E-W CPO



Fuente: Departamento de Exploración Hocol S.A.

El pozo CPO- 1 tiene también la función de contactar recursos contingentes de otras arenas que han sido identificada en la columna estratigráfica tales como Carbonera C3, C5 and C7. Se estima que el ambiente deposicional que será más probable para CPO 1 es fluvial.

3.4 ESCENARIOS PARÁMETROS DE DISEÑO

Después de analizar los campos análogos de Faja del Orinoco (bloques Hamaca y Cerro Negro) así como también del análisis de pozos vecinos en áreas dentro y fuera del Bloque CPO los siguientes tres escenarios fueron establecidos para el diseño conceptual:

Tabla 2. Escenarios Parámetros de Diseño

PARAMETROS DE SELECCIÓN Y DISEÑO	Optimista	Probable	Pesimista
Profundidad del Yacimiento (ft)	2000-3000	2000-3000	2000-3000
Presión del Yacimiento (psi)	900-1100	900-1100	900-1100
Porosidad (%)	20-30	20-30	20-30
Permeabilidad (Darcy)	0.5-5	0.5-5	0.5-5
Temperatura del Yacimiento (°F)	120-160	120-160	120-160
Intervalo Neto de Arena (ft)	50-130	50-130	10-30
Gravedad (°API)	11-14	8-10	< 8
Rsi (scf/STB)	50-100	50-100	50-100
RGP (scf/STB)	100-200	100-200	100-200
Viscosidad (cp) a 130 °F (Yac)	< 500	500-5000	> 5000
Corte de Agua (%)	10-40	10-40	> 80
Arena (%)	0.5-1.5	0.5-1.5	0.5-1.5

Fuente: Paper SPE 129768-Paper SPE 15172

Los tres escenarios para CPO-1 que queremos usar como base para la selección de opciones y visualización de escenarios: optimista, probable y pesimista, todos con valores de viscosidad, gravedad API, contenido de arena, contenido de agua que varían desde valores bajos para el escenario optimista hasta valores altos para el escenario pesimista, lo cual se ilustra para el parámetro de viscosidad en la siguiente figura:

Figura 7 Escenarios para Viscosidad de Petróleo



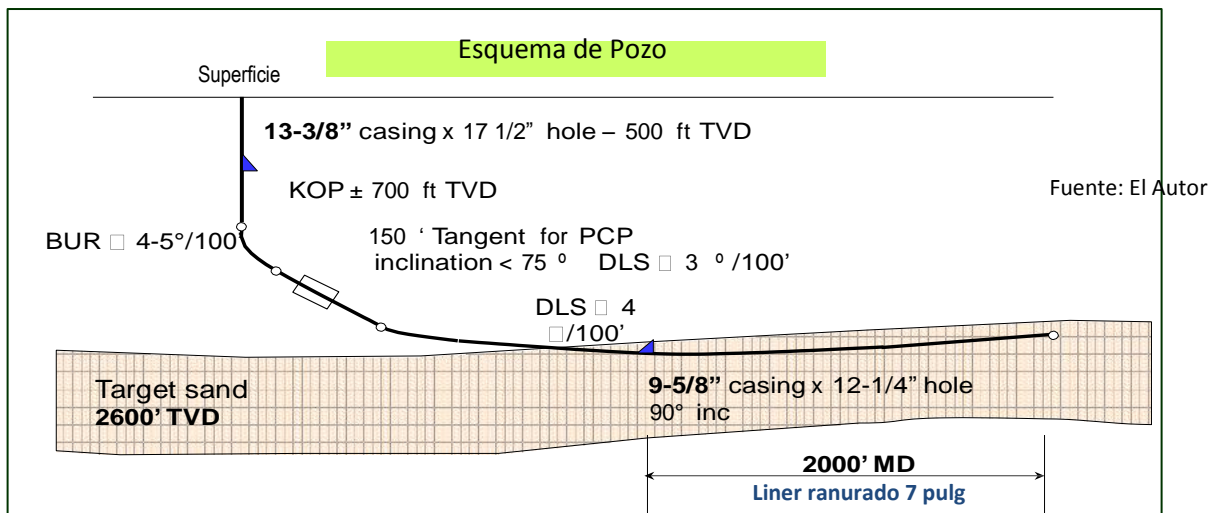
Fuente: Adaptado <http://lacomunidadpetrolera.com>, 28 Enero de 2009

El pozo CPO-1 tiene la función de mitigar el riesgo asociado con baja movilidad y producibilidad del petróleo pesado o extra pesado (y los fluidos y sólidos asociados) y ser capaz de maximizar el contacto con los fluidos en el yacimiento.

3.5 VISIÓN (Esquemático del Pozo)

Después de revisar la evaluación geológica y los análogos la siguiente visión del pozo es propuesta:

Figura 8 Visión (Diagrama Esquemático CPO 1)







El pozo CPO-1 fue preliminarmente visualizado como un pozo direccional alcanzando un ángulo de 90° y por lo tanto considerado un pozo horizontal con objetivo en las arenas basales del Oligoceno ubicado a una profundidad vertical (TVD) de 2600 pies y navegando una sección horizontal con una profundidad medida (MD) de aproximadamente 2000 pies. El pozo tendrá la capacidad de manejar levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas (BCP) así como bombas mecánicas con balancín, igualmente permitirá la inyección de diluyente en cabezal, después y antes de la admisión de la bomba, control de arena con tubería ranurada y finalmente métodos de recobro térmico como inyección alterna de vapor y pozo sencillo con segregación gravitacional y vapor (SW SAGD).

4. CONCEPTUALIZACIÓN (OPCIONES Y ESCENARIOS).

4.1 OPCIONES

La siguiente tabla resume las opciones establecidas para los diferentes escenarios potenciales del pozo CPO-1.

Tabla 3 Opciones y Escenarios

Parámetros del Escenario	Optimista 	Probable 	Pesimista 1 	Pesimista 2 
Mobilidad	Alta	Alta	Media-Baja	Baja
Producibilidad	Alta	Media-Baja	Baja	Baja
Complejidad Estática	Media-Baja		Alta	Alta
Complejidad Dinámica	Baja <500 cp	Media >500 cp <5000	Alta >5000 cp	Alta >5000 cp
Trayectoria	Vertical	Horizontal	Horizontal	Horizontal
Método Levantamiento	BCP	BCP	Balancin	Balancin
Método de Recobro	Primario	Diluyente	IAV	SAGD
Completamiento Zona	Liner Ranurado	Liner Ranurado	Liner Ranurado	Liner Ranurado
Procesamiento de Fluidos	Convencional	Multifásico	Multifásico	Multifásico
Medición	Convencional	Multifásico	Multifásico	Multifásico
Instrumentación 1	Sensores Supf.	Sensores PyT Fondo	Sensores P y T Fondo	Sensores PyT
Instrumentación 2	No	No	Fibra Optica	Fibra Optica
Suministro Agua	No	No	Si	Si
Suministro Energía Eléctrica	Si	Si	Si	Si
Generación Portalil Vapor	No	No	Si	Si
Manejo Diluyente	No	Si	Si	Si

Fuente: Adaptado Paper SPE 129768-Paper SPE 15172

Analizando toda la información recolectada, de pozos análogos disponibles y evaluando las matrices, se han establecido cuatro escenarios finales para CPO-1: optimista, probable, pesimista 1 y pesimista 2, los mismos que se describen en la Figura 11

Para cada escenario las variables de decisión fueron analizadas con opciones tomadas de análogos exitosos en los bloques Hamaca y Cerro Negro en la Faja del Orinoco así como también de campos de la Costa Oriental o Costa Bolívar (CCB) en el occidente de Venezuela.

Las variables de decisión son: trayectoria, complejidad estática y dinámica, método de recobro y completamiento, manejo y procesamiento de fluidos, instrumentación y medición y finalmente disponibilidad de agua, electricidad y generación y distribución de vapor.

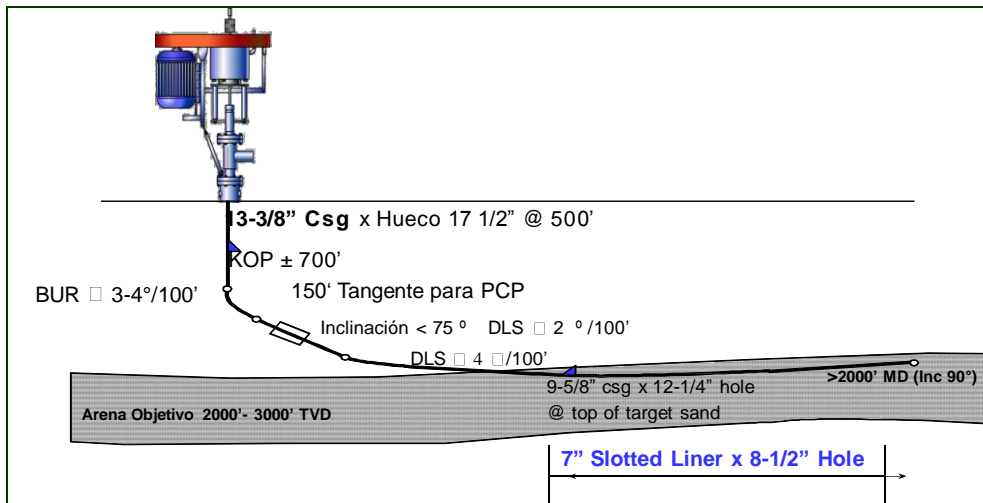
Un plan de evaluación piloto ha sido organizado usando como referencia estos escenarios y considerándolos como etapas en el proceso de evaluación. En todos los escenarios se tiene como común denominador la sección horizontal de producción y control de arena con liner ranurado

A continuación una descripción más detallada:

4.2 PLAN EVALUACIÓN – PASO 1- PRODUCCIÓN PRIMARIA CON BCP SIN DILUENTE

El paso 1 de la evaluación ha sido establecido con producción primaria, sin uso de diluyente y con levantamiento artificial bombas de cavidad progresiva (BCP).

Figura 9 Plan Evaluación Paso 1

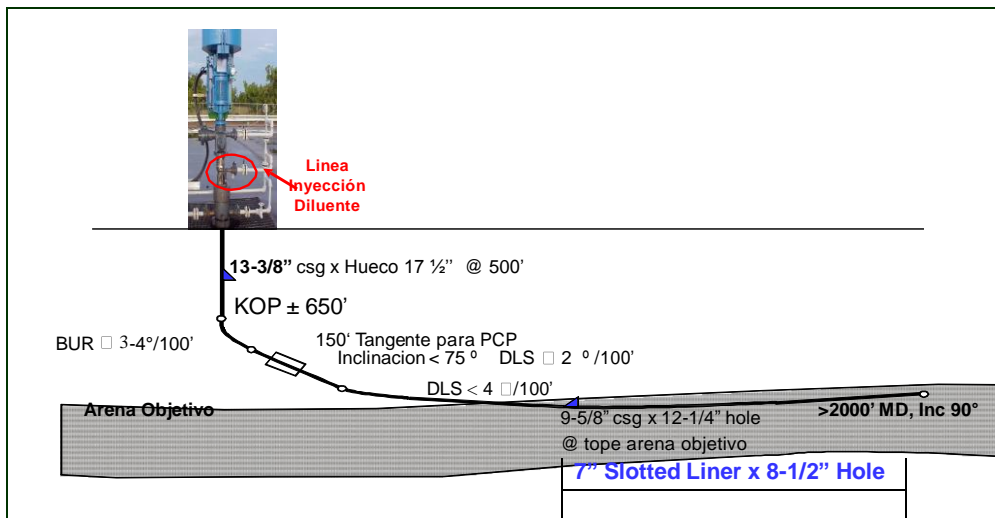


Fuente: El autor

4.3 PLAN EVALUACIÓN – PASO 2 – BCP Y DILUENTE EN CABEZAL

El paso 2 de la evaluación contempla producción primaria con levantamiento artificial bombas de cavidad progresiva (BCP) e inyección de diluyente en cabezal.

Figura 10 Plan Evaluación Paso 2

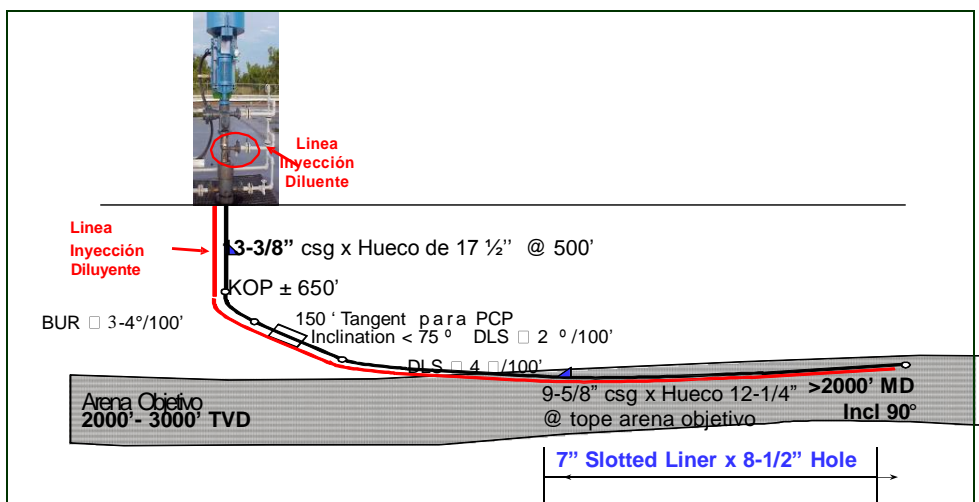


Fuente: El Autor

4.4 PLAN EVALUACIÓN – PASO 3 – BCP DILUENTE DESPUES DE ADMISIÓN

El paso 3 de la evaluación fue establecido con producción primaria, bomba de cavidad progresiva (BCP) e inyección de diluyente después de la admisión de la bomba.

Figura 10 Plan Evaluación – Paso 3

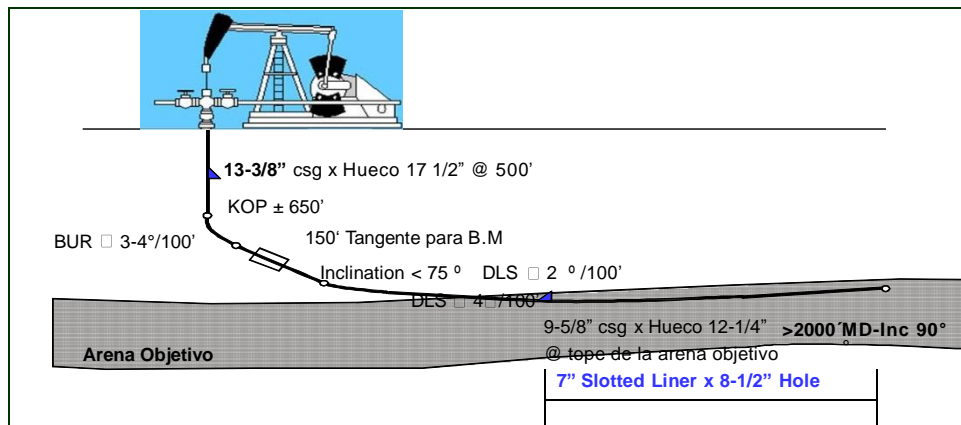


Fuente: El autor

4.5 PLAN EVALUACIÓN – PASO 4 – BOMBEO MECÁNICO Y BALANCIN CON INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR.

Para el paso 4 de la evaluación se ha establecido el uso de bombeo mecánico y balancín así como la inyección alterna de vapor (IAV).

Figura 11 Plan Evaluación – Paso 4

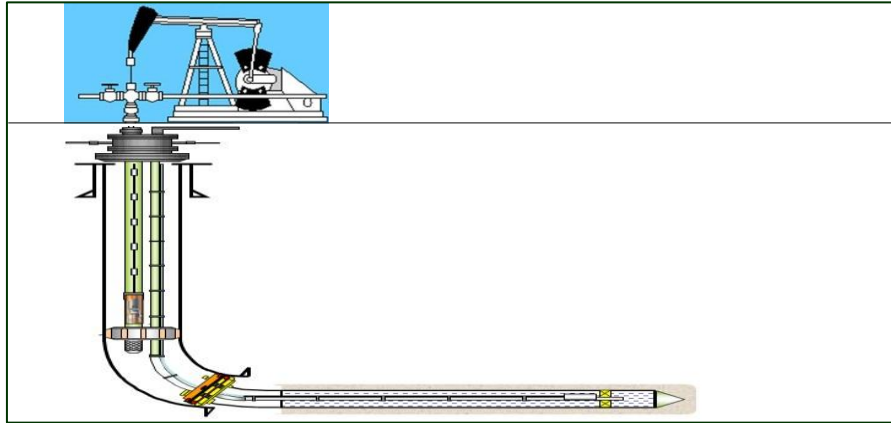


Fuente: El autor

4.6 PLAN EVALUACIÓN – PASO 5 – BOMBEO MECÁNICO Y BALANCÍN – POZO SENCILLO SGAV

Para el paso 5 del plan de evaluación se definió con un pozo sencillo con segregación gravitacional asistida con vapor (SGAV) (en inglés SW-SAGD) y aplicación de levantamiento artificial con cabillas y balancín.

Figura 12 Pozo Sencillo – SGAV (SW-SAGD) – Paso 5



Fuente: El autor

5. DEFINICIÓN PRELIMINAR

5.1 OBJETIVO

Construir el pozo exploratorio CPO-1 en un período de tiempo no mayor a 30 días y evaluar su respuesta de producción utilizando varios métodos de producción y recobro. Diseñar el pozo utilizando como base, los datos e información de pozos estratigráficos, así como equipar el pozo con las capacidades para generar suficientes datos e información para evaluar métodos de producción y recobro que puedan ser utilizados para planificar las próximas fases del proyecto del Bloque CPO, y en particular el Clúster CPO-1.

5.2 DATOS BÁSICOS

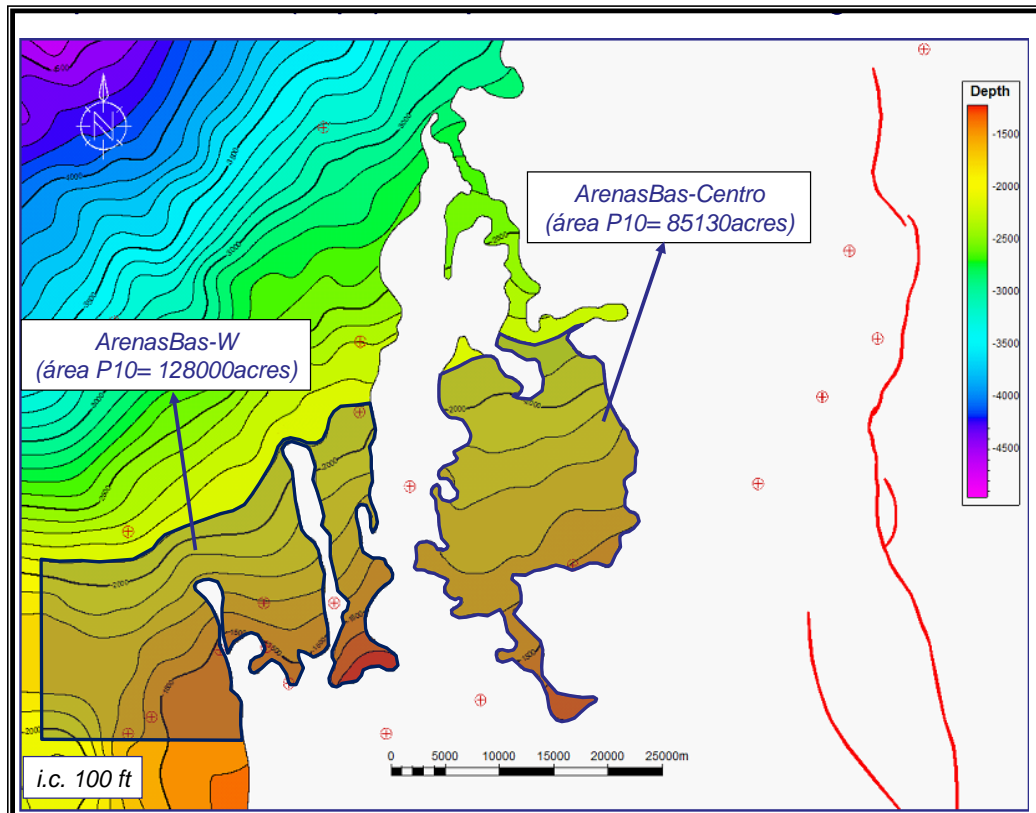
Los siguientes datos básicos fueron utilizados para el diseño preliminar del Pozo CPO- 1:

- Campo: CPO
- Pozo: CPO-1
- Clasificación: Exploratorio / Evaluación
- Perfil Direccional: 90 grados (2000 pies)
- Desplazamiento : 4000 pies
- Profundidad Estimada: 2665 pies TVD
- Tipo de Completamiento: BCP con tubería 4-1/2"
- Tiempo Estimado (Días): 20 a 30 días

5.3 REVISIÓN GEOLÓGICA

Los siguientes mapas fueron utilizados para establecer la posición del pozo y generar un modelo de subsuelo preliminar con el fin de disponer de datos para el diseño.

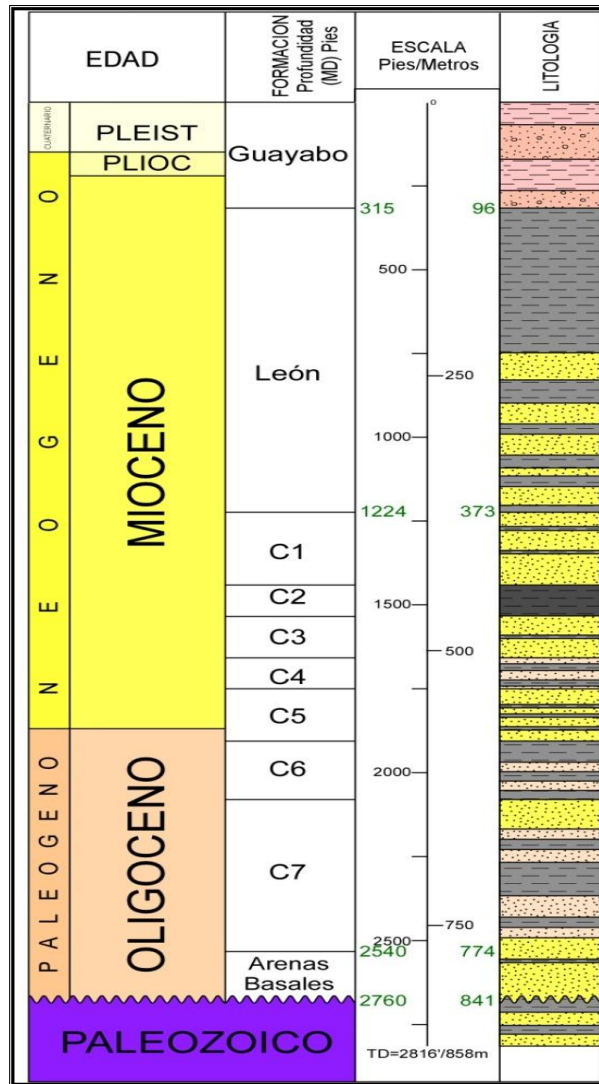
Figura 13 Mapa Estructural Arenas Basales Oligocenas



Fuente: Departamento de Exploración Hocol S.A

El anterior mapa estructural muestra la profundidad stimada de las arenas basales del oligoceno en el prospecto CPO, en el cual podemos observar la estructura del yacimiento, la longitud y un espesor aproximado. Tambien observamos los diferentes prospectos dentro del mismo bloque, la cual nos pueden dar un dato aproximado de la cantidad de pozos que pueden ser perforados y completados en ese yacimiento.

Figura 14 Columna Estratigráfica de la Zona



Fuente: Departamento de Exploración Hocol S.A.


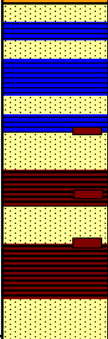
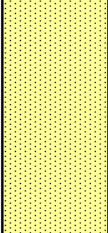
5.4 PREMISAS DE DISEÑO

- Trayectoria con geometría horizontal con un ángulo de 90°.
- Severidad de construcción no debe exceder 4°/100pies.
- Sección tangencial mínimo de 150 pies con una severidad no mayor a 1,5°/100 pies para el asentamiento de la Bomba.
- Sección horizontal de 2000 pies la cual se asume permitirá obtener una alta relación costo beneficio.
- Se asumen coordenadas de objetivo en función a diseño óptimo de trayectoria.
- Datos para el diseño de los asentamientos de revestidores, fluidos de perforación, cementación, selección de brocas fueron asumidos de acuerdo a información extraída de campos y pozos análogos (Campo BARE Faja del Orinoco, etc).
- Diseño de perforación con base a los escenarios de levantamiento artificial aprobados en FEL-VCD.
- Terminación con liner ranurado considerando experiencia exitosa de este tipo de terminación en pozos horizontales análogos.

5.5 PLAN DE PERFORACIÓN

El plan de perforación se resume visualmente en la siguiente figura:

Figura 15 Plan de Perforación CPO-1

CPO-1 Horizontal							
Formación (M.D.)		Prof.(M.D.)	Casing Liner	Hueco	Lodo	Log	Cementing
Guayabo		700' MD	13-3/8" BTC K-55 54.5#/ft	17-1/2"	Lodo Agua Gel 8.6-9.0 ppg	N/C	76 Bbls (Weight 15.8 ppg) 70 Bbls (Weight 13.6 ppg) 40% Exceso
León @ 695'							
Carbonera C1 Tope @ 1500		3900' M.D.	9 5/8" BTC TN-TH80-TL 43.5 #/FT	12-1/4"	Lodo Polimero 8.8-9.3 ppg	Resistividad - GR (LWD) CBL CAST V (Coiled Tubing) Con y sin Presión	168 Bbls (Weight 16.0 ppg) 55% exceso 5024' - 3150' 26 Bbls (Weight 13.6 ppg) 55% exceso 3150' - 2850'
Arenas Basales Tope @ 3900'		6357' MD (Horizontal)	Liner RANURADO 5 1/2"	8 1/2"	Lodo Yacimiento 8.4 - 8.6 ppg	Resistividad Azimuthal - GR (LWD)	HUECO NO CEMENTADO

T.D. "@" 6357' M.D.

Fuente: El autor

El pozo se construye con una sección superficial iniciando con un hoyo de 17 1/2" y un revestimiento de 13 3/8" sentado a 500 pies TVD, el KOP se establece a 850 pies y se perfora con un hueco de 12 1/4" hasta 3897 pies MD, con una sección tangencial entre 2000 hasta 2200 pies, un revestimiento de 9 5/8" asentado a 3893 pies MD y finalizando con un hoyo de 8 1/2" y liner ranurado de 7".

Un resumen de lodos, brocas, BHA y cementación se resumen en la siguiente figura.

Figura 16 Detalles Plan de Perforación CPO-1

Lodo	BROCAS	B.H.A.	Cementación
Bentonita 8.6-9.0 lb/gal Agua Gel	17 1/2" (Triconica). IADC: 117 TIPO: GX C1V JETS: 3X16+ 1X20 TFA: 0.8958 pulg2 GPM:200-700	Broca 17 1/2" Bit Sub 8" OD 2 x 8" DC Estab. 17 3/8" 3 x 8" DC 6 x 5" HWDP JAR 4 X 5" HWDP	Clase G API Lechada Princip. 15,6 lpg 100%, exceso Cloruro de Calcio Top Job
Inhibidor de Arcillas 8.8-9.3 lb./gal	12-1/4" PDC IADC: M224 TIPO: FMHX563ZR TFA: 0,773 pulg2 GPM : 500-650 JETS: 7 X12 Vel Jets: 249 pie/seg. F. IMP. Jet : 819 lbf HP/Area: 1,67 hp/pulg2	Broca 12-1/4" Motor 8" Float Sub MWD 8" X-O 2 HW 5" Martillo 6-3/4" 3 HW 5" 60 DP S 4-1/2" 16 HW 5" Martillo 6-3/4" 14 HW 5"	Clase G Lechada de llenado 13,6 lpg 40 % Arena Silica Lechada Principal 16,0 lpg 40 % Arena Silica.
Viscoelástico 8.4 – 8.6 lpg	8-1/2" IADC: M423 TIPO:FMFX563Z JETS: 2X13-3X14 GPM: 300 – 400	Broca 8-1/2" Geopilot 7600" Estab 6-3/4" MWD-LWD 6-3/4" Float Sub 6-3/4" 2 HW 5" Martillo 6- 3/4" 3 HW 5" 64 DP S 4-1/2" 16 HW 5" Martillo 6-3/4" 14 HW 5"	N/A

Fuente: El autor

5.6 PLAN DIRECCIONAL Y DISEÑO DE TRAYECTORIA

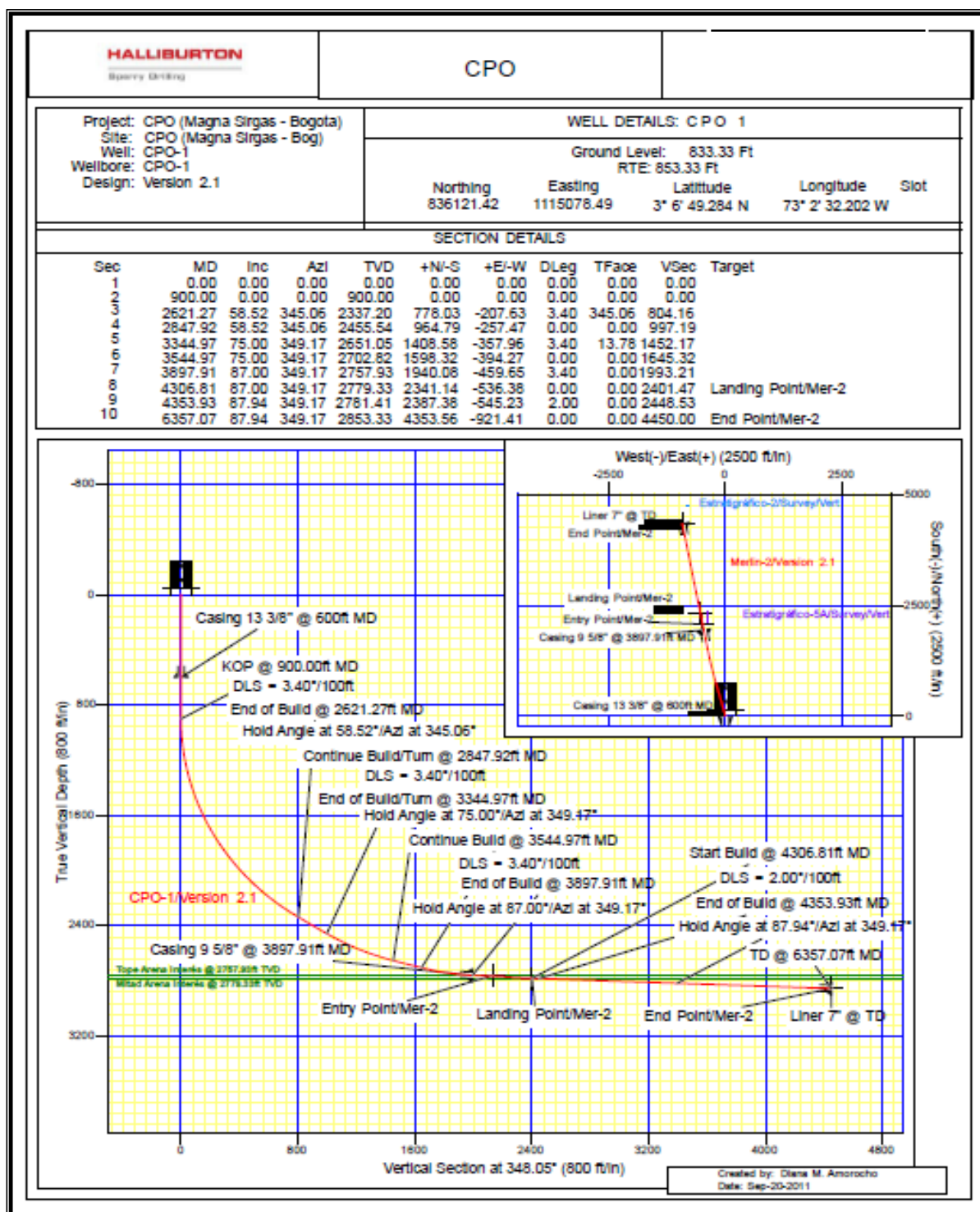
A continuación los resultados resumidos del plan direccional y diseño de la trayectoria CPO-1.

Tabla 4 Plan Direccional

<u>Sec</u>	<u>MD</u>	<u>Inc</u>	<u>Azi</u>	<u>TVD</u>	<u>+N-S</u>	<u>+E-W</u>	<u>DLeg</u>	<u>TFace</u>	<u>VSec</u>	<u>Target</u>
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	900.00	0.00	0.00	900.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3	2621.27	58.52	345.06	2337.20	778.03	-207.63	3.40	345.06	804.16	
4	2847.92	58.52	345.06	2455.54	964.79	-257.47	0.00	0.00	997.19	
5	3344.97	75.00	349.17	2651.05	1408.58	-357.96	3.40	13.78	1452.17	
6	3544.97	75.00	349.17	2702.82	1598.32	-394.27	0.00	0.00	1645.32	
7	3897.91	87.00	349.17	2757.93	1940.08	-459.65	3.40	0.00	1993.21	
8	4306.81	87.00	349.17	2779.33	2341.14	-536.38	0.00	0.00	2401.47	Landing Point/CPO1
9	4353.93	87.94	349.17	2781.41	2387.38	-545.23	2.00	0.00	2448.53	
10	6357.07	87.94	349.17	2853.33	4353.56	-921.41	0.00	0.00	4450.00	End Point/CPO-1

Fuente: El autor

Figura 17 Plan Direccional



Fuente: Software Compass (Halliburton-Landmark).

Los detalles del plan direccional y trayectoria se incluyen en el Apéndice B.

5.7 REVESTIMIENTOS (Diseño y Asentamiento)

El asentamiento del revestimiento de 13-3/8" a 600-700 pies de profundidad vertical verdadera, tiene como función mitigar riesgos de contaminación de aguas superficiales con el fluido de perforación e instalar el sistema de prevención de reventones del equipo de perforación.

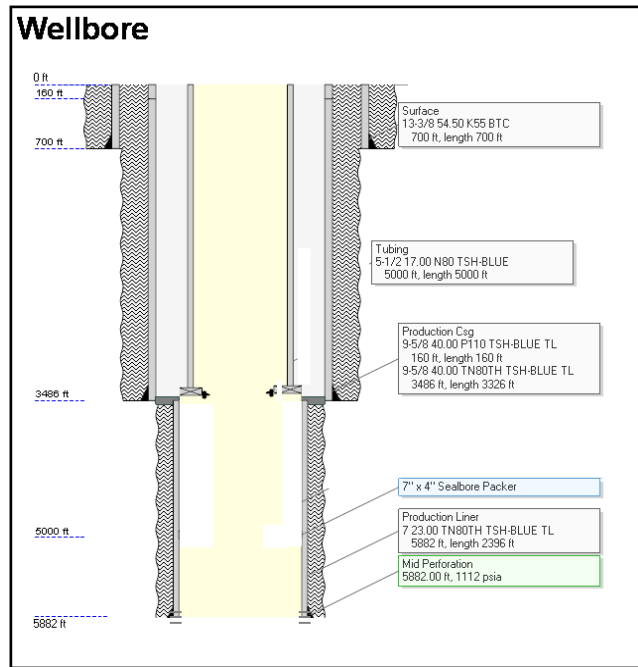
La utilización de un diámetro de broca de 8-1/2" para la sección horizontal y con un liner ranurado de 7" permitirá realizar futuros trabajos de limpieza de arena con menores restricciones de diámetros vs. una broca de 6" y un liner ranurado de 4-1/2". Adicionalmente el diámetro de 8-1/2" para la sección horizontal facilitará la recuperación de aceite pesado de alta viscosidad que se espera producir en la zona objetivo.

El asentamiento del revestimiento de 9-5/8" al final de la curvatura del pozo, es decir a 87 grados, tiene la función de proteger el hueco 12-1/4" de una inestabilidad futura durante la perforación de la sección horizontal. Existe el riesgo de un colapso de la curvatura del pozo debido a una baja compresibilidad de las arenas de formación si se perfora una sola sección de curvatura y horizontal, debido al tiempo de exposición del agujero a los fluidos de perforación.

El asentamiento del revestimiento de 9-5/8" y un fluido de perforación apropiado permitirá perforar la sección horizontal con un gradiente de presión cercano al de los poros de la arena perforada, sin riesgo de colapso de la sección de curvatura del pozo.

Se utilizaron datos del pozo análogo LB1 para obtener presiones de poros y gradientes de fracturas equivalente partiendo de las densidades de lodos utilizados (requerido para la aplicación Stresscheck.).

Figura 18 Revestimientos - Diseño y Asentamiento



Fuente: El autor

- Para la validación del revestidor se usaron las aplicaciones de software Stress Check y Wellcat tomando en cuenta una temperatura de Inyección de 600 F.
- Los revestidores de 13 3/8" y 9 5/8" serán cementados hasta superficie (Tope cemento= TOC = 0) recomendado para pozos de inyección de vapor.

Los detalles de los cálculos de revestimientos se muestran en el **Apéndice 3**.

5.8 LODOS DE PERFORACIÓN

A continuación los detalles de los lodos de perforación.

Figura 19 Lodos de Perforación CPO-1

Profundidad Medida (Pies)	Diámetro del Hueco (Pulgadas)	Diámetro de Revestim. (Pulgadas)	Tipo de Fluido	Volumen Requerido por sección* (Bariles)	Densidad del Lodo lpg
0 – 600	17 1/2	13 3/8	Bentonita 8.6-8.9 lb/gal Agua Gel	150	8.6 – 8.9
600 – 3897	12 1/4	9 5/8	Base Agua Inhibición - Arcillas	300	9.0 – 9.3
Sección Horizontal 3897– 6357	8 1/2	7	Lodo para Yacimiento	150	8.4 - 8.6

Fuente: El autor

5.9 SELECCIÓN DE BROCAS

A continuación los detalles de las brocas de perforación.

Tabla 5 Brocas CPO- 1

5.10

No.	Diametro de Broca	Tipo	Codigo IADC
1	17 1/2"	GX C1V	117
SET	13 3/8"	TRC	
2	12 1/4"	FMHX563ZR	M224
SET	9 5/8"	PDC	
3	8 1/2 "	FMFX563Z	M423
SET	7"	PDC	

Fuente: El
auFuente: El
autor

CEMENTACIÓN

Se han visualizado dos escenarios de recuperación de hidrocarburos: en frío y con inyección de vapor. Debido a la amplia experiencia con la que cuentan las compañías de cementación en pozos con recuperación de hidrocarburos en frío; se harán las recomendaciones de la cementación del escenario más crítico (Pozos para inyección de vapor). Los pozos sometidos a inyección de vapor deben ser cementados hasta la superficie con cementos que soporten la exposición a temperaturas elevadas que se generan durante este proceso. Además, debido a la expansión termal, se generan altos niveles de esfuerzos en la tubería y cemento, por lo que se requiere una fuerte adherencia entre tubería/cemento y cemento/formación. La conductividad térmica está más asociada con la densidad del cemento que con la composición del mismo. Un cemento con alta resistencia a la compresión, baja permeabilidad y densidad de normal a alta da las mejores características que debe tener un cemento térmico.

El diseño básico de lechadas de cemento sometidas a altas temperaturas es el siguiente:

Figura 20 Cementación

Tipo	Cemento Clase G
Componentes	- 35% a 40% de Silica Flúor
	- Surfactante
	- Estabilizador de espuma
	- Controlador de gas (gas block)
	- Controlador de filtrado de cemento
	- Controlador de agua libre

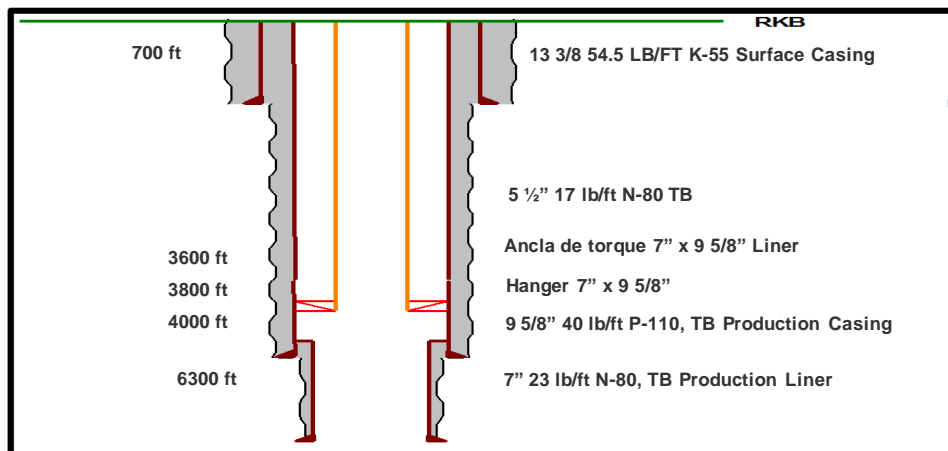
Fuente: El autor

Con el objetivo de evitar un daño al yacimiento, se recomienda no cementar el liner de producción de la sección horizontal.

5.11 COMPLETAMIENTO

A continuación una figura que resumen visualmente el diseño de la completamiento.

Figura 21 Diagrama Esquemático Completamiento



Fuente: El autor

Mayores detalles del diseño de completamiento se ofrecen en el Apéndice D.

5.12 RESUMEN DE COSTOS

Este es un análisis de costos bastante preliminar para la fase de definición y para el cual se aplicó una evaluación probabilística. En este caso el P50 es el que tiene mayor probabilidad de ocurrir.

Tomando en cuenta un diseño basado en un escenario pesimista y datos con cierta incertidumbre podría tomarse el P90 como el aplicable con un costo total estimado de 4.0 Millones USD. El costo incluye la perforación del pozo horizontal, con revestimiento y cementación térmica, incluye el liner ranurado, y el completamiento con tubería de producción pre aislada y la bomba de cavidad progresiva BCP. Este costo es preliminar y en él está estimado los equipos de levantamiento artificial.

El análisis financiero y económico se encuentra en el capítulo Evaluación Financiera.

5.13 RECOMENDACIONES ESPECÍFICAS CONSTRUCCIÓN CPO-1

Planificar con una sección tangencial superior a 50 pies para evitar la interferencia magnética del revestimiento de 13-3/8 con el MWD reduciendo el impacto que podría afectar la construcción de ángulo al inicio del hueco de 12 1/4".

Utilizar los datos e información del modelo geológico producto de la evaluación de los pozos estratigráficos y sísmica 2D, para realizar el diseño optimo y realista de este pozo.

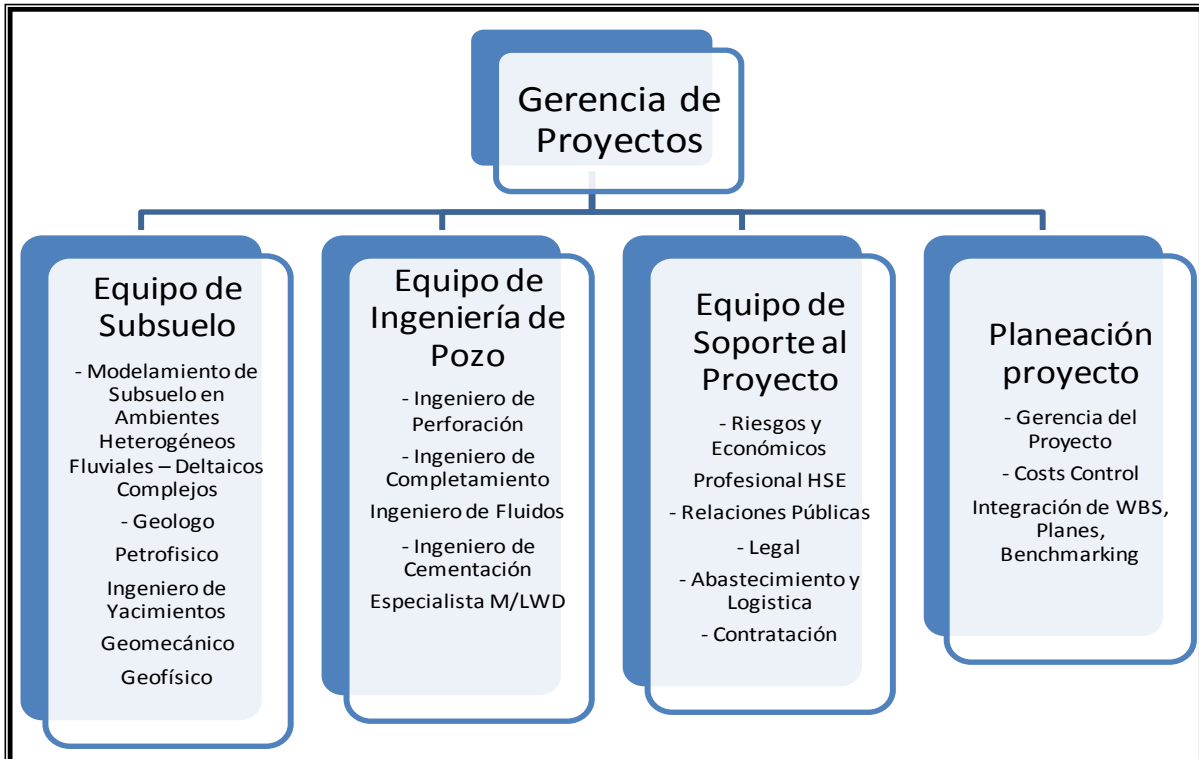
Utilizar lodo base agua en la sección de 12 1/4". Evaluar lodo base aceite, el cual tiene ventajas sobre el lodo base agua en cuanto a reducción de problemas con torques, arrastres e inestabilidad del agujero en esta sección. Se recomienda realizar análisis granulométrico de las muestras de las arenas para definir la apertura de las ranuras del liner y a recomendar. Para el caso de la tubería de producción 5 1/2", 17.0 lbs./ft N80 TB, debe considerarse para trabajo térmico, el mismo posee una capa aislante térmica que disminuye la transmisión de temperatura a la TR y perdida de eficiencia del vapor.

Reducir riesgos de integridad para la operación de inyección de vapor por mala cementación con las siguientes acciones de mitigación:

- Medir en el laboratorio la permeabilidad del cemento antes de ser aplicado al pozo térmico
- Evitar generar cavernas (washouts) en el pozo durante la perforación
- Acondicionar el lodo antes de efectuar la cementación de los pozos
- Bombear los baches limpiadores en flujo turbulento (numero de Reynolds mayor de 2100) y un tiempo de contacto de mínimo 10 minutos.
- Correr los centralizadores con un stand off de mínimo 80%.
- Evitar daños a la formación utilizando un sistema de control de arena y no cementar el liner de producción de la sección horizontal.

Iniciar el equipo de proyecto de perforación y completamiento con la composición y roles indicados para ajustar diseño y preparar el PEP con base en los resultados de la evaluación de los pozos estratigráficos.

Figura 22 Equipo de Trabajo Inicio del Proyecto

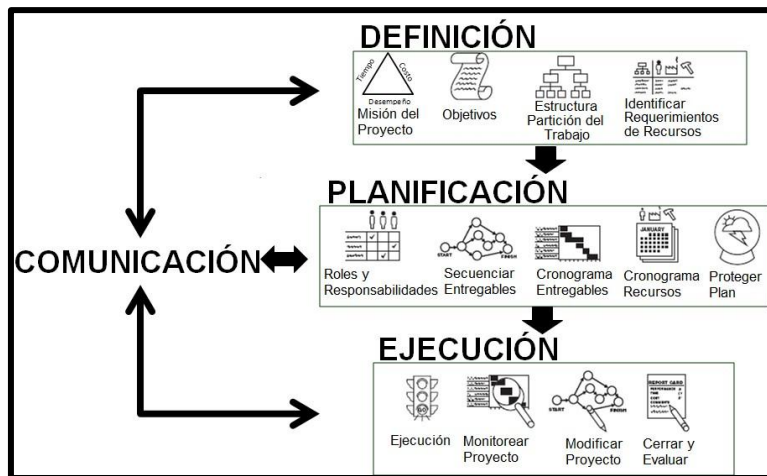


Fuente: El autor

6. PROCESO DE GERENCIA DEL PROYECTO

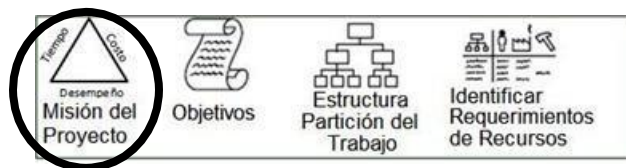
El proceso de gerencia para un proyecto, se plantea desde las fases iniciales como son la visualización, conceptualización y definición, que es el caso estudiado en esta monografía, hasta las fases de ejecución y control que no están plasmadas aquí; a continuación un diagrama que muestra lo anterior aplicando el modelo de Project Management Institute (PMI):

Figura 23 Proceso de Gerencia del Proyecto



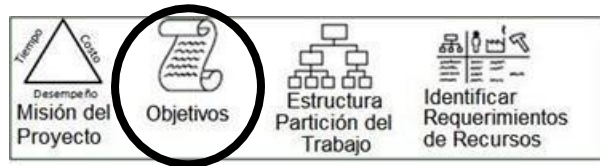
Fuente: Project Management Institute, PMBOOK Guide

6.1 MISIÓN



La misión del proyecto es descubrir un volumen de recursos contingentes que puedan ser materializados en reservas así como generar suficientes datos e información resultante de evaluar opciones de métodos de producción y recobro como base para iniciar el diseño y construcción del primer clúster de todo el bloque CPO.

6.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO



1. Perforar pozos estratigráficos para:
 - 1) modelar subsuelo,
 - 2) caracterizar roca y fluidos y
 - 3) controlar navegación direccional.

2. Perforar y completar 1 pozo direccional horizontal con objetivo en arenas basales del Oligoceno con equipos de completamiento y producción con diluyente e inyección de vapor.

3. Planear y ejecutar evaluación piloto de crudos pesados en pozo CPO-1 adquiriendo datos para visualizar escenarios de desarrollo del bloque CPO.

6.3 ESTRUCTURA DE PARTICIÓN DEL TRABAJO



1. Caracterización del subsuelo en el área prospectiva de CPO - 1.
2. Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación de Pozos Estratigráficos.
3. Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación y Completamiento del Pozo Horizontal CPO- 1.

4. Evaluación de Seguridad, Salud, Ambiente y Social.
5. Procura, Planificación y Ejecución.
6. Evaluación de Riesgos y Economía del Proyecto.
7. Adquisición y Gerencia de Datos e Información.
8. Transferencia de Conocimiento.
9. Proceso de Gerencia del Proyecto.
10. Evaluación del Piloto.

1. Caracterización del subsuelo en el área prospectiva CPO- 1

1.1. Modelo estático

- 1.1.1. Estructural y estratigráfico
- 1.1.2. Modelo geoestadístico
- 1.1.3. Modelo petrofísico
- 1.1.4. Modelo geomecánico
- 1.1.5. Modelo geofísico

1.2. Modelo dinámico

- 1.2.1. Simulación del pozo y pronóstico
- 1.2.2. Puntos de drenaje
- 1.2.3. Evaluación de presión
- 1.2.4. Cotejo histórico de datos

1.3. Evaluación de recursos y reservas

- 1.3.1. Evaluación pozo a pozo
- 1.3.2. Escalamiento de resultados de CPO-1 a todo el clúster y el bloque

2. Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación de Pozos Estratigráficos

2.1. Evaluación y diseño funcional

- 2.1.1. Diseño funcional de los pozos estratigráficos
- 2.1.2. Selección de equipos para adquisición de datos

2.2. Diseño detallado y programa

- 2.2.1. Diseño de perforación y programa
- 2.2.2. Evaluación HSE
- 2.2.3. Estimación de costos (AFE)
- 2.2.4. Planificación de recursos
- 2.2.5. Revisión de manuales de operaciones y seguridad con suplidores y vendedores

2.3. Evaluación de taladros y selección

- 2.3.1. Selección de taladro
- 2.3.2. Análisis del taladro
- 2.3.3. Análisis de operatividad y mantenibilidad

2.4 Preparación programa perforación – Paquete de Trabajo 1

- 2.4.1. Localización (mapa con ubicación y disposición)
- 2.4.2. Curva de profundidad por día
- 2.4.3. Diseño de tubería de revestimiento y producción
- 2.4.4. Plan direccional y hoja de datos
- 2.4.5. Plan de lodos
- 2.4.6. Plan de brocas, sartas de perforación y equipos de subsuelo
- 2.4.7. Diagrama esquemático del pozo

- 2.4.8. Surveys RFT
- 2.4.9. Plan HSE operacional

3. Diseño y ejecución de perforación y completamiento Pozo Horizontal CPO-1

3.1. Evaluación y diseño funcional.

- 3.1.1. Diseño funcional para pozo horizontal
- 3.1.2. Selección y diseño del equipo de producción
 - 3.1.2.1. Selección y diseño del equipo de levantamiento artificial
 - 3.1.2.2. Selección y diseño de sensores de fondo para la sección vertical y horizontal
- 3.1.3. Selección y diseño de los equipos de superficie para soportar la prueba piloto.
 - 3.1.3.1. Selección del equipo de medición multifásica
 - 3.1.3.2. Diseño de facilidades de superficie para manejo de fluidos durante piloto.

3.2. Diseño detallado del pozo y programa

- 3.2.1. Diseño de completamiento y programa
- 3.2.2. Programa de prueba de pozo
- 3.2.3. Evaluación SHA
- 3.2.4. Estimación de costos (AFE)
- 3.2.5. Planificación de recursos
- 3.2.6. Revisión de todos los manuales de operaciones y HSE con suplidores y vendedores

3.3. Evaluación y selección de taladro

- 3.1.1. Evaluación de taladro

- 3.1.2. Análisis del taladro
- 3.1.3. Análisis de operatividad y mantenibilidad

3.4. Preparación programa de perforación y completamiento

- 3.4.1 Localización (mapa de localización y disposición de equipos)
- 3.4.2 Curva de profundidad por día
- 3.4.3 Diseño de tubería de revestimiento y producción
- 3.4.4 Plan direccional y hoja de datos
- 3.4.5 Plan cementación
- 3.4.6 Plan lodos
- 3.4.7 Plan de brocas, tubería de perforación y equipos de subsuelo
- 3.4.8 Selección de puntos de revestimiento y tamaños
- 3.4.9 Diagrama esquemático del pozo
- 3.4.10 Surveys RFT
- 3.4.11 Plan HSE operacional
- 3.4.12 Evaluación de daño de formación
- 3.4.13 Análisis de operatividad y mantenibilidad
- 3.4.14 Programa de completamiento

3.5. Ejecución del programa de perforación y completamiento

- 3.5.1. Preparación localización (mapa y disposición).
- 3.5.2. Curva de profundidad por día
- 3.5.3. Correr tubería de revestimiento y producción
- 3.5.4. Informes de perforación direccional y hojas de datos
- 3.5.5. Cronograma de cementación
- 3.5.6. Cronograma de lodos
- 3.5.7. Cronograma de brocas, tubería de perforación y equipos de subsuelo
- 3.5.8. Control de puntos de revestimiento y tamaños
- 3.5.9. Resultados de evaluación de daños a la formación
- 3.5.10. Supervisión de HSE

3.5.11. Ejecución de completamiento

4. *Evaluación de Seguridad, Higiene, Ambiente y Social (HSSE)*

- 4.1. Diseño pozos estratigráficos
- 4.2. Diseño pozo horizontal CPO- 1
- 4.3. Operaciones de perforación y completamiento
- 4.4. Operaciones de evaluación piloto

5. *Abastecimiento - Planeación y Ejecución*

- 5.1. Preparación modelo demanda de tubulares
- 5.2. Preparación modelo demanda de servicios
- 5.3. Equipos de completamiento térmico
- 5.4. Equipos de levantamiento artificial (subsuelo y superficie)
- 5.5. Unidades portátiles de generación de vapor
- 5.6. Equipos especiales para las instalaciones del piloto de evaluación
- 5.7. Estrategia de contratación y contratos (términos de referencia)
- 5.8. Pliegos de licitación

6. Evaluación, Economía y Riesgos del Proyecto

- 6.1. Economía y riesgos durante etapa de definición
 - 6.1.1. Indicadores (matrices) subsuelo superficie
 - 6.1.2. Incertidumbres y riesgos – mitigación
 - 6.1.3. Evaluación económica
- 6.2. Economía y riesgos durante etapa de evaluación piloto
- 6.3. Revisión con pares (peer review) durante etapa de ejecución piloto
- 6.4. Economía y riesgos después de finalizada etapa piloto.

7. Adquisición y Gestión de Datos

7.1. Plan especial de adquisición de datos

7.1.1. Datos geológicos

7.1.2. Datos petrofísica

7.1.3. Respuesta de la formación al ángulo de construcción pozo (perforación)

7.1.4. Geomecánica del hoyo en diferentes direcciones de perforación

7.1.5. Evaluación de pruebas del pozo

7.1.6. Medición de propiedades de fluidos de perforación

7.1.7. Pruebas de flujo del pozo

7.2. Caracterización de datos, análisis y diagnóstico

7.2.1. Entrevistas a dueños de datos

7.2.2. Entrevistas a usuarios de datos

7.2.3. Modelaje de datos en procesos de evaluación piloto

7.2.4. Análisis y diagnóstico de datos – ciclo de vida del dato

7.2.5. Análisis y diagnóstico de soporte IT a datos

7.2.6. Definición de plan de acción

8. Transferencia de Conocimiento en el área de crudos pesados

8.1. Evaluación de competencias

8.1.1. Antes del inicio del proyecto

8.1.2. Después de completar el proyecto

8.2. Definir estrategias de desarrollo de competencias

8.2.1. Talleres antes y durante la ejecución del proyecto

8.2.2. Mentoría durante la ejecución del proyecto

8.3. Plan de desarrollo de competencias

8.3.1. Caracterización de yacimientos (estática y dinámica)

8.3.2. Metodologías de diseño y evaluación de pozos

8.3.3. Ingeniería y operaciones de yacimientos y producción

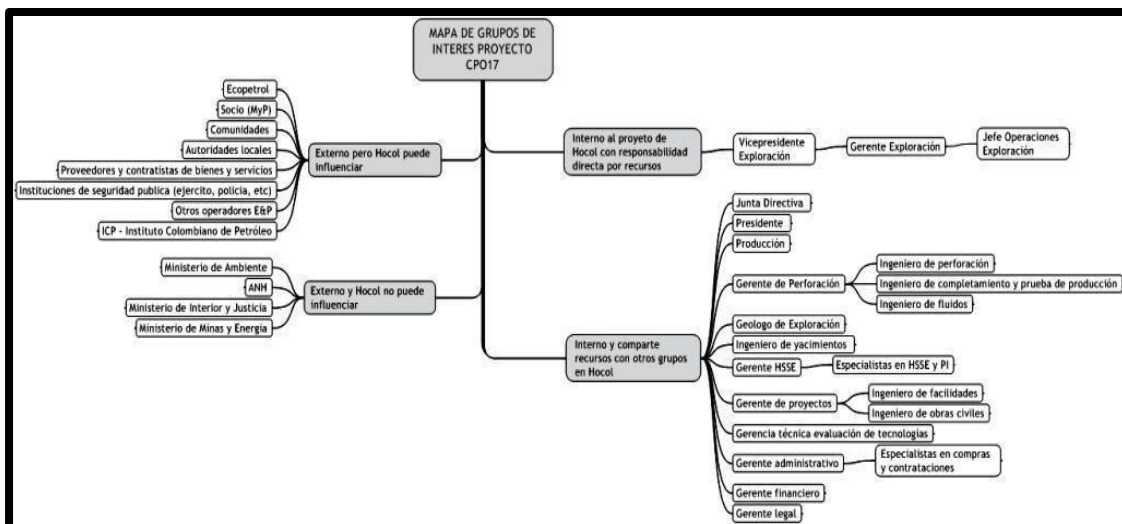
8.3.4. Planificación y gestión de proyectos bajo metodología FEL

8.3.5. Gerencia de activos de crudos pesados durante su ciclo de vida

8.4. Programación del tiempo de participantes y recursos (compromisos)

8.5. Ejecución del plan de desarrollo de competencias – monitoreo

Figura 24 Mapa de Competencias para Activos de Crudos Pesados



Fuente: Project Management Institute, PMBOOK Guide

9. Gestión del Proyecto

9.1. Organización del proyecto – Matriz ERCl – protocolos de informes

9.2. Comités Guías y de revisión por pares (peer reviews)

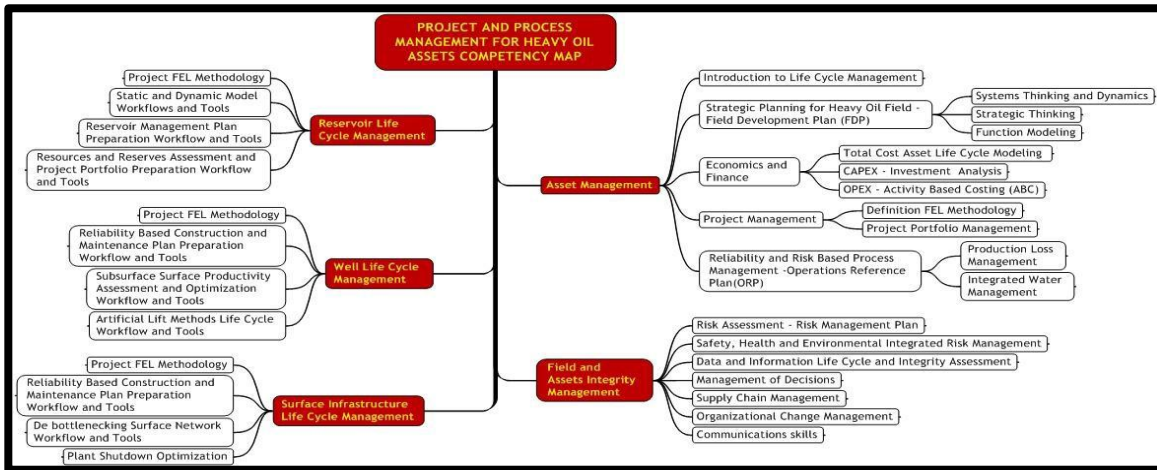
9.3. Base de datos del proyecto y sistema de documentación

9.4. Informes de progreso – estado y avance.

9.5. Registro de puntos de aprendizaje, acciones de mejora y recomendaciones

- 9.6. Reuniones y presentaciones – planificación, ejecución y registro
- 9.7. Documentación relevante de flujo de trabajo para futuros proyectos
- 9.8. Manejo de grupos de interés (stakeholder management)

Figura 25 Mapa de Grupos de Interés



Fuente: Project Management Institute, PMBOOK Guide

10. Evaluación Piloto

- 10.1. Evaluación en frío – Bomba BCP – Sin diluyente
- 10.2. Evaluación en frío – Bomba BCP – Diluyente en cabezal
- 10.3. Evaluación en frío – Bomba BCP – Diluyente antes de admisión bomba
- 10.4. Evaluación en caliente – Bomba Mecánica y Balancín – IAV
- 10.5. Evaluación en caliente – Bomba Mecánica y Balancín – SW-SAGD
- 10.6. Actualización caracterización de yacimientos

10.6.1. Modelo estático

- 10.6.1.1. Estructural y estratigráfico
- 10.6.1.2. Petrofísica
- 10.6.1.3. Geomecánica
- 10.6.1.4. Geoestadística

10.6.2. Modelo Dinámico

10.6.2.1. Simulación pozo y pronósticos

10.6.2.2. Puntos de drenaje

10.6.2.3. Evaluación de presiones

10.6.2.4. Cotejo histórico con datos del piloto

10.6.3. Evaluación de recursos y reservas

10.6.3.1. Evaluación pozo a pozo

10.6.3.2. Escalamiento de resultados a toda el área CPO

10.7. Definición equipos para recobro en frío y en caliente

10.8. Definición facilidades para manejo de crudos pesados y extrapesados

10.9. Taladro – Unidad de Servicio para los trabajos durante piloto

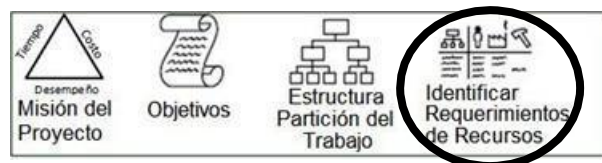
10.10. Costos y economía

10.11. Evaluación seguridad, higiene, ambiente y social (HSSE)

10.12. Ejecución y gestión del proyecto etapa piloto

10.13. Preparación de informes y presentaciones

6.4 IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS



1. Caracterización de Yacimiento en Potencial Área de Interés

1.1. Recurso 1 (Competencias)

Geólogo (1), Ingeniero de yacimientos (1), Petrofísico (1), Geomecánico (1), Geoestadista (1)

1.2. Recurso 2 (Datos e Información) Modelo de subsuelo, datos e información

1.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Licencias de software incluyendo simuladores para recobro térmico, hardware

(computadores, impresoras, etc).

1.4. Recurso 4 (Tiempo)

3 a 6 meses – actividad inicial

2. Diseño y Ejecución Perforación de Pozos Estratigráficos

2.1. Recurso 1 (Competencias)

Ingeniero perforación (1), Ingeniero de fluidos y lodos (1), Ingeniero de operaciones de perforación, Operador logística (1), geólogo operaciones (1), ingeniero cementación (1), Especialista en procura de equipos y materiales (1), Especialista en contratación de perforación y completación (1), Geofísico (1), Ingeniero de yacimientos (1)

2.2. Recurso 2 (Datos e Información) Modelo de subsuelo, datos e información

2.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Taladro, equipos y materiales, soporte logístico, vehículos transporte.

2.4. Recurso 4 (Tiempo)

Diseño pozo (2 a 4 semanas), programa de perforación detallado (2 a 4 semanas), evaluación del taladro (2 a 4 semanas), ejecución de la perforación (2 a 4 meses).

3. Diseño y Ejecución Perforación de Pozo Horizontal CPO-1

3.1. Diseño y Ejecución

3.1.1. Recurso 1 (Competencias)

Ingeniero de perforación (1), Ingeniero de fluidos y lodos (1), ingeniero de operaciones de perforación (1), Operador logística (1), Operador especialista LWD MWD (1), Geólogo de operaciones (1), Ingeniero de cementación (1), Especialista de procura en equipos y materiales de perforación, Especialista en contratación de perforación, Ingeniero de yacimientos (1)

3.1.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Modelo de subsuelo, datos e información asociada al área de interés, visualización y conceptualización de pozos horizontales

3.1.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Taladro, equipos y materiales, soporte logístico, vehículos transporte.

3.1.4. Recurso 4 (Tiempo)

Diseño pozo (2 a 4 semanas), programa de perforación y completamiento detallado (1 a 2 semanas), evaluación del taladro (1 semana), ejecución de la perforación y completamiento (30 días).

3.2. Selección y Diseño Equipo de Producción

3.2.1. Recurso 1 (Competencias) Ingeniero de producción (1)

3.2.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Volúmenes y propiedades de fluidos, estimados de presiones para cada punto de drenaje, diseño del pozo, datos e información para uno de los pozos exploratorios, selección de sensores de subsuelo.

3.2.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Licencias de software, hardware (computadores, impresoras, etc.)

3.2.4. Recurso 4 (Tiempo)

1 a 2 semanas

3.3. Selección y Diseño Instalaciones en Superficie

3.3.1. Recurso 1 (Competencias)

Ingeniero de Facilidades o Procesos de Producción (1), ingeniero mecánico (1), ingeniero eléctrico (1)

3.3.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Volúmenes y propiedades de fluidos, estimados de presiones para cada punto de drenaje, diseño del pozo, datos e información para uno de los pozos exploratorios, selección de sensores y medidores en superficie incluyendo medición multifásica.

3.3.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Licencias de software, hardware (computadores, impresoras, etc.)

3.3.4. Recurso 4 (Tiempo)

2 a 3 semanas

4. Evaluación Seguridad, Higiene, Ambiente y Social (HSSE)

4.1. Recurso 1 (Competencias) HSSE especialista (1)

4.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Información detallada del diseño y programas de perforación, completamiento y evaluación.

4.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Políticas de la empresa, estándares, software para análisis de riesgo, política corporativa de responsabilidad social, regulaciones.

4.4. Recurso 4 (Tiempo)

1 a 2 semanas

5. Abastecimiento – Planeación y Ejecución

5.1. Recurso 1 (Competencias)

Especialista en Abastecimiento para el Proyecto (1)

5.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Información detallada del diseño y programas de perforación, completamiento y evaluación.

5.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Políticas corporativas de abastecimiento, software de cadena de suministro (opcional).

5.4. Recurso 4 (Tiempo)

Inicialmente durante la etapa de definición del proyecto el especialista es asignado a tiempo completo para preparar el plan de suministro (modelaje de la cadena de suministro del proyecto), una vez se inicia la fase de ejecución el especialista se dedica a coordinar las actividades de suministro de acuerdo al plan. Hay potenciales escenarios de procura: contrato IPC (ingeniería, procura y construcción), contrato PC

(procura y construcción) o contrato de construcción. El estimado para este especialista es entre 1 a 3 meses.

6. Evaluación, Economía y Riesgos

6.1. Recurso 1 (Competencias)

Integrador de Activos o Economista Especializado en el área petrolera (1), especialista en costos basados en actividades (1)

6.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Información y datos del proyecto requeridos para el análisis de riesgos y economía.

6.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Software en riesgos y economía, simulación estocástica

6.4. Recurso 4 (Tiempo)

1 semana durante la definición, 1 semana durante la ejecución, 1 semana durante la evaluación piloto y 1 semana revisión de resultados y preparación informe final – total de 1 a 2 meses

7. Adquisición y Gestión de Datos

7.1. Recurso 1 (Competencias)

Especialista en gestión de datos - EGD (1), ingeniero instrumentación y control - IIC (1)

7.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Requerimientos de datos para reducción de incertidumbre y mitigación de riesgos.

7.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Software en riesgos y economía, simulación estocástica

7.4. Recurso 4 (Tiempo)

Durante definición – EGD, IIC 1 semana c/u, desarrollo del plan de gestión de datos EGD 1 semana, Durante y después de evaluación de pozos IIC , asistencia en calidad de gestión de datos (2 semanas durante todo el proyecto).

8. Transferencia de conocimientos

8.1. Recurso 1 (Competencias)

Especialista en desarrollo de competencias (1)

8.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Información de las diferentes actividades contempladas en el proyecto y las disciplinas envueltas para el logro de los objetivos.

8.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Herramientas y métodos de evaluación de competencias. Políticas de la empresa.

8.4. Recurso 4 (Tiempo)

Antes de la definición 1 semana, durante la ejecución de cada hito 1 semana, después de la completación del proyecto 2 semanas.

9. Gestión del Proyecto

9.1. Recurso 1 (Competencias)

Consultor en gerencia de proyectos (1), analista en gestión de proyectos (1)

9.2. Recurso 2 (Datos e Información)

Información de las diferentes actividades contempladas en el proyecto y las disciplinas envueltas para el logro de los objetivos.

9.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Software en gestión de proyectos, manejo de mapas mentales (mind manager).

9.4. Recurso 4 (Tiempo)

Consultor en gerencia de proyectos durante la etapa VCD y revisión con pares.
Analista de gestión de proyectos durante todo el proyecto.

10. Evaluación del Piloto

10.1 Recurso 1 (Competencias)

Equipo del proyecto – especialistas en geología e ingeniería de petróleo.

10.2 Recurso 2 (Datos e información)

Datos generados por las diferentes actividades en el ciclo de vida del proyecto. Datos de los pozos estratigráficos y horizontales.

10.3. Recurso 3 (Tecnologías y Equipos)

Metodología de evaluación de pilotos de crudos pesados, equipos de laboratorio para caracterización de fluidos (viscosidad, etc), equipos de medición asociado con vapor, software de simulación de pozos y yacimientos para recobro en frio y en caliente.

10.4. Recurso 4 (Tiempo)

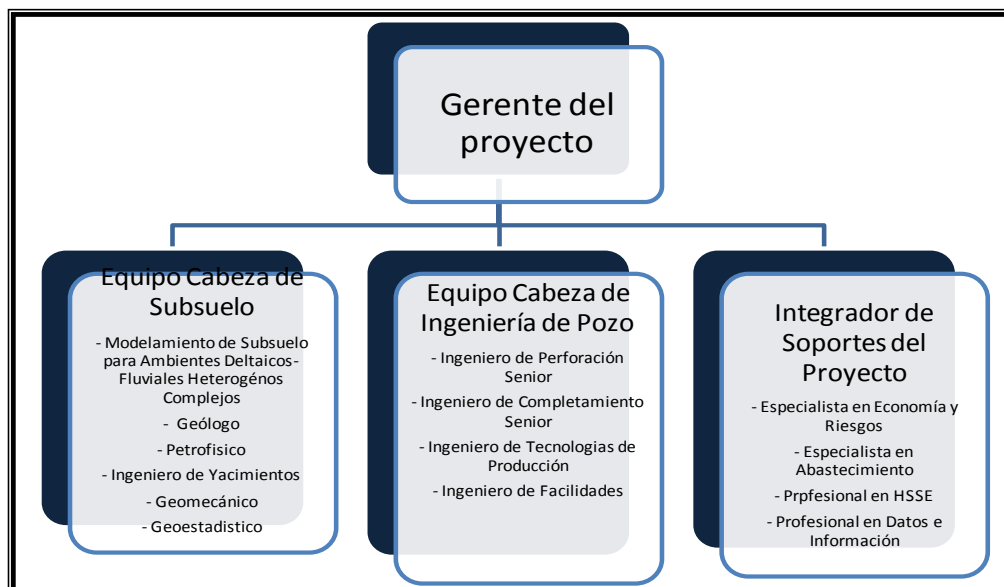
Estimado de tiempo para evaluación piloto entre 3 a 6 meses.

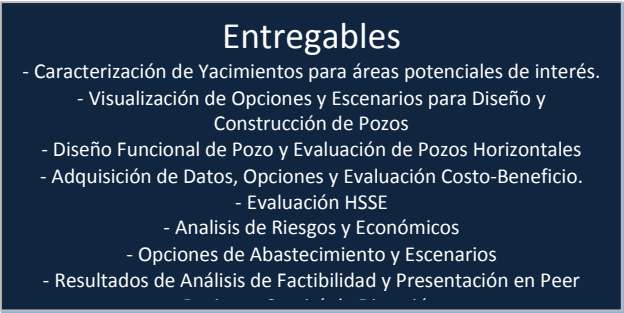
6.5 ORGANIZACIÓN Y DISCIPLINAS - RECURSOS E HITOS DEL PROYECTO

Para planificar la asignación de recursos humanos se recomienda considerar los siguientes hitos:

Hito 1 – Fase de definición (Visualización y Conceptualización).

Figura 26 Recursos Hito 1 – Visualización y Conceptualización

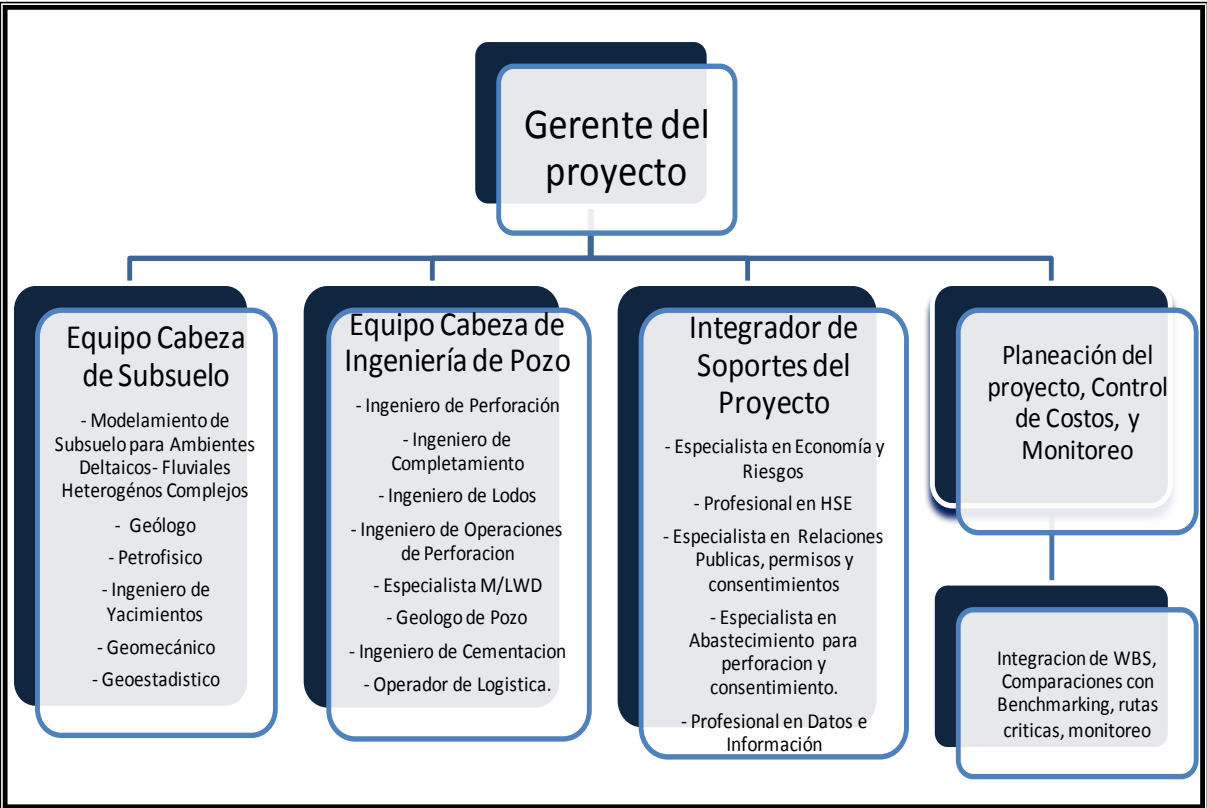




Fuente: El autor

Hito 2 – Fase de Definición (Definición detallada, Ing. Básica y detallada, Plan de Ejecución (PEP))

Figura 27 Recursos Hito 2 – Fase de Definición (Definición detallada, Ing. Básica y detallada, Plan de Ejecución (PEP))



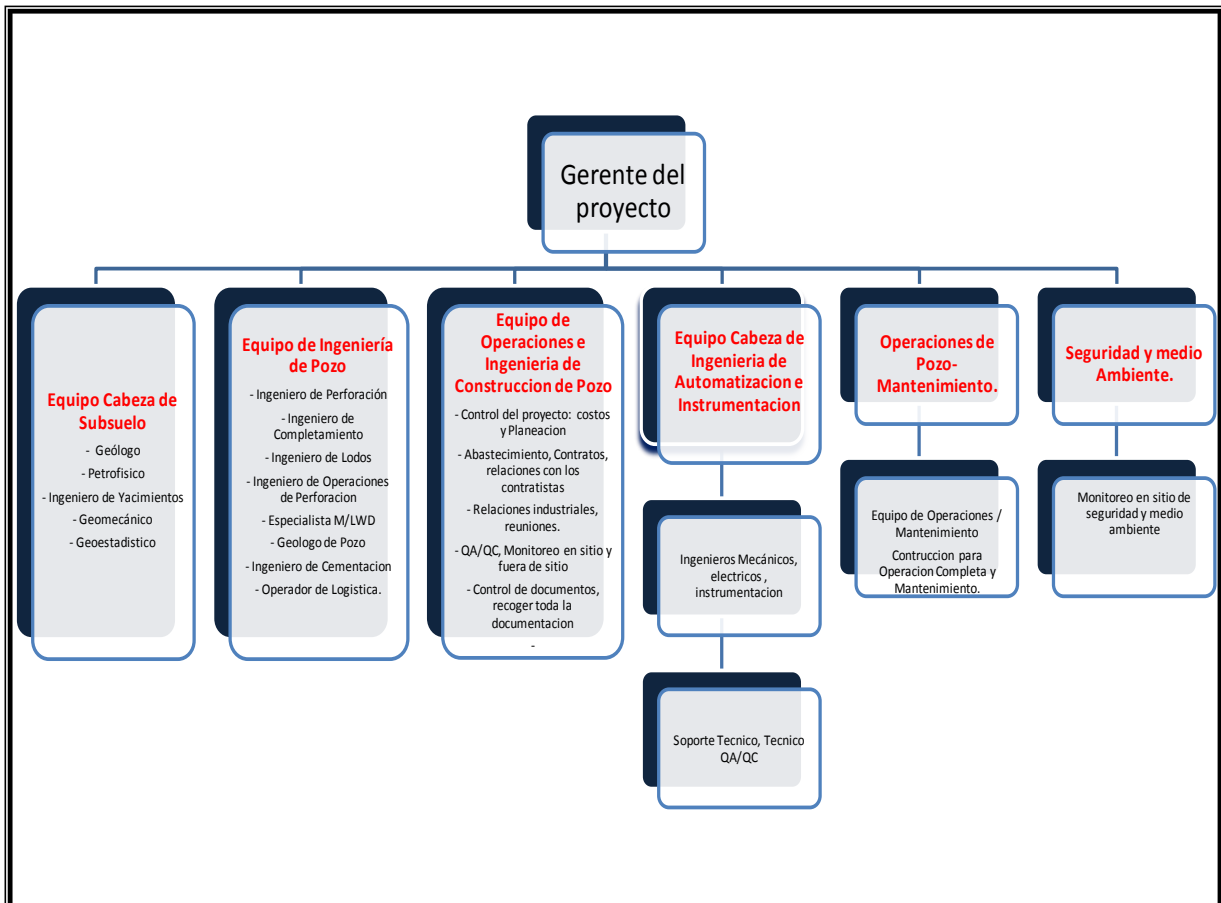
Entregables

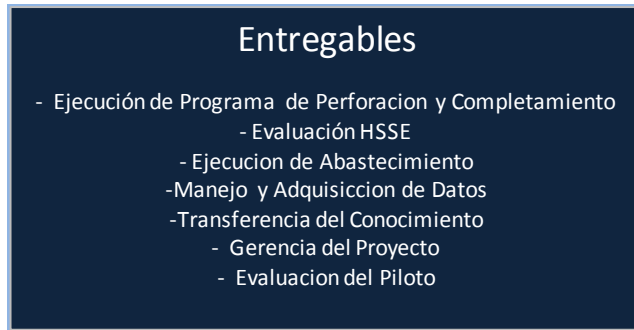
- Programa y Diseño detallado de pozo
- Evaluación y Selección de Equipo de Perforación
- Preparación del Programa de Perforación y Completamiento
- Diseño del Plan de Evaluación del Piloto
- Plan de Transferencia del Conocimiento
- Plan de Ejecución del Proyecto (PEP)
- Presentación en Peer Review y Comité de Dirección

Fuente: El autor

Hito 3 – Fase de Ejecución de Construcción de Pozos Estratigráficos y Exploratorio CPO-1

Figura 28 Recursos Hito 3 – Fase de Ejecución de Construcción de Pozos Estratigráficos y Exploratorio CPO-1

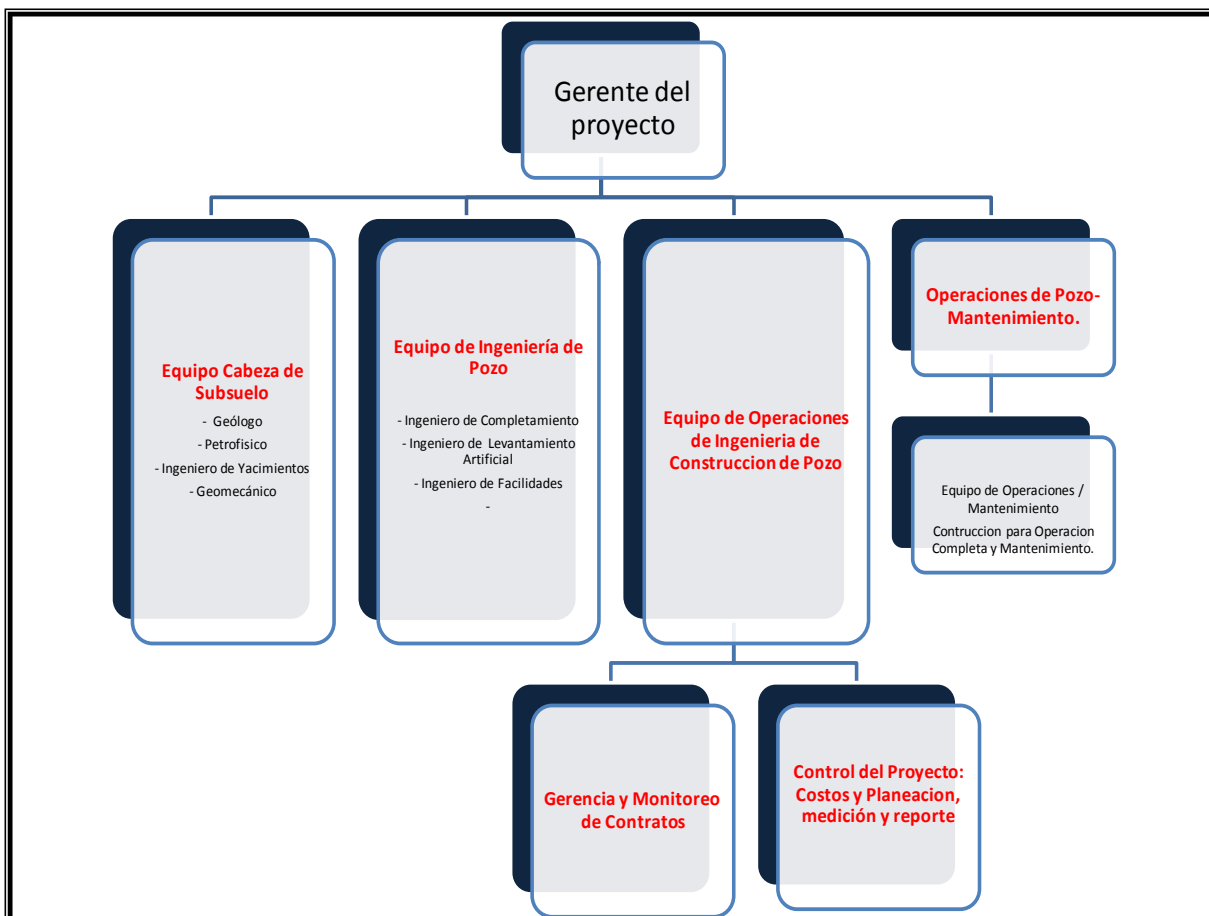




Fuente: El autor

Hito 4 – Evaluación del Piloto

Figura 29 Recursos Hito 4 – Evaluación Piloto

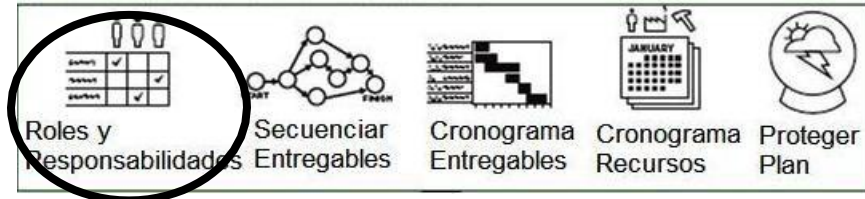


Entregables

- Gerencia y Adquisición de Datos
- Transferencia del Conocimiento
 - Gerencia del Proyecto
 - Evaluación del Piloto

Fuente: El autor

6.6 Roles y Responsabilidades



Uno de los aspectos más importantes del buen desarrollo del proyecto es identificar y documentar los roles (las funciones) y responsabilidades de cada miembro del equipo que participa en las diferentes etapas del proyecto. La definición adecuada de los roles (funciones) y responsabilidades ayuda a enfocarse en los objetivos del proyecto y a garantizar que los representantes funcionales y esenciales se involucren apropiadamente.

Para facilitar este proceso, se ha desarrollado una herramienta sencilla que proporciona información en forma de una matriz que en español la hemos denominado ERCI (en inglés es RACI por responsable, accountable, consulted and informed). En proyectos pequeños (menos de cinco millones de dólares), los roles pueden ser realizados a tiempo parcial y a medida que el proyecto tiene mayores dimensiones la dedicación en tiempo puede ir cambiando en las diferentes etapas.

Tabla 6 Tabla con Roles para la matriz ERCI

Descripción del Rol	
E	Responsable por ejecutar trabajo que soporta a la estructura de partición del trabajo. Varias funciones (organizaciones) son ejecutoras.
R	Responsable con autoridad para aprobar los recursos y los resultados de los paquetes de trabajo en la estructura de partición del trabajo. Solo una posición es responsable.
C	Consultado y se requiere su retroalimentación.
I	Informado. No se requiere su retroalimentación.

Fuente: El autor

Tabla 7 Matriz ERCI – Roles y Responsabilidades (Resumida)

ESTRUCTURA DE PARTICIÓN DEL TRABAJO	Caracterización	Pozos Estratigraficos	Pozo CPO 1	HSSE	Abastecimiento	Riesgos-Economía	Datos Información	Transferencia Conocimiento	Gestión del Proyecto	Evaluación Piloto
Relacionado con el Proyecto	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VP Exploración	C	I	I	C	I	C	I	I	I	I
VP Producción	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Ecopetrol, Socios, ANH	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Gerencia Exploración	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Lider Proyecto CPO-1 1	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
Subsuelo (GG/Yac)	E	E	E	C	C	C	E	E	I	E
Perforación	I	E	E	C	C	C	C	C	I	E
Producción (Pozo-Supf)	C	E	E	E	C	C	C	C	I	E
Gestión Proyecto	I	I	I	I	I	I	E	C	E	I
HSSE	I	C	C	E	C	C	E	C	I	E
Abastecimiento	I	C	C	I	E	C	E	C	I	I
RRHH	I	I	I	I	I	I	I	E	I	I
IT	I	I	I	I	I	I	E	I	I	I

Fuente: Adaptado de Optimawell,2011.

¹Una matriz más detallada se ofrece en el **Apéndice E**

¹La matriz ERCI es una herramienta que hace visibles y claros los roles y responsabilidades para cada paquete de trabajo. Se insertan las siglas E, R, C o I de acuerdo al rol de cada actor en la matriz. Es importante destacar que solo una letra “R” se permite para cada paquete de trabajo.

6.7 SECUENCIA DE ENTREGABLES

Se recomienda la implementación de un proceso con puertas de decisión (decision gates) sincronizada con hitos claves del proyecto. El proceso con puertas de decisión implica dividir el proyecto en distintas etapas con un conjunto claro de entregables para cada etapa. Las evaluaciones formales en las puertas sirven como controles para garantizar que los entregables han sido completados y que el proyecto está cumpliendo los objetivos definidos.

Figura 30 Gestión del Proyecto con Puertas de Decisión

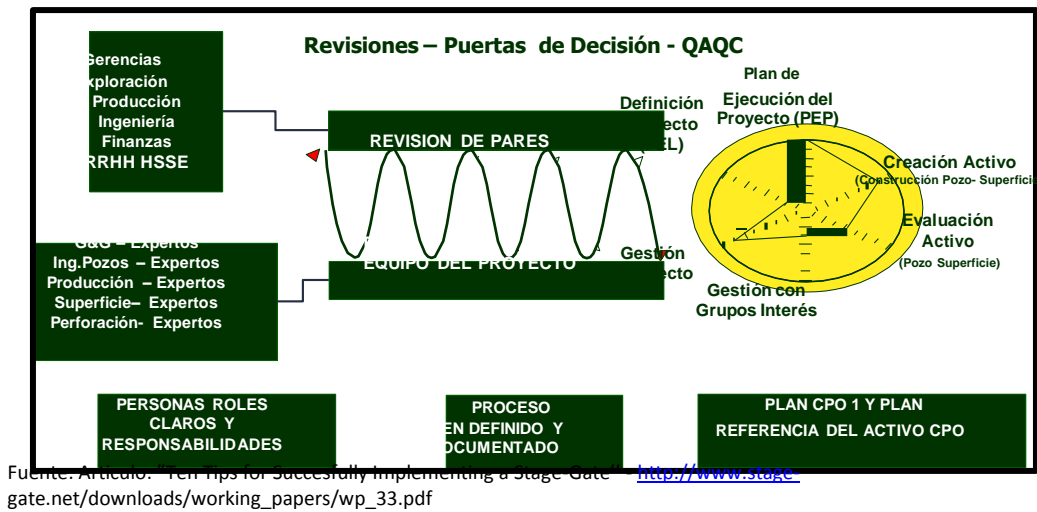
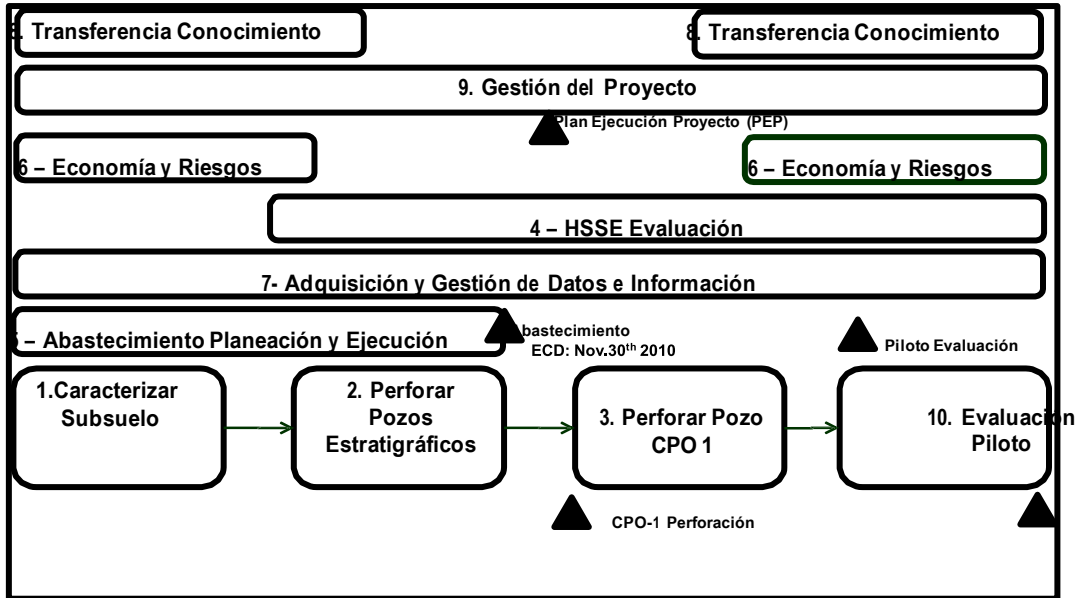


Figura 31 Secuencia de Entregables



Fuente: El autor

6.8 CRONOGRAMA DE ENTREGABLES

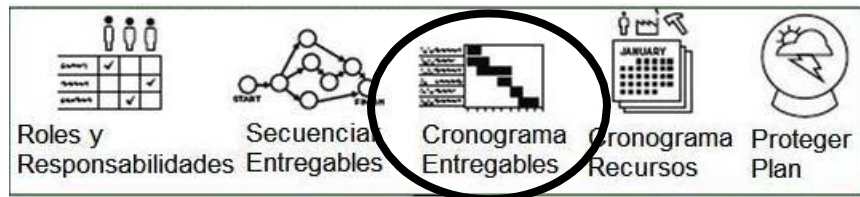
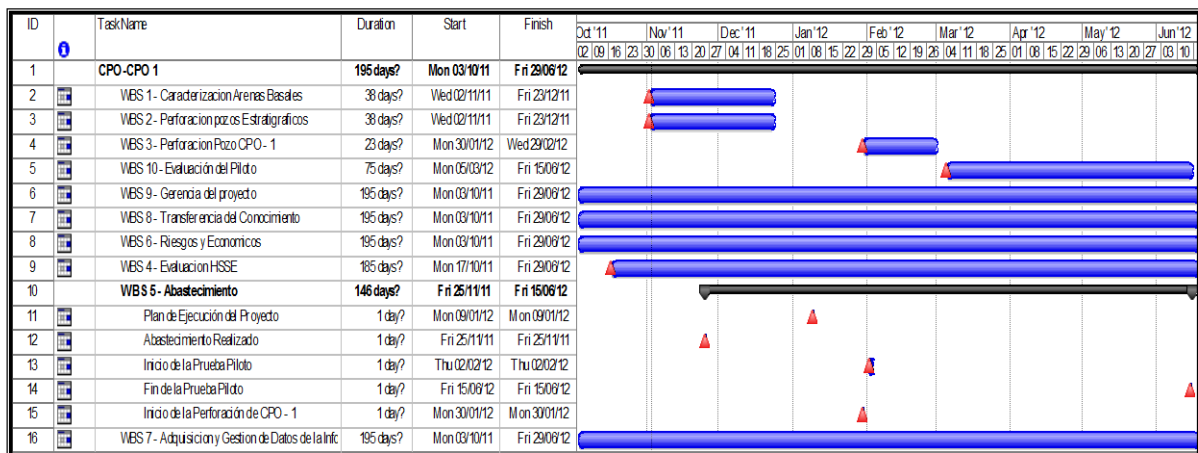
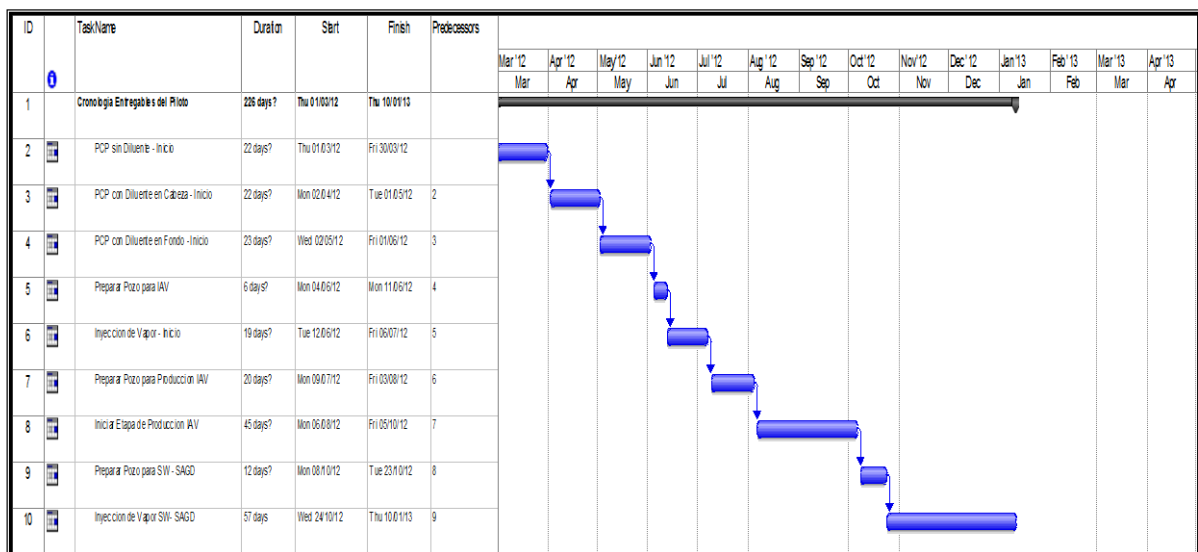


Figura 32 Cronograma de Entregables – Proyecto



Fuente: El autor

Figura 33 Cronología Entregables - Evaluación Piloto



Fuente: El autor

6.9 CRONOGRAMA DE RECURSOS

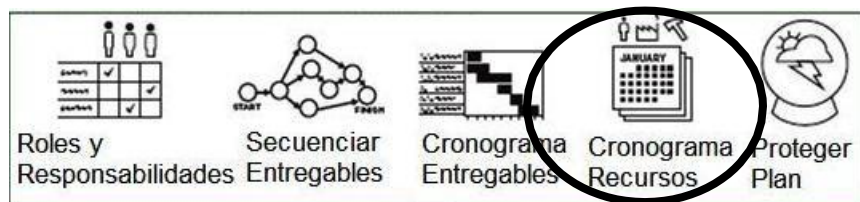


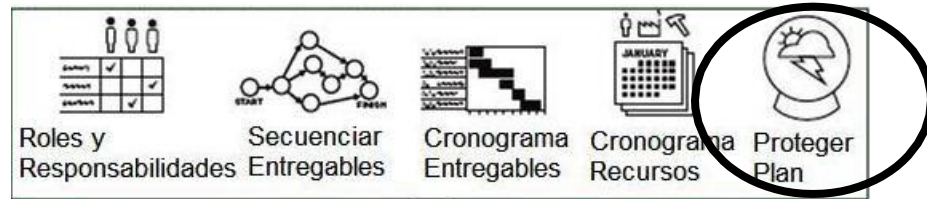
Tabla 8 Recursos

Estructura Partición Trabajo	Caracterización yacimientos	Diseño ejecución pozos estratégicos	Diseño y ejecución Pozo CPO 1	HSSE Evaluación	Abastecimient
Tipo Recursos	1	2	3	4	5
Recurso 1 (Competencias)					
Subsuelo	4	3	3	0	0
Pozo	0	8	1	0	0
Superficie	0	0	2	0	0
Otras Funciones	2	3	3	3	3
Recurso 2 (Datos e Información)					
Modelo Subsuelo-Superficie	Y	Y	Y	Y	
Fluidos- Puntos Drenaje			Y	Y	
Presiones Estimadas para Puntos de Drenaje			Y	Y	Y
Diseño y Construcción Pozos			Y	Y	Y
Recurso 3 (Tecnología-Equipos)					
Software, Hardware	Y	Y	Y	Y	Y
Soporte Logística-Equipos-Vehiculos		Y	Y	Y	Y
Instrumentación, Control y Automatización			Y		
Recurso 4 (Tiempo)					
Actividades (meses)	3 to 6				1 to 3
Actividades (semanas)				2 to 4	
Diseño pozo (semanas)		2 to 4	2		
Diseño detallado pozos (semanas)		2 to 4	2		
Evaluación Taladro (semanas)		2 to 4	1		
Perforación y Ejecución (meses)		2 to 4	1		
Selección-Diseño Equipos Producción			2 to 3		
Ing. Bas.Det. Superficie (Semanas)			2 to 3		

Fuente: El autor

El análisis de recursos es muy preliminar y es necesario realizar una evaluación más exhaustiva considerando las estrategias que se definan para el abastecimiento y contratación. Una tabla más detallada se muestra en el **Apéndice 6**.

6.10 RIESGOS DEL PROYECTO

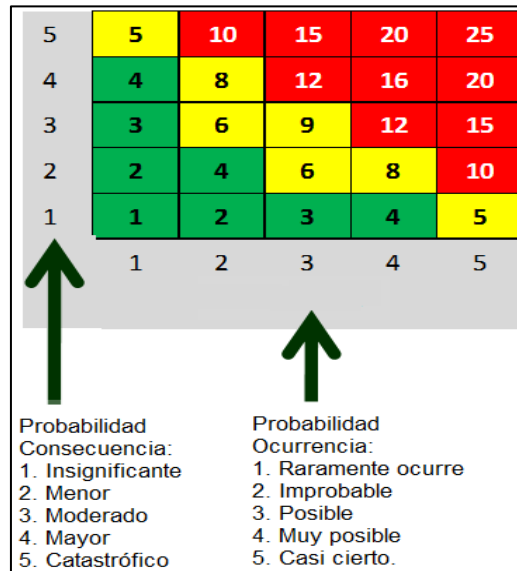


Existen tres grandes grupos de causas que pueden poner en riesgo a un proyecto: 1) objetivos técnicamente imposible de cumplir con las capacidades técnicas disponibles a la fecha de la ejecución del proyecto, 2) objetivos no realistas que puede ser uno o más entregables con un estimado de costos, recursos o tiempo improbable de cumplir y 3) una planificación pobre donde a pesar de que los objetivos son realistas el proyecto tiene dificultades producto de que se ha pensado muy poco en el trabajo requerido y su programación adecuada en el tiempo.

Las implicaciones de la existencia de una incertidumbre significativa sobre el nivel alcanzable del desempeño del proyecto es directamente relacionable con el riesgo, por lo cual una gestión de riesgos busca mejorar el desempeño del proyecto de manera sistemática mediante la identificación, evaluación de los riesgos y la planificación de acciones de mitigación.

Los riesgos se evalúan considerando la probabilidad de que el riesgo se materialice y la probabilidad de impacto si el riesgo ocurre o se materializa. La multiplicación de estos dos factores genera un índice de riesgos que se maneja a través de una matriz la cual se ilustra a continuación en una versión simplificada:

Figura 34 Matriz de Asignación de Riesgos (MAR)

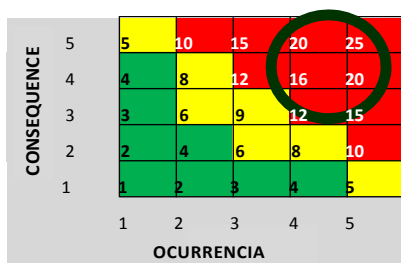


Fuente: Paper SPE 139345

A continuación los riesgos que han sido identificado de manera preliminar y que deberán ser validados por el equipo del proyecto para iniciar un proceso de registro, seguimiento y control de acciones de mitigación.

6.10.1 Problemas de Producibilidad

Figura 35 Matriz de Problemas de Producibilidad



Fuente: El autor

Causa

Alta viscosidad (>5000 cp)

Acciones de mitigación

Uso de completamientos térmicos

Capacidad de manejar diluentes a nivel de cabezal así como de la sección horizontal antes de la admisión de la bomba de levantamiento artificial.

Capacidad de generar vapor

Perforación de pozos para suplir agua para generación de vapor. Uso de pozos estratigráficos para producir agua.

6.10.2 Complejidad estratigráfica

Figura 36 Matriz de Complejidad Estratigráfica

CONSEQUENCE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
		OCURENCIA				

Fuente: El autor

Causa

Mayor complejidad estratigráfica que le esperada en el modelo de subsuelo disponible. Buzamiento

Cambios de facies laterales.

Acciones de mitigación

Pozos estratigráficos para control de la perforación vertical y direccional. Geonavegación.

6.10.3 Energía del yacimiento

Figura 37 Matriz de Energía del Yacimiento

CONSEQUENCE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
		OCURENCIA				

Fuente: El autor

Causa

Baja energía del yacimiento (presión menor a 1000 lppc)

Acciones de mitigación

Instalar levantamiento artificial con PCP (cavidades progresivas) a un ángulo máximo de 75°
 Instalar levantamiento artificial con balancín para el caso de recobro térmico con vapor.

6.10.4 Producción de Arena

Figura 38 Matriz de Producción de Arena



Fuente: El autor

Causa

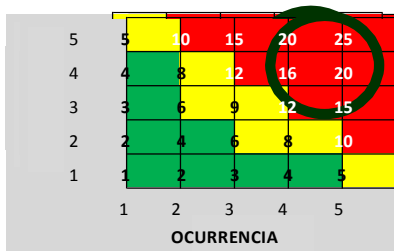
Producción de arena en niveles superiores a los límites aceptables.

Acciones de mitigación

Análisis granulométricos para caracterizar la arena de formación. Diseñar solución para control con tubería ranurada o mallas.

6.10.5 Evaluación del Pozo Exploratorio

Figure 39 Matriz de Evaluación Pozo Exploratorio



Fuente: El autor

Causa

Incertidumbre en presiones de fondo fluyentes.

Incertidumbre en perfiles de producción y/o inyección en la sección horizontal. Información de respuesta de producción de fluidos.

Arena total y arena neta.

Caracterización de los fluidos producidos (viscosidad, composición, mineralogía)

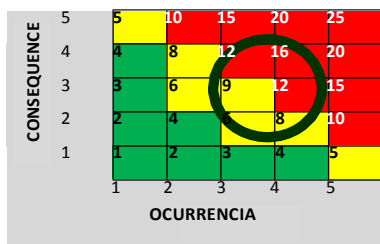
Acciones de mitigación

Fibra óptica y/o sensores de presión-temperatura de fondo.

Medición multifásica, análisis composicional y de viscosidad de fluidos.

6.10.6 Manejo de fluidos y exportación (transferencia de custodia)

Figure 40 Matriz de Manejo de Fluidos



Fuente: El autor

Causa

Insuficiente capacidad para manejar, procesar y exportar los fluidos del pozo CPO - 1.

Acciones de mitigación

Desarrollar la ingeniería básica y detalle para rentar o comprar los siguientes equipos y/o servicios:

- Uso de camiones tanque (180 barriles/viaje – del pozo CPO – 1, a la instalación más cercana para recolección de crudo para disponerlo- 1 viaje/camión/día)
- Máxima capacidad de almacenamiento estimada en 5000 barriles.
- Infraestructura para manejo y procesamiento de fluidos y disposición de agua.
- Reinyección de agua en pozos existentes (pueden usarse los estratigráficos)
- Manejo, tratamiento y disposición de fluidos efluentes.
- Tratamiento del agua producida – Equipamiento requerido para cumplir con regulaciones ambientales (Decreto 1594 1984 disposición de agua – Decreto 02

Diciembre 1982 emisiones atmosféricas y calidad del aire – Decreto 475 1998
 Materiales con aceite petróleo, materiales sólidos y líquidos).

6.10.7 Modelo estático del yacimiento

Figure 41 Matriz de Modelo Estático

CONSEQUENCE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
		OCURRENCIA				

Fuente: El autor

Causa

Geomecánica,
 Geopresiones
 Esfuerzos
 Gradiente de temperatura Múltiples
 contactos agua-petróleo

Acciones de mitigación

Pozos estratigráficos para captura de datos, su análisis y actualización del modelo de subsuelo.

6.10.8 Modelo dinámico del yacimiento

Figure 42 Matriz de Modelo Dinámico

CONSEQUENCE	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5
		OCURRENCIA				

Fuente: El autor

Causa

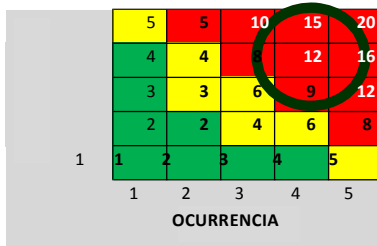
Producibilidad
 Movilidad a condiciones del yacimiento
 Presencia de CO₂, H₂S y otros componentes que pueden afectar materiales y equipos

Acciones de mitigación

Pozos estratigráficos para captura de datos y actualizar modelo dinámico asociado con CPO 1.

6.10.9 Operaciones de Perforación

Figure 43 Matriz de Operaciones de Perforación



Fuente: El autor

Causa

Arcillas reactivas (León-Guayabo)

Tiempos de perforación mayores al estimado

Pega diferencial en C3 y C5

No cumplir el plan direccional

Pega diferencial en arenas basales del Oligoceno

Pega del ensamblaje de subsuelo (BHA) durante operaciones direccionales

Cementación con canalización

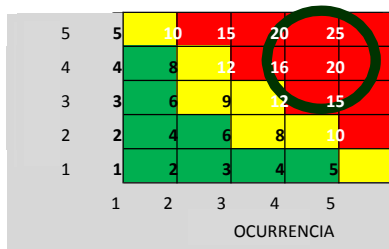
Acciones de mitigación

Pozos estratigráficos para captura de datos y actualizar modelo estático y dinámico asociado con

Merlín 1.

6.10.10 Abastecimiento

Figure 44 Matriz de Abastecimiento



Fuente: El autor

Causa

Arribo a destiempo de los equipos y materiales.

Compra de equipos de levantamiento artificial fuera de especificaciones.

Condiciones de los equipos adquiridos. Estimados de costos inexactos.

Pobres especificaciones de los equipos

especializados. Pobre control de calidad de equipos y

servicios

Acciones de mitigación

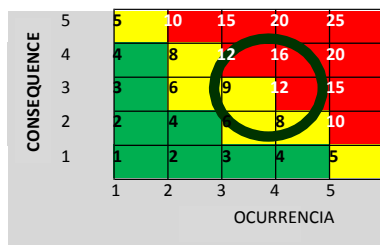
Desarrollo de un protocolo para la recepción de los equipos y materiales que permitan asegurar

Cumplimiento con las especificaciones del proyecto.

Incluir roles de control y aseguramiento de calidad en el protocolo de abastecimiento..

6.10.11 Transferencia de Conocimiento

Figure 45 Matriz de Transferencia del Conocimiento



Fuente: El autor

Causa

Conocimiento inadecuado de yacimientos de crudos pesados así como de pozos e infraestructura de superficie adecuados a estos crudos.

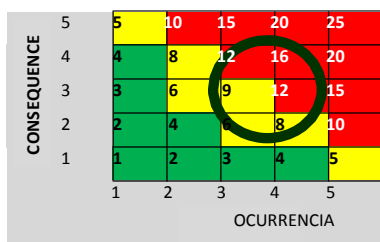
No disponibilidad de recursos internos. Medición de la transferencia de conocimiento. Falta de especialistas en crudos pesados.

Acciones de mitigación

Contratar personal con experiencia como mentores (aprendiendo haciendo) Iniciar temprano un programa de adiestramiento en el trabajo en pericias críticas

6.10.12 Gestión del Proyecto

Figure 46 Matriz de Transferencia del Conocimiento



Fuente: El autor

Causas

No alineación de las organizaciones y miembros del equipo del proyecto con la misión, objetivos y estructura de partición de trabajo. Practicas de gestión de proyecto.

Acciones de mitigación

Realizar sesiones de alineación con el proyecto.

Realizar sesiones de revisión de pares para aseguramiento y control de calidad de los principales entregables del proyecto o al cumplirse los principales hitos.

Iniciar lo más temprano posible el protocolo de gestión del proyecto usando herramientas (Software) y mejores prácticas adecuadas a activos de petróleos pesados.

7. GUÍA PARA PREPARAR EL PLAN DE EVALUACIÓN DEL PILOTO

En los capítulos anteriores se estudió el diseño conceptual para el Plan de Evaluación del Pozo Piloto. Este capítulo tiene como función servir de guía para preparar el plan de ejecución y evaluación del piloto y como parte de esta preparación realizar el diseño y definición de especificaciones de los equipos requeridos como soporte para el Pozo CPO -1

El plan de evaluación para la fase piloto contempla el manejo de métodos de producción y recobro en frío hasta el escenario más exigente para el pozo bajo recobro térmico. En el caso de recobro térmico la siguiente figura ilustra los valores de referencia para siete propiedades asociadas y como puede verse los escenarios esperados para el pozo CPO - 1 permiten contemplar las opciones de inyección alterna de vapor así como la posibilidad de evaluar drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD).

Tabla 9 Criterios de Selección Recobro Térmico (SPE 129768)

Criterio Selección Métodos de Recobro Térmico			
Propiedad	Inyección Alterna de Vapor (IAV)	Inyección Continua de Vapor	SAGD
Gravedad (API)	8-35	8-20	7-12
Viscosidad In Situ (cP)	$10^3 - 10^6$	$10^3 - 10^4$	$10^3 - 10^6$
Profundidad Yacimiento (Pies)	400 – 3000	400 - 4500	250 - 3000
Espesor Arena (Pies)	> 20 hasta 150	15 - 150	15 - 100
Permeabilidad Horizontal	> 250	> 250	> 5000
Presión Yacimiento (Psia)	400 – 1500	< 1500	High
Saturación Petróleo (%)	> 50	> 40	> 50

Fuente: Adaptado Paper SPE 129768, 100044,88716

7.1 MISIÓN DEL PILOTO

Minimizar riesgos e incertidumbres para acelerar la implementación exitosa del plan de construcción y producción del primer *clúster* (CPO - 1) así como el posterior desarrollo de todo el bloque.

7.2 OBJETIVOS DEL PILOTO

Definir factores operacionales que influyen en el comportamiento del proceso de producción usando diferentes esquemas de inyección de diluyente:

- Evaluar diferentes opciones de diluyente.
- Evaluar diferentes esquemas de inyección de diluyente (cabezal y antes de admisión de la bomba).

Definir efecto de la inyección de diluyente en el yacimiento:

- Compatibilidad diluyente con fluidos de la formación.
- Compatibilidad diluyente con la formación objetivo así como otros horizontes potencialmente producibles en el futuro. Utilizar las muestras programadas en los pozos estratigráficos.

Definir factores operacionales que influyen en el comportamiento del proceso de producción usando recobro térmico con vapor:

- Tasa de inyección de vapor.
- Tiempo de remojo.
- Cantidad de vapor inyectado.
- Distribución vertical del vapor inyectado.
- Etapa de producción de un ciclo.
- Números de ciclos y tipo de inyección.

7.3 BENEFICIOS ESPERADOS DEL PILOTO

- Evaluar respuesta de producción antes/durante y después de IAV.
- Programa de terminación de pozos térmicos optimizado en equipos, herramientas y procesos visualizando aplicación rentable.

- Sistema optimizado de producción en caliente por bombeo mecánico (diagnóstico y acciones correctivas).
- Adecuación de instalaciones de producción para el manejo de fluidos calientes.
- Manejo y tratamiento de gases ácidos y emulsiones inversas si existiesen.
- Evaluación de tecnologías en medición de calidad de vapor, aislantes térmicos, sartas de inyección, sistemas sellantes en empaque, zonas estimuladas individual/selectiva, control de arena, sensores de presión, caudales y temperatura.
- Metodología para elaboración del Plan Térmico (Masificación).
- Plan de mitigación de riesgos, con mínimo impacto al medio ambiente.
- Adiestramiento de personal para la Gerencia del cambio de procesos.
- Automatización de todas las operaciones.
- Reducción impacto ambiental por nuevo esquema de construcción de pozos agrupados.

7.4 VISUALIZACIÓN – GUÍA DE REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

1.- Fuentes de suministro agua para generación de vapor (100 Ton/día):

- Pozos productores con alto corte de agua del área y/o áreas vecinas cercanas.
- Acuífero.
- Capas más profundas / someras con alta Sw, buen espesor, continuidad y extensión.
- Caracterización y extensión de las capas con alta Sw / Campos vecinos.
- Recompletar pozo(s) existente(s) en capas con alta Sw.
- Perforar pozo(s) nuevo(s) para producir agua de capas evaluadas como acuíferas.
- Disponibilidad pozos terminados como productores de agua en áreas vecinas cercanas.
- Diseño de pozo productor de agua con esquema para control de arena.

2.- Fuentes de generación de vapor (rangos referenciales):

- Alquiler / compra de dos (2) calderas portátiles de 25 Ton/hr/Caldera, 2500 Psi.
- Alquiler / compra módulos portátiles generar hasta un máximo de 400 Ton/hr, 2500 Psi.

3.- Fuentes de manejo / tratamiento del agua para generar vapor:

- Planta de tratamiento existente en áreas vecinas (línea de agua / sistema de bombeo).
- Alquiler / compra mini-planta portátil tratamiento agua producida por productores de petróleo.
- Alquiler / compra de mini-planta portátil tratamiento agua producida por productores de agua.
- Sistema de filtros para asegurar calidad del agua.
- Construcción de piscina para disposición del agua / des aireación.
- Construcción de sistema de desoxigenación del agua.

4.- Fuentes suministro de energía para calderas / módulos portátiles:

- Uso del gas combustible producido por pozos del área y/o áreas no desarrolladas (futuro cercano).
- Compra de gas combustible otras operadoras del área.
- Uso de combustibles líquidos para la cogeneración de vapor.

5.- Fuentes de suministro/ transporte/ almacenamiento de diluyente:

- Premisa: crudo mejorado entre 16 y 18°API en cabezal:
- Ejemplo para un crudo mejorado a 17° API por cada 500 bpd de petróleo limpio producido: a. -
Nafta a 50° API hasta 200 bpd, b.- Crudo limpio a 30° API hasta 400 bpd y c.-
Crudo limpio a 25° API hasta 650 bpd

6.- Recolección / captura de datos e información:

- Medición por pozo producción en frío / caliente en sitio (separador de prueba, manómetros, etc.).
- Automatización de operaciones para monitoreo a distancia en tiempo real.
- Medición titulación del vapor (calidad) en el generador / cabezal del pozo.
- Medición tasa de inyección, presión, temperatura del vapor generado / exportado en superficie.
- Monitoreo tasa de inyección, perfil de distribución vertical del vapor suministrado a las capas.
- Monitoreo presión y temperatura de capas productoras con instrumentos de fibra óptica.
- Monitoreo de presión / temperatura capas supra / infra adyacentes con instrumentos de fibra óptica.
- Toma muestras en superficie para cambios composicionales del crudo / agua / gas producidos.
- Medición niveles concentración oxígeno / gases peligrosos en el área.
- Medición niveles corrosión equipos / tuberías / líneas de producción / inyección.
- Sísmica 4 D para monitoreo del frente / extensión areal de la capa de vapor en futura ICV.
- Pruebas de compatibilidad sistema roca – fluidos con vapor.
- Análisis viscosidad del crudo en función de temperatura de las capas individuales.
- Pruebas de inyectividad de pozos para estimar capacidad admisión de capas productoras.
- Pruebas convencionales / especiales de núcleos de capas productoras (Sor, Swc, Kr, Ka, Phi).
- Propiedades térmicas del sistema roca – fluidos.
- Pruebas especiales de Kr Vs Sw para ver efectos de cambios de temperatura.
- Pruebas de restauración / flujo extendido para IP / daño / fallas / acuíferos / extensión areal.
- Pruebas compatibilidad del lodo de perforación con el sistema roca – fluidos.

- Pruebas de retorno de permeabilidad para estudio de daño por invasión de fluidos (lodo, vapor).

7.- Equipos / tuberías / accesorios especiales:

- Disposición en mercado local / regional / nacional / internacional.
- Proceso de trámites de adquisición / compra / transporte.

8.- Pozos de observación / muestreo/ SAGD-ICV Futura (ANTES / DURANTE / DESPUES):

- 1/3 distanciamiento entre pozos (50 Metros) cercanos fuente de suministro calor.
- Pozos terminados para inyección continua de vapor corto / mediano plazo, perforados en balance.
- Tuberías de revestimiento / producción alto grado de acero / resistencia a alta temperatura.
- Cementación del pozo desde el fondo hasta la superficie.
- Monitoreo de presión / temperatura fondo / superficie en capas productoras / adyacentes.
- Adquisición núcleos preservados / orientados (sedimentología, geomecánica, Kr, calibración Perfil).
- ✓ Toma de muestra de fluidos en el fondo del pozo para análisis PVT.
- Prueba de restauración de presión / flujo extendido con Nitrógeno.
- Prueba de perfil de distribución de producción por capa con Nitrógeno.
- Pruebas de inyectividad de formación con Nitrógeno.
- Determinar índice de productividad de pozos para optimizar sistema de levantamiento.
- Pozos verticales VS pozos agrupados (arreglos Hexágonos VS Five Spot).
- Pozos tipo slimhole VS pozos con esquema de terminación tradicional / ampliado en diámetro.
- Uso de mallas ranuradas pre empacadas para control de arena.

- Juntas de expansión térmica para control de elongaciones / fallas por calor.
- Empacadura y cabezal de inyección para altas temperaturas.

9.- Pozos productores:

- Perforación arreglo hexágono, en balance, distanciamiento 150 metros (agrupados VS vertical).
- Pozos terminados para inyección continua de vapor en corto / mediano plazo.
- Tuberías de revestimiento / producción bombeo alto grado de acero / resistencia a alta temperatura.
- Cementación del pozo desde el fondo hasta la superficie.
- Uso de mallas ranuradas pre empacadas para control de arena.
- Uso de inhibidores / metales especiales contra efectos de corrosión.

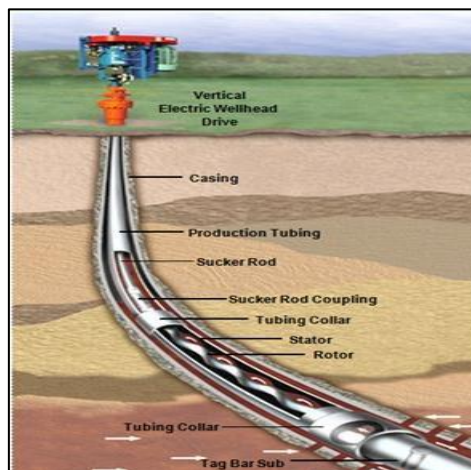
10.- Control ambiental:

- Permisología para operaciones de producción en caliente / manejo de sustancias peligrosas.
- Aseguramiento acuífero.
- Cumplimiento Ordenanzas / Decretos.
- Permisología para construcción piscina de disposición de agua.

7.5 Conceptualización Equipo Levantamiento Artificial – Producción en Frio

A continuación se ofrece una conceptualización preliminar con un estimado de costos clase V de US\$ 160,000.

Figure 47 Componentes Bomba BCP



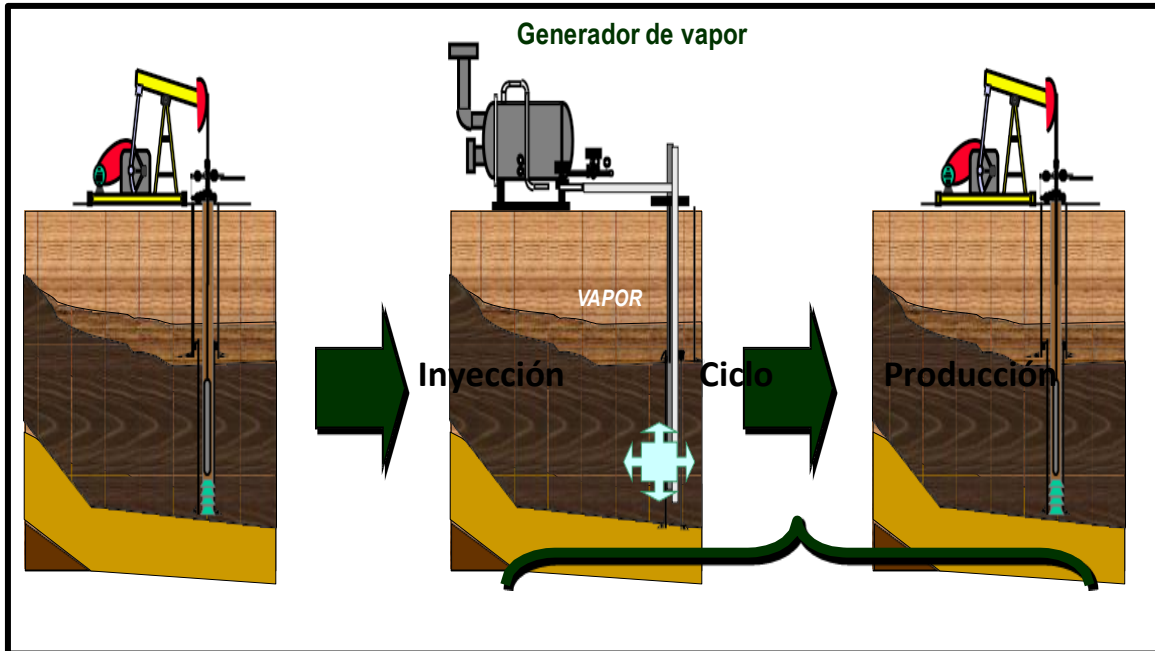
Fuente: <http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2008/10/recuperacin-de-hidrocarburos-por-mtodos.html>

- UIB Tipo BCP30-400 - US\$ 20,000
- Motor Nema B40-60 HP - US\$ 50,000
- VSD 60HP – US\$ 40,000
- Direct Drive Head G-600 - US\$ 20,000
- Sarta Varillas API88 incluyendo centralizadores – US\$ 30,000
- RPM 200-430
- Eficiencia volumétrica 70 a 80%
- Desplazamiento 700 a 1200 BPD
- Elastómero HT, Abrasión, CO₂, H₂S
- Estimado Clase V – US\$ 160,000

7.6 CONCEPTUALIZACIÓN EQUIPO LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL – PRODUCCIÓN EN CALIENTE

El método de recobro térmico seleccionado para el pozo CPO - 1 en el peor escenario es la inyección alterna de vapor a alta presión y alta temperatura a la formación.

Figura 48 Diagrama Explicativo de Un Ciclo de Inyección Alternada de Vapor



Fuente:<http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2007/12/la-importancia-del-petroleo-pesado.html>

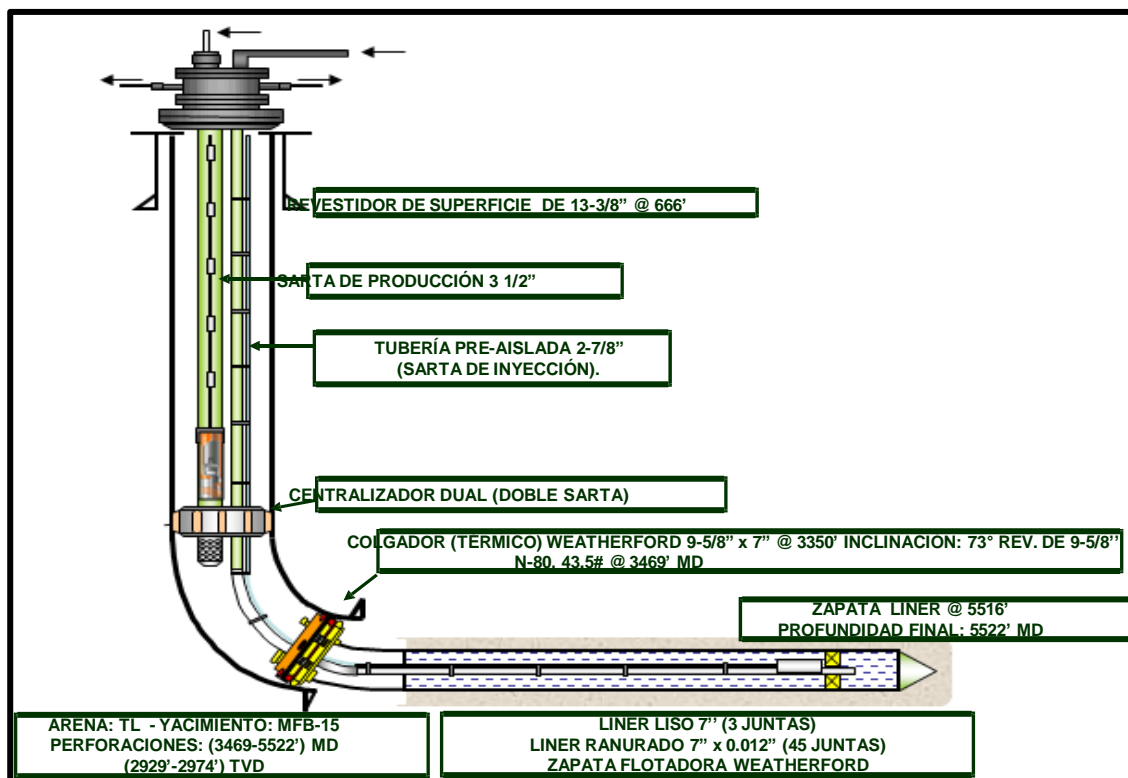
La presión del vapor fractura la arena, mientras el calor reduce la viscosidad del petróleo el cual fluye hacia el hoyo del pozo y luego bombeado a la superficie. Este proceso de inyección producción puede tomar entre unos 120 días hasta 2 años para completar un ciclo completo de estimulación con vapor.

La presión del vapor fractura la arena, mientras el calor reduce la viscosidad del petróleo el cual fluye hacia el pozo y luego bombeado a la superficie. Este proceso de inyección producción puede tomar entre unos 120 días hasta 2 años para completar un ciclo completo de estimulación con vapor.

temperatura en la sección horizontal causando que el petróleo fluya de arriba abajo en el yacimiento donde es producido a través de un completamiento separado ubicada en paralelo a la tubería de inyección (SAGD con dos tuberías) o concéntrica (SAGD con una sola sección concéntrica). El petróleo calentado y con menor viscosidad es bombeado a la superficie.

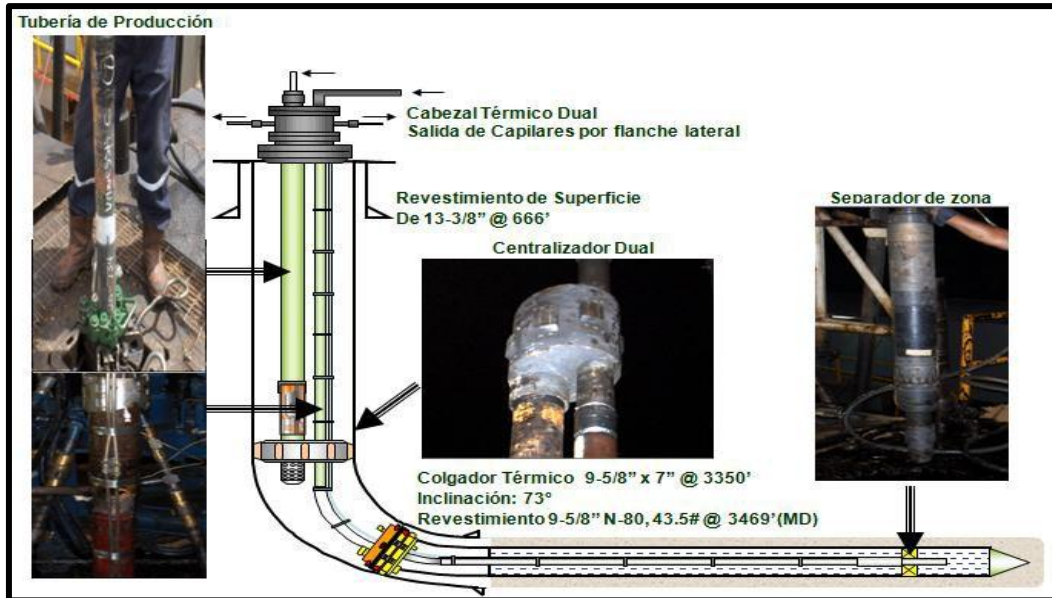
El esquema concéntrico conocido como SW-SAGD y un completamiento típico tomando como referencia el pozo análogo MFB-617 (Bloque Hamaca Faja del Orinoco), se muestra a continuación.

Figure 51 Pozo Análogo MFB-617 SW-SAGD –Bare Venezuela - Subsuelo



Fuente: Adaptado de <http://www.oildrop.org/Info/Centre/Lib/7thConf/19980129.pdf>

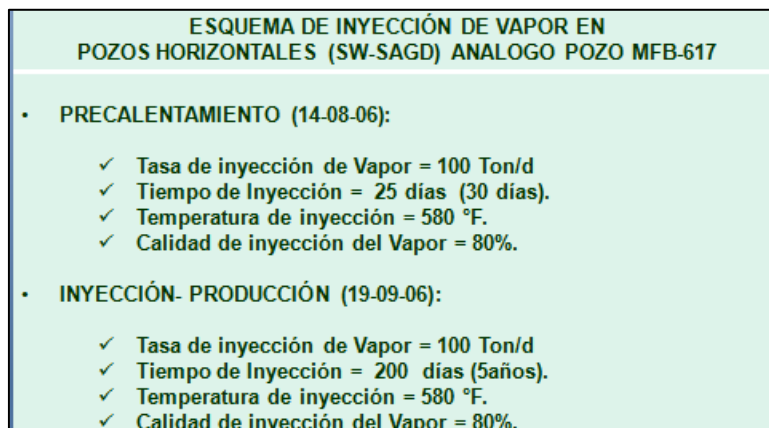
Figure 52 Pozo Análogo MFB-617 SW-SAGD – Bare Venezuela – Completamiento



Fuente: Adaptado Paper SPE 163059-MS

Los resultados de la aplicación de la tecnología SAGD en su versión concéntrica han dado muy buenos resultados y la prueba se realizó con las siguientes especificaciones para las fases de precalentamiento e inyección-producción:

Figure 53 Especificaciones de Operación Prueba SW-SAGD Pozo MFB-617



Fuente: Adaptado Paper SPE 163059-MS

Para esta fase de pruebas con recobro térmico con inyección alterna de vapor así como con SW- SAGD se ha seleccionado un equipo de bombeo mecánico con barras de acero y balancín, cuyos componentes se ilustran en la figura.

Figura 54 Equipo de Bombeo Mecánico Referencial



Fuente: Adaptado Paper SPE 163059-MS

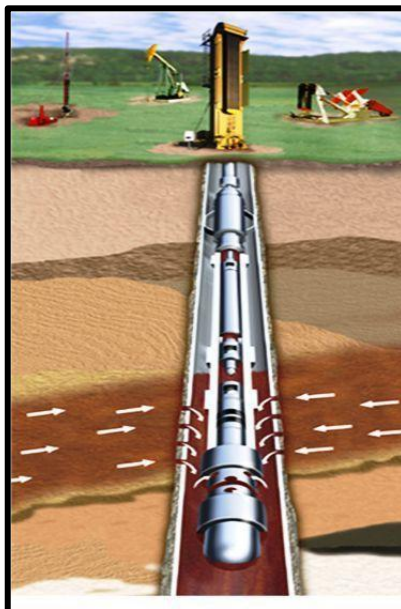
Las especificaciones son las siguientes:

- Unidad UIB tipo neumático A-640-213-168 - US\$ 200,000
- Motor NEMA B50-70 HP - US\$ 50,000
- Variador VSD 70 HP - US\$ 45,000
- Longitud de carrera barra pulida 168 pulgadas

- Tipo de bomba 30-275-RHB-36-4-20 - US\$ 10,000
- Sarta de varillas API88 incluyendo centralizadores - US\$ 30,000
- SPM rango de 5 a 7
- Eficiencia volumétrica de 40 a 70%
- Desplazamiento de 500 a 1000 BPD
- Componentes BBAHT, abrasión, CO2, H2S
- Estimado de costos clase V - US\$ 335,000

Otra opción para el pozo es un equipo rotaflex como el utilizado en el pozo análogo, en este caso la unidad es una RTX-900 ilustrada a continuación.

Figure 55 Unidad Rotaflex



Fuente: www.worldoil.com

Las especificaciones de este equipo se indican a continuación:

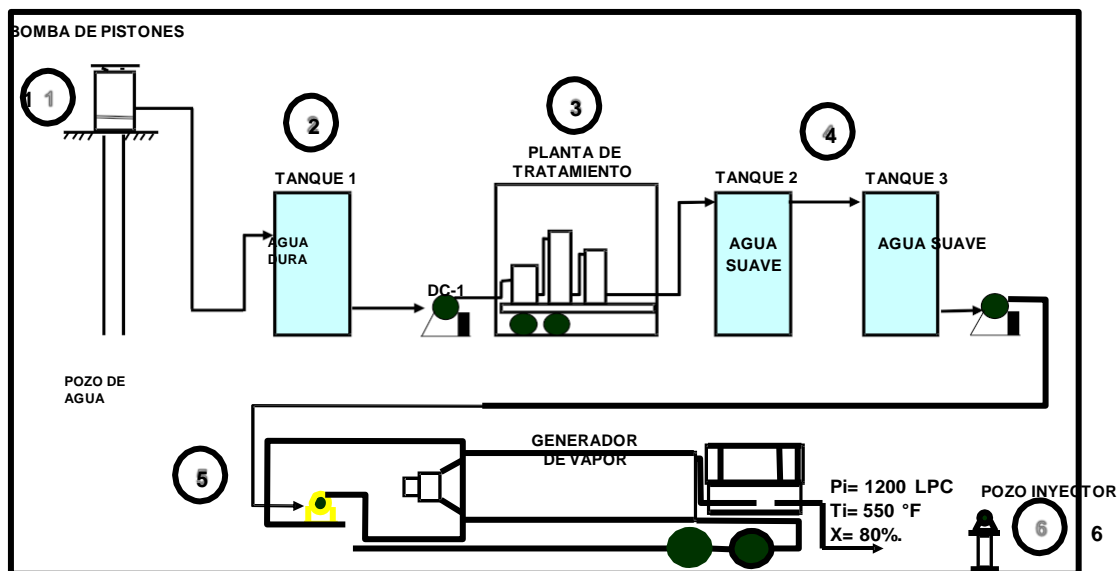
- Unidad UIB tipo Rotaflex RTX 900 - US\$ 300,000
- Motor NEMA B30-50 HP - US\$ 30,000
- Variador VSD 50 HP - US\$ 25,000
- Longitud de bombeo 288 pulgadas
- Tipo de bomba 30-275-RHB-36-4-20 - US\$ 10,000

- Sarta de varillas API 88 incluyendo centralizadores – US\$ 30,000
- Velocidad SPM rango de 2 a 4
- Eficiencia volumétrica de 40 a 70%
- Desplazamiento rango de 500 a 1000 BPD
- Componentes BBAHT, abrasión, CO₂, H₂S
- Estimado de costos Clase V - US\$ 395,000

7.7 CONCEPTUALIZACIÓN EQUIPOS DE SUPERFICIE

El conjunto de equipos requeridos para una facilidad temporal que permita la generación e inyección vapor al pozo se ilustra en el siguiente diagrama.

Figure 56 Equipo Portátil para Generación e Inyección de Vapor



Fuente: El autor

Se requiere una fuente de suministro de agua (1) una opción puede ser un pozo productor con su sistema de bombeo a un tanque (2) desde donde se bombea el fluido para la planta de tratamiento (3) y una vez tratada se almacena (4) lista para ser bombeada a la unidad portátil de generación de vapor (5) y finalmente con las especificaciones (presión, calidad y temperatura) el vapor se envía al pozo inyector (6).

7.8 ESTRATEGIA DEL PILOTO

- Ingeniería y construcción de pozos adaptados al escenario pesimista que requiere recobro térmico.
- Operaciones y mantenimiento de pozos de crudos pesados para evaluar producción primaria en frío hasta recobro térmico.
- Operaciones de superficie en frío y en caliente acopladas con subsuelo minimizando impacto ambiental.
- Monitoreo y control de procesos de recobro y caracterización usando modelos en frío y térmicos del área para futuro escalamiento y evaluación de otras tecnologías.

7.9 PLAN DE EVALUACIÓN - ALCANCE

7.9.1 Evaluar en Frío Inyección de Diluyente en Cabezal y Antes de Admisión de BCP

- Con base en la caracterización de muestras de fluidos de pozos estratigráficos y diluyentes disponibles, establecer el rango de porcentajes de diluyente a utilizar.
- Medir presiones en puntos de la sección horizontal y vertical para obtener los datos que permitan evaluar el efecto de esquemas de inyección de diluyente a ser evaluados.

7.9.2 Evaluar en Caliente con Inyección de Vapor

- Con base en la caracterización de roca y fluidos de pozos estratigráficos y muestras de fondo, establecer el rango de inyección de vapor a realizar.

7.9.3 Reducir Incertidumbres y Mitigar Riesgos

- Analizar la compatibilidad de diluyente y fluidos de la formación.
- Analizar la compatibilidad del diluyente con muestras de roca de la zona objetivo así como de otras zonas potencialmente producibles en el futuro para establecer un diseño de inyección de diluentes como opción para futuras pruebas.

7.9.3 Generar Datos, Información y Conocimiento

- Evaluar la tasa de producción y de recuperación utilizando inyección alterna de vapor.
- Desarrollo de competencias en operaciones térmicas.
- Obtener datos de inversión de capital y costos operativos para futuro escalamiento a otras áreas – uso de ingeniería de costos por actividad.
- Evaluar el potencial térmico de varias zonas y/o configuraciones alternas de pozos.
- Evaluar las estrategias de levantamiento artificial óptimo y completamiento-.
- Desarrollar un plan de gerencia para las siguientes incertidumbres

7.9.4 Reducir Incertidumbres y Mitigar Riesgos

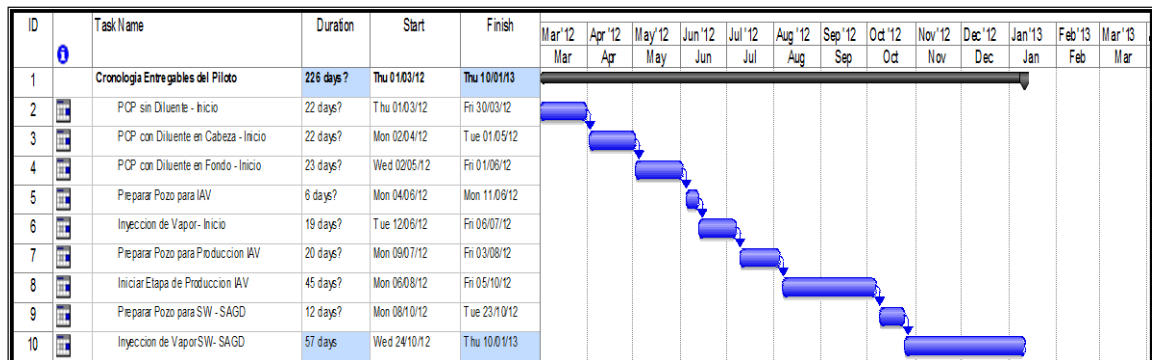
- Calidad del yacimiento y propiedades de fluidos en el área piloto.
- Inyección y configuración óptima de pozos.
- Restricciones del levantamiento artificial.
- Se necesita probarlo en suficiente área y alcanzar niveles de producción mínimos a fin de tener bases sólidas con las cuales se pueda justificar la expansión del proceso térmico al resto del área productiva

7.9.5 Núcleos (Corazones)

- Análisis para estimar el volumen de petróleo original en sitio como insumo para determinar la factibilidad económica de iniciar un proyecto a gran escala de iav o icv.
- Análisis de conductividad térmica y capacidad calorífica de la roca.
- Análisis de arena para optimizar diseño de ranuras en el “liner” para controlar arena.
- Análisis de la permeabilidad medida en núcleos como insumo identificar la presencia de barreras al flujo vertical.

7.9.6 Cronograma

Figure 57 Cronograma del Piloto



Fuente: El autor

7.10 Próximos Pasos

Ejecutar la ingeniería básica y generación de las especificaciones finales para iniciar el proceso de licitación del alquiler y/o compra de los equipos tanto para el piloto como las fases siguientes del primer clúster del bloque CPO.1.

8. EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera es el nivel de factibilidad que permite decidir si la alternativa de inversión propuesta con el proyecto es más rentable con respecto a otra alternativa u otras alternativas de inversión. Para tomar dicha decisión se toma en cuenta la cuantía de los costos de inversión, los costos financieros generados por parte de la inversión que se solicite en financiamiento (si el proyecto es en parte financiado externamente), los costos de depreciación de los activos fijos, los costos de producción (costos de materias primas, insumos o servicios directamente involucrados en la producción, mano de obra directamente involucrada en la producción), los costos administrativos y de nómina, los costos de servicios y los costos de servicios prestados por terceros (outsourcing).

Igualmente se estiman los futuros ingresos por la venta del crudo, considerando el programa de producción y el precio o los precios de venta del crudo. Tanto en la estimación de los costos, así como de los ingresos se utilizan precios de mercado. Con los costos y beneficios identificados y cuantificados y asumiendo un horizonte de tiempo para el proyecto en número de periodos (meses, trimestres, semestres, años) se realiza un balance que permita obtener los flujos netos de caja esperados para cada periodo.

Estos son evaluados a su valor presente mediante algún o algunos criterios de rentabilidad que sirvan de parámetro para tomar la decisión de si el proyecto es rentable financieramente.

Al obtenerse los flujos de efectivo correspondientes se calcula su valor presente neto (VPN), descontados a la tasa que represente el costo de oportunidad del dinero empleado o la tasa mínima fijada por el inversionista como aceptable. El valor del VPN es indicativo del criterio de decisión; si es positivo se acepta la inversión, si es negativo se rechaza. Para conseguir el rendimiento relativo en el

tiempo del dinero invertido se obtiene la Tasa Interna de Retorno (TIR). Se estiman los valores de rentabilidad para tres escenarios P90 (probabilidad del 90% de ocurrencia), P50 (probabilidad del 50% de ocurrencia), y P10 (probabilidad del 10% de ocurrencia).

La evaluación financiera contempla la perforación de un pozo exploratorio en el año 2012; pero para el desarrollo del campo y producir crudo de manera comercial, es necesario la perforación de más pozos de avanzada y de desarrollo que se perforarán en los siguientes años y la cantidad variará dependiendo del escenario que se esté evaluando. También se incluye la perforación de pozos estratigráficos que son más económicos, los cuales se perforan para delimitar el yacimiento y conocer directamente las propiedades petrofísicas de la roca. Igualmente se incluye en la evaluación, la perforación de varios pozos inyectores como “disposal” para el manejo del agua. También la evaluación financiera contempla la construcción de facilidades de producción en los subsecuentes años y la construcción de un oleoducto para el transporte hasta un punto de acopio cercano.

No se hará detalle sobre cada inversión sino que se presentan varias tablas con el resumen de los gastos esperados y de la producción esperada anualmente y se realizará la evaluación financiera teniendo en cuenta todo lo anterior.

8.1 CASO DE NEGOCIO PARTICULAR

Se definió un caso de negocio preliminar con base en una alternativa de desarrollo conceptual, que se genero teniendo en cuenta información de un Campo similar en Colombia, el cual está localizado cerca al bloque CPO y con datos obtenidos de pozos estratigráficos anteriormente perforados. Con la información anterior se estimaron pronósticos de producción de fluidos (agua, gas y aceite) y desarrollo de facilidades para cada escenario del volumétrico que se presenta en la siguiente Tabla (escenarios P90, P50 y P10).

El oil in-place calculado para el prospecto, teniendo en cuenta las propiedades calculadas a partir de la evaluación petrofísica realizada en los pozos del área muestra un estimado de 429 MMstb para el P50.

Tabla 10 Cálculo probabilístico de reservas para el prospecto CPO.

P	Volume (acres feet)	Area (acres)	h (feet)	PHI	(1-Sw)	Bo	NTG	FG	OOIP MMstb	RF (%)	Reserves MMstb
	1920206.030			0.289	0.60	1.0205	0.1910		486	0.15	72
P90	1800000.00			0.22	0.50	1.0100	0.1000			0.1000	
P10	2043674.00			0.36	0.70	1.0300	0.3000			0.2000	
				Mean	P90	P50	P10	P10/P90			
	OOIP			486	231	429	834				
	Reserves			72.14	28.95	61.41	126.21	4.36			

Fuente: El autor

A continuación se resumen las principales premisas que se tuvieron en cuenta para desarrollar el caso de negocio preliminar:

- Estimación de volumétricos STOIP (P90, P50 y P10), ver Tabla 10.
- Estrategia de desarrollo del yacimiento: producción en frío.
- Pronósticos de producción de fluidos (aceite, agua y gas) con base en la producción histórica del Campo Aledaño.
- Desarrollo por *clúster* con 4 y 6 pozos horizontales (~ 1500-2000' sección efectiva horizontal) y 2 pozos verticales de confirmación.
- Producción de fluidos proveniente de las Arenas Basales del Oligoceno.
- Facilidades de superficie: Facilidades tempranas “Early Production Facilities” (EPF) en una etapa inicial; facilidades definitivas centralizadas (CPF) en la fase de desarrollo

definitivo, incorporando las EPF como parte de las facilidades definitivas (optimización de recursos).

- EPF Capacidad: 40 MBFPD (P90) y 60 MBFPD (P50 y P10).
- CPF Capacidad: 90 MBFPD (P90), 180 MBFPD (P50), 230 MBFPD (P10)
- Procesos básicos de facilidades considerados:
 - ✓ Líneas de flujo individual de pozos con medición multi-fásica, interconectadas a línea troncal de producción general.
 - ✓ Separación y recuperación de gas: recuperación de bajos volúmenes hasta donde sea razonablemente práctico y económico. Provisión de tea para quema de pocas cantidades de gas
 - ✓ Colector de recibo de producción general. Enrutamiento de fluidos hacia equipos de procesos de separación agua/ aceite.
 - ✓ Sistema de deshidratación mediante equipos de tecnología mejorada con mayor eficiencia, incluyendo separadores de agua libre (“FWKOs”), tratadores térmicos, tratadores electrostáticos, “gun-barrels”.
 - ✓ Sistema de almacenamiento de crudo limpio, fiscalización y despacho
 - ✓ Sistema de inyección y mezcla de diluyente para transporte y entrega de crudo al oleoducto en especificaciones aceptables.
 - ✓ Sistema de manejo de agua asociada, incluyendo celdas de flotación (“de-oiling”, retención de sólidos), filtros finales de retención de sólidos y aceite remanentes.
 - ✓ Sistema de disposición de agua: posibilidad de vertimiento en etapa temprana, contingente de la licencia ambiental; en etapa de desarrollo se planea inyección para disposición en pozos perforados para tal fin.
 - ✓ Cargadero y medición de crudo: transporte en carro-tanques hasta punto de inyección al oleoducto (Monterrey inicialmente)
 - ✓ Sistemas auxiliares: generación de energía incluido centro de control de motores y tablaros de distribución, sistema de control y automatización parcial de proceso, sistema contra-incendio, pozos abastecedores de agua, etc.
- Diluyente (Nafta) en superficie para transportar crudo por Oleoducto OCENSA

- Transporte
 - Oleoducto: se planea la construcción de un oleoducto entre CPO y Monterrey para empalmar con el oleoducto OCENSA. Dependiendo de escenario de producción será el dimensionamiento.
 - Nafta-ducto: para la dilución del crudo y dejarlo en especificaciones de entrega al oleoducto, se planea la construcción de una estación de bombeo y una línea entre Monterrey y CPO; el dimensionamiento depende del escenario de producción.

Notas:

- a) Como premisa se ha asumido que la producción será en frío utilizando diluyente para transporte; no obstante, se han considerado provisiones para posible inyección de vapor.
- Plan Conceptual de Desarrollo.

El desarrollo del prospecto CPO se llevará a cabo con la perforación del primer pozo horizontal exploratorio dentro del bloque y con la campaña de perforación de pozos estratigráficos, bajo la premisa de un descubrimiento y resultados positivos (técnico-económico) en este pozo, se perforaran 2 pozos: uno horizontal y otro vertical (CPO-1 y CPO-2) que permitirán delimitar el campo. posteriormente se perforaran 5 y/o 10 pozos horizontales, completando 1 y/o 2 clúster según el escenario (sobre CPO-1 y/o CPO-2).

Con estos pozos se desarrollara una etapa temprana de producción, construyendo unas facilidades en superficie con una capacidad entre 40 MBFPD (P90) y 60 MBFPD (P50 y P10), que permanecerán durante 2 años. desde el año 2013 hasta el año 2017 (P90 y P50) y 2019 (P10) se continuara la campaña de perforación de desarrollo, incluyendo otros clúster con sus respectivos pozos de confirmación y pozos para disposición del agua producida. en total 66 pozos horizontales productores (7 clusters de 6 pozos y 6 clusters de 4 pozos), 22 pozos de confirmación y 5/8/12 (P90, P50 y P10) pozos de disposición serán perforados (Ver Figura 48).

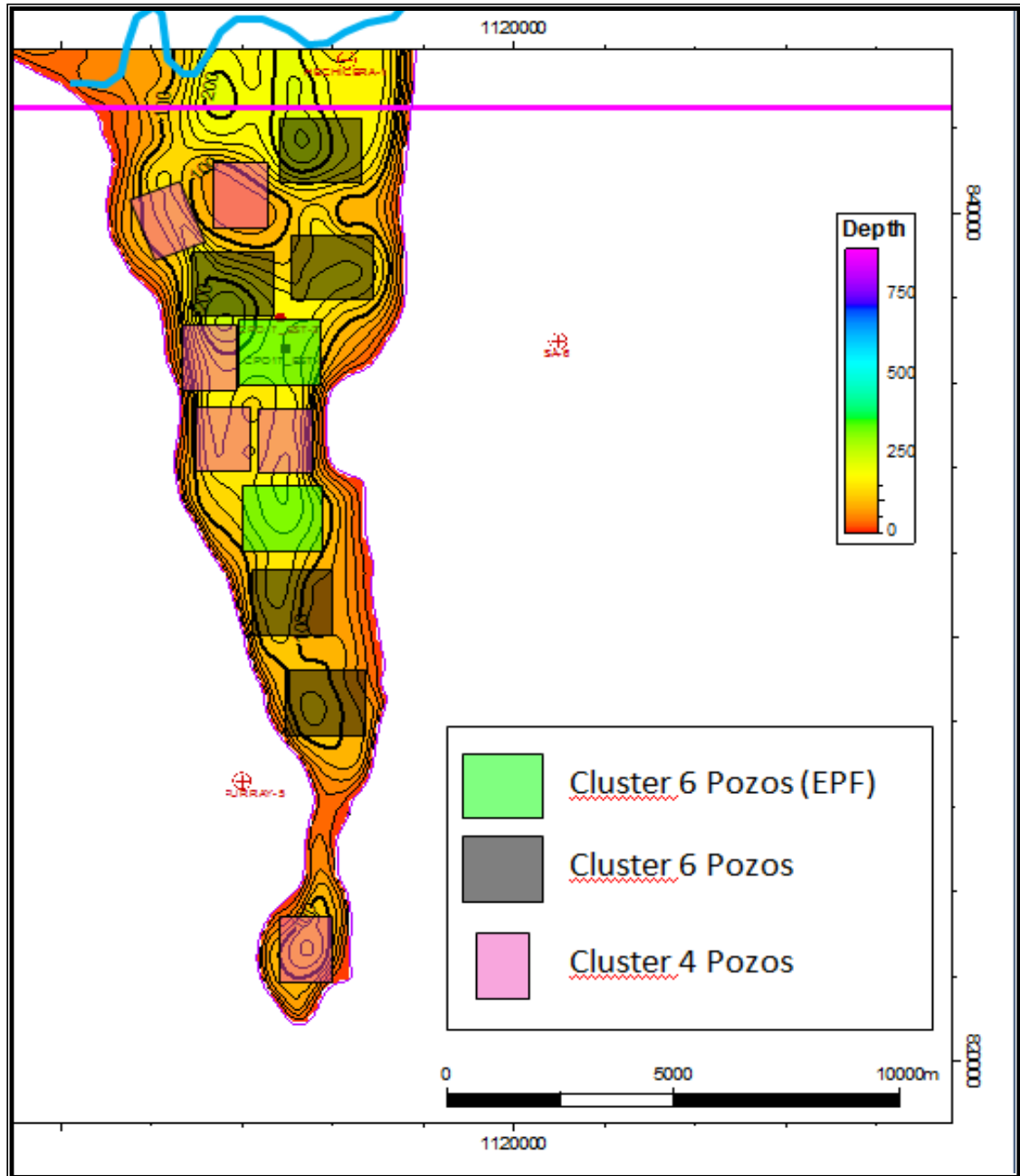
El costo de cada pozo horizontal de desarrollo está en un promedio de mmUSD \$ 4.0, incluyendo perforación y completamiento del pozo (levantamiento artificial PCP (P90, inicio producción 6 meses) y ESP. El costo de obras civiles se estimó en mUSD \$ 600 /ha para las locaciones de los cluster y las vías de acceso.

De acuerdo a este esquema de desarrollo, las producciones máxima estimadas por pozo horizontal están entre 3000, 6000 y 9500 BFPD (P90, P50 y P10). Teniendo una vida útil de producción entre 3 y 4 años. El desarrollo del campo se hará con producción en frío, además se planea la compra de Nafta como diluyente en cabeza, con una relación 1:4 o 1:5 para poder transportar el crudo por oleoducto; inicialmente habrá transporte en carro-tanques desde CPO hasta Monterrey donde se inyectará al oleoducto OCENSA, posteriormente en la etapa de desarrollo definitivo se hará el oleoducto CPO-Monterrey que se conectará a OCENSA

Durante la etapa temprana de producción se construirán las EPF con una capacidad de manejo entre 40 y 60 KBFPD. Durante la etapa de desarrollo definitivo se construirá el CPF con la capacidad de acuerdo con el escenario realista que se tenga.

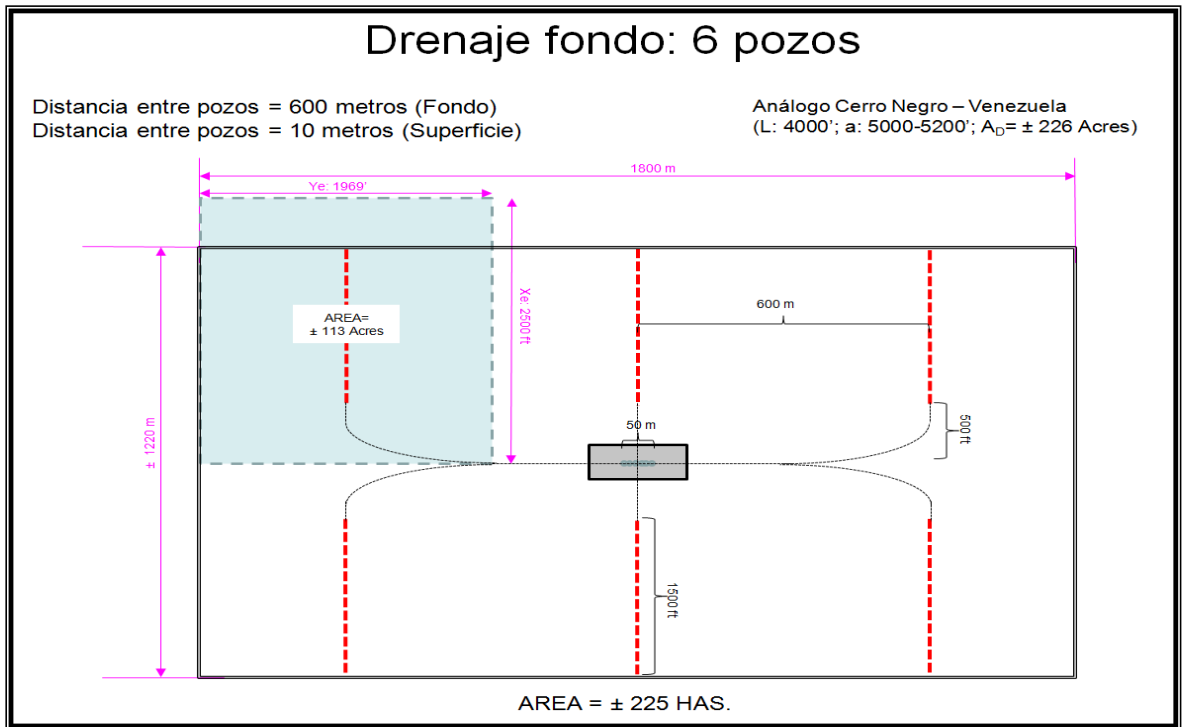
Con este esquema de desarrollo, en total se requerirán inversiones entre mmUSD \$ 540 (P90) y mmUSD \$ 775 (P10), recuperando entre 19 MMBO y 95 MMBO. Con base en las premisas anteriores se hizo un ejercicio económico, estimando un EMV del proyecto de mmUSD \$ 4.3 con un WTI de 60 USD/bl y teniendo en cuenta las condiciones del contrato del Bloque CPO.

Figure 58 Prospectividad Clúster CPO



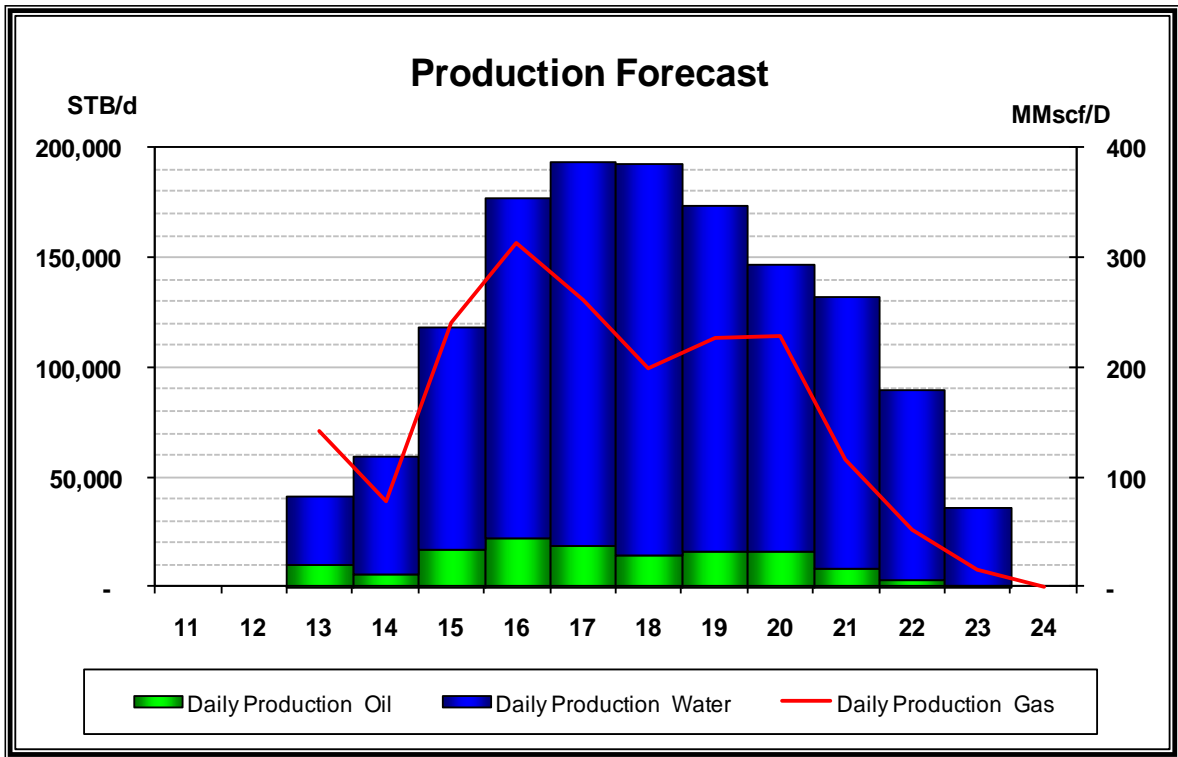
Fuente: El autor

Figure 59 Drenaje fondo 6 pozos



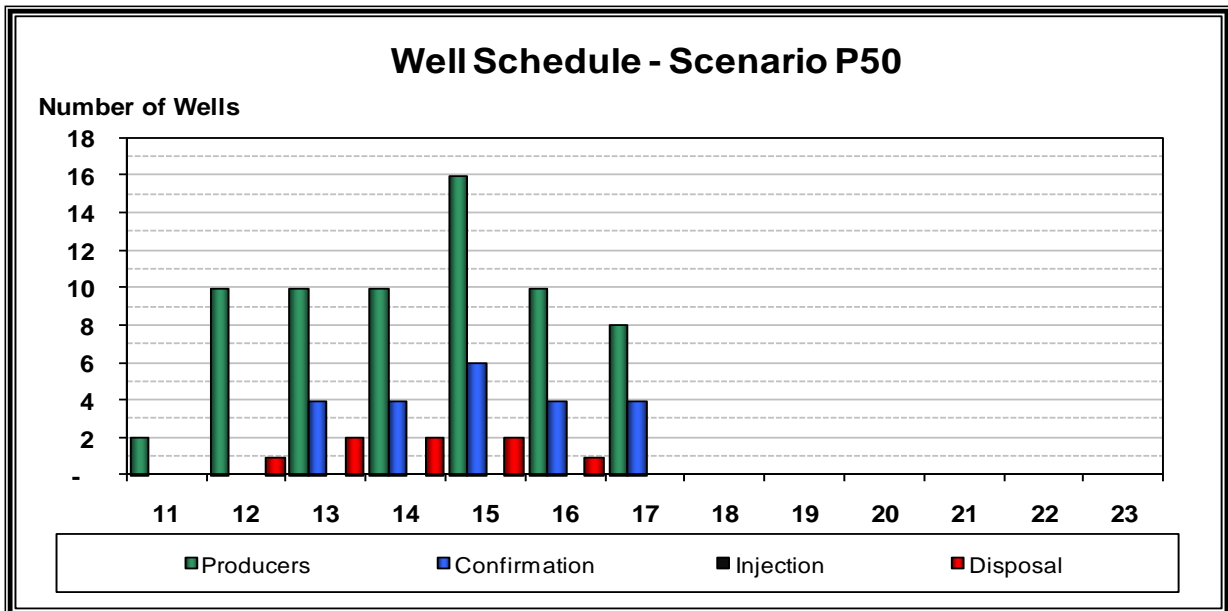
Fuente: El autor

Figure 60 Drenaje fondo 6 pozos



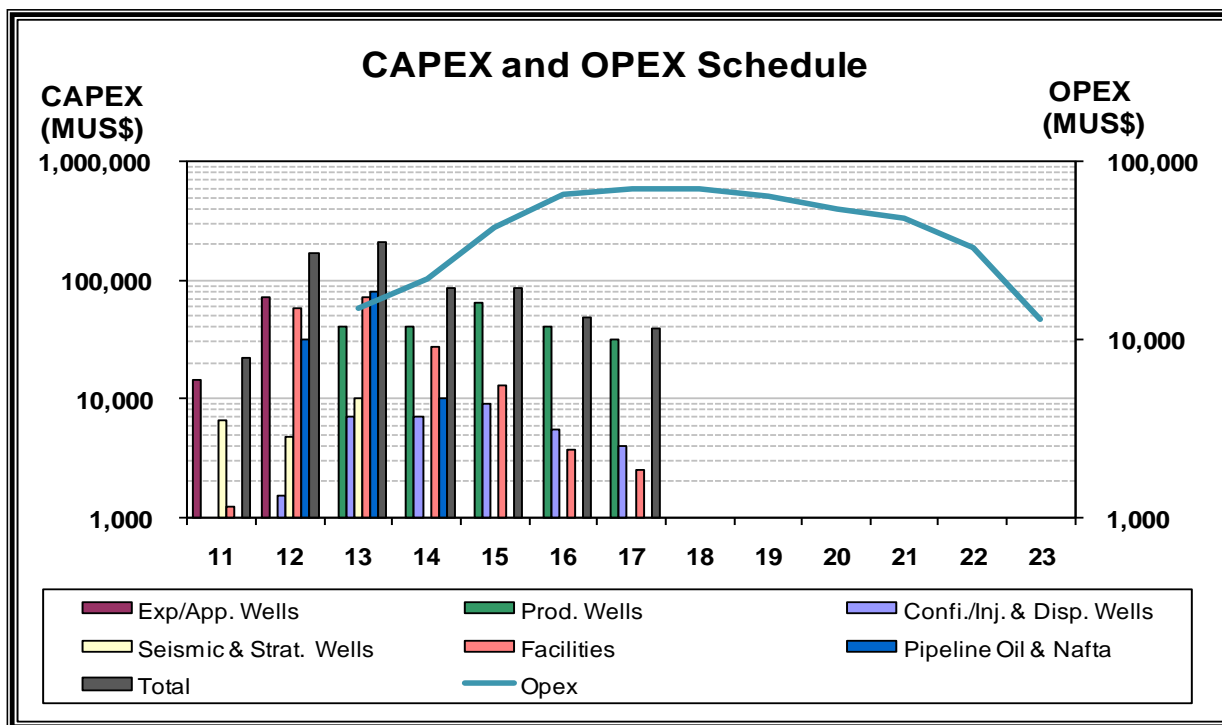
Fuente: El autor

Figure 61 Well Schedule – Escenario P50



Fuente: El autor

Figura 62 CAPEX and OPEX Schedule



Fuente: El autor

8.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA

La tabla siguiente contiene los supuestos utilizados en la valoración del prospecto CPO:

Tabla 11 Supuestos Utilizados en la Valoración del Prospecto CPO

ESCENARIO P10	Valores
WTI	\$ 60,00
Spread	87%
Sales Prices	\$ 51,9
Tax Benefit	0%
Income Tax	33%
Nafta Spread	105%
Cost Nafta	\$ 75,33
Regalias	8%
Ley 756/2002	75%
Tasa Descuento	11,1%

Fuente: El autor

El precio WTI referencia es de sesenta dólares por barril (USD60/bbl), sin embargo se evaluaron escenarios de precio desde 30 dólares por barril (USD30/bbl) hasta cien dólares por barril (USD100/bbl) se estimó un spread del 87 por ciento sobre el precio WTI dadas las características del crudo esperado en el CPO para calcular el precio de venta.

Con base en el plan de desarrollo, este requiere la mezcla de Nafta con el crudo para que este quede en condiciones de transporte y comercialización. La evaluación considera la mezcla de crudo con Nafta en relación de un (1) barril de Nafta por cada cuatro (4) barriles de crudo producido. El costo de la Nafta se estimó en un ciento cinco por ciento (105%) del WTI de referencia, así mismo se estimó un costo de transporte de doce (12) dólares por barriles de la Nafta hasta el CPO.

Las regalías son del ocho (8) por ciento, sin embargo dado que el API del crudo es menor a 10°, la Ley 756 del 2002 permite una deducción del 25%.

La cláusula de precios altos del contrato constituye un precio base de USD44.77/bbl del año 2008, a partir del cual se iniciara el pago de un porcentaje adicional por concepto de precios altos. Este valor se indexa con índice PPI Finished Goods WPUSOP 3000, el cual se ha estimado en 2.4% anual a partir del año 2011.

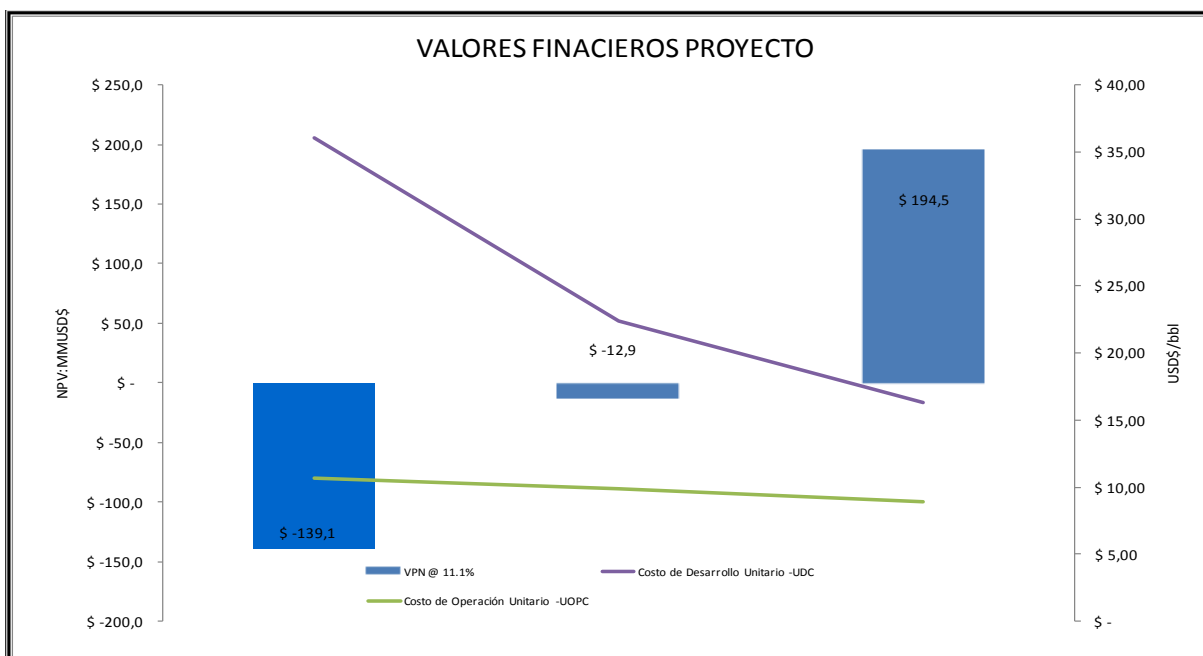
Los resultados de la valoración a un precio WTI de sesenta dólares por barril (USD 60/bbl) derivan unos resultados no económicos para el CPO, lo cual es de esperarse en un proyecto de crudo pesado. (ver **Tabla 12**)

Tabla 12 Resultados Análisis Financiero Prospecto CPO

CPO - ANALISIS FINANCIERO TRES ESCENARIOS						
Resultados	P90		P50		P10	
	\$MM	Unitario	\$MM	Unitario	\$MM	Unitario
VPN @ 11.1%	\$ -139.134.371,6	\$ -7,0	\$ -12.941.082,7	\$ -0,3	\$ 194.527.614,3	\$ 2,0
Reservas (MMbbls)	19,94		\$ 49,96		\$ 96,80	
Rentabilidad del Proyecto-IRR	-0,08		\$ 0,10		\$ 0,22	
Costo de Operación Unitario -UOPC		\$ 10,69		\$ 9,87		\$ 8,92
Costo de Desarrollo Unitario -UDC		\$ 25,40		\$ 12,49		\$ 7,41
Transporte		\$ 10,00		\$ 10,00		\$ 10,00
Nafta		\$ 10,24		\$ 10,30		\$ 10,14
Costo Unitario Total - TUC		\$ 56,32		\$ 42,65		\$ 36,47

Fuente: El autor

Figura 64 Análisis Grafico Financiero Prospecto CPO

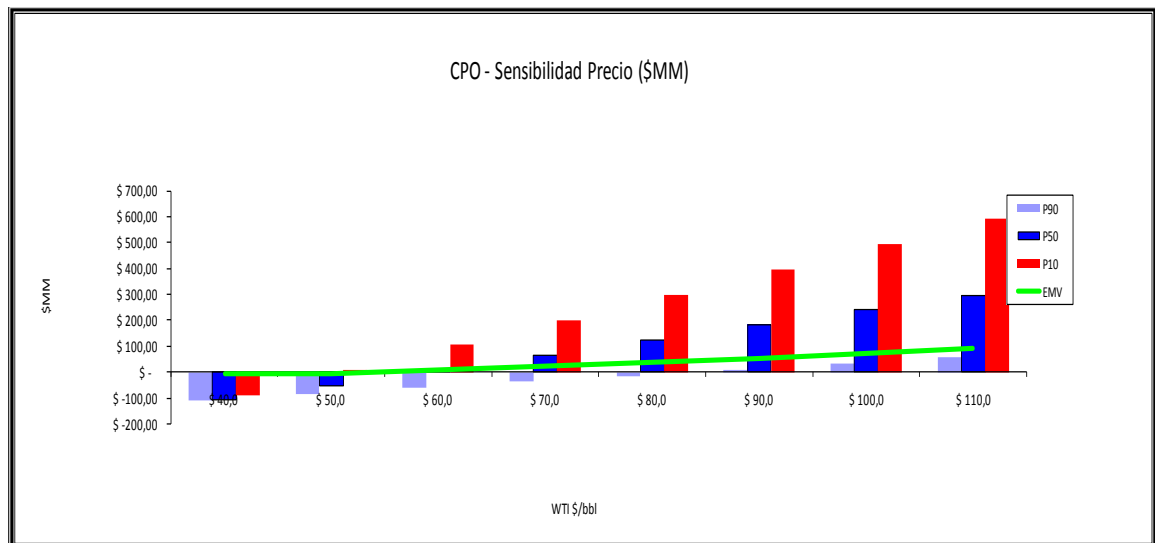


Fuente: El autor

El precio de equilibrio para un EMV (Estimated Monetary Value) de cero (US \$ 0) se estima en cincuenta y cuatro dólares por barril con una probabilidad de éxito del 30%.

El precio mínimo para que el escenario P90 sea económico es de USD 92/bbl, a este nivel de precios el prospecto CPO tiene un EMV de \$88 Millones de dólares. (ver **Fig. 54**).

Figura 63 Sensibilidad Precio VPN P90, P50 y P10 y EMV.



Fuente: El autor

Para realizar el análisis financiero tomamos en cuenta varias variables, con algunos valores supuestos y otros reales, como son el precio del barril de crudo, el precio de venta, el costo de transporte, etc., los cuales definimos a continuación y su abreviación:

Tabla 13 Variables para Análisis Financiero

Variable	Significado	Valor
Petroleo WTI	El es valor del petróleo que se toma como referencia y su sigla significa West Texas Intermediate	US 60 BL
Spread	Es la diferencia entre el precio de compra y el de venta del crudo	86,5 %
Precio de Venta	Es un valor promedio estimado para hacer el análisis, y depende del Spread	US 51,9 BL
Tax Benefit	Un beneficio fiscal es una deducción permitida sobre una declaración de impuestos destinados a reducir la carga del contribuyente, mientras se apoyan ciertos tipos de	0%

actividad comercial		
Income Tax	Impuesto a la Renta y Complementarios	33 %
Transporte Petróleo	Valor de Transportar un barril de petróleo desde cabeza de pozo hasta punto de exportación	US 10 / bl
Transporte Nafta	La Nafta es un hidrocarburo que sirve para diluir crudos pesados. Valor de Transportar un barril de Nafta desde punto de venta hasta el pozo	US 12,33 / bl
Nafta Spread	Diferencia entre el valor de compra y de uso de la Nafta	105 %
Costo de Nafta	Valor de 1 bl de Nafta	US 75,33 / bl
Tasa de Descuento	Es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro y es propia de cada compañía	11,1 %
Regalías	Regalías es el pago que realizan las compañías petroleras al Estado colombiano por explotar los yacimientos de petróleo, un recurso natural no renovable, es decir, que se extingue en el transcurso del tiempo	8 % (escalable)
X	Es una participación en la producción para la ANH, una vez descontadas las regalías	12 %
VPN	Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión	
EMV	Valor monetario Estimado (Estimated Monetary Value)	
FCL	Flujo de Caja Libre	
OPEX	Gastos Operativos	
CAPEX	Gastos de Capital	

Fuente: El autor

8.3 INFORMACIÓN CONTRACTUAL Y FINANCIERA DEL PROYECTO

Tabla 14 Información Contractual del Proyecto

Información Contractual del proyecto			
Fecha Elaboración:	Enero de 2012		
Elaborado Por:	Carlos Gándara		
País	Colombia		
Cuenca	Llanos		
Activo/ Unidad Negocio / Contrato:	CPO - 1		
Campo / Prospecto / Lead:	CPO		
Clase de Proyecto/Reservas:	Exploración		
Nombre Proyecto:	CPO		
Fase del Proyecto	FASE I: Identificación de la Oportunidad		
Firme o Contingente:	Firme		
Tipo Contrato:	E&P ANH		
Posibilidad de Éxito	30%		
Duración Efectiva Contrato E&P:	6 años periodo exploración + 2 años Programa de evaluación + 24 años períodos de producción		
Regalias:	Variable 8%	8	12,00%
ORRI:			
Working Interest Precomercialidad			Total 100,0%
Hidrocarburo Principal:	Aceite		
Información Contractual Relevante	El Contrato CPO-1 se encuentra en la Fase 1 del Periodo de Exploración, la cual tiene como compromiso la perforación de dos (2) pozos exploratorios. Dicho compromiso (1 pozo) será cumplido con la perforación del pozo CPO-1.		
Objetivo General del Proyecto:	Probar recursos prospectivos de gran materialidad		
Objetivo Estratégico al que Contribuye	Adicionar recursos y reservas que garanticen la sostenibilidad		
Factores Críticos de Exito:	1. Probar potencial de producción de hidrocarburos de las arenas basales del oligoceno 2. Reducir incertidumbre del aceite original en sitio		
Supuestos, Reestricciones y Dependencias	Dentro del proyecto existen supuestos como el precio del crudo, las regalias a pagar y otras variables que son necesarias estimar para hacer la evaluación financiera.		
Líder del Proyecto y Equipo Previsto	Carlos Gándara		
Tasa de Descuento:	11,1%		

Fuente: El autor

8.3.1 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P10

Tabla 15 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P10

Escenario P10																													
Año	Producción Diaria					Diluyente	Inyección de Gas	Opex					Costo	Capex						Numero de Pozos				Actividad Sísmica					
	Aceite	Ventas de Aceite	Agua	Gas	Total Fluidos			Nafta	Gas	O&M	Acondicionamiento y Servicio a Pozos	Soporte		Otros	Total	Nafta (Diluyente)	Sísmica & Pozos Estratigraficos	Pozos Exploratorios y de Avanzada	Pozos de Producción	Conf./Inyección & Pozos Disposal	Facilidades de Producción	Oleoducto para Petróleo y Nafta	Total	Productores	Confirmados	Inyectores	Disposal	2D	3D
	stbeq/d	stbeq/d	stb/d	Mscfd	stb/d			stb/d	Mscfd	MUS\$	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	No.	No.	No.	No.	Kms
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.400	54.600	-	1.500	75.700	57.811	178.543	10	-	-	-	1	-	-		
2013	16.190	19.428	16.703	227	32.893	3.238	-	-	-	-	-	12.007	-	10.000	-	24.000	5.000	46.868	119.520	205.388	6	2	-	-	2	-	225		
2014	7.786	9.344	48.410	109	56.196	1.557	-	-	-	-	-	20.514	-	-	-	24.000	6.500	73.898	8.145	112.543	6	2	-	-	3	-	-		
2015	28.868	34.641	109.347	404	138.214	5.774	-	-	-	-	-	50.448	-	-	-	40.000	8.500	6.180	0	54.680	10	4	-	-	3	-	-		
2016	22.509	27.011	174.384	315	196.893	4.502	-	-	-	-	-	71.866	-	-	-	40.000	8.500	6.180	0	54.680	10	4	-	-	3	-	-		
2017	26.457	31.748	178.352	370	204.810	5.291	-	-	-	-	-	74.755	-	-	-	40.000	4.000	6.179	0	50.179	10	4	-	-	-	-	-		
2018	21.280	25.536	224.149	298	245.429	4.256	-	-	-	-	-	89.581	-	-	-	32.000	4.000	5.264	0	41.264	8	4	-	-	-	-	-		
2019	32.809	39.371	191.477	459	224.286	6.562	-	-	-	-	-	81.864	-	-	-	16.000	2.000	1.832	0	19.832	4	2	-	-	-	-	-		
2020	25.994	31.192	223.233	364	249.226	5.199	-	-	-	-	-	90.968	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2021	24.131	28.958	209.625	338	233.756	4.826	-	-	-	-	-	85.321	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2022	19.724	23.669	216.562	276	236.286	3.945	-	-	-	-	-	86.244	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2023	20.480	24.576	166.984	287	187.464	4.096	-	-	-	-	-	68.424	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2024	11.661	13.994	147.321	163	158.982	2.332	-	-	-	-	-	58.028	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2025	4.998	5.997	104.252	70	109.250	1.000	-	-	-	-	-	39.876	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2026	1.959	2.351	70.874	27	72.833	392	-	-	-	-	-	26.584	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2027	347	416	18.653	5	19.000	69	-	-	-	-	-	6.935	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
Total	96,8 MMbl	116,2 MMbl	766,6 MMbl	1 Bcf	863,4 MMbl	19,4 MMbl	0,0 MMbl	-	-	-	-	863,418	-	21,400	54,600	216,000	40,000	222,101	185,475	717,108	64	22	0	12	0	225			
Componente USD\$																													

* Capacidad maxima facilidades 250 MBFPD

** Es la mezcla del aceite de 10-14°API con la nafta, resultando aceite de 18-22°API

*** Costo de pozo incluye completamiento + Perforación- produccion frio, completamiento sencillo (tubing + Bomba ESP)

Fuente: El autor

8.3.2 Producción y Flujo de Caja Escenario P10

Tabla 16 Producción y Flujo de Caja Escenario P10

ESCENARIO P10		Valores													
WTI	\$	60,00													
Spread		87%													
Sales Prices	\$	51,9													
Tax Benefit		0%													
Income Tax		33%													
Nafta Spread		105%													
Cost Nafta	\$	75,33													
Regalias		8%													
Ley 756/2002		75%													
Tasa Descuento		11%													

Año	Produccion (boepd)	Produccion Acumulada (bbbls)	Nafta (BOEPD)	Porcentaje de Nafta en la mezcla	Ventas Prod + Nafta(boepd)	Regalias	Regalias (Boepd)	X %	X (Boepd)	Bracket Precios Altos (\$)	(Q) Precios Altos (%)	(Q) Precios Altos (Boepd)	Ventas Netas (Boepd)	Producción (boe/year)
30/06/2012	-	-	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2013	16.190	5.909.322	3.238	20%	19.428	6,8%	1.107	12%	1.810	0%	0%	-	15.927,3	5.813.459
30/06/2014	7.786	8.751.388	1.557	20%	9.344	6,2%	483	12%	876	0%	0%	-	7.712,0	2.814.876
30/06/2015	28.868	19.288.118	5.774	20%	34.641	7,8%	2.249	12%	3.194	0%	0%	-	28.109,6	10.260.002
30/06/2016	22.509	27.503.864	4.502	20%	27.011	7,3%	1.646	12%	2.504	0%	0%	-	22.031,1	8.041.350
30/06/2017	26.457	37.160.681	5.291	20%	31.748	7,6%	2.013	12%	2.933	0%	0%	-	25.812,7	9.421.635
30/06/2018	21.280	44.927.842	4.256	20%	25.536	7,2%	1.537	12%	2.369	0%	0%	-	20.848,9	7.609.847
30/06/2019	32.809	56.903.172	6.562	20%	39.371	8,1%	2.653	12%	3.619	0%	0%	-	31.845,0	11.623.437
30/06/2020	25.994	66.390.854	5.199	20%	31.192	7,6%	1.969	12%	2.883	0%	0%	-	25.370,1	9.260.101
30/06/2021	24.131	75.198.818	4.826	20%	28.958	7,4%	1.794	12%	2.680	0%	0%	-	23.588,2	8.609.678
30/06/2022	19.724	82.397.994	3.945	20%	23.669	7,1%	1.401	12%	2.199	0%	0%	-	19.348,6	7.062.239
30/06/2023	20.480	89.873.302	4.096	20%	24.576	7,2%	1.467	12%	2.282	0%	0%	-	20.078,5	7.328.639
30/06/2024	11.661	94.129.746	2.332	20%	13.994	6,5%	758	12%	1.308	0%	0%	-	11.514,1	4.202.661
30/06/2025	4.998	95.953.904	1.000	20%	5.997	6,0%	300	12%	564	0%	0%	-	4.960,9	1.810.732
30/06/2026	1.959	96.669.103	392	20%	2.351	6,0%	118	12%	221	0%	0%	-	1.945,0	709.934
30/06/2027	347	96.795.657	69	20%	416	6,0%	21	12%	39	0%	0%	-	344,2	125.623
30/06/2028	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2029	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2030	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2031	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2032	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2033	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2034	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2035	-	96.795.657	-	-	-	6,0%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2036	-	-	-	-	-	-	-	12%	-	-	-	-	-	-
								12%	-	-	-	-	-	-
Total Crudo + Nafta (Bis)		116.154.789			Total									94.694.214
NPV @ 11.1%														

Fuente: El autor

8.3.3 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P50

Tabla 17 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P50

Escenario P50																													
Año	Producción Diaria						Diluyente	Inyección	Opex					Costo	Capex							Numero de Pozos				Actividad Sísmica			
	aceite	Ventas de Aceite	Agua	Gas	Fluidos Totales	Nafta			Gas	O&M	Acondicionamiento y Servicio a Pozos	Soporte	Otros		Total	Nafta Dil.	Sísmica & Pozos Estratigráficos	Pozos Exploratorios y de Avanzada	Pozos de Producción	Conf./Inyección & Pozos Disposal	Facilidades	Oleoducto para Aceite y Nafta	Total	Productores	Confirm.	Inyectores	Disposal	2D	3D
	stbeq/d	stbeq/d	stb/d	Mscfd	stb/d	stb/d			Mscfd	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$		MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	No.	No.	No.	No.	Kms
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.400	54.600	-	1.500	58.719	31.106	157.325	10	-	-	-	1	-	-		
2013	12.097	14.516	17.403	169	29.500	2.419	-	-	-	-	-	10.769	-	10.000	-	40.000	7.000	70.621	81.013	208.634	10	4	-	-	2	-	225		
2014	6.719	8.063	53.281	94	60.000	1.344	-	-	-	-	-	21.902	-	-	-	40.000	7.000	27.571	9.900	84.471	10	4	-	-	2	-	-		
2015	17.207	20.649	100.893	241	118.100	3.441	-	-	-	-	-	43.107	-	-	-	64.000	9.000	12.741	0	85.741	16	6	-	-	2	-	-		
2016	22.385	26.862	155.115	313	177.500	4.477	-	-	-	-	-	64.788	-	-	-	40.000	5.500	3.702	0	49.202	10	4	-	-	1	-	-		
2017	18.639	22.367	174.861	261	193.500	3.728	-	-	-	-	-	70.628	-	-	-	32.000	4.000	2.481	0	38.481	8	4	-	-	-	-	-		
2018	14.211	17.053	178.589	199	192.800	2.842	-	-	-	-	-	70.372	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2019	16.239	19.487	158.061	227	174.300	3.248	-	-	-	-	-	63.620	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2020	16.355	19.627	130.845	229	147.200	3.271	-	-	-	-	-	53.728	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2021	8.231	9.877	123.769	115	132.000	1.646	-	-	-	-	-	48.180	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2022	3.681	4.417	86.319	52	90.000	736	-	-	-	-	-	32.850	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2023	1.108	1.329	34.892	16	36.000	222	-	-	-	-	-	13.140	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-		
Total	50,0 MMbbl	59,9 MMbbl	443,1 MMbbl	1 Bcf	493,1 MMbbl	10,0 MMbbl	0,0 MMbbl	-	-	-	-	493.082	-	21.400	54.600	216.000	34.000	175.835	122.019	623.854	64	22	0	8	0	225			
Componente USD\$																													

* Capacidad maxima facilidades 250 MBFPD
 ** Es la mezcla del aceite de 10-14°API con la nafta, resultando aceite de 18-22°API
 *** Costo de pozo incluye completion + drilling produccion frio, completamiento sencillo (tbq + ESP)

Fuente: El autor

8.3.4 Producción y Flujo de Caja – Escenario P50

Tabla 18 Producción y Flujo de Caja Escenario P50

ESCENARIO P50		VARIABLE												
WTI	\$	60,00												
Spread		87%												
Sales Prices	\$	51,9												
Tax Benefit		0%												
Income Tax		33%												
Nafta Spread		105%												
Cost Nafta	\$	75,33												
Regalias		8%												
Ley 756/2002		75%												
Tasa Descuento		11%												
													100%	
Año	Produccion (boepd)	Produccion Acumulada (bbls)	Nafta (BOEPD)	Porcentaje de Nafta en la Mezcla	Ventas Prod + Nafta(boepd)	Regalias + X %	Regalias (Boepd)	X %	X (Boepd)	Precios Altos	(Q) Precios Altos (%)	(Q) Precios Altos (Boepd)	Ventas Netas (Boepd)	Producción (boe/year)
30/06/2012	-	-	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2013	12.097	4.415.370	2.419	20%	14.516	6,53%	790,2	12%	1.356,8	0%	0%	-	11.939,9	4.358.054,8
30/06/2014	6.719	6.867.829	1.344	20%	8.063	6,13%	411,8	12%	756,9	0%	0%	-	6.660,5	2.431.070,7
30/06/2015	17.207	13.148.508	3.441	20%	20.649	6,92%	1.190,0	12%	1.922,1	0%	0%	-	16.914,3	6.173.729,3
30/06/2016	22.385	21.318.941	4.477	20%	26.862	7,30%	1.634,9	12%	2.490,0	0%	0%	-	21.911,8	7.997.802,7
30/06/2017	18.639	28.122.124	3.728	20%	22.367	7,02%	1.309,0	12%	2.079,6	0%	0%	-	18.300,3	6.679.623,8
30/06/2018	14.211	33.308.982	2.842	20%	17.053	6,69%	950,8	12%	1.591,2	0%	0%	-	14.002,3	5.110.845,8
30/06/2019	16.239	39.236.355	3.248	20%	19.487	6,84%	1.111,3	12%	1.815,4	0%	0%	-	15.975,3	5.830.984,3
30/06/2020	16.355	45.206.083	3.271	20%	19.627	6,85%	1.120,6	12%	1.828,2	0%	0%	-	16.088,0	5.872.102,0
30/06/2021	8.231	48.210.272	1.646	20%	9.877	6,24%	513,8	12%	926,0	0%	0%	-	8.149,0	2.974.391,5
30/06/2022	3.681	49.553.797	736	20%	4.417	6,00%	220,9	12%	415,2	0%	0%	-	3.653,8	1.333.637,3
30/06/2023	1.108	49.958.038	222	20%	1.329	6,00%	66,5	12%	124,9	0%	0%	-	1.099,4	401.265,8
30/06/2024	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2025	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2026	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2027	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2028	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2029	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2030	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2031	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2032	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2033	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2034	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2035	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2036	-	49.958.038	-	-	-	6,00%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
Total Crudo + Nafta (Bls)		59.949.646			Total									49.163.508
NPV @ 11.1%														

Fuente: El autor

CONTINUACION FLUJO DE CAJA Y VALOR PRESENTE NETO ESCENARIO P50

P50													
WTI	\$	60,00											
Spread		87%											
Sales Prices	\$	51,9											
Tax Benefit		0%											
Income Tax		33%											
Nafta Spread		105%											
Cost Nafta	\$	75,33											
Regalias		8%											
Ley 756/2002		75%											
Tasa Descuento		11%											
								Transporte		Working Interest		100%	
Año	Produccion (boepd)	Produccion Acumulada (bbls)	Ingresos (US\$)	CAPEX (\$)	OPEX (\$/boe)	OPEX (US\$)	% Neto de Nafta	Costo Nafta (US\$)	Transporte (US\$)	Depreciacion	Impuestos (US\$)	Flujo de Caja Neto (US\$)	
30/06/2012	-	-	-	157.324.500	-	-	-	-	-	-	-	\$	(157.324.500)
30/06/2013	12.097	4.415.370	226.183.045	208.634.000	2,44	10.768.680	18%	54.715.378	43.580.548	32.440.061	27.943.865	\$	(119.459.426)
30/06/2014	6.719	6.867.829	126.172.571	84.471.000	8,93	21.902.400	17%	30.522.093	24.310.707	22.679.424	8.830.122	\$	(43.863.752)
30/06/2015	17.207	13.148.508	320.416.552	85.741.000	6,86	43.106.500	18%	77.511.172	61.737.293	70.091.942	22.429.983	\$	29.890.604
30/06/2016	22.385	21.318.941	415.085.961	49.202.000	7,93	64.787.500	18%	100.412.413	79.978.027	101.790.066	22.478.925	\$	98.227.096
30/06/2017	18.639	28.122.124	346.672.473	38.481.000	10,38	70.627.500	18%	83.862.676	66.796.238	94.085.795	10.329.087	\$	76.575.972
30/06/2018	14.211	33.308.982	265.252.896	-	13,57	70.372.000	18%	64.166.669	51.108.458	71.902.256	2.542.159	\$	77.063.610
30/06/2019	16.239	39.236.355	302.628.087	-	10,73	63.619.500	18%	73.208.008	58.309.843	82.078.711	8.385.968	\$	99.104.767
30/06/2020	16.355	45.206.083	304.762.093	-	9,00	53.728.000	18%	73.724.240	58.721.020	82.660.100	11.856.482	\$	106.732.351
30/06/2021	8.231	48.210.272	154.370.918	-	16,04	48.180.000	17%	37.343.485	29.743.915	41.777.979	-882.572	\$	39.986.090
30/06/2022	3.681	49.553.797	69.215.774	-	24,45	32.850.000	17%	16.743.816	13.336.373	18.715.909	-4.102.007	\$	10.387.592
30/06/2023	1.108	49.958.038	20.825.696	-	32,51	13.140.000	17%	5.037.892	4.012.658	5.631.257	-2.308.717	\$	943.862
30/06/2024	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2025	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2026	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2027	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2028	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2029	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2030	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2031	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2032	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2033	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2034	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2035	-	49.958.038	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
30/06/2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$	-
Total			\$ 2.551.586.066,29	\$ 623.853.500	\$ 12,99	\$ 493.082.080,00		\$ 617.247.843,20	\$ 491.635.080,21	\$ 623.853.500,00	\$ 107.503.295,75	\$	218.264.267,13
					9,87			10					
NPV @ 11.1%			\$ 1.372.183.307	\$ 478.131.975		\$ 268.530.094		\$ 331.971.767	\$ 264.488.536	\$ 322.978.022	\$ 69.853.977	\$	-12.941.083

Fuente: El autor

8.3.5 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P90

Tabla 19 Inversiones en OPEX y CAPEX – Escenario P90

Escenario P90																											
Año	Producción Diaria					Diluyente	Inyección	Opex					Costo	Capex							Numero de Pozos				Actividad Sísmica		
	Aceite	Ventas de Aceite	Agua	Gas	Total Fluidos			Nafta	Gas	O&M	Acondicionamiento y Servicio a Pozos	Soporte		Otros	Total	Nafta Dil.	Sísmica y Pozos Estratigráficos	Pozos Exploratorios y de Avanzada	Pozos de Producción	Pozos Inyectores y Disposal	Facilidades	Oleoducto para Aceite y Nafta	Total	Productores	Confirmados	Inyectores	Disposal
	stbeq/d	stbeq/d	stb/d	Mscfd	stb/d	stb/d	Mscfd	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	No.	No.	No.	No.	Kms	Kms	
2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.400	54.600	-	1.500	22.672	7.637	97.809	10	-	-	-	1	-	-
2014	3.407	4.089	32.593	48	36.000	681	-	-	-	-	-	13.536	-	-	-	48.000	7.000	36.291	47.200	138.491	12	4	-	-	2	-	-
2015	8.975	10.770	67.525	126	76.500	1.795	-	-	-	-	-	28.760	-	-	-	64.000	7.500	5.327	0	76.827	16	6	-	-	1	-	-
2016	9.068	10.881	74.932	127	84.000	1.814	-	-	-	-	-	31.580	-	-	-	32.000	4.000	3.063	0	39.063	8	4	-	-	-	-	-
2017	7.274	8.728	91.726	102	99.000	1.455	-	-	-	-	-	37.219	-	-	-	32.000	4.000	2.263	0	38.263	8	4	-	-	-	-	-
2018	8.167	9.801	70.916	114	79.083	1.633	-	-	-	-	-	29.731	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2019	6.944	8.333	71.972	97	78.917	1.389	-	-	-	-	-	29.669	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2020	3.712	4.454	58.288	52	62.000	742	-	-	-	-	-	23.309	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2021	1.448	1.737	33.552	20	35.000	290	-	-	-	-	-	13.158	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	19,9 MMbl	23,9 MMbl	187,0 MMbl	0 Bcf	207,0 MMbl	4,0 MMbl	0,0 MMbl	-	-	-	-	213.166	-	21.400	54.600	216.000	29.500	106.508	78.421	506.429	64	22	0	5	0	225	
Componente USD\$																											

* Capacidad maxima facilidades 250 MBFPD

** Es la mezcla del aceite de 10-14°API con la nafta, resultando aceite de 18-22°API

*** Costo de pozo incluye completion + drilling produccion frio, completamiento sencillo (tbg + ESP)

Fuente: El autor

8.3.6 Producción y Flujo de Caja – Escenario P90

Table 20 Producción y Flujo de Caja Escenario P90

ESCENARIO P90		VARIABLE												
WTI	\$	60,00												
Spread		87%												
Sales Prices	\$	51,9												
Tax Benefit		0%												
Income Tax		33%												
Nafta Cost	\$	75,33												
Regalias		8%												
Ley 756/2002		100%												
Tasa Descuento		11%												
100%														
Año	Produccion (boepd)	Produccion Acumulada (bbbls)	Nafta (BOEPD)	Porcentaje de Nafta en la Mezcla	Ventas Prod + Nafta(boepd)	Regalias + X %	Regalias (Boepd)	X %	X (Boepd)	Precios Altos	(Q) Precios Altos (%)	(Q) Precios Altos (Boepd)	Ventas Netas (Boepd)	Producción (boe/year)
01/01/2011	-	-	0,00											
30/06/2011	-	-				8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2012	-	-				8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2013	5.640	2.058.554	1.128	20%	6.768	8%	454,8	12%	622,2	0%	0%	-	5.475,4	1.998.535,4
30/06/2014	3.407	3.302.146	681	20%	4.089	8%	272,6	12%	376,1	0%	0%	-	3.310,1	1.208.174,3
30/06/2015	8.975	6.578.145	1.795	20%	10.770	8%	753,7	12%	986,6	0%	0%	-	8.682,0	3.168.946,4
30/06/2016	9.068	9.887.916	1.814	20%	10.881	8%	762,3	12%	996,7	0%	0%	-	8.770,7	3.201.291,1
30/06/2017	7.274	12.542.750	1.455	20%	8.728	8%	598,4	12%	801,0	0%	0%	-	7.048,9	2.572.850,7
30/06/2018	8.167	15.523.793	1.633	20%	9.801	8%	679,2	12%	898,6	0%	0%	-	7.907,3	2.886.171,8
30/06/2019	6.944	18.058.447	1.389	20%	8.333	8%	569,0	12%	765,0	0%	0%	-	6.732,2	2.457.263,2
30/06/2020	3.712	19.413.328	742	20%	4.454	8%	297,0	12%	409,8	0%	0%	-	3.606,3	1.316.293,9
30/06/2021	1.448	19.941.667	290	20%	1.737	8%	115,8	12%	159,8	0%	0%	-	1.406,3	513.292,3
30/06/2022	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2023	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2024	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2025	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2026	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2027	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2028	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2029	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2030	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2031	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2032	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2033	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2034	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2035	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
30/06/2036	-	19.941.667	-		-	8%	-	12%	-	0%	0%	-	-	-
Total Crudo + Nafta (Bls)		23.930.001			Total									19.322.819
					NPV @ 11.1%									10.992.809

Fuente: El autor

CONTINUACION FLUJO DE CAJA Y VALOR PRESENTE NETO ESCENARIO P90

ESCENARIO P90		VARIABLE															
WTI		\$ 60,00															
Spread		87%															
Sales Prices		\$ 51,9															
Tax Benefit		0%															
Income Tax		33%															
Nafta Cost		\$ 75,33															
Regalias		8%															
Ley 756/2002		100%															
Tasa Descuento		11%															
												Transporte	1000%	Working Interest	100%		
Año	Produccion (boepd)	Produccion Acumulada (bbls)	Ingresos (US\$)	CAPEX (\$)	OPEX (\$/boe)	OPEX (US\$)	% Neto de Nafta	Costo Nafta (US\$)	Transporte (US\$)	Depreciacion	Impuestos (US\$)	Flujo de Caja Neto (US\$)					
01/01/2011	-	-	-	0,00	-	0,00	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2012	-	-	-	97.808.500	-	-	-	-	-	-	-	\$ (97.808.500)					
30/06/2013	5.640	2.058.554	103.723.985	115.976.500	3,01	6.203.855	19%	25.091.611	19.985.353,5	22.111.518,9	10.009.443	\$ (73.542.778)					
30/06/2014	3.407	3.302.146	62.704.244	138.491.000	10,88	13.535.683	19%	15.168.628	12.081.742,6	23.025.265,2	-365.335	\$ (116.207.475)					
30/06/2015	8.975	6.578.145	164.468.319	76.827.000	8,78	28.760.175	19%	39.786.122	31.689.464,1	75.519.214,2	-3.724.597	\$ (8.869.846)					
30/06/2016	9.068	9.887.916	166.147.009	39.063.000	9,54	31.579.800	19%	40.192.210	32.012.911,1	85.966.378,6	-7.789.416	\$ 31.088.504					
30/06/2017	7.274	12.542.750	133.530.952	38.263.000	14,02	37.219.050	19%	32.302.141	25.728.507,1	79.155.120,9	-13.488.376	\$ 13.506.630					
30/06/2018	8.167	15.523.793	149.792.319	-	9,97	29.731.379	19%	36.235.888	28.861.718,5	88.827.551,0	-11.175.192	\$ 66.138.525					
30/06/2019	6.944	18.058.447	127.531.960	-	11,71	29.668.721	19%	30.850.940	24.572.632,1	75.588.692,1	-10.939.178	\$ 53.378.846					
30/06/2020	3.712	19.413.328	68.315.654	-	17,20	23.308.900	19%	16.526.070	13.162.939,2	40.458.399,6	-8.296.416	\$ 23.614.161					
30/06/2021	1.448	19.941.667	26.639.869	-	24,90	13.158.250	19%	6.444.385	5.132.922,8	15.776.859,4	-4.577.941	\$ 6.482.253					
30/06/2022	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2023	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2024	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2025	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2026	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2027	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2028	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2029	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2030	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2031	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2032	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2033	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2034	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2035	-	19.941.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
30/06/2036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	\$ -					
Total			\$ 1.002.854.311,12	\$ 506.429.000	\$ 12,23	\$ 213.165.813,00		\$ 242.597.993,76	\$ 193.228.190,97	\$ 506.429.000,00	\$ -50.347.006,58	\$ -102.219.680,03					
					10,69	10,69		10									
NPV @ 11.1%			\$ 569.322.863	\$ 376.877.420		\$ 125.534.899	\$ 141.586	\$ 137.762.237	\$ 109.736.042	\$ 273.554.260	\$ -21.125.287	\$ -139.134.372					

Fuente: El autor

CONCLUSIONES

1. Se construyó un Plan Conceptual de desarrollo del Bloque CPO con alto grado de incertidumbre en sus resultados por la escasez de la información disponible y por los altos rangos de variación del OOIP, Recursos exploratorios de crudo extrapesado y características del sistema Roca – Fluidos.
2. Con el Mapa Estructural al tope de las arenas basales del Oligoceno y el Mapa Isópaco de estas arenas, fue posible seleccionar dos áreas prospectivas en el Bloque (somera y profunda), y ubicar los Cluster de pozos.
3. Se construyó un Plan Conceptual para perforar, completar y evaluar un pozo Piloto, bajo la metodología denominada VCD (Visualización-Conceptualización- Definición), de un prospecto de crudo pesado que se encuentra en la fase de exploración, para el cual se plantearon los mejores escenarios a futuro para producir arenas de petróleo pesado, teniendo como bases para el plan, la sísmica realizada e información adicional de pozos perforados en el área en el pasado.
4. Se realizó la Ingeniería, conceptual, básica y de detalle para la perforación del pozo piloto, teniendo en cuenta la experiencia obtenida de campos de crudo pesado con características similares a las obtenidas preliminarmente en pozos off sets y la información adquirida de la sísmica disparada.
5. El Tamizado (Screening) para la selección de procesos presenta un alto grado de incertidumbre de la data correspondiente a propiedades del crudo (densidad, gravedad API y viscosidad), registro de presiones y permeabilidad de la roca para las arenas basales someras y profundas del Oligoceno.

6. Se construyeron matrices con índices de definición, complejidad y riesgos con base en datos e información de pozos de campos análogos (Bloques Hamaca y Cerro Negro en Venezuela), para generar datos preliminares, así como la selección de tecnologías para ser utilizadas en la fase de definición y planeación de un proyecto de crudos pesados.
7. La revisión de métodos de perforación, completamiento y producción y de tecnologías ya existentes, permitió seleccionar las opciones más adecuadas para la construcción del pozo y elegir los mejores escenarios para una prueba exitosa de un pozo exploratorio de crudo pesado y también identificar las incertidumbres presentes en este tipo de pozos.
8. Se describieron las diferentes alternativas de completamiento del pozo piloto horizontal desde un escenario optimista hasta el más pesimista.
9. Se construyeron los pozos tipo para las áreas someras y profundas considerando los esquemas de explotación en frío mediante pozos horizontales de la FPO y de esquemas de explotación en caliente de la Costa Oriental del Lago de Maracaibo en Venezuela.
10. Se diseñó detalladamente la perforación y el completamiento de un pozo horizontal, principalmente, de acuerdo a las posibles características del yacimiento y a la gravedad API del crudo, los cuales determinan la complejidad estática y dinámica del mismo. Igualmente, el diseño, se hizo basados en la experiencia adquirida en otros yacimientos de crudo pesado en el mundo.
11. Se analizaron los diferentes matrices para la evaluación del piloto, con las cuales se determinó que se tiene una relativa baja complejidad estática del yacimiento, una alta complejidad dinámica del yacimiento y un índice de complejidad medio en lo que respecta a la perforación y completamiento del pozo.

12. Se describió el proceso de gerenciamiento del proyecto el cual incluyó la misión del proyecto, los objetivos del proyecto, la estructura del trabajo, se identificaron los recursos, se identificaron los hitos del proyecto, los roles y las responsabilidades, el cronograma de entregables y los recursos para el proyecto.
13. Se identificó la estructura de partición del trabajo para la realización de todo el proyecto, el cual involucró la caracterización del subsuelo, el diseño y ejecución de la perforación y completamiento del pozo, la evaluación en seguridad física, salud, ambiental y social, la evaluación de riesgos, la evaluación financiera y por último la evaluación del piloto.
14. Se describió una guía para preparar el plan evaluación del pozo piloto, en el cual se identificaron los objetivos de realizar el piloto y los beneficios esperados, adicionalmente se describió la conceptualización de los Equipos de Levantamiento artificial y los Equipos de Superficie para producción en frio y en caliente.
15. Se utilizó la información del comportamiento de producción y esquemas de completamiento de pozos perforados en Campos de crudo extra pesado de Venezuela como análogos por sus características similares, al comparar estos con las características presentadas por el Bloque CPO.
16. Las tasas de producción inicial esperada de los pozos tipo fue estimada con los modelos analíticos de Darcy para el caso de pozos verticales en frio, Joshi para el caso de pozos horizontales en frio, Boberg y Lantz modificado para los pozos verticales e inclinados estimulados con vapor y Farouk Ali para el “Upside” de SAGD.
17. Se describió una guía de requerimientos funcionales que nos permitieron visualizar: las fuentes de suministro de agua para generación de vapor, las fuentes de manejo y tratamiento de agua para generación de vapor las fuentes de suministro de energía

para calderas, la manera de recolectar los datos e información, los equipos, tuberías y pozos de observación y pozos inyectoros.

18. Se definió que el alcance del piloto es:

- Evaluar en frío la inyección de diluyente en cabezal y antes de la admisión de la bomba de cavidad progresiva.
- Evaluación en caliente con inyección cíclica de vapor
- Reducir la incertidumbre y mitigar riesgos con respecto a los fluidos.
- Generar datos, información y conocimiento.
- Reducir incertidumbres y mitigar riesgos con respecto al yacimiento.
- Recuperación y análisis de núcleos.

19. Con la construcción de 64 pozos horizontales para producción en frío, se espera obtener un recobro de 15,0 % de crudo extra pesado en un lapso de explotación de 24 años.

20. Se definió un caso de negocio particular en el cual bajo el escenario de producción en frío, se evaluó económicamente la viabilidad, teniendo en cuenta los escenarios P90, P50, y P10 durante toda la vida del proyecto, partiendo de las premisas de desarrollo del campo, perforando pozos productores, inyectoros, instalando facilidades de producción, oleoducto para petróleo y nafta.

21. De acuerdo a la evaluación financiera, se determinó que el único escenario viable para el proyecto es el P10, esto bajo las premisas iniciales como el precio del barril a US 60 y teniendo unas reservas de aprox. MM 126 BIs.

22. Para desarrollar la actividad de perforación visualizada en frío, se requiere de inversiones CAPEX de 623 MUS\$ y de desembolsos en costos operacionales OPEX de 493 MUS\$.

23. Se justificó la realización de una prueba piloto de inyección de vapor en forma cíclica como paso previo a la masificación y extensión comercial de este proceso.

24. Aún con el alto grado de incertidumbre se visualizó una gran oportunidad para la aplicación de procesos de recuperación mejorada específicamente procesos térmicos de inyección tales como: inyección alterna (IAV), continua (ICV) y vapor asistido por gravedad (SAGD) en el Bloque CPO dada la comparación con campos que presentan condiciones y características similares.

RECOMENDACIONES

1. Implementar la metodología VCD (Visualización-Conceptualización-Definición) para el gerenciamiento del proyecto. Esta metodología nos permite ir de lo general a lo particular y desde la visualización hasta la ejecución, teniendo en cuenta todos los aspectos necesarios para la planeación y ejecución del piloto a evaluar.
2. Aplicar la experiencia adquirida en otros países productores de crudo pesado, es importante tanto para la planeación como para la optimización en los diseños.
3. Desarrollar el plan de captura de información estratégica en el pozo exploratorio a perforar, con fines de mitigar las incertidumbres de los datos referentes al sistema roca – fluido, y de la arquitectura del yacimiento.
4. Una vez capturada y validada la información del Plan de mitigación de incertidumbre, proceder con el ajuste de parámetros del sistema roca – fluidos, verificar los resultados de los Tamizados y Procesos preliminarmente seleccionados y realizar una Evaluación de Tipo Integral del Bloque CPO.
5. Se recomienda para el piloto, perforar un pozo horizontal que tenga como guía para el posicionamiento los pozos estratigráficos anteriormente perforados, con una longitud mínima de túnel de 1000 ft, terminado en hueco de 8 ½ pulgadas y completado con liner ranurado de 7 pulgadas, con una bomba de cavidad progresiva que permita el manejo de arena.
6. Tener en cuenta el análisis de riesgos realizado, los cuales permiten visualizar y analizar las mejores alternativas de análisis de yacimientos, perforación y producción de este tipo de pozos.
7. Se recomienda evaluar los diferentes escenarios de producción definidos, para mitigar las incertidumbres de los datos previamente cargados en el modelo inicial.

8. Para la visualización del piloto se recomienda analizar a través de matrices, los índices de complejidad estática y dinámica del yacimiento, el índice de definición del yacimiento, el índice de complejidad del pozo y el índice de definición del pozo.

9. Se recomienda realizar la evaluación financiera del proyecto bajo el escenario de producción en caliente para determinar con esa opción la productividad del piloto y determinar si es viable económicamente.

10. Verificar la estrategia y plan de desarrollo y proceder a realizar los pronósticos de producción esperada por los procesos en frío y EOR, y cotejarlos con un modelo económico para decidir su viabilidad rentable de implementación futura.

11. De acuerdo a la evaluación financiera realizada y teniendo en cuenta las premisas iniciales, no se recomienda el desarrollo del bloque bajo el escenario de producción en frío.

12. Considerar el Flujo proceso de decisiones para evaluar la respuesta de producción de los pozos exploratorios a perforar en este Bloque.

BIBLIOGRAFÍA

ALRUMAH M., BIZANTI, M., New choke correlation for sabryiah field Kuwait, SPE 105103. 2007.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, Introduction to Oil and Gas Production. Exploration & Production Department. 1996.

ARELLANO, L., TAYMARA, R., Aplicación de la metodología VCD (Visualización Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación de una localización del Campo Sinco de la unidad de explotación Barinas del Distrito Sur de PDVSA. Universidad Central de Venezuela. 2002.

ARNOLD, K., STEWARD, M., Surface Production Operations. Volumen 1. Gulf Professional publishing, EUA, 2008.

BRAVO O, SANCHEZ M., Gestión Integral de Riesgos, Tomo 1, 3° Edición. Bogotá, Colombia, 2009

BURNETT, D y DANN, M.: "Screening Tests for Enhanced Oil Recovery Projects", SPE-9710, 1981.

ECONOMIDES, M.J., Hill, A.D., Petroleum Production Systems. Prentice Hall, New Jersey. 1994.

EVANS, S., A Modern Approach to E&P Asset, Valuation, Development and Decision Making. Pg: 35-38. Journal of petroleum Technology. 2005.

GARAICOECHEA, F., BERNAL, C., LÓPEZ, O. Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Colegio de Ingeniera Petroleros de México, México. 1991.

GOLAN, M., WHITSON, C.H., Well Performance, second edition. Tapir, Norway. 1996.

GREEN, D. W y WILLHITE, G. P.: "Enhanced Oil Recovery" SPE Text Books, Vol. 6, Texas, 1998.

GUNNAR DE BRUJIN, and Et All. Flexible Cement Improves Wellbore Integrity in SAGD Wells. SPE Paper No 119960. Schlumberger.

GUO, B., GHALAMBOR, A., LYONS, W.C., Petroleum Production Engineering. A computer-Assisted Approach, Elsevier. 2007.

GYPSON Larry and Et All. Hamaca Heavy Oil Project – Lessons Learned and an Evolving Development Strategy. SPE Paper No 78990. Ameriven/Phillips Petroleum Company.

HALLIBURTON-LANDMARK, CasingSeat Training Manual. pp I-5.

HALLIBURTON-LANDMARK, StressCheck,.1 Training Manual, Release 2000

HALLIBURTON-LANDMARK, WellPlan, Training Manual. pp 15, 71 y 147. 2000.

HERRIOT –WATT, Department of Petroleum Engineering, Production Technology I. 2000

KHAN, M.I., Petroleum Engineering Handbook. Gulf Publishing Company, Houston. 2007.

LAKE, L. W.: "Enhanced Oil Recovery" Prentice – All, Inc., New Jersey, 1989.

MOKHATAB, S., POE, W.A., SPEIGHT, J.G., Handbook of Natural Gas Transmission & Processing. Gulf Professional publishing, EUA. 2006.

MOUCHET, J.P. y MITCHELL, A., Abnormal Pressures While Drilling, Elf Alquitaine Edition, 255 pp. 1989.

NOTAS DEL CURSO ADMINISTRACIÓN DE PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN CON LA METODOLOGÍA FEL. IMPARTIDO EN EL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO EN JULIO DE 2009.

PARIS DE FERRER, Magdalena: "Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos", Ediciones Astro Data, Maracaibo, Venezuela, 2001.

PRATS, M.: "Thermal Recovery", SPE Monograph Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1982.

PIZARELLI S.G. & GONZALEZ O.E. Results of Thermal Horizontal Completions with Sand Control in Lake Maracaibo, Venezuela: Case Histories of Horizontal Gravel Packs in Bachaquero 01 Reservoir. PDVSA. SPE Paper 78946.

PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE, PMI. Project Management Body Of Knowledge (PMBOOK GUIDE, Fourth Edition. Pennsylvania), USA. 2008.

SATTER, A y THAKUR, G.: "Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach", PennWell Books, Oklahoma, 1998.

TABER, J. J y COLABORADORES. "EOR Screening Criteria Revisited Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects" SPE 35385, 1997.

TABER, J. J y COLABORADORES “EOR Screening Criteria Revisited Part 2: Applications and Impact of Oil Prices” SPE 39234, 1997.

TABER, J. J y MARTIN, F. D: “Technical Screening Guides for the Enhanced Oil Recovery of Oil” SPE-12069, 1983.

TAREK, A., Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing, Houston. UNAM, Ingeniería de Producción. 2001.

VILLASMIL R., and Et All. Evolution of Drilling Technology in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo: Short Radius, Reentries, Horizontal Wells, and Highly Deviated Wells. PDVSA Petroleum and Gas. SPE Paper No 81030.

WHITE, J.A., CASE, K.E., PRATT, D.B., Ingeniería Económica. Limusa. DF, México. 2001.

ANEXO A Matrices del Pozo CPO – 1

Table 21 Datos e Información al Inicio del proyecto (insumo)

Datos e Información al Inicio del Proyecto (Insumos)						
NOTA: COLOCAR UNA "X" EN LA COLUMNA "REQUERIDO" PARA CONSIDERAR EL INSUMO	Requerido	- Los datos no han sido adquiridos - No se tiene confianza en que serán completados a tiempo.	- Adquisición de datos en progreso. - Serán completados según lo requerido.	- Adquisición de datos ha sido finalizada.	- Análisis suficiente para confirmar que no se requiere data adicional.	Comentarios
INSUMO		Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Sísmica 2D/3D	x			2		
Registros	x	4				
Núcleos	x	4				
Propiedades de los fluidos. Ej. PVT/Impurezas/Composición/Geoquímica	x	4				
Pruebas de pozos/ Pruebas extendidas del reservorio/ PLT's	x	4				
Presiones/RFT/MDT	x	4				
Historias de Producción / Análogos.	x	4				
Otros			3			
				TOTAL	4	(MÁX. 4)

Fuente: El autor

Table 22 Estado de la Definición del Proyecto

ESTADO DE LA DEFINICIÓN DEL PROYECTO						
Tareas	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Resultados	Comentarios
Interpretación de Sísmica	2D ó 3D integrada con control regional y/o pozo descubridor -- Ha sido empleado modelo promedio regional de velocidad.	Se ha usado/desarrollado un modelo local de velocidad -- Se intenta el análisis de atributos --Algún control de pozos esta integrado en la interpretación de sísmica 2D/3D.	Interpretación estructural completa y finalizada -- El mejor modelo de velocidad posible -- Finalizado análisis de atributos parciales -- Se predijo la conformación actual de la estructura durante el proceso de interpretación	Completados todos los análisis de atributos -- Todo el control de pozos esta integrado a la evaluación de la sísmica 2D/3D	1	
Mapas Estructurales, Arena Neta, Propiedades de las rocas y Modelo Geológico	Estan disponibles los mapas de la estructura y los valores individuales de las propiedades de las rocas para las principales capas del yacimiento.	La distribución está mapeada y extrapolada con control de pozos --Está definida la arquitectura básica y geometría del yacimiento.	Completados los mapas isópacos detallados de las capas y los mapas de isopropiedades de las rocas -- Estan definidas las funciones Sw/I. - Modelo geológico 3D disponible.	Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimientos y extrapolado al modelo del yacimiento.	3	
Plan de Perforación	Se ha definido solamente un espaciamento genérico de los pozos de desarrollo	Se han identificado solamente potenciales riesgos someros.	Estan definidas las localizaciones específicas y tipos de pozos.		4	
Análisis de Fluidos y caracterización	Basado en correlaciones regionales, tendencia regional y analogías.	Propiedades de los fluidos determinadas a partir de ensayos en muestras --API, RGP, Presión --Determinación de contaminantes simples por Drager.	Análisis PVT completado -- Análisis composicional finalizado -- Contaminantes identificados.	Todo el análisis de fluidos finalizado -- Incluyendo prueba de separador -- Ecuación de estado cotejada -- Ensayos finalizados.	4	
Bases para el diseño del yacimiento		Múltiples esquemas apropiados y disponibles para analizar el concepto.	Documento de las bases del diseño del yacimiento finalizado e integrado con el concepto sencillo de facilidades.		3	
Definición del mecanismo de empuje	Mecanismo Unico -- Por analogía regional	Se han investigado diferentes alternativas - Se ha evaluado el impacto del acuífero delineado.	Se ha estimado el mecanismo más probable -- Se han corrido casos de sensibilidad para el mecanismo seleccionado -- Acuífero definido y mapeado.	Se ha confirmado el mecanismo.	4	
Definición de compartimientos	No se conoce la compartimentalización -- No incluida en la evaluación.	Limites principales y contactos mapeados y se ha estimado la transmisibilidad.	Compartimientos principales se hallan definidos y mapeados -- Se ha finalizado el análisis de sellos -- Las muestras de fluido han sido confirmadas.	Las pruebas de pozos definen o descartan la existencia de límites.	4	
Perfiles de predicción de producción y reservas	Perfil de producción obtenido por medio de analogías o por alguna herramienta analítica sencilla.	Se usó una celda sencilla ó 2D en la simulación.	Se empleó un modelo de flujo 3D para generar el perfil de producción esperada y la composición se basó en los mecanismos de empuje más probables -- Se realizaron sensibilidades para cada variable con tiempo		4	
Análisis de riesgo e incertidumbre	Estan identificados los principales factores de riesgo y/o incertidumbre y los requerimientos de información asociada.	Se utilizó el valor del análisis de datos/información, para reducir el nivel de incertidumbre -- Evaluación y selección basados en el análisis de riesgo. - Evaluación de tornados disponible.	Distribución de probabilidad de VPN con la identificación y el plan para manejar las variables que ocasionan los valores fuera de rango -- Estrategia de reducción de riesgo disponible para el desarrollo primario y que incluye los riesgos principales	Implementación del proyecto incluye costos y actividades para facilitar el gerenciamiento y seguimiento de la reducción de los riesgos.	4	
TOTAL					3	(MÁX. 4)

Fuente: El autor

Table 23 Restricciones al Iniciar el proyecto

RESTRICCIONES AL INICIO DEL PROYECTO					
Factor	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Descripción (como se aplica a la evaluación de yacimientos)	No todos los asuntos son conocidos, ni las implicaciones para la evaluación del yacimiento han sido totalmente caracterizadas.	Todos los asuntos importantes se conocen y las implicaciones en la evaluación del yacimiento han sido caracterizadas.	Planes desarrollados para mitigar el impacto de restricciones importantes o los planes de evaluación del yacimiento han sido incorporados a los documentos de planificación.	Planes de mitigación y gerenciamiento exitosos en reducir los impactos negativos de las restricciones en los esfuerzos de evaluación del yacimiento.	Comentarios
Regulatorio / Ambiental	4				
Terminos de Licencia/ Requerimientos		3			
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.	4				
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)		3			
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)	4				
Tolerancia al Riesgo	4				
Asuntos resalantes de la estrategia comercial	4				
JOA/socios/ asuntos de la Unidad responsable	4				
Otros					
Otros					
			TOTAL	3,8	(MÁX. 4)

Fuente: El autor

Table 25 Guías para la Medición de la Complejidad Estática

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA										
				Puntuación de la complejidad						
Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja	Media-Baja	Media	Media-Alta	Alta	Resultados	Observaciones / Comentarios
				1	2	3	4	5		
Complejidad Estratigráfica	Complejidad del yacimiento que surge de la compartimentalización inducida por la estratificación y/o la depositación de los sedimentos.	B1 - Superposición de Intervalos del Yacimiento Dentro de un Campo Definido	Número y grado de aislamiento entre zonas del yacimiento.	Un solo intervalo de yacimiento con total comunicación hidráulica (de presión); contactos de fluido comunes.	Dos intervalos de yacimiento superpuestos con comunicación de presión y contactos de fluidos comunes.	Dos o más intervalos de yacimientos superpuestos parcialmente aislados y contactos de fluidos similares.	Dos a tres intervalos del yacimiento superpuestos sin comunicación de presión y contactos de fluido diferentes.	Cuatro o más intervalos del yacimiento superpuestos individuales sin comunicación de presión y con contactos de fluido diferentes	4	
		B2 - Continuidad Vertical	Grado de aislamiento vertical dentro de una zona individual de yacimiento por litologías no permeables.	Ninguna barrera vertical de importancia.	Altamente discontinuo y pocas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Barreras generales y semi-continuas verticales dentro de la zona.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en diferentes unidades de flujo superpuestas.	Las barreras subdividen completamente la zona del yacimiento.	4	
		B3 - Continuidad Lateral	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del yacimiento dentro de una zona individual por litologías no permeables	Ninguna barrera lateral de importancia dentro de la zona o límite de drenaje.	Altamente discontinuo y limitadas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Zona del yacimiento con muchas barreras horizontales de forma tal que crean flujo lateral tortuoso.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en unidades de flujo superpuestas y separadas.	Las barreras subdividen arealmente, por completo, la zona de yacimiento en varios yacimientos separados.	4	
								Total	12,0	
								Promedio	4,0	

Fuente: El autor

Table 26 Guías para la Medición de la Complejidad de la Roca

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DE LA ROCA									
Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Baja	Media-Baja	Media	Media-Alta	Alta		
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD DE CALIDAD DE LA ROCA Magnitud y variación espacial de los parámetros que califican la calidad del reservorio, como: NTG, k, Ø, Sf, Pc, inducidas por procesos deposicionales o diagénéticos.	C1 - Relación Arena Neta - Arena Total (NTG)	Espesor del intervalo petrolífero y no petrolífero dentro del yacimiento; proporción y variación espacial del intervalo petrolífero dentro del yacimiento.	Alta relación arena neta-arena total (>80%) dentro de la zona del yacimiento; el NTG es uniforme a lo largo del mismo.	Moderada a alta relación arena neta-arena total (60-80%); el NTG es algo variable a lo largo del yacimiento.	Moderada relación arena neta-arena total (60-40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (>40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (<40%); el NTG es altamente variable a lo largo del yacimiento.	2	
	C2 - Propiedades de la Roca y Diagénesis	Magnitud y variación espacial de los parámetros de calidad del yacimiento, como k, Ø, Sf y Pc; causada por facies deposicionales o diagénesis.	Uniformidad lateral y vertical de litotipos y de las propiedades del yacimiento a lo largo del campo. Típicamente caracterizado por bajo coeficiente de Dykstra Parsons (<0.5). Ausencia de zonas ladronas.	Variación lateral menor y poca variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten cierta estratificación vertical a la calidad del reservorio.	Variación lateral moderada y menor variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten variabilidad tanto vertical como lateral de la calidad del rese	Moderada variación lateral y vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. De existir zonas ladronas, éstas tienen un impacto significativo en el flujo de fluidos en ciertos pares de pozos o espaciamientos de pozos. Para los carbo	Alto grado de variación lateral y vertical de los litotipos. Típicamente caracterizado por un alto coeficiente de Dykstra Parsons (>0.85). De existir zonas ladronas, éstas presentan continuidad lateral y dominan el flujo de fluidos. Para los carbonatos, l	3	
	C3 - Mineralogía	La mineralogía ocasiona daño a la formación o complica la determinación de las arenas petrolíferas, mediante registros con guaya.	Volumen del yacimiento dominado por una sola mineralogía; fácilmente caracterizable mediante registros con guaya; mínima potencialidad de daño a la formación.	La mineralogía causa problemas menores en la determinación de la Sw y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía causa complicaciones en la determinación de los intervalos petrolíferos por medio de registros con guaya y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía causa complicaciones en la determinación de los intervalos petrolíferos por medio de registros con guaya y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía complica tremendamente la determinación de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y/o causa daños extremos a la formación.	3	
	C4 - Propiedades Mecánicas	Propiedades mecánicas de la roca, tales como compresibilidad y friabilidad.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; rocas resistentes; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento. Compresibilidad (C) en el rango de 3 - 5 E-6 psiE-1.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación medianamente dura; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento.	Las rocas del yacimiento son moderadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación blanda; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento	La roca reservorio es moderada a altamente compactable a las presiones de agotamiento del yacimiento; algo friables; propiedades mecánicas uniformes a lo largo de yacimiento.	Las rocas del yacimiento son extremadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; altamente friables; propiedades mecánicas variables a lo largo de yacimiento. El orden de magnitud de la C) es más elevado que el de una roca dura (ej. 30 E-6 psiE-1.)	3	
							Total	11,0	
							Promedio	2,8	

Fuente: El autor

Table 27 Guías para la Medición de la Complejidad de los Fluidos

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO									
Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	Observaciones / Comentarios
			Baja	Media-Baja	Media	Media-Alta	Alta		
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ASOCIADA A LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN Propiedades de todos los fluidos (líquidos y gases) contenidos en el yacimiento, relacionadas con la complejidad del comportamiento de las fases, propensión a la formación de precipitados y declinación durante la etapa de producción.	D1 - Tipo de Hidrocarburo Líquido	Composición del petróleo y relaciones de presión y temperatura	Crudo liviano (35-45 grados API) con presión de saturación muy por debajo de la presión inicial del yacimiento (>2500 psi) o No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del fluido	Crudos de livianos a medianos (30-35 grados API) con Presión de saturación mucho menor que la presión inicial del yacimiento (2500-1000 psi) o Ligera variación lateral o vertical en la composición del fluido	Crudos medianos (25-35 grados API) con Presión de saturación ligeramente menor que la presión inicial del yacimiento(1000-500 psi) o Alguna variación lateral o vertical en la composición del fluido	Crudo de mediana a baja gravedad API (20-30 grados API) con: Variación lateral o vertical en la composición del fluido o Tendencia a la precipitación de asfaltenos, parafinas	Crudo de baja gravedad y pesado (menos de 20 grados API), alta viscosidad (mas de 30 cp) y pobre movilidad o Crudos más livianos con Alta tendencia a la Precipitación de Asfaltenos, Parafinas	5	
	D1 - Tipo de Hidrocarburo (gas)	Composición de gas y condensados y relaciones de presión y temperatura.	Gas seco con muy bajo rendimiento de condensado (CGR menos de 10 bbl/MMscf) - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del gas.	Gas húmedo con algún rendimiento de condensado y ninguna liberación de líquido en el yacimiento. - Ligera variación lateral o vertical en la composición del gas.	Gas húmedo con moderado rendimiento de condensado (CGR +/- 50 bbl/MMscf) y alguna liberación de líquido en el yacimiento. - Alguna variación lateral o vertical en la composición del gas.	Condensado retrogrado con moderada liberación de líquido en el yacimiento. - Variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo. - CGR mayor de 50 bb	Condensado retrogrado con: - Fuerte liberación de líquidos en el yacimiento - Fuerte variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo - CGR mayor de 200 BBL/MMSCF -	1	
	D2 - Contenido de Componentes Inertes	Cantidad de gases inertes, contaminantes y metales pesados.	Despreciable cantidad de gases inertes y metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Cantidades menores de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ menor de 50 ppm; 1 %mol y menos de 5 ppm H ₂ S. Posiblemente, cantidades menores de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	Moderado contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ alrededor de 50 ppm y 1% mol y H ₂ S poco más de 5 ppm. Posiblemente, algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 % mol, H ₂ S entre 5 y 100 ppm. Posiblemente algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 mol % y H ₂ S mayor de 100 ppm. Posiblemente, un contenido significativo de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	1	
	D3 - Agua de Formación	Tendencia del agua de formación a formar precipitados.	Ninguna tendencia a la formación de precipitados. Índice de producción de escama 1 - 3 y 0 mg/l de precipitado	Precipitación menor de escama o sales durante periodos extensos de producción - Índice de escama 3 - 10 mg/l - Se estima < 100 mg/l de precipitado.	Precipitación moderada de escama o sales, tratamiento rutinario. - Índice de escama 10 - 30 mg/l - Se estima entre 100 - 250 mg/l de precipitado	Pronunciada depositación de escama o sales. - Índice de escama 30 - 50 mg/l - Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la depositación de escamas o sales con limitado potencial de remedio. Índice de escama mayor o igual que 50. Masa precipitada mayor o igual que 750 mg/l.	1	
							Total	8,0	
							Promedio	2,0	

Fuente: El autor

Table 28 Guías para la Medición de la Complejidad de la Energía del Yacimiento

GUÍA PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD ASOCIADA A ENERGÍA DEL YACIMIENTO											
			Puntuación de la complejidad								
Categoría de complejidad y definición		Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja	Media-Baja	Media	Media-Alta	Alta	Resultados	Observaciones / Comentarios	
				1	2	3	4	5			
ENERGÍA DEL YACIMIENTO	Fuentes de energía para el mecanismo de empuje del yacimiento.	E1 - Acuífero Activo	El acuífero proporciona la energía para el empuje de los fluidos del yacimiento.		Acuífero fuerte (volumen acuífero > 100 x volumen yacimiento)	Acuífero moderado (volumen acuífero 20 -100 x volumen yacimiento).	Acuífero débil (volumen acuífero < 20 x volumen yacimiento).	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.	5		
		E2 - Capa de Gas	Presencia de una capa de gas; y las complicaciones de producir dos fluidos.	No hay presencia de capa de gas.		Presencia de capa de gas (relación volumen de capa de gas:volumen zona de petróleo 50:50 en base BOE)		Significante capa de gas (Volumen de gas > 90% en base BOE)	1		
		E3 - Compactación de la Roca	Contribución a la energía del yacimiento por compactación de la roca.	No hay compactación			Significativo empuje por compactación.			1	
		E4 - Energía del Reservorio	Definida como la presión inicial del yacimiento menos la presión de burbujeo.	Alta (> 2500 lpc).	Moderada (2500 - 1000 lpc).	Baja (1000 - 500 lpc).	Cerca de la presión de burbujeo.	Debajo de la presión de burbujeo.		5	
								Total	12,0		
								Promedio	3,0		

Fuente: El autor

Table 29 Guías para la Medición de la Complejidad Dinámica del Yacimiento

GUÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL YACIMIENTO						
Componente del Mecanismo de recuperación	Componentes de la Estrategia de desarrollo del yacimiento					
Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural	Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas	Patrón de Pozos	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional	Completación de Pozos	Restricciones de las Facilidades	Restricciones de Exportación
Inyección de agua en arreglo buzamiento arriba o inyección de gas en arreglo buzamiento abajo creará un pobre frente de barrido.	Inyección de aguas no compatibles con el agua de formación puede originar la deposición de escamas de sulfato de bario. Inyección de aguas puede originar el acidulamiento del yacimiento.	Selección de un patrón de inyección que es inapropiado para la descripción del yacimiento incrementará el índice de complejidad estática del yacimiento.	Pozos horizontales reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos compartimentalizados o naturalmente fracturados.	La selección de la completación del pozo puede reducir el impacto de la heterogeneidad del reservorio.	El diseño de las facilidades puede causar restricciones en el manejo del agua y gas e incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento.	Restricciones en el oleoducto de exportación pueden incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento
El reciclaje del gas en lugar de "desinflar" yacimientos heterogéneos de gas condensado, puede causar irrupción prematura, originando un incremento del índice de complejidad estática del yacimiento.	Inyección de gas a crudos con alto contenido de asfaltenos, producirá precipitación de los mismos.		Pozos inclinados reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos que son finamente laminados o que consisten en un reducido número de capas.	El no cañonear intervalos de alta permeabilidad puede reducir el índice de complejidad estática.	ej. Inyección de agua que contenga finos puede no ser compatible con el yacimiento.	Si un gasoducto no está disponible, la inyección de gas a un yacimiento puede incrementar el índice de complejidad estática.
	Producción de H ₂ S & CO ₂ puede corroer tuberías de bajas especificaciones.			Fluidos de completación incompatibles con el yacimiento pueden causar daño a la formación. Facilidad de acceso para monitoreo e intervenciones a pozos.		Los fluidos del yacimiento deben estar dentro de las especificaciones del oleoducto y/o gasoducto.

Fuente: El autor

Table 30 Matriz Complejidad Dinámica del Yacimiento

MATRIZ DE COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL RESERVORIO										
Categorías de complejidad y factores	Mecanismo de Recuperación	Componentes de la Estrategia Para el Desarrollo de Recursos del Yacimiento						Total (de 7 a 35)	ICEY (de 1 a 5)	Índice de Complejidad Dinámica (ICODY)
		Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas (de 1 a 5)	Patrón de Pozos (de 1 a 5)	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional (de 1 a 5)	Completación de Pozos (de 1 a 5)	Restricciones de las Facilidades (de 1 a 5)	Restricciones de Exportación (de 1 a 5)			Rango: 8 a 40
Valor Promedio por Categoría, Basado en el Índice Estático	Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural (de 1 a 5)									
Complejidad Estructural	3	3	2	2	4	4	4	22,0	1,8	28,0
Complejidad Estratigráfica	3	3	2	2	4	4	4	22,0	4,0	34,0
Calidad de la roca	3	3	2	2	4	4	4	22,0	2,8	33,0
Complejidad de fluidos	3	3	2	2	4	4	4	22,0	2,0	30,0
Energía del Reservoirio	3	3	2	2	4	4	4	22,0	3,0	34,0
Sumatorias	-	-	-	-	-	-	-	110,0	14	159
Factor de complejidad dinámica ICODY	-	-	-	-	-	-	-	22,0	2,7	31,8
	Reduce Complejidad Estática (Efecto Máximo)				1					Rango: 8, 40
	Reduce Complejidad Estática (Efecto Medio)				2					
	No Afecta				3					
	Incrementa Complejidad Estática (Efecto Medio)				4					
	Incrementa Complejidad Estática (Efecto Máximo)				5					

Fuente: El autor

Table 31 Complejidad Estática del Yacimiento

COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO				
Categorías		Resultados		
Complejidad Estructural		Escala de la Complejidad Estructural		
Compartimentalización estructural	3,0	20	16	12
Densidad de fallas	2,0	Alta	Media-Alta	Media
Fracturas naturales	1,0			Media - Baja
Buzamiento del reservorio	1,0			Baja
PROMEDIO	1,8			
TOTAL	7,0			
Complejidad de calidad de la roca		Escala de la Complejidad de la Roca		
Relación arena neta-arena total (NTG)	2,0	20	16	12
Propiedades de la roca y diagénesis	3,0	Alta	Media-Alta	Media
Mineralogía	3,0			Media - Baja
Propiedades mecánicas	3,0			Baja
PROMEDIO	2,8			
TOTAL	11,0			
Complejidad de los fluidos de la formación		Escala de la Complejidad de los fluidos		
Tipo de hidrocarburo (líquido)	5,0	20	16	12
Tipo de hidrocarburo (gas)	1,0	Alta	Media-Alta	Media
Contenido de componentes inertes	1,0			Media - Baja
Agua de formación	1,0			Baja
PROMEDIO	2,0			
TOTAL	8,0			
Complejidad Estratigráfica		Escala de la Complejidad Estratigráfica		
Superposición de los yacimientos (en un campo)	4,0	15	12	9
Continuidad vertical	4,0	Alta	Media-Alta	Media
Continuidad lateral	4,0			Media - Baja
PROMEDIO	4,0			Baja
TOTAL	12,0			
Energía de empuje del Reservorio		Escala de la Complejidad de los fluidos		
Acuífero activo	5,0	20	16	12
Capa de gas	1,0	Alta	Media-Alta	Media
Compactación de la roca	1,0			Media - Baja
Energía del reservorio	5,0			Baja
PROMEDIO	3,0			
TOTAL	12,0			
TOTAL	(Índice Complejidad Estática)	13,5	(máx. 25)	
ICOEY		2,7	(rango: 1 a 5)	
TOTAL	(Índice Complejidad Dinámica)	159,0		
ICODY		31,8	(rango: 8 a 40)	

Fuente: El autor

Table 32 Matriz de Construcción de Pozos – Índice de Definición del Pozo (IDEPO)

MATRIZ FEL DE CONSTRUCCION DE POZOS - INDICE DE DEFINICIÓN DEL POZO (IDEPO)					
TAREA	SELECCIÓN (4)	PRIMARIA (3)	PRELIMINAR (2)	DEFINITIVA (1)	Resultados
DEFINICION DE POZO	PROGNOSIS GEOLOGICA - COORD. SUP. Y FONDO - OBJ. PRIM Y SECUNDARIOS - TOPES ESTRATIGRAFICOS	- GRAD. PRESION PORO - GRAD. PRESION FRACTURA - CARACTERISTICAS LITOLOGICAS	- GEOMECANICA REGIONAL - BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS	- GEOMECANICA LOCAL - PROGRAMA DE NUCLEOS	4
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	- LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO)	- LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO) - TEAM PRINCIPAL Y ESPECIALISTAS	- TEAM PRINCIPAL DEFINIDO MAS ACUERDO DE PARTICIPACION PARCIAL DE LOS ESPECIALISTAS	- TEAM COMPLETADO, VIRTUALMENTE AUTOSUFICIENTE, SE TIENE EL COMITE GUIA IDENTIFICADO Y COMITE DE REVISION DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DE LOS PROCESOS ESTABLECIDO.	3
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- TECNOLOGIA CONVENCIONAL O DE RUTINA	- IDENTIFICACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION	- ANALISIS DE RIESGO CONCLUIDO	3
ANALISIS DE CONCEPTO TALADRO	- DISPONIBILIDAD LOCAL. - LOCALIZACION CONVENCIONAL	- DISPONIBILIDAD DE MERCADO - REDISEÑO DE LOCALIZACION	- ACCESO A LOCALIZACION Y FACILIDAD DE MUDANZA.	- PLAN DE MUDANZA. - OPCIONES DE TALADROS IDENTIFICADAS	2
DISEÑO DE TALADRO	- CARACTERISTICAS BASICAS (POTENCIA MALACATE Y BOMBA) - CAPACIDAD ESTRUCTURAL TIPO, DIAMETRO Y PRESION BOPS	- EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS SISTEMA DE FLUIDO - EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	- TOP DRIVE. - DETECTORES DE GASES. - IDENTIFICADO TIPO DE TALADRO (POTENCIA, CAPACIDAD, AUTOMATIZACION, CAPTURA DE DATOS, SISTEMA DE MANEJO EFLENTE)	- ANALISIS TALADRO, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS REQUERIDO V.S. DISPONIBLE -EQUIPO OPTIMO (TALADRO, COILED TUBING, SNUBBING)	2
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	- NO POSEE CERTIFICACION			- SE TIENE CERTIFICACION A VALIDA POR ESPECIALISTAS (MODU, SEA WORTHINESS)	1
DATOS POZOS VECINOS	- PESO Y TIPO DE LODO (MINIMO Y MAXIMO) - DIAMETRO DE HOYO - PUNTO DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES	- PROBLEMAS OPERACIONALES ESTABILIDAD DE HOYO (MECANICA, QUIMICA) - REGISTROS ELECTRICOS	- PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACION (LEAK OFF TEST) - ANALISIS DE NUCLEO	- DAÑO DE FORMACION. - DIAMETRO PORAL - VENTANA OPERACIONAL DE LODO	4
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE POZO	- PROGRAMA DIRECCIONAL - SELECCION DE MECHAS - SELECCION DE BHA - DISEÑO DE LODO Y CEMENTO - DISEÑO DE REVESTIDORES SEGUN EXISTENCIA)	- EXPERIENCIA DE TERCEROS EN DISEÑO DE REVESTIDOR, CEMENTACION, BHA, LODO, ETC.	- DISEÑO DE REVESTIDOR MEJORADO - DISEÑO DE BHA - DISEÑO DE CEMENTACION - ANALISIS DE TENDENCIAS (WOP, RPM, TORQUE Y ARRASTRE)	- MAGNITUD Y DIRECCION DE ESFUERZOS - TRAYECTORIA OPTIMA - ANALISIS ANTICOLISION - SIMULACION DE CEMENTACION - DISEÑO OPTIMO DE FLUIDO - BIT WALK TENDENCY - ANALISIS DE TORQUE Y ARRASTRE - SWAB AND SURGE - ANALISIS DE VIBRACION Y VELOCIDAD CRITICA DE SARTA.	4
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	- PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA - DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA	- COMPLETACION AJUSTADA A: MUESTRA DE FLUIDO, API, RGP, PRESION Y ALGUNOS CONTAMINANTES - ALGUNOS ACCESORIOS IDENTIFICADOS	- COMPLET. AJUSTADA A: PVT, COMPOSICION, CONTAMINANTES ACCESORIOS IDENTIFICADOS (CAMSAS, EMPACA DURAS, MANDRILES, NIFLES, BOMBA ELECT. SUMERG, ETC - ACCESORIOS DE MONITOREO IDENTIFICADO.	- ECUALACION DE ESTADO DEFINIDO. ACCESORIOS DE MONITOREO DEFINIDOS. - MODELO DE COMPLETACION FINAL (INCLUYE CABEZAL DE PROD. O INYECCION)	4
INTERFASES OPERACIONES	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO. COMUNICACION INFORMAL ENTRE INGENIERIA Y OPERACIONES, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA	- ROLES Y RESPONSABILIDADES DEFINIDOS	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA.	- MESA DE TRABAJO ESTABLECIDA Y OPERANDO	4
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	- NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO			-PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO	1
ACUERDOS COMERCIALES, CONVENIOS, CONTRATOS, ETC	- NINGUNO FINALIZADO	- ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS	- A DECLARADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.	- TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS	1
				TOTAL	2,8

Fuente: El autor

Table 33 Índice de Complejidad del Pozo (ICOP)

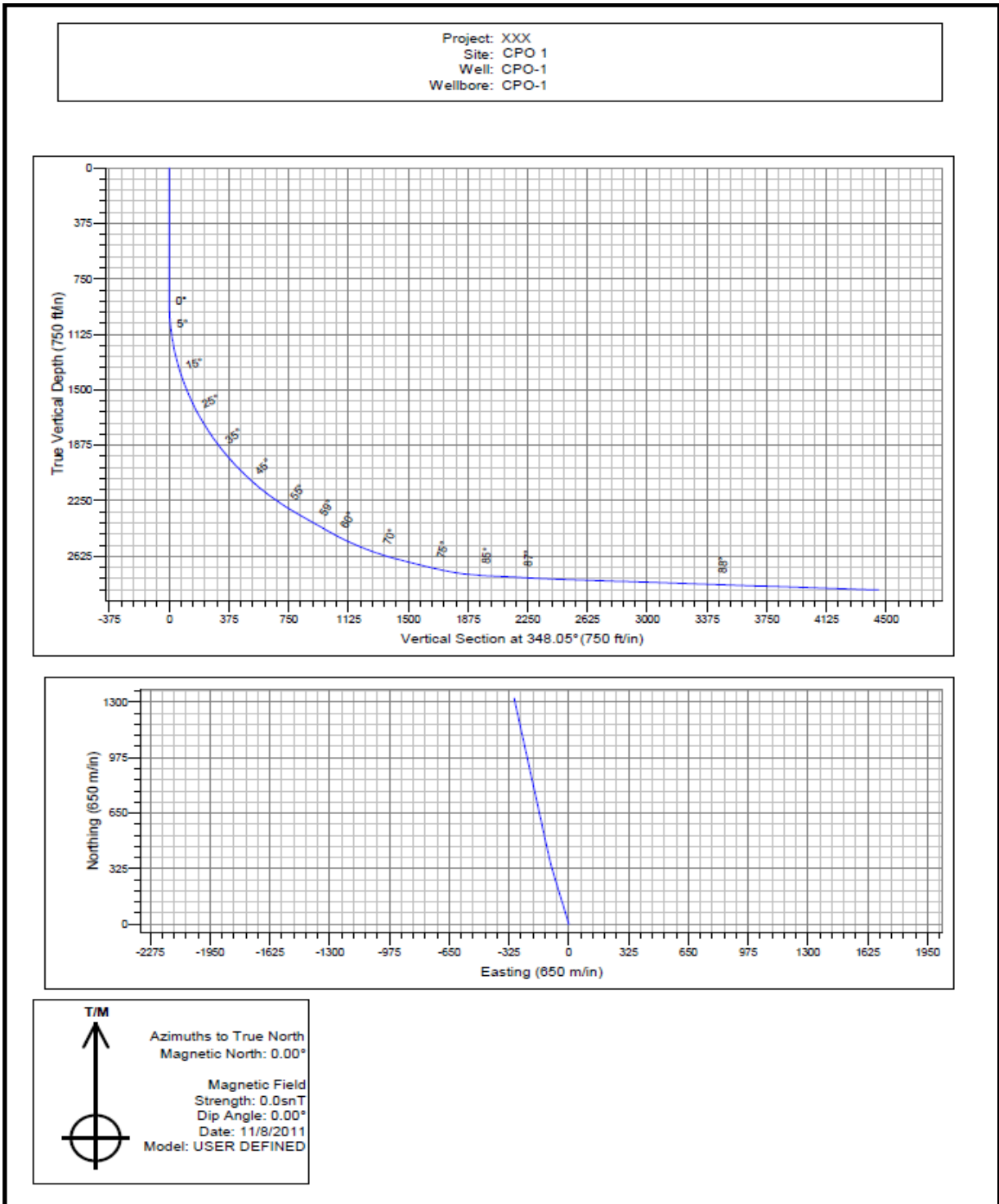
INDICE DE COMPLEJIDAD DE POZO (ICOP)										
1.- Introducir Datos Básicos de Loc-Pozo a la derecha de estas instrucciones 2.- Analizar y Valorar los 30 factores de complejidad mencionados abajo usando el rango (0 - 6) explicado en la guía 3.- Por cada línea, introduzca en las celdas verde claro(columna k), la respuesta más apropiada. 4.- Donde el factor requerido es un término cuantitativo, introduzca en la celda verde claro (columna j) el valor apropiado 5.- Complete las celdas verde claro en la sección de "Respuestas del Pozo" ubicada en la parte inferior de la tabla de los factores de complejidad 6.- Guarde el archivo								Nombre Localización-Pozo		
								Nombre del Proyecto		
								Tipo Pozo (Exp,Avz, Desarj)		
								Posición Pozo Secuencia		
								Localización		
GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL PROCESO DE PERFORACIÓN										
Factor de Complejidad	Descripción de Factor de Complejidad	Puntuación de la Complejidad							Puntuación	Resultados
		0	1	2	3	4	5	6		
Riesgos de la Perforación - Condiciones de Subsuelo										
1	Riesgos de la Perforación - Infilzo de Fluidos de Formación	SIN FLUIDOS (GAS) SUPERFICIAL ADVERSO	< 2% H2S, CO2, INFLUJO DE AGUA SALADA (CAG2)	>2% CO2	INFLUJO DE AGUA SUPERFICIAL	H2S > 2%	GAS SUPERFICIAL	GAS SUPERFICIAL SEVERO	0	0
2	Geología - Tipo de Roca de Formación	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 O MÁS ARCILLA/CARBÓN REACTIVA O UNA FORM. REACTIVA. > 3000'			1	2
3	Domo Salino	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250°F O >6000'		DOMO SALINO > 250°F O >10000'			0	0
4	Fracturas Naturales, Fallas, Zonas de Baja Presión			PERDIDA DE FILTRADO		PERDIDA DE CIRCULACIÓN		PERDIDA DE CIRCULACIÓN SEVERA	2	3,2
5	Tectónica	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				0	0
6	Ventana Operacional: Peso de Lodo vs. Gradiente de Fractura	> 1.5 LPG		1.0 A 1.5 LPG		< 1.0 LPG		<= 0.5 LPG	0	0
7	Máxima Presión Anticipada	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		0	0
8	Cambios en el Perfil de Presiones (No. De Casing Includiendo Conductor)	<4	4	5	6	7	8	>8	0	0
9	Temperatura	< 225°F	225°F A 275°F	275°F A 350°F	> 350°F				0	0
10	Máximo Densidad del Fluido de Perforación - Rehabilitación	< 10.0 LPG	10.0 A 12.5 LPG	12.5 A 15.5 LPG	15.5 A 18.5 LPG	18.5 A 21.0 LPG	> 21.0 LPG		0	0
11	Diferencial de Presión: Presión de Poro vs. Peso del Lodo	< 1000 LPPC	> 1000-2000 LPPC O < 0 - 2000 LPPC	+/- 2000 - 3000 LPPC	+/- 3000 - 4000 LPPC	+/- 4000 - 5000 LPPC	> 5000 LPPC		0	0
RESULTADO RIESGOS DE PERFORACIÓN -->									0,3	5,2
INTERFASE DEL YACIMIENTO										
12	Equipo de Completación (No. de Componentes)	2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	> 10		1	2,6
13	Adquisición de Datos: Completación Instrumentada (Nº de Sensores)	0	1	2	3 - 4	4 - 6	6 - 9		1	3
14	Adquisición de Datos Durante la Perforación	REGISTROS DE GUIA Y UNA CORRIENDA	LWD (GR Y RESISTIVIDAD) Y LINA CORRIENDA DE GUIA	2 O MÁS CORRIENDAS POR SECCIÓN DE HOYO O LWD	3 CORRIENDAS DE REG. INCLUYENDO MDT/RFT/DRP	REGISTROS CON TUBERIA	REGISTROS CON TUBERIA Y MDT/RFT.		3	3
15	Pozo Horizontal Angulo-55° - Pozo Multilateral	NO - MULTILATERAL / HORIZONTAL	HORIZONTAL HOYO ABIERTO SIMPLE	1 - 3 LATERAL DUAL	4 - 5 LATERAL DUAL O 1 - 3 LATERAL TRIPLE O CUADRUPLE	5 - 6 LATERAL DUAL	5 - 6 LATERAL CUADRUPLE		1	3
16	Requerimientos de Estimulación	SIN ESTIMULACIÓN	ACIDO SIMPLE O FRACTURA	FRACTURA HIDRAULICA (EN TIERRA)	FRACTURA HIDRAULICA (OFFSHORE)	FRACTURAMIENTO HIDRAULICO MULTIPLE			1	2
17	Requerimiento de Control de Arena	NO					SI		0	0
RESULTADO INTERFASE YACIMIENTO -->									1,2	13,6
GEOMETRÍA DEL HOYO										
18	Fases de Ejecución - Profundidad de Trabajo	SIN LABOR DIRECCIONAL	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (1000' - 3000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (3000' - 6000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP HECHO A < 1000' O ENTRE 6000' - 12000'		LABOR DIRECCIONAL HECHO A 12000' 18000'	LABOR DIRECCIONAL HECHO POR DEBAJO DE 18000'	2	3,2
19	Pozo con Fases Complejas	CONTROL VERTICAL	CONSTRUIR Y MANTENER ANGLULO	TIPO "S" O "S" MODIFICADO (90° AL FINAL)	TRES FASES DE CAMBIO	CUATRO FASES DE CAMBIO		POZO DISEÑADO CON MÁS DE CUATRO FASES DE CAMBIO	2	6
20	Angulo de Navegación	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MÁS DE 65°			3	9
21	Anticipación - Pozos con Salida desde Mesocila (Cluster)	1 - 2 POZOS	2 - 9 POZOS	9 - 18 POZOS	18 - 30 POZOS	30 - 45 POZOS	MÁS DE 45 POZOS		0	0
22	Profundidad Medida (MD)	< 6000'	6000' - 12500'	12500' - 15000'	15000' - 18500'	18500' - 22500'	22500' - 28000'	> 28000'	0	0
23	HOYOS con Longitud Que No Son Estándar para los Diametros	LONGITUDES DE HOYOS ESTÁNDAR PARA LOS DIAMETROS.						> 600' DE = 32" ; > 800' DE = 36" ; > 800' DE 6.5" O MENOS ; > 900' DE 4.5" O MENOS.	0	0
24	Tolerancia entre Diametros de Hoyos y Revestimientos	POZO CUMPLE CON TOLERANCIA MINIMA			2" O MENOS EN REV. DE 13-3/8" - 1" O MENOS EN REV. < 13-3/8"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		0	0
RESULTADO GEOMETRÍA DE HOYO -->									1,0	18,2
EQUIPO Y TECNOLOGÍA										
25	Adecuación del Taladro a las Condiciones de Trabajo	CUMPLE CON LAS DEMANDAS DEL PROYECTO	UN SISTEMA OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	UN SISTEMA OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	TRES O MÁS SISTEM. OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%)		0	0
26	Tecnología	TRADICIONAL	NUEVAS APLICACIONES AL EQUIPO	PEQUEÑOS APORTES POR TECNOLOGÍAS	PEQUEÑA NUEVAS MODIFICACIONES DE ELEMENTOS MAYORES.	MODIFICACION MAYOR/EXTENSIÓN SIGNIFICATIVA DEL CONOCIMIENTO TECNOLÓGICO.	NUEVOS CONCEPTOS SUSTANCIALES	CAMBIO REVOLUCIONARIO	0	0
27	Tipo de Cabezal	CABEZAL DE 10000 LPPC.		CABEZAL DE 15000 LPPC.	10000' LPPC TLP O SPIVA			CABEZAL SUBMARINO	0	0
RESULTADO EQUIPO Y TECNOLOGÍA -->									0,0	0,0
LOCALIZACIÓN - AMBIENTE, CONSECUENCIAS METEOROLÓGICAS										
28	Consecuencias Ambientales	NO HAY LIMITACIONES DE DESCARGA	CAUSA POCO IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		CAUSA SUSTANCIAL IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		NO SE PERMITE DESCARGA AL AMBIENTE		5	13
29	Profundidad de Agua en Locación	EN TIERRA	1 - 350'	350' - 1500' EN ÁREAS ADVERSAS (SELVAS, PANTANOS)	1500' - 3000'	3000' - 5000'	5000' - 7500'	> 7500'	1	2,6
30	Consecuencia del Ambiente de Corrientes o Mareas	SIN MARULLO CORRIENTE	1 - 1.5 NUDOS	1.5 - 2.0 NUDOS	2.0 - 3.5 NUDOS		3.5 NUDOS O REBOLINO		1	2,6
RESULTADO CONSIDERACIONES AMBIENTALES -->									2,3	18,2
RESUMEN DE RESULTADOS										
								RIESGOS DE PERFORACIÓN		5,2
								INTERFASE DEL YACIMIENTO		13,6
								GEOMETRÍA DEL HOYO		18,2
								EQUIPO Y TECNOLOGÍA		0,0
								CONSIDERACIONES AMBIENTALES		18,2
								TOTAL		55,2

Table 34 Resultado Índice Definición de Yacimientos (IDEYA)

RESULTADO INDICE DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS (IDEYA)			
RESULTADO ADQUISICIÓN DE DATOS (INSUMOS)			
Nivel de definición	SELECCIÓN		4,1
RESULTADO INDICE ESTADO			
Nivel de definición	SELECCIÓN		3,4
RESULTADO RESTRICCIONES			
Nivel de definición	DEFINITIVA		3,8
TOTAL (IDEYA)	SELECCIÓN		3,8
RESULTADO INDICES DEFINICIÓN Y COMPLEJIDAD DE POZO			
INDICE DE DEFINICIÓN DEL POZO (IDEPO)			
Nivel de definición	PRIMARIA		2,8
INDICE DE COMPLEJIDAD DE POZO (ICOPO)			
Resultado Índice	55,2	que equivale a:	1,0

Fuente: El autor

ANEXO B Plan Direccional y Trayectoria



Fuente: El autor

Survey Report

Company:	HOCOL S.A.	Local Co-ordinate Reference:	Well CPO-1
Project:	CPO17	TVD Reference:	RKB @ 0.0ft
Site:	CPO-1	MD Reference:	RKB @ 0.0ft
Well:	CPO-1	North Reference:	True
Wellbore:	CPO-1	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Design:	Design #1	Database:	Hocol_EDM

Project CPO17			
Map System:	Magna Sirgas	System Datum:	Mean Sea Level
Geo Datum:	WGS 1984		
Map Zone:	Magna Sirgas		

Site CPO-1			
Site Position:		Northing:	m
From:	None	Easting:	m
Position Uncertainty:	0.0 ft	Slot Radius:	in
		Latitude:	
		Longitude:	
		Grid Convergence:	0.00 °

Well CPO-1					
Well Position	+N/-S	0.0 ft	Northing:	0.00 m	Latitude: 4° 23' 33.834 S
	+E/-W	0.0 ft	Easting:	0.00 m	Longitude: 83° 3' 0.860 W
Position Uncertainty		0.0 ft	Wellhead Elevation:	ft	Ground Level: ft

Wellbore CPO-1					
Magnetics	Model Name	Sample Date	Declination (°)	Dip Angle (°)	Field Strength (nT)
	User Defined	11/8/2011	0.00	0.00	0

Design Design #1				
Audit Notes:				
Version:	Phase:	PROTOTYPE	Tie On Depth:	0.0
Vertical Section:	Depth From (TVD) (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Direction (°)
	0.0	0.0	0.0	348.05

Survey Tool Program		Date 11/8/2011
From (ft)	To (ft)	Survey (Wellbore)
0.0	6,357.1	Design #1 (CPO-1)
Tool Name	Description	
MWD	MWD - Standard	

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)
0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
800.0	0.00	0.00	800.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
900.0	0.00	0.00	900.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00
1,000.0	3.40	345.06	999.9	2.9	-0.8	3.0	3.40	3.40	0.00
1,100.0	6.80	345.06	1,099.5	11.5	-3.1	11.8	3.40	3.40	0.00
1,200.0	10.20	345.06	1,198.4	25.7	-6.9	26.6	3.40	3.40	0.00
1,300.0	13.60	345.06	1,296.3	45.7	-12.2	47.2	3.40	3.40	0.00
1,400.0	17.00	345.06	1,392.7	71.1	-19.0	73.5	3.40	3.40	0.00
1,500.0	20.40	345.06	1,487.4	102.1	-27.3	105.5	3.40	3.40	0.00
1,600.0	23.80	345.06	1,580.0	138.5	-37.0	143.1	3.40	3.40	0.00
1,700.0	27.20	345.06	1,670.3	180.1	-48.0	186.1	3.40	3.40	0.00
1,800.0	30.60	345.06	1,757.8	226.7	-60.5	234.4	3.40	3.40	0.00
1,900.0	34.00	345.06	1,842.3	278.4	-74.3	287.7	3.40	3.40	0.00

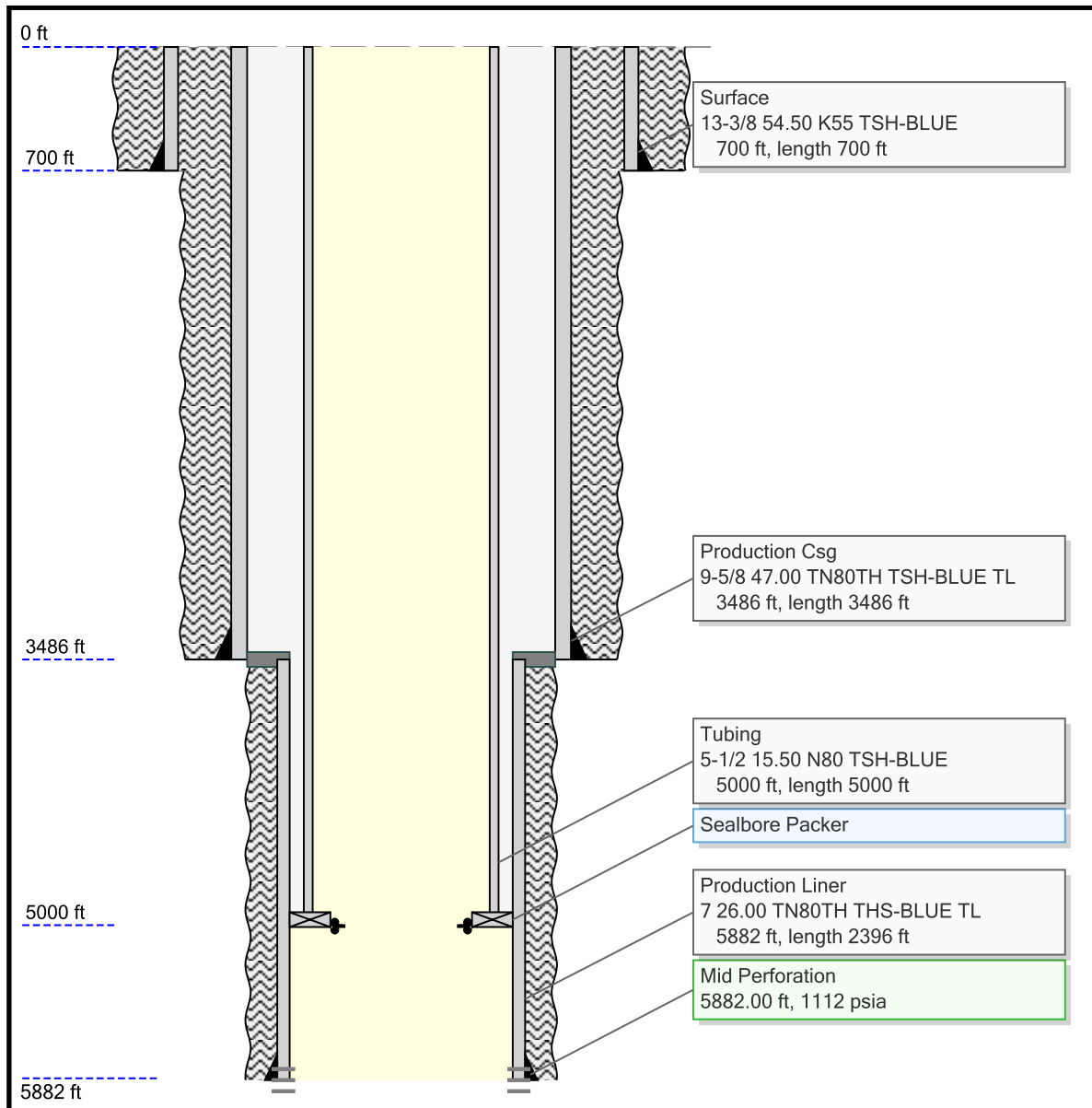
Survey Report

Company:	HOCOL S.A.	Local Co-ordinate Reference:	Well CPO-1
Project:	CPO17	TVD Reference:	RKB @ 0.0ft
Site:	CPO-1	MD Reference:	RKB @ 0.0ft
Well:	CPO-1	North Reference:	True
Wellbore:	CPO-1	Survey Calculation Method:	Minimum Curvature
Design:	Design #1	Database:	Hocol_EDM

Planned Survey										
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	Vertical Depth (ft)	+N/-S (ft)	+E/-W (ft)	Vertical Section (ft)	Dogleg Rate (°/100ft)	Build Rate (°/100ft)	Turn Rate (°/100ft)	
2,000.0	37.40	345.06	1,923.5	334.7	-89.3	346.0	3.40	3.40	0.00	
2,100.0	40.80	345.06	2,001.1	395.7	-105.6	408.9	3.40	3.40	0.00	
2,200.0	44.20	345.06	2,074.8	460.9	-123.0	476.4	3.40	3.40	0.00	
2,300.0	47.60	345.06	2,144.4	530.3	-141.5	548.1	3.40	3.40	0.00	
2,400.0	51.00	345.06	2,209.6	603.5	-161.1	623.8	3.40	3.40	0.00	
2,500.0	54.40	345.06	2,270.2	680.4	-181.6	703.2	3.40	3.40	0.00	
2,600.0	57.80	345.06	2,326.0	760.6	-203.0	786.1	3.40	3.40	0.00	
2,621.3	58.52	345.06	2,337.2	778.0	-207.6	804.2	3.40	3.40	0.00	
2,700.0	58.52	345.06	2,378.3	842.9	-224.9	871.2	0.00	0.00	0.00	
2,800.0	58.52	345.06	2,430.5	925.3	-246.9	956.4	0.00	0.00	0.00	
2,847.9	58.52	345.06	2,455.5	964.8	-257.5	997.2	0.00	0.00	0.00	
2,900.0	60.24	345.54	2,482.1	1,008.1	-268.8	1,042.0	3.40	3.30	0.93	
3,000.0	63.55	346.43	2,529.2	1,093.7	-290.2	1,130.1	3.40	3.31	0.89	
3,100.0	66.87	347.27	2,571.1	1,182.1	-310.8	1,220.8	3.40	3.31	0.84	
3,200.0	70.18	348.07	2,607.7	1,273.0	-330.7	1,313.9	3.40	3.32	0.80	
3,300.0	73.51	348.83	2,638.9	1,366.1	-349.7	1,408.9	3.40	3.32	0.77	
3,345.0	75.00	349.17	2,651.1	1,408.6	-358.0	1,452.2	3.40	3.32	0.74	
3,400.0	75.00	349.17	2,665.3	1,460.8	-367.9	1,505.3	0.00	0.00	0.00	
3,500.0	75.00	349.17	2,691.2	1,555.7	-386.1	1,601.9	0.00	0.00	0.00	
3,545.0	75.00	349.17	2,702.8	1,598.3	-394.3	1,645.3	0.00	0.00	0.00	
3,600.0	76.87	349.17	2,716.2	1,650.7	-404.3	1,698.7	3.40	3.40	0.00	
3,700.0	80.27	349.17	2,736.0	1,747.0	-422.7	1,796.7	3.40	3.40	0.00	
3,800.0	83.67	349.17	2,750.0	1,844.2	-441.3	1,895.7	3.40	3.40	0.00	
3,897.9	87.00	349.17	2,757.9	1,940.1	-459.6	1,993.2	3.40	3.40	0.00	
3,900.0	87.00	349.17	2,758.0	1,942.1	-460.0	1,995.3	0.00	0.00	0.00	
4,000.0	87.00	349.17	2,763.3	2,040.2	-478.8	2,095.1	0.00	0.00	0.00	
4,100.0	87.00	349.17	2,768.5	2,138.3	-497.6	2,195.0	0.00	0.00	0.00	
4,200.0	87.00	349.17	2,773.7	2,236.4	-516.3	2,294.8	0.00	0.00	0.00	
4,300.0	87.00	349.17	2,779.0	2,334.5	-535.1	2,394.7	0.00	0.00	0.00	
4,306.8	87.00	349.17	2,779.3	2,341.1	-536.4	2,401.5	0.00	0.00	0.00	
4,350.0	87.86	349.17	2,781.3	2,383.5	-544.5	2,444.6	2.00	2.00	0.00	
4,353.9	87.94	349.17	2,781.4	2,387.4	-545.2	2,448.5	1.98	1.98	0.00	
4,400.0	87.94	349.17	2,783.1	2,432.6	-553.9	2,494.6	0.00	0.00	0.00	
4,500.0	87.94	349.17	2,786.7	2,530.8	-572.7	2,594.5	0.00	0.00	0.00	
4,600.0	87.94	349.17	2,790.2	2,628.9	-591.4	2,694.4	0.00	0.00	0.00	
4,700.0	87.94	349.17	2,793.8	2,727.1	-610.2	2,794.3	0.00	0.00	0.00	
4,800.0	87.94	349.17	2,797.4	2,825.2	-629.0	2,894.2	0.00	0.00	0.00	
4,900.0	87.94	349.17	2,801.0	2,923.4	-647.8	2,994.2	0.00	0.00	0.00	
5,000.0	87.94	349.17	2,804.6	3,021.5	-666.6	3,094.1	0.00	0.00	0.00	
5,100.0	87.94	349.17	2,808.2	3,119.7	-685.3	3,194.0	0.00	0.00	0.00	
5,200.0	87.94	349.17	2,811.8	3,217.8	-704.1	3,293.9	0.00	0.00	0.00	
5,300.0	87.94	349.17	2,815.4	3,316.0	-722.9	3,393.8	0.00	0.00	0.00	
5,400.0	87.94	349.17	2,819.0	3,414.2	-741.7	3,493.7	0.00	0.00	0.00	
5,500.0	87.94	349.17	2,822.6	3,512.3	-760.4	3,593.6	0.00	0.00	0.00	
5,600.0	87.94	349.17	2,826.2	3,610.5	-779.2	3,693.6	0.00	0.00	0.00	
5,700.0	87.94	349.17	2,829.7	3,708.6	-798.0	3,793.5	0.00	0.00	0.00	
5,800.0	87.94	349.17	2,833.3	3,806.8	-816.8	3,893.4	0.00	0.00	0.00	
5,900.0	87.94	349.17	2,836.9	3,904.9	-835.6	3,993.3	0.00	0.00	0.00	
6,000.0	87.94	349.17	2,840.5	4,003.1	-854.3	4,093.2	0.00	0.00	0.00	
6,100.0	87.94	349.17	2,844.1	4,101.2	-873.1	4,193.1	0.00	0.00	0.00	
6,200.0	87.94	349.17	2,847.7	4,199.4	-891.9	4,293.1	0.00	0.00	0.00	
6,300.0	87.94	349.17	2,851.3	4,297.6	-910.7	4,393.0	0.00	0.00	0.00	
6,357.1	87.94	349.17	2,853.3	4,353.6	-921.4	4,450.0	0.00	0.00	0.00	

ANEXO C Diseño de Revestimientos

Figura 64 Diseño de Revestimientos



Fuente: El autor

Table 35 Diseño de Revestimientos

Formation

Pore Pressure			Mud Weight		Fracture Gradient		
TVD	Pressure	EMW	TVD	MW	TVD	Pressure	EMW
(ft)	(psia)	(ppg)	(ft)	(ppg)	(ft)	(psia)	(ppg)
0.00	0		0.00	9.00	0.00	0	
699.52	309	8.50	699.52	9.00	699.52	334	9.19
2579.65	1179	8.80	2579.65	9.30	2579.65	1362	10.16
2675.00	1112	8.00	2675.00	8.50	2675.00	1332	9.59

Input Summary

Trajectory

ORKB - GL (ft)	Water Depth (ft)	Max MD (ft)	Max TVD (ft)
30.00	N/A	5882.00	2675.00

Formation

Profile	Max Value	At Perf 5882.00 ft
PORE PRESSURE (Default)	1179 psia	1112 psia
FRACTURE GRADIENT (Default)	1362 psia	1332 psia
STATIC TEMPERATURE	152.0 °F	152.0 °F

Well Strings

String	Bottom MD (ft)	Bottom TVD (ft)	TOC (ft)	Mud Weight (ppg)	Max OD [1] (in)	Min ID (in)	Min Yield (ksi)
13-3/8" Surface	700.00	699.52	0.00	9.00	13.375	12.615	55.00
9-5/8" Production Csg	3486.00	2579.65	0.00	9.30	9.625	8.681	80.00
7" Production Liner	5882.00	2675.00	3486.00	8.50	7.000	6.276	80.00
5-1/2" Tubing	5010.00	2675.00		8.90	5.500	3.200	80.00

Maximum Pressures / Temperatures

String	Internal (psia)	External (psia)	Temp. (°F)	WHP (psia)	WHT (°F)	BHP (psia)	BHT (°F)	Pore (psia)	Fracture (psia)
13-3/8" Surface	715	550	90.0	522	90.0	736	105.8	309	334
9-5/8" Production Csg	1694	1694	60.0	0	60.0	1694	148.7	1179	1362
7" Production Liner	1201	1201	152.0	1139	148.7	1201	152.0	1112	1332
5-1/2" Tubing	1237	1237	60.0	0	60.0	1237	152.0	1112	1332

Output Summary

Minimum Design Factors / Buckling

String	Burst DF	Collapse DF	Tension DF	Compression DF	Von Mises DF	Dog Leg (deg/100ft)	Movement (in)	Connections
13-3/8" Surface	4.94	2.97	21.46	10.47	3.26	No Buckling	Cemented	
9-5/8" Production Csg	N/A	3.77	15.14	14.27	5.28	No Buckling	Cemented	
7" Production Liner	N/A	2.96	N/A	16.18	5.48	No Buckling	Cemented	
5-1/2" Tubing	N/A	3.99	10.06	22.51	5.60	No Buckling	0.01 down [1]	

Packer - '5-1/2" Tubing'

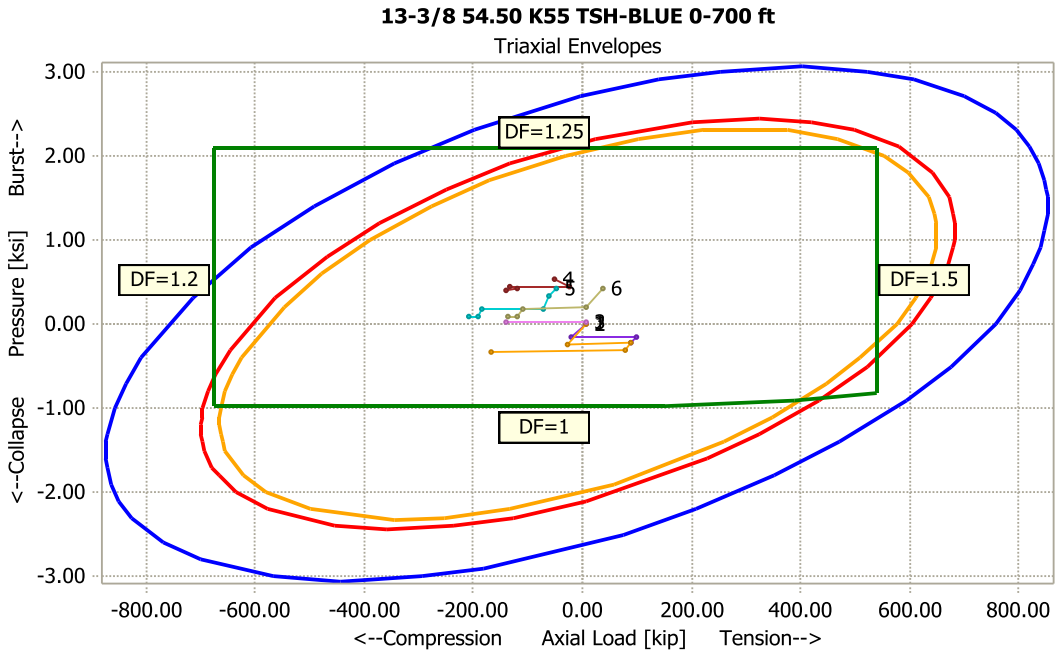
Packer	MD Top (ft)	Max Packer to Casing Force	Max Tubing to Packer Force	Ratings	Envelope
Sealbore Packer	5000.00	25.2 kip down	1.8 kip down	OK	Not Defined

Issues

[1] Movement: Full Evacuation - Static, 5010.00

Figure 65 Diseño de Revestimientos

Diseño Triaxial Casing 13 3/8''



Note: Thermal yield derating is not considered

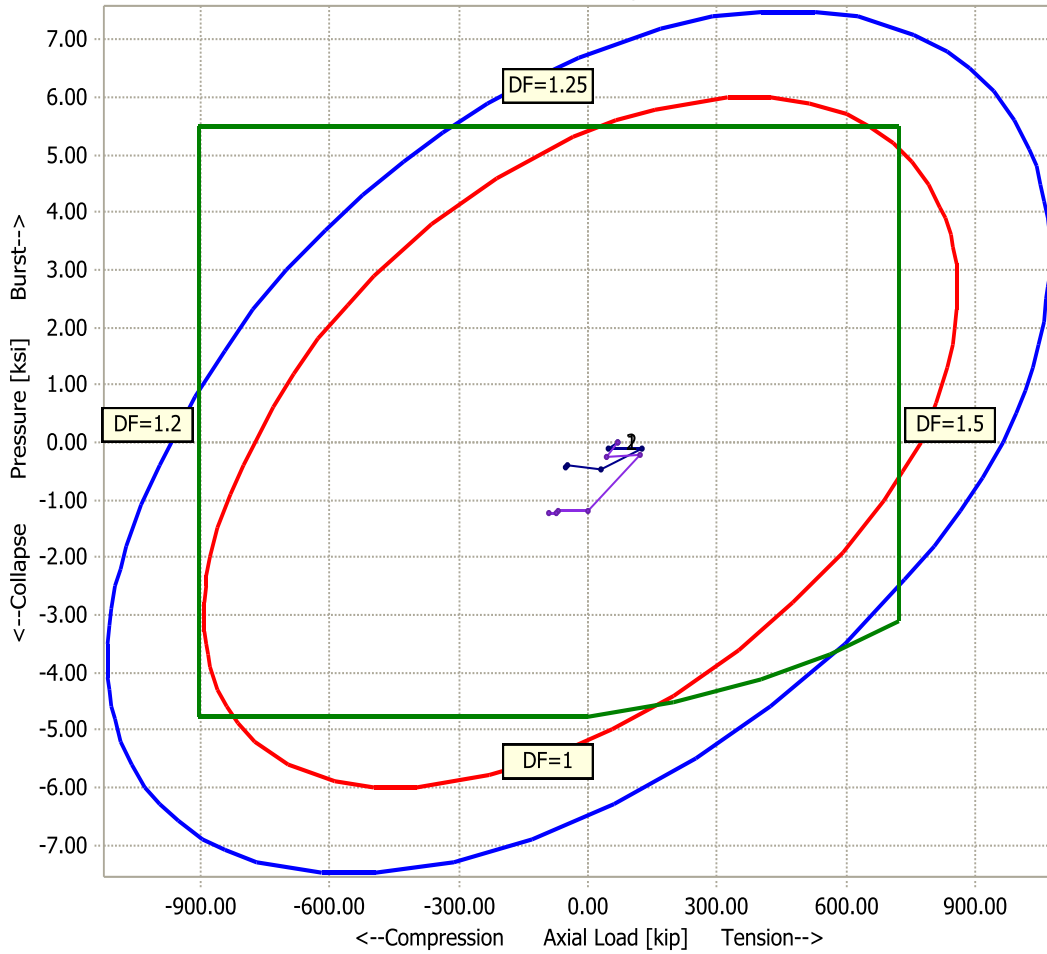
- VME = 55.00 ksi
- VME DF = 1.25
- VME DF + 5 % wear
- API Operating
- Load 1 - Installed Load
- Load 2 - 1/3 Evacuation - 3486 ft
- Load 3 - Pressure Test - 700 ft
- Load 4 - 50 bbl Gas Kick - 3486 ft
- Load 5 - 1/3 Replacement - 3486 ft - Circulating
- Load 6 - 1/3 Replacement - 3486 ft - Static

Figure 66 Diseño Triaxial Casing 9 5/8"

Diseño Triaxial Casing 9 5/8"

9-5/8 47.00 TN80TH TSH-BLU... 0-3486 ft

Triaxial Envelopes

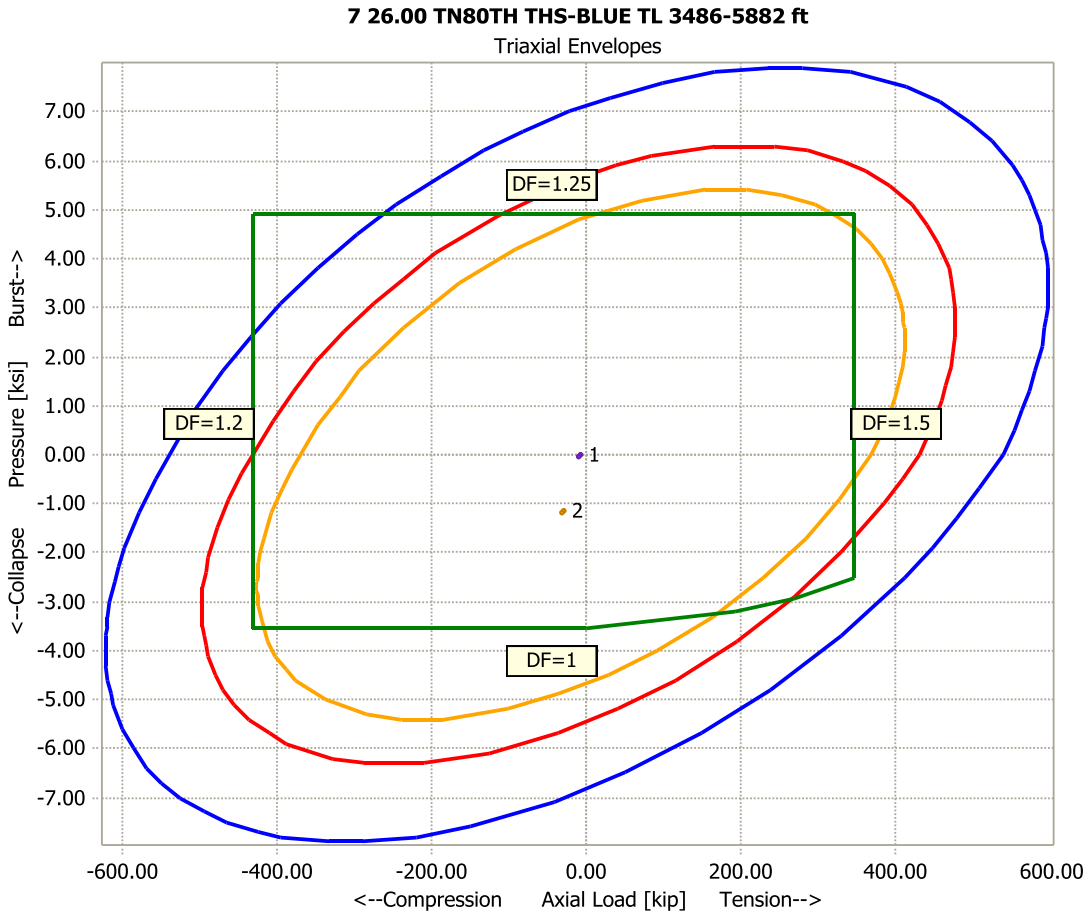


Note: Thermal yield derating is not considered

- VME = 80.00 ksi
- VME DF = 1.25
- API Operating
- Load 1 - Installed Load
- Load 2 - Full Evacuation - Static

Figure 67 Diseño triaxial Casing de 7 pulgadas

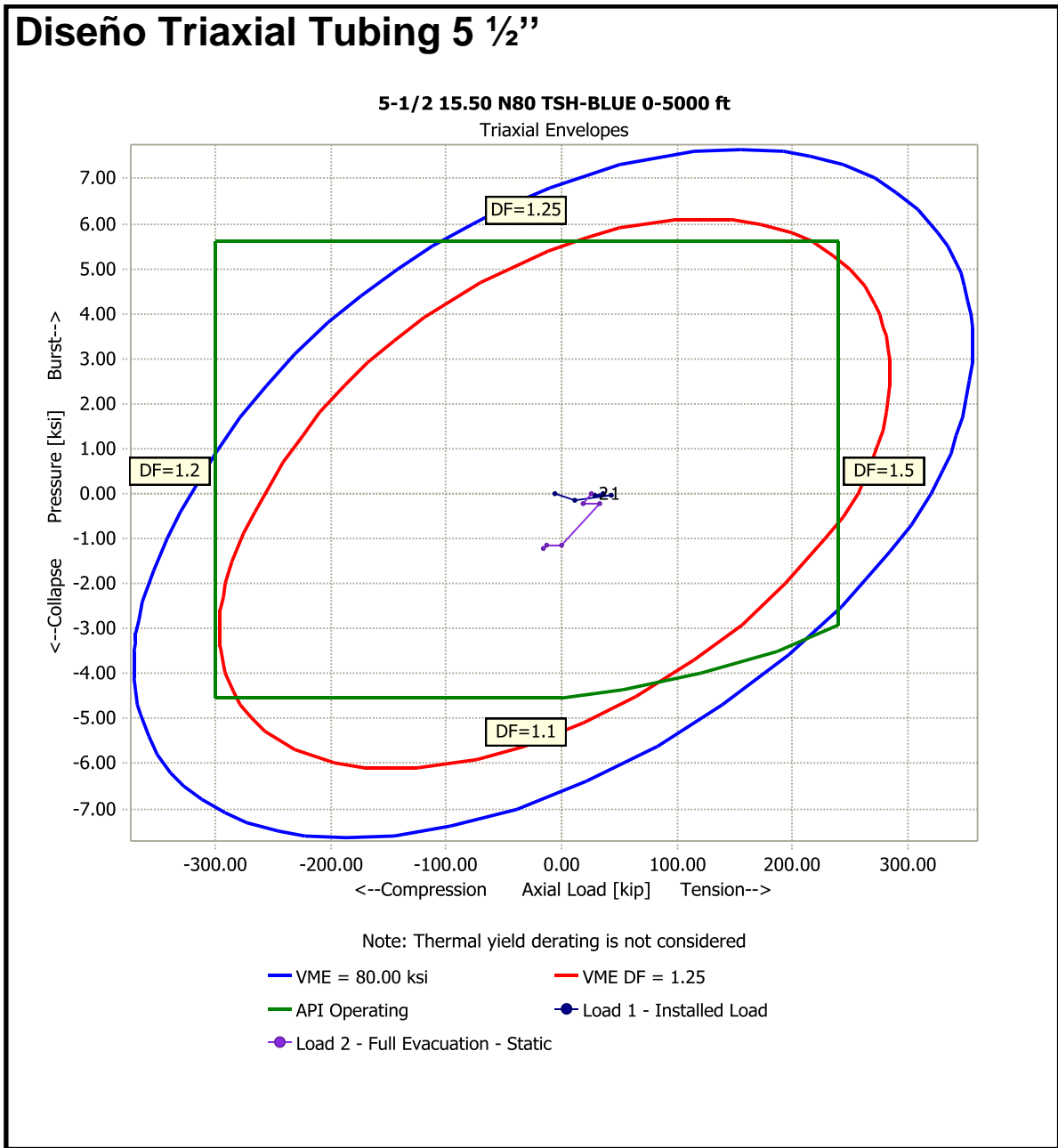
Diseño Triaxial Liner 7"



Note: Thermal yield derating is not considered

- VME = 80.00 ksi
- VME DF = 1.25
- VME DF + 15 % wear
- API Operating
- Load 1 - Installed Load
- Load 2 - Full Evacuation - Static

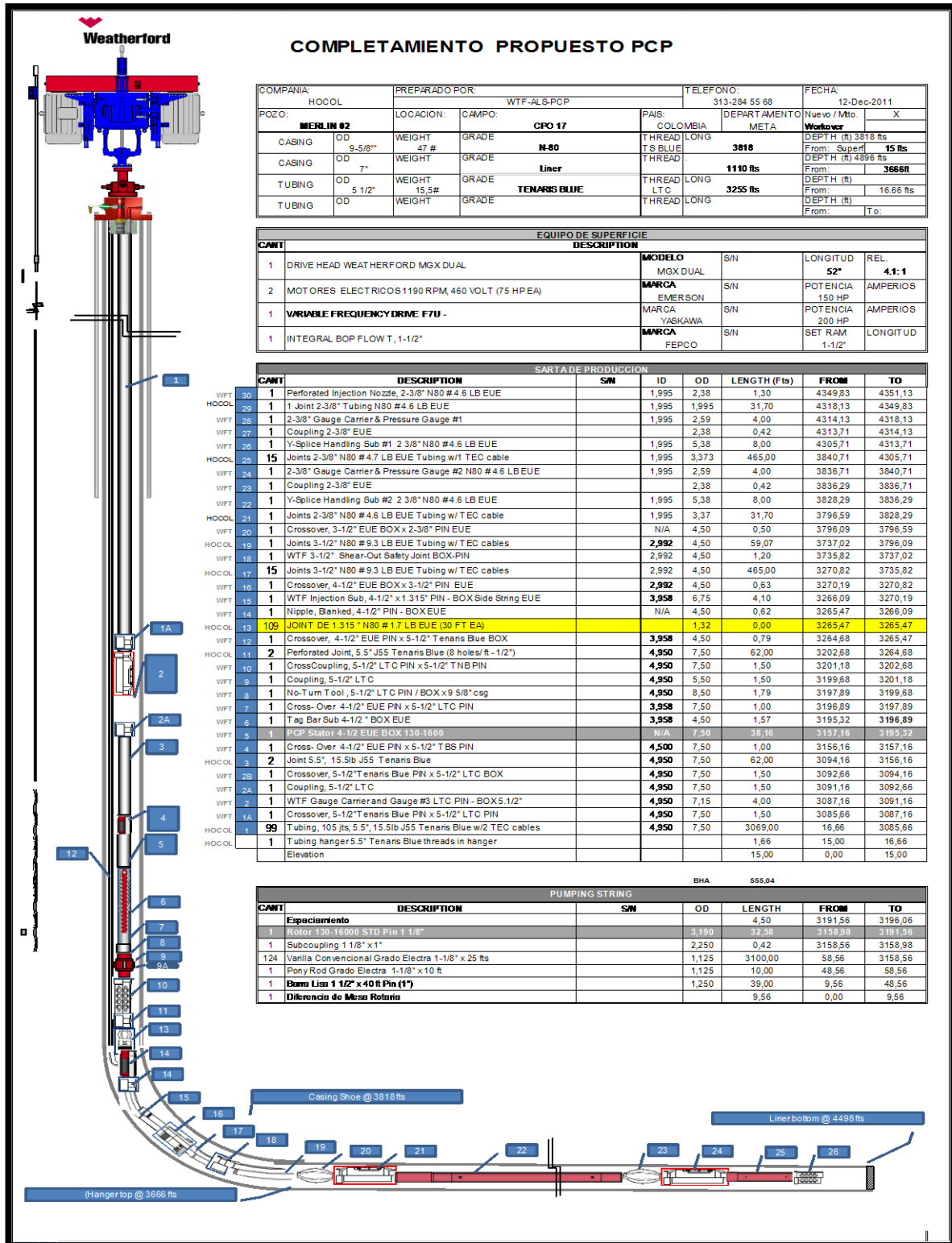
Figure 68 Diseño triaxial Casing de 5 1/2"



Fuente: El autor

ANEXO D Diseño Completamiento

Figura 69 Completamiento PCP



Fuente: Weatherford

ANEXO E Matriz ERCI detallada

Table 36 Matriz ERCI detallada

Work Breakdown Structure /WBS No.	Caracterización de Yacimientos para las Principales Areas de Interés	Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación y Completamiento - Pozos Estratigráficos	Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación y Completamiento - Pozos CPD - 1	HSEE Evaluaciones	Abastecimiento	Riesgos y Economía del proyecto	Adquisición y Administración de Datos	Transferencia del Conocimiento	Gerencia del Proyecto	Evaluación del Piloto
Stakeholders	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
VP Exploración	C	I	I	C	I	C	I	I	I	I
VP Producción	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Shareholders	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
ANH	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
Gerencia de Exploración	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Lider del Proyecto CPD - 1	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R
Geologo de Exploración	R	R	R	C	C	C	R	C	I	R
Geofísico	R	R	R	C	C	C	R	C	I	R
Ingeniero de Yacimientos	R	R	R	C	C	C	R	C	I	R
Gerente de Perforación	I	R	R	C	C	C	C	C	I	R
Ingeniero de Perforación	C	R	R	R	C	C	C	C	I	R
Ingeniero de Fluidos	C	R	R	R	C	C	C	C	I	R
Ingeniero de Completamiento	C	R	R	R	C	C	C	C	I	R
Ingeniero de Producción	C	R	R	R	C	C	C	C	I	R
Ingeniero de Facilidades	C	R	R	R	C	C	C	C	I	R
TFM	I	R	R	R	C	C	R	C	I	R
Analista de Gerencia de Proyectos	I	I	I	I	I	I	R	C	R	I
Asesor HSSE	I	C	C	R	C	C	R	C	I	R
Especialista abastecimiento	I	C	C	I	R	C	R	C	I	I
Recursos manosHu	I	I	I	I	I	I	I	R	I	I
Datos e Informacion - IT	I	I	I	I	I	I	R	I	I	I

Fuente: El autor

ANEXO F Matriz de Recursos Detallada

Table 37 Matriz de Recursos detallada

Work Breakdown Structure (WBS) No.	Caracterización de Yacimientos para las Principales Areas de Interés	Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación y Completamiento - Pozos Estratigráficos	Diseño y Ejecución de Operaciones de Perforación y Completamiento - Pozos CPO - 1	HSEE Evaluaciones	Abastecimiento	Riesgos y Economía del proyecto	Adquisición y Administración de Datos	Transferencia del Conocimiento	Gerencia del Proyecto	Evaluación del Piloto
Stakeholders	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Recurso 1 (habilidades)										
Geologo	1	1								1
Ingeniero de Yacimientos	1		1							1
Petrofísica	1									
Geomecánica	1	1								
Ingeniero de Perforación		1	1							
Ingeniero de Fluidos y Lodos		1	1							
Ingeniero de Operaciones de Perforación		1	1							
Especialistas en L/MWD			1							
Geologo Wellsite		1	1							
Ingeniero de Cementación		1	1							
Abastecimiento Perforación		1	1							
Abastecimiento Completamiento			1							
Ingeniero de Completamiento		1	1							1
Geofísico		1	1							
Ingeniero de Producción			1							1
Ingeniero de Facilidades			1							1
Ingenieros Mecánicos y Electricos			2							
Especialistas HSSE				1						1
Coordinador de Compras del Proyecto		1	1		1				1	
Especialista en Gerencia de Proyectos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Lider del Proyecto	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Analista de Economía y Riesgos						1				
Especialista en Desarrollo de Competencias										
Recurso 2 (Datos-Información)										
Modelo Estático de Subsuelo	SI	SI	SI			SI		SI	SI	
Modelo Dinámico de Superficie en Frio	SI	SI	SI	SI		SI		SI	SI	
Modelo Dinámico de Superficie en Calor	SI		SI	SI		SI		SI	SI	
Propiedades y Fluidos del Punto de Drenaje			SI	SI		SI		SI	SI	
Presiones Estimadas para Punto de Drenaje			SI	SI		SI		SI	SI	
Diseño y Evaluación de Operaciones de Pozo			SI	SI	SI	SI		SI	SI	
Parametros de Artificial Lift para diseño			SI	SI	SI	SI		SI	SI	
Información para Diseño de Facilidades			SI	SI	SI	SI		SI	SI	
Recurso 3 (Tecnología - Equipo)										
Licencias para Software	SI	SI	SI			SI		SI	SI	
Hardware	SI	SI	SI			SI		SI	SI	
Sensores de Fondo		SI	SI	SI		SI		SI	SI	
Equipos de Medida de Flujo Multifásico			SI							SI
Equipo para manejo de fluidos y tratamiento			SI							SI
Especialista en Datos e Información			SI				1			SI
Instrumentación y Control							1			1
Recurso 4 (Tiempo)					1 a 3					1
Actividades (meses)	3 a 6				2 a 4		1 a 2		Todo el proyecto	3 a 6
Actividades (semanas)							4 a 6	4 a 6		
Diseño de Pozo (semanas)		2 a 4	2							
Programa de Perforación Detallado(semanas)		2 a 4	2							
Evaluación del rig de Perforación (semanas)		2 a 4	1							
Perforación y Ejecución (meses)		2 a 4	1							
Selección y Diseño del Equipo de Producción (semanas)			2 a 3							
Diseño de Ingeniería Básica Facilidades de Superficie (semanas)			2 a 3							

Fuente: El autor