

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE
VAPOR PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRA-PESADO EN EL CAGUÁN**

DAVID RICARDO PEDREROS BASTIDAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE
VAPOR PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRA-PESADO EN EL CAGUÁN**

DAVID RICARDO PEDREROS BASTIDAS

**TRABAJO DE MONOGRAFIA PARA OPTAR AL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

DIRECTORA

ING. CIRLIA C. ALBORNOZ H

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

I'm not the smartest fellow in the world, but I can sure pick smart colleagues.

Franklin D. Roosevelt

AGRADECIMIENTOS

A todos y cada uno, que de una u otra forma colaboraron y ayudaron a alcanzar por fin, esta nueva meta. GRACIAS!

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	13
1. PROYECTO CAMPO CAPELLA.....	14
2.GENERALIDADES BLOQUE OMBU.....	14
3.MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	14
4.ESTRATIGRAFÍA BLOQUE OMBÚ.....	15
4.1 Cuaternario.....	16
4.2 Formación Arrayán (Oligoceno).....	16
4.3 Formación Mirador (Eoceno).....	18
4.4 Conglomerado Fracturado (Cretácico Superior?).....	19
4.5 Basamento (Precámbrico).....	19
5.GEOLOGÍA ESTRUCTURAL BLOQUE OMBU.....	20
6.GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	20
6.1 Potencial de Roca Generadora.....	20
6.2 Migración.....	21
6.3 Roca Almacenadora.....	21
6.4 Roca Sello.....	22
6.5 Trampa.....	22
7.GEOFISICA.....	22
7.1 SÍSMICA.....	22
8. ESTADO ACTUAL CAMPO CAPELLA.....	24
9. PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	32
10. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	37
11. CONCLUSIONES.....	40
12. RECOMENDACIONES.....	42
BIBLIOGRAFIA.....	43

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1 .Tipos de Crudos de acuerdo a su Gravedad API.	24
Tabla 2.Características de Crudo Capella.....	24
Tabla 3.Pronóstico de Producción y Precio WTI para el proyecto Capella.....	28
Tabla 4.Número de pozos a ser perforados por Emerald Energy.	29
Tabla 5.Costo de la inversión en KUSD para perforación de los pozos para el desarrollo del Proyecto Capella.	30
Tabla 6Costo de la inversión en KUSD para completamiento de los pozos para el desarrollo del Proyecto Capella.	30
Tabla 7Costo de la inversión en KUSD para construcción de obras civiles para pozo (Vías, Plataformas y adecuaciones) para el desarrollo del Proyecto Capella.	31
Tabla 8.Costo de la inversión en KUSD para el desarrollo del Proyecto Capella. La inversión total será de alrededor de MUSD \$ 685	31
Tabla 9.Costo de la inversión en KUSD para el desarrollo del Proyecto Capella. La inversión total (Incluyendo Tierras, RSE y Seguridad) será de alrededor de MUSD \$ 787	32
Tabla 10.Tabla de costos totales calculados a través del tiempo e Ingreso neto después de Regalías.	37
Tabla 11.Índices Económicos para evaluación del Proyecto Capella.	38
Tabla 12.Índices de Productividad del Campo Capella.....	39

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	Mapa localización del Bloque Ombú.....	15
Figura 2	Corte Esquemático sentido NW-SE ubicando el Campo Capella y sus objetivos exploratorios.....	16
Figura 3	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Yará-Caguán.	18
Figura 4	Modelo Estático del Campo Capella. Presenta la alta variación lateral de las propiedades (Porosidad) dentro de la Estructura evaluada.	23
Figura 5	Viscosidades y Gravedad API de diferentes sustancias en la naturaleza comparadas con el Crudo de Capella.	26
Figura 6	Comportamiento del Crudo Capella en Superficie.	27
Figura 7	Comportamiento de la producción anual promedio del Campo Capella entre 2014 y 2030.	28
Figura 8	Número de pozos a ser perforados dentro del Campo Capella	29
Figura 9	Esquema de un sistema de generación e inyección de vapor.	33
Figura 10	Sistema de Inyección estándar.....	33
Figura 11	Esquema de las diferentes etapas durante el proceso de inyección.	35
Figura 12	Matriz de sensibilidad de los diferentes tipos de Inyección de vapor versus las diferentes etapas del proceso.	36
Figura 13	Flujo de Caja Neto del Proyecto Capella.	38

LISTA DE ANEXOS

ANEXOS A TABLAS DE PRONÓSTICOS, CÁLCULOS Y EVALUACIÓN DEL PROYECTO CAPELLA.....(Adjunto en el cd)

RESÚMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA UN CAMPO DE CRUDO EXTRA-PESADO EN EL CAGUÁN¹

AUTOR: DAVID RICARDO PEDREROS BASTIDAS

PALABRAS CLAVE: Evaluación Técnico - Económica. Inyección de Vapor. Crudo Extra-pesado. Caguán.²

CONTENIDO: La búsqueda de la autosuficiencia energética del país conlleva a que las políticas petroleras estén dirigidas a la exploración, explotación, comercialización y transporte de hidrocarburos. Teniendo en cuenta que cada vez es más complicado encontrar Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales y de crudos de altas gravedades, se hace necesario el mayor y mejor aprovechamiento de los yacimientos recientemente encontrados, los cuales no son del todo conocidos y comprendidos por la Industria Petrolera en Colombia, ya sea por factores de inversión, seguridad y conocimiento geológico e ingenieril de los mismos.

Este documento presenta una valoración básica desde el punto de vista Técnico y Económico de un campo de Crudos Extra-Pesados encontrados en el 2008 en la muy poco conocida y trabajada Cuenca Caguán–Putumayo. Identificando cuales son los factores que afectan principalmente el trabajo y develando las falencias y necesidades que necesita un proyecto de las características del descrito en este documento.

La monografía permite concluir que se hace necesario desde el punto de vista técnico un mayor conocimiento y entendimiento de yacimiento, y desde el punto de vista económico una mayor inversión en la infraestructura de producción y transporte para que el proyecto funcione de mejor manera y apalanque el desarrollo de esta Cuenca Frontera en el país.

¹Trabajo de Monografía

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Directora: Ing. Cirlia C. Albornoz H.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL VALUATION OF A STEAM INJECTION PROJECT FOR AN EXTRA-HEAVY OIL FIELD IN THE CAGUAN AREA.³

AUTHOR: DAVID RICARDO PEDREROS BASTIDAS⁴

KEYWORDS: Technical and Economical Valuation. Steam Injection. Extra-heavy Oil. Caguán.

CONTENT: The quest to become an independent country from the energy point of view, leads to changes on the Oil regulatory standards pointing to exploration, exploitation, transportation and commercialization. Taking into account that with time is going to be more difficult to find oil in Conventional Reservoirs among high API Gravity, it is strictly necessary to take advantage and obtain the best of the recent found reservoirs and fields, most of them not entirely known and understood by Colombian Oil Industry, due to several factors investment, security and geological and engineering knowledge of them.

This document intends to show a basic valuation from the technical and economical point of view of an Extra-Heavy Oil field found in 2008 in the barely known Caguán-Putumayo Basin. Searching and looking for the factors which mainly impact the work exposing the needs and failures of the project described in this document.

The monograph allows concluding that it is necessary a major knowledge and understanding of the reservoir from the Technical approach and a bigger investment on production and transportation infrastructure in the Economic approach, looking for the improvement and better resolution, in order to create and allows a fast development in the Frontier Basin in the Country.

³ Monograph Work

⁴ Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Directora: Ing. Cirlia C. Albornoz H.

INTRODUCCIÓN

Esta monografía tiene como objetivo principal el de realizar una evaluación básica desde el punto de vista técnico y económico de la viabilidad de un proyecto de inyección de vapor en un campo de crudo extra-pesado en el área del Caguán.

La idea de realizar un trabajo de este tipo se desprende de la importancia que tiene en la actualidad para los intereses del país el desarrollo sostenible de los campos que se han descubierto recientemente. Colombia es un país que a lo largo de su historia ha estado en la búsqueda de la autosuficiencia de energía, a través de la prospección y producción de hidrocarburos. Con la creación de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) se ha realizado un trabajo tendiente a activar la prospección en cuencas frontera y diferentes tipos de *play* hidrocarburíferos. El resultado?, hallazgos de hidrocarburos de diferentes calidades, entre los cuales se encuentran Pesados, Extra-pesados y en Yacimientos No Convencionales, en nuevas cuencas de la Geografía Colombiana, para el caso de estudio el Campo Capella “nombre tomado por el carácter confidencial de los datos”, este campo se descubrió en 2008 por una empresa filial de una de las más grandes compañías estatales Chinas. El desarrollo del Campo Capella se ha hecho desde su descubrimiento, en frío; es decir extrayendo el crudo con las mismas propiedades del yacimiento sin recurrir a algún tratamiento que afecte las condiciones del mismo.

La monografía se encuentra dividida en capítulos, estos son Capítulo 1, presentación del Proyecto del Campo Capella, localización, litología, geomorfología, y datos generales para conocer el proyecto; el Capítulo 2, presenta las condiciones actuales del campo, producción, pronósticos y demás detalles que permitan conocer el estado actual técnico y económico del proyecto, en el Capítulo 3 se presenta brevemente los elementos que interactúan en un proyecto de inyección de vapor y en el Capítulo 4 se presenta la evaluación de los diferentes factores que influyen en la evaluación técnico y económica de este tipo de proyectos.

Finalmente en el Capítulo 5 se presentan las conclusiones observadas durante la elaboración de esta monografía y algunas recomendaciones a ser tomadas en cuenta para futuras implementaciones de proyectos similares en cuencas frontera y en general en el país.

1. PROYECTO CAMPO CAPELLA

En Colombia, se han venido realizando pequeños y medianos descubrimientos debido a una reactivación en la actividad exploratoria desde la creación de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) en 2004. Este es el caso del Proyecto Capella, el cual se encuentra bajo el contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos Ombú, suscrito entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y Emerald Energy PLC Suc. Colombia (EEC) en 2006. Por las características de la información del proyecto se ha optado por usar información básica y omitir información relevante, ya que la información es confidencial, por tal motivo en capítulos siguientes se tomaran valores ejemplo mas no los reales, agradecemos la comprensión y entendimiento que se tenga frente a la anterior anotación.

El área contratada comprende una extensión de alrededor de treinta mil (30.000) hectáreas. Esta área se encuentra localizada dentro de las jurisdicciones del Departamento de Caquetá y el Departamento del Meta (Figura 1).

Como trabajos realizados dentro de la primera fase del contrato se perforó el pozo Capella-A1 durante el año 2008, cuyos resultados concluyeron el descubrimiento del Campo Capella con presencia de dos reservorios asociados el primero a la Formación Mirador y el segundo al intervalo del Cretácico.

Al momento de elaboración de la presente monografía y desde que inició el contrato E&P Ombú, se han perforado alrededor de 32 pozos dentro del Contrato E&P Ombú, de los cuales 16 han sido exploratorios y 16 de desarrollo.

2. GENERALIDADES BLOQUE OMBU

El Campo Capella fue descubierto durante el año 2008 perforando una estructura anticlinal fallada, definida por información sísmica 2D adquirida antes de 1980. La sísmica 3D adquirida y los pozos perforados durante el 2010, el año 2009 se adquirió un programa sísmico 3D, que permitió mejorar el mapeo de la estructura y la delimitación del campo.

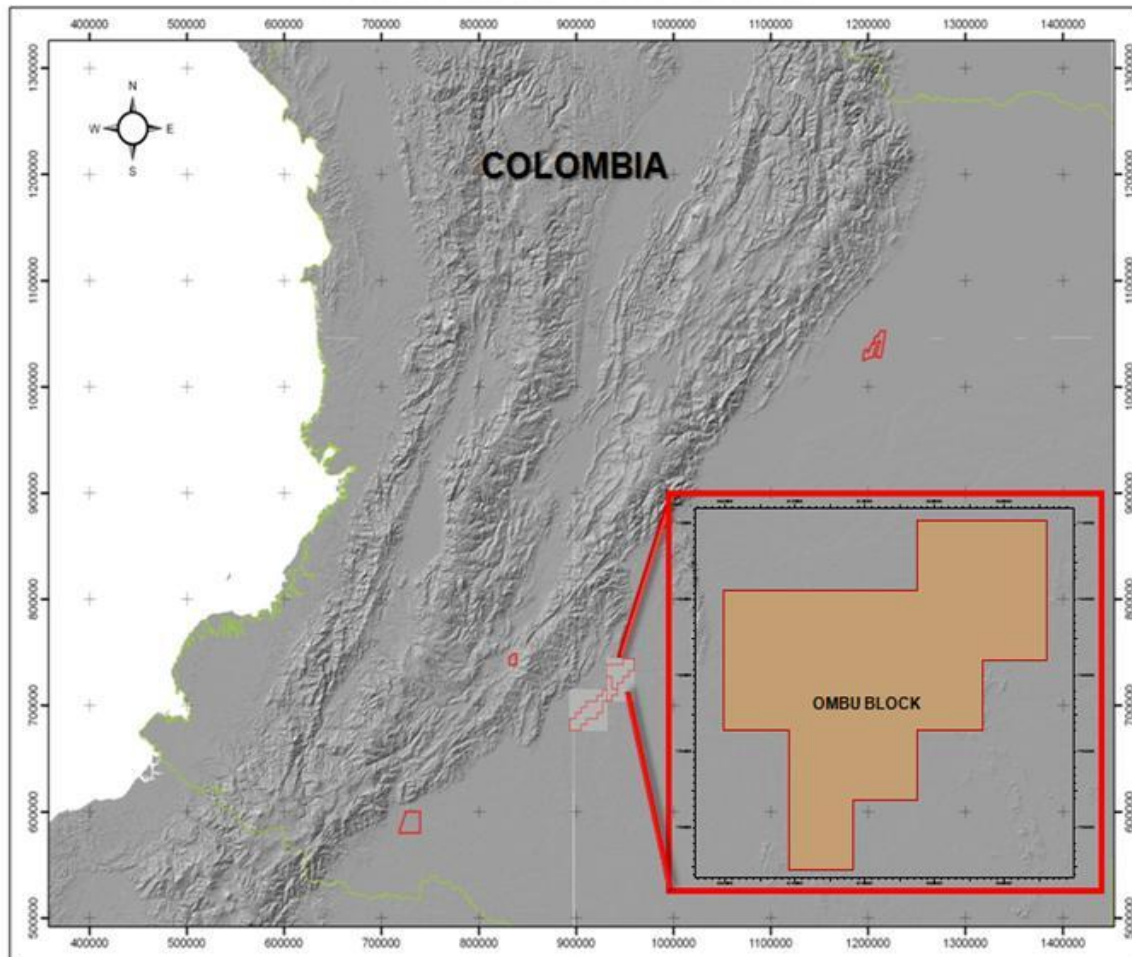
Para los fines del trabajo, se ha considerado la ubicación geológica del Campo Capella dentro de la sub-cuenca de Caguán que es parte de lo definido como Cuenca Caguán-Putumayo, según propuesta de la ANH (Pardo, Barrero, Vargas & Martínez, 2007) de nueva nomenclatura y límites cuencas sedimentarias.

3. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

El registro geológico de la cuenca Yarí-Caguán abarca rocas desde el Precámbrico hasta el reciente, pero a continuación solo serán descritas las formaciones presentes en el área de la zona de estudio, debido a que se presentan múltiples eventos erosivos y/o de no depositación de acuerdo con la

información registrada durante la perforación de los pozos Payara-1 y Piraña-1 localizados en el Bloque Ombú y los ya perforados dentro del área del Campo Capella.

Figura 1 Mapa localización del Bloque Ombú.⁵



Modificado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

4. ESTRATIGRAFÍA BLOQUE OMBÚ

Las unidades estratigráficas de la sub-cuenca del Caguán se presentan en las Figuras 2 y 3. Debido a eventos erosivos y/o de no deposición, la sección sedimentaria presente en el área de estudio consiste solamente de estratos Terciarios de la Formación Arrayán y la Formación Mirador (nombrada en algunos

⁵ Modificado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

sectores como Lozada o Pepino), y estratos Cretácicos compuestos por conglomerados fracturados que hacen parte del Grupo Cáqueza que están discordantemente sobre el basamento.

4.1 Cuaternario

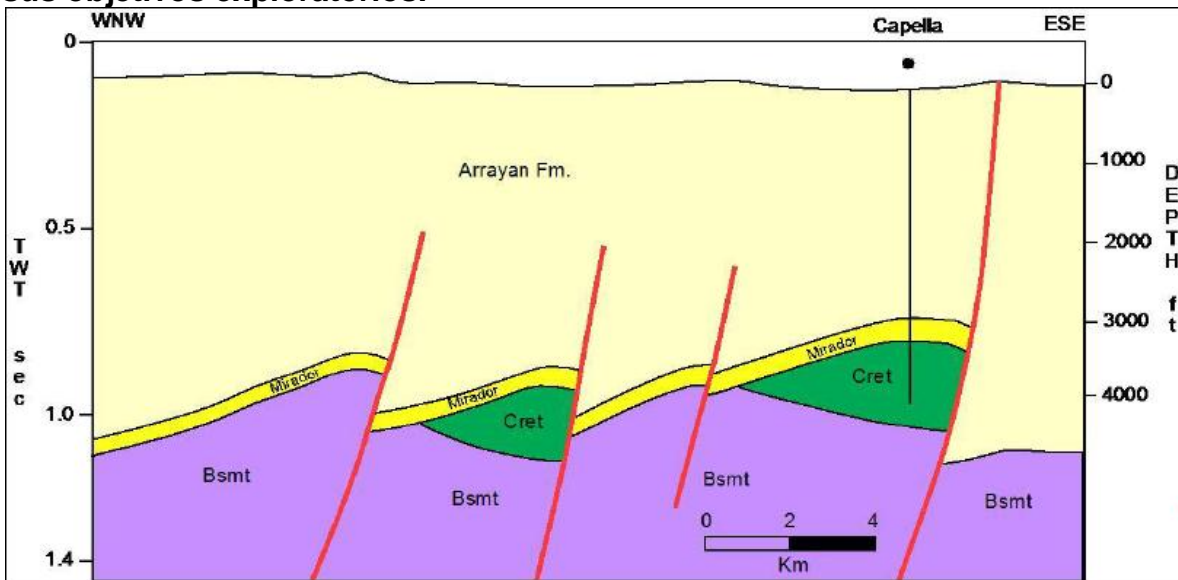
Depósitos aluviales constituidos principalmente por arcillolitas y limolitas varicoloreadas intercaladas con algunos niveles arenosos. Frecuentemente se presentan restos de plantas.

4.2 Formación Arrayán (Oligoceno)

La nomenclatura en la cuenca es variada denominándose Formación Arrayán en el sector de La Uribe y Grupo San Fernando en la Serranía de la Macarena. Es equivalente a las formaciones Carbonera y León en los Llanos Orientales, y Formación Ortegaza en la Cuenca del Putumayo propiamente dicha.

La litología observada en este depósito es de arcillolitas y limolitas rojo violáceo y verde, intercaladas con algunos niveles de areniscas arcillosas con estratificación cruzada y abundantes cintas de carbón; al parecer hacia la localidad tipo en la región del río Ortegaza presenta delgados niveles de calizas, y algunos fósiles (Ostracoides y Foraminíferos) y según Corelab se recobraron dinoflagelados; según Beicip (1988), se observan nódulos de yeso secundario. Estos datos indican oscilaciones de ambientes costeros a marino somero.

Figura 2 Corte Esquemático sentido NW-SE ubicando el Campo Capella y sus objetivos exploratorios.⁶

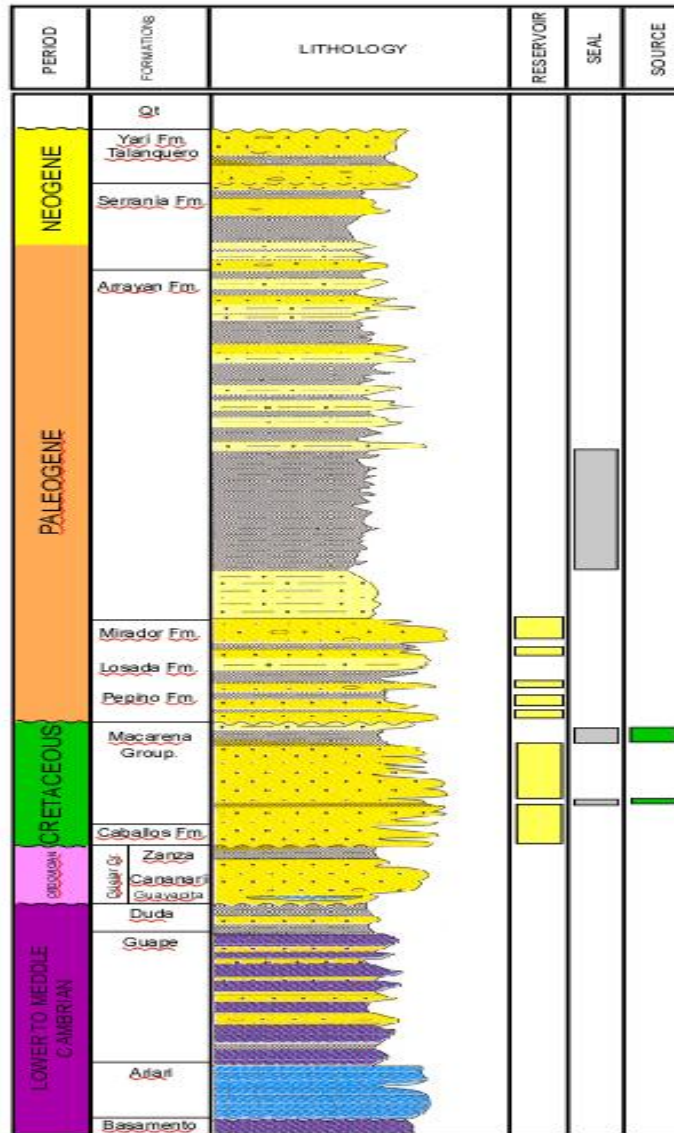


Tomado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

⁶ Tomado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

En columnas estratigráficas de campo levantadas en el sector de Guacamayas - Río Pescado (San Vicente del Caguán), en la cuenca de Yarí - Caguán, la Formación Arrayán presenta litologías semejantes a las descritas anteriormente, con un espesor cercano a 175m de arcillolitas y shales grises oscuros intercalados ocasionalmente con pequeños niveles de areniscas lodosas blancas y algunos niveles de carbón. La datación palinológica realizada por el ICP (1989) mostró una edad de Eoceno tardío a Oligoceno con un ambiente fluvio-lacustre. En los pozos existentes en la cuenca, la respuesta de los registros eléctricos es muy similar a la de los pozos del sector del Paleoalto de Florencia. La descripción de los ripios de los pozos Payara-1 y Piraña-1, muestran principalmente arcillolitas y limolitas varicoloreadas intercaladas con algunos niveles arenosos, con pequeños gasterópodos y restos de plantas. Sus contactos, superior e inferior, son concordantes (ICP, 1997).

Figura 3 Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Yarí-Caguán.⁷



Base de datos de Emerald Energy Plc

En el sector del Campo Capella y según información de los pozos perforados desde su descubrimiento en 2008, la formación Arrayán presenta un espesor promedio de 3000ft, de los cuales la parte superior con un espesor promedio de 2000ft, está conformada por intercalaciones de areniscas y arcillolitas, y la parte inferior con un espesor promedio de 1000ft está conformada por una secuencia continua de shale verde a gris.

4.3 Formación Mirador (Eoceno)

Los depósitos del Eoceno están representados por las siguientes formaciones equivalentes en edad: Formaciones Pepino (Cuenca del Putumayo y sur de la

⁷ Base de datos de Emerald Energy Plc

Cuenca de Yarí-Caguán), Formación Losada (sur de la Macarena) y Formación Mirador (Cuenca de los Llanos y norte de Yarí-Caguán). Su espesor es muy variable, alcanzando su mayor espesor (aproximadamente 600ft) en el sector comprendido entre los pozos Payara-1 y Losada-1; se adelgaza hacia el este, y según información del proyecto Apiay-Ariari (1991), tiene un cerro erosivo al este de los pozos SA-15, SA-13, y Fuente 1821-1X. Se extiende más al sureste, hacia la Serranía de Chiribiquete donde aparentemente el espesor de estos sedimentos es menor, ya sea porque este sector actuaba como paleoalto sobre el que se acuñan los depósitos o porque hubo una erosión más intensa.

Dentro de lo que ha sido considerado como formación Mirador en los pozos Capella, se ha calculado un espesor promedio de 125ft de esta formación. Normalmente hacia la parte superior de esta formación se observa un paquete de arenas que varía en espesor, y que presenta intercalaciones arcillas, que las divide en diferentes horizontes, los cuales representan los intervalos productores en el Campo Capella. Se pueden describir como arenas que varían desde tamaño fino a grueso, no consolidadas, con un espesor promedio de 30ft en los pozos Capella, con porosidades promedio de 31%.

Información consultada en la literatura geológica sugieren en general la ausencia total de sedimentos del Paleoceno en la cuenca de Yarí-Caguán.

4.4 Conglomerado Fracturado (Cretácico Superior?)

El Conglomerado fracturado perforado en los pozos Capella, es reservorio productor el campo Capella. Según descripciones litológicas de los pozos perforados desde el año 2008, está compuesto por conglomerado polimíctico, de cuarzo con una notable presencia de rocas metamórficas. En el sector de los pozos Capella presenta un espesor promedio de 200ft.

Comparando con los estudios geológicos del sector del Caguán, probablemente estos conglomerados fracturados que constituyen el reservorio inferior del Campo Capella, hacen parte de los depósitos del Cretáceo Superior representados por el Grupo Macarena en este sector.

Evaluaciones regionales de la cuenca del Caguán sugieren que este sector permaneció emergido desde el Paleozoico hasta el Cretáceo Inferior, a juzgar por la ausencia de registro sedimentario de esta edad según los estudios realizados en esta área, lo que coincide con la información obtenida de los pozos perforados en este campo.

4.5 Basamento (Precámbrico)

De acuerdo a información general de pozos en la zona de interés, los cuales alcanzaron el basamento (perforado alrededor de 70ft de este), se describe el basamento para este sector como un gneiss que varía en color desde verde, salmón y negro, masivo, muy duro, con venas de cuarzo de color salmón y

ocasionalmente pirita, con abundante mica. Según Lamilla (1988), en la Cuchilla del Tablazo, el basamento está compuesto por gneisses, esquistos sericíticos y rocas intrusivas.

5. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL BLOQUE OMBU

Estructuralmente este campo corresponde a un anticlinal alargado en dirección NE con cierre en tres direcciones y limitado hacia el Este por una falla inversa (marcada en rojo en la Figura 2) con la misma dirección de la estructura anticlinal (Figura 2). En el capítulo de Geofísica se detalla la descripción estructural del Bloque Ombú.

6. GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

De acuerdo a los estudios realizados en el área, se ha determinado la existencia de por lo menos un sistema petrolífero evidenciado por las manifestaciones de Hidrocarburos en el área.

6.1 Potencial de Roca Generadora

Los resultados geoquímicos obtenidos a partir de las muestras de superficie y de pozo en el área de La Uribe, indican la presencia en este sector de la única cocina de generación en la Cuenca de Yará-Caguán.

Según resultados geoquímicos existe la posibilidad de la migración de crudos de pods en cuencas vecinas. Esto es más evidente hacia el norte y oriente de la Serranía de la Macarena. Igualmente en el área de La Uribe, los resultados geoquímicos indican una roca fuente de tipo carbonático que podría sugerir crudos migrados del oeste desde la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, anterior al levantamiento del Macizo de Garzón (ICP, 1997).

La única cocina identificada dentro de la Cuenca se encuentra en el área de la Uribe; en este sector, las rocas del Cretáceo superior (Formación Macarena Medio Superior) presentan reflectancia de vitrinita de hasta 0.83%, con contenidos de materia orgánica de hasta 4%. El modelamiento geoquímico, realizado en el pozo La Uribe-1 en esta región, indica que la madurez observada en la actualidad sólo se pudo alcanzar con un enterramiento de alrededor de 12.000ft, lo que implicaría una erosión cercana a los 7.000ft de sedimentos, teniendo en cuenta la columna estratigráfica actual; esto es bastante difícil si se piensa que el tope de generación (60 % de hidrocarburo generado) se alcanzó hace 7 a 4 m.a. y no se observa evidencia de una erosión de la magnitud requerida en tan corto periodo de tiempo geológico. Esto hace suponer que otros factores contribuyeron en la maduración de la roca fuente; se sugiere que un flujo anormal de calor, probablemente asociado al emplazamiento del Macizo de Garzón, contribuyó a madurar la materia orgánica; otra posibilidad es que la presión lateral ejercida por los esfuerzos que terminaron en el levantamiento de la Cordillera Oriental sea un factor importante

que contribuyó a obtener una maduración mayor a la esperada únicamente por enterramiento.

En el sector de San Vicente del Caguán, donde se suponía la presencia de intervalos con buenas condiciones para generar hidrocarburos por la presencia de numerosos oil seeps y manifestaciones en los pozos perforados, los estudios geoquímicos señalan inmadurez de la materia orgánica en toda la columna sedimentaria. Por lo tanto, las manifestaciones de hidrocarburos en superficie y en los pozos perforados, es necesariamente el resultado de la migración de los fluidos desde una “cocina” cercana, muy probablemente desde la región de La Uribe.

6.2 Migración

Se consideran al menos dos direcciones de migración de los crudos en la cuenca de Yarí–Caguán:

En los sectores de La Uribe, San Vicente del Caguán y áreas próximas a la Serranía de la Macarena, los crudos muestran influencia continental y fueron generados a partir de rocas de edad Cretáceo superior o más joven (según biomarcadores); esto indica una probable migración desde el oeste, donde actualmente se encuentra la Cordillera Oriental y/o la Cuenca del Valle Superior del Magdalena a través de las unidades permeables y previo al levantamiento de las barreras topográficas que existen en la actualidad.

Los crudos de La Uribe pudieron ser generados en una cocina ubicada en la misma región por lo que la migración es muy corta. Este factor contribuye a que los crudos esperados en este sector no hayan sufrido efectos de biodegradación tales como los observados en otros sectores donde la migración interpretada es bastante tortuosa.

En el región de Florencia, los crudos provienen de rocas marinas más distales, lo cual indica una migración desde el suroeste y más específicamente desde la Cuenca del Putumayo.

6.3 Roca Almacenadora

La Fm. Mirador presenta diferentes litologías que van desde areniscas de color rojo, masiva, con cemento silíceo al tope, junto con areniscas friables, rojas y escasos niveles de conglomerados, intercaladas con arcillas y limos. El espesor de estas arenas varía sustancialmente en la lateral sobre todo en sentido SW-NE. En la Formación Mirador se presenta también una alternancia de niveles masivos de conglomerados, areniscas, arcillolitas y limonitas, otros niveles arenosos y conglomeráticos de la Formación Mirador que son considerados como potenciales productores y que se encuentran en evaluación (Figura 2 y 3).

Conglomerados Cretácicos (?) fracturados masivos, gruesos a medios, con abundantes líticos, con varias familias de fracturas observadas en los corazones de los pozos Capella, principalmente verticales y otras subparalelas, hacen parte de la segunda sección de interés que se encuentra en producción en el Campo Capella. (Figura 2 y 3).

6.4 Roca Sello

Se identifica como principal roca sello regional las rocas del Oligoceno a Mioceno de la Formación Arrayán, la cual es equivalente en tiempo a la Formación Carbonera de la Cuenca de los Llanos Orientales; el espesor de esta formación esta alrededor de 1.000ft y su litología es muy similar a la reportada en la Formación Carbonera: espesos niveles arcillosos alternados con intervalos arenosos como resultado de oscilaciones en el nivel relativo del mar; hacia el sur, en cercanía con la Cuenca del Putumayo, se vuelve más lodosa, desapareciendo casi por completo los intervalos arenosos. Esta unidad y sus equivalentes en las cuencas del Putumayo y Llanos Orientales son igualmente sellos importantes.

6.5 Trampa

La trampa fue identificada a partir del análisis de aproximadamente 237 km de sísmica 2D adquirida en 1973 (Petrobrás) y 1976; y confirmada mediante el análisis de 168.35 Km de sísmica 2D reprocesada por Emerald Energy PLC. Suc. Colombia en el 2007.

Corresponde a un anticlinal asimétrico, con rumbo NE-SW (Figura 2), formado por la inversión de antiguas fallas normales del Paleozoico inferior que involucran basamento, reactivadas durante la orogenia andina, posiblemente asociadas al primer pulso de levantamiento del Macizo de Garzón entre 12 y 9 m.a. Dicha deformación pone lateralmente en contacto rocas de la Fm. Mirador con las arcillolitas de la Fm. Arrayán, generando sello lateral.

7. GEOFISICA

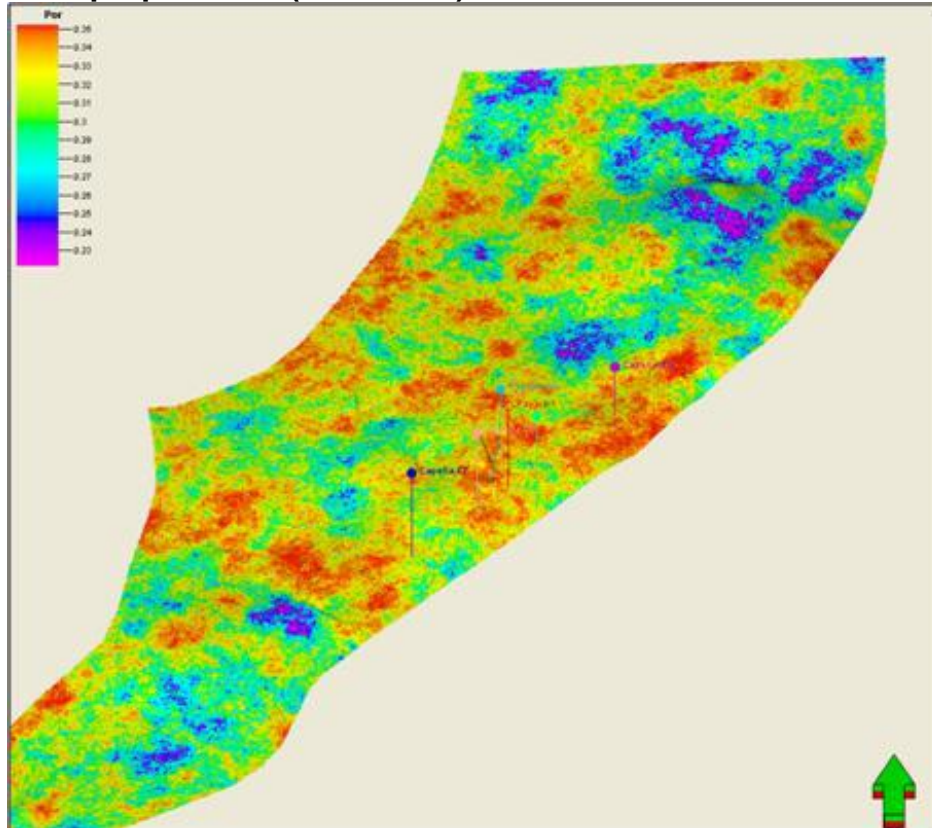
7.1 SÍSMICA

En el área del bloque Ombú se cuenta con aproximadamente 250 km de sísmica 2D adquirida en los años 70's, y la sísmica 2D y 3D adquirida por la empresa Emerald Energy Plc Colombia (Figura 2 y 4). A partir de esta información se actualizó y delineó estructuralmente el campo Capella (Figura 2).

En la Figura 4, se presenta la alta y variada distribución de las porosidades dentro del área del Campo Capella, lo que llevaría a pensar que dependiendo de las posiciones de los pozos dentro de la estructura, así mismo se esperaría su producción. Por lo tanto, para la implementación o no del Proyecto de Inyección de

Vapor, deberá hacerse un estudio concienzudo, que permita evaluar y tomar las mejores áreas para la aplicación del mismo.

Figura 4 Modelo Estático del Campo Capella. Presenta la alta variación lateral de las propiedades (Porosidad) dentro de la Estructura evaluada.⁸



Tomado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

La geometría de las estructuras interpretadas localmente en el área del Campo Capella, como fallas normales, grabens, fallas inversas, fallas invertidas y pliegues, permiten establecer que esta área pasó por diferentes etapas de extensión, eventos de elevadas tasas de sedimentación e inversión tectónica (Figura 4), lo que coincide regionalmente con la evolución tectónico-estratigráfica de la subcuenca del Caguán.

Las fallas normales están asociadas al basamento, algunas de las cuales se reactivaron como inversas durante la orogenia andina y afectaron también los sedimentos cretácicos y del Terciario inferior, y fallas inversas, asociadas a evento compresivo posterior que pueden estar afectando la secuencia de Cretácica y la formación Mirador y Arrayán, (Figura 2 y 4).

⁸ Tomado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

8. ESTADO ACTUAL CAMPO CAPELLA

Tal como fue mencionado en el capítulo anterior se han perforado alrededor de 32 pozos el 50% de ellos de carácter exploratorio y el 50% restante de desarrollo.

El aceite descubierto en los pozos del Campo Capella es de tipo extra-pesado (Tabla 1), adjunto en las Figuras 5 y 7 se observan algunas comparaciones para el entendimiento del tipo de crudo encontrada en el Campo Capella.

Tabla 1 Tipos de Crudos de acuerdo a su Gravedad API.⁹

TIPO DE CRUDO	GRAVEDAD (° API)
Extra-pesado	Menos de 10 API
Pesado	10 – 22.3 API
Mediano	22.3 – 31.1 API
Liviano	Mayor de 31.1 API

Modificado de C. Albornoz; J. Ramón; C. Correa; F. Kondo; J. Mora -Emerald Energy Plc. / 2011

Teniendo en cuenta que el Campo Capella se ha denominado para este estudio como de un crudo extra-pesado, es decir de menos de 10 grados API y de alta viscosidad, se presenta en la Tabla 2, las propiedades características de crudo en condiciones de yacimiento.

Tabla 2 Características de Crudo Capella.¹⁰

Propiedades de Yacimiento	
Presión Inicial (psi)	1210
Temperatura (°F)	136
Gravedad °API	9.5
Viscosidad @ 136 °F (cP)	2600 - 4200
Viscosidad @ 80°F (cP)	36000
Porosidad Promedio (%)	31
Permeabilidad Promedio (mD)	6390
Espesor Promedio (ft)	30
Profundidad (ft)	3000
GOR (pcn/bl)	37
Salinidad del agua (ppmCl)	800 - 1000

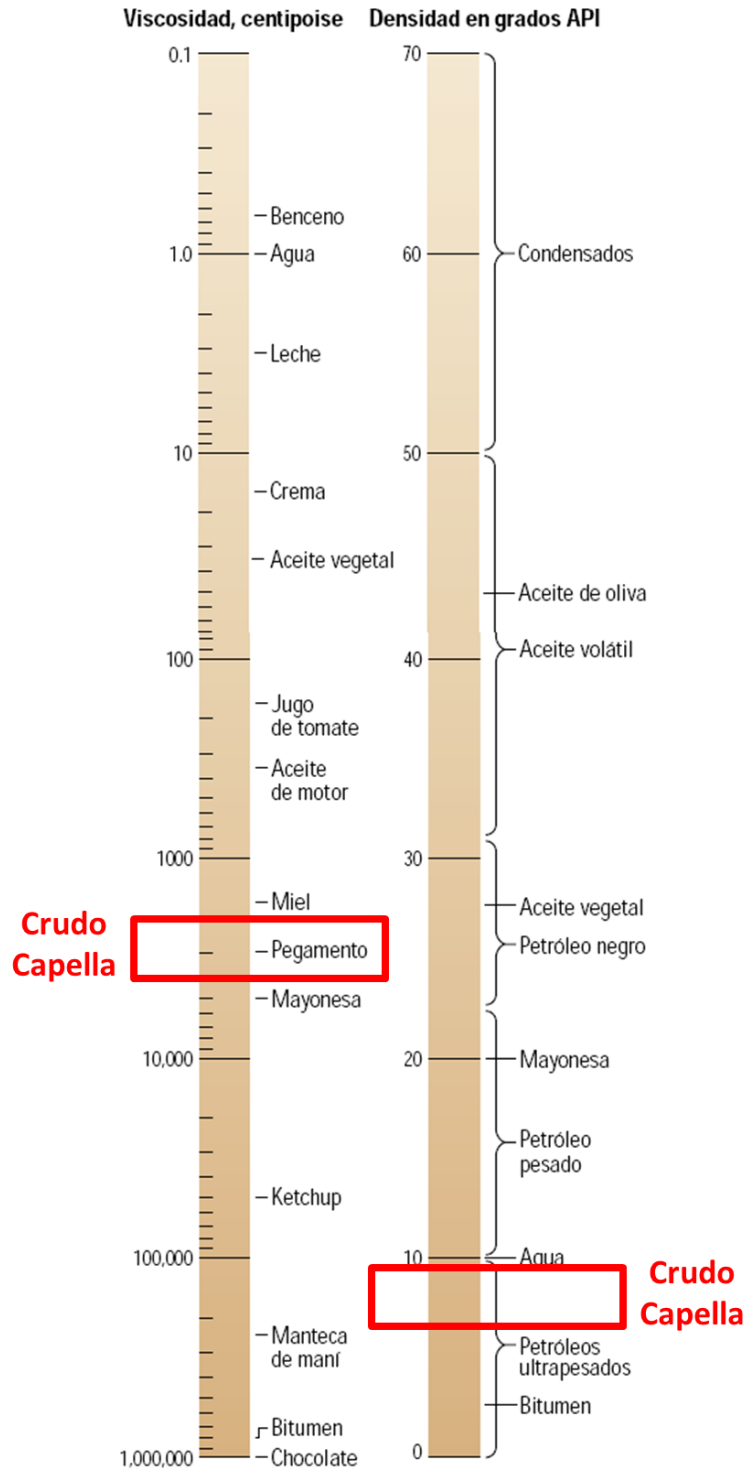
⁹ Modificado de C. Albornoz; J. Ramón; C. Correa; F. Kondo; J. Mora -Emerald Energy Plc. / 2011

¹⁰ Modificado de C. Albornoz; J. Ramón; C. Correa; F. Kondo; J. Mora -Emerald Energy Plc. / 2011

Modificado de C. Albornoz; J. Ramón; C. Correa; F. Kondo; J. Mora -Emerald Energy Plc. / 2011

Se observa la gran variación de la Viscosidad una vez el crudo deja sus condiciones de yacimiento y es traído a Superficie, lo cual puede presentar problemas para su transporte, este ítem será evaluado más adelante. En la Figura 6 se presenta el Crudo Capella comparando su viscosidad y gravedad API, con otros elementos encontrados en la naturaleza.

Figura 5 Viscosidades y Gravedad API de diferentes sustancias en la naturaleza comparadas con el Crudo de Capella.¹¹



Modificado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

¹¹ Modificado de C. Albornoz; O. Jaramillo; J. Ramón; M. Bernal; M. Murillo; L. Yupeng - Emerald Energy Plc. / 2011

En superficie se comporta como una especie de brea de difícil movimiento, pero al aumentar unos pocos grados la temperatura del lugar empieza a fluir de manera plástica y constante.

Figura 6 Comportamiento del Crudo Capella en Superficie.¹²



Foto archivo Emerald Energy PLC, Sucursal Colombia

Teniendo en cuenta las características del crudo presentadas, los mapas estructurales de los yacimientos, los cálculos de reservas, el factor de recobro en este tipo de campos de crudos extra-pesados, alrededor del 10% y las políticas de la empresa Emerald para desarrollar en Campo Capella y con el ánimo de hacer algunos cálculos, en la Tabla 3, se presenta el pronóstico de producción del Campo Capella entre los años 2014 y 2030. Este pronóstico será utilizado para realizar los cálculos de CAPEX y demás valores necesarios para la evaluación del de los económicos dentro de la Evaluación Técnico Económica.

¹² Foto archivo Emerald Energy PLC, Sucursal Colombia

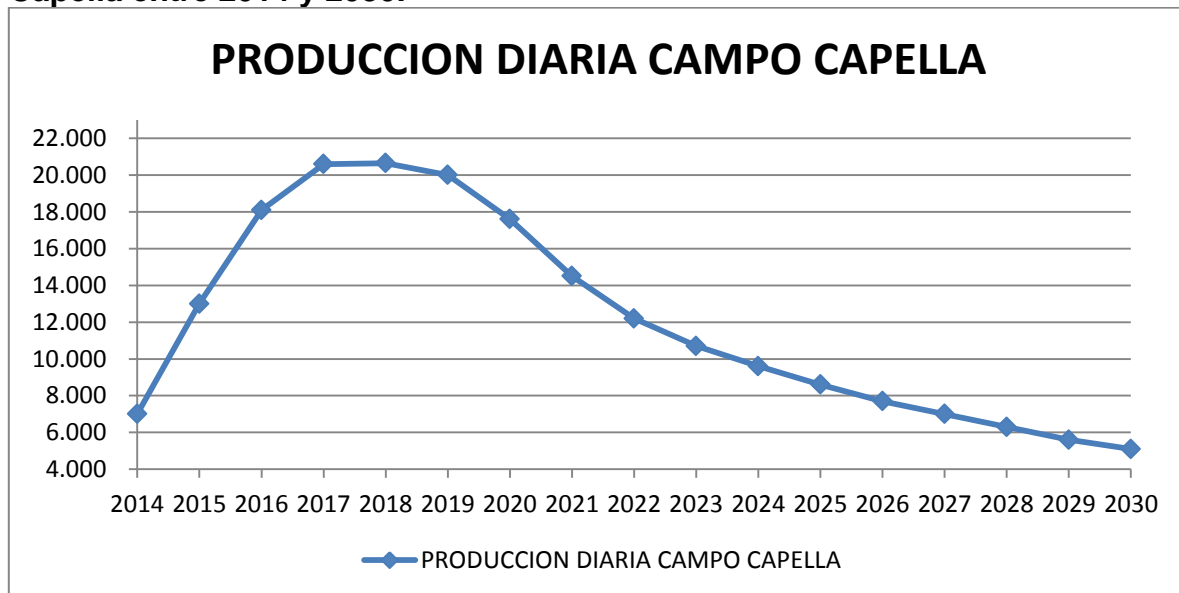
Tabla 3 Pronóstico de Producción y Precio WTI para el proyecto Capella.¹³

Año	Produccion Neta						Precio			
	bopd	Mbbbls	Campo Mbbbls	Mezcla Mbbbls	Crudo de 9 API Mbbbls	Asfalto Mbbbls	WTI \$/bbl	Precio de Venta \$/bbl Mezcla	Precio de Venta \$/bbl Crudo 9 API	Precio de Venta \$/bbl Bulk/Asphalt
2014	7,000	2.56	2.16	3.0	-	-	93.6	101.1	61.2	37.5
2015	13,000	4.75	3.99	2.7	2.0	-	95.5	103.1	62.4	38.2
2016	18,100	6.61	5.53	3.0	3.3	-	97.4	105.2	63.7	39.0
2017	20,600	7.52	6.28	3.5	3.7	-	99.4	107.3	64.9	39.7
2018	20,650	7.54	6.30	4.0	3.4	-	101.4	109.5	66.2	40.5
2019	20,000	7.30	6.10	4.1	3.1	-	103.4	111.7	67.6	41.4
2020	17,600	6.42	5.38	4.1	2.4	-	105.4	113.9	68.9	42.2
2021	14,500	5.29	4.44	4.1	1.5	-	107.6	116.2	70.3	43.0
2022	12,200	4.45	3.75	4.1	0.8	-	109.7	118.5	71.7	43.9
2023	10,700	3.91	3.29	4.1	0.4	-	111.9	120.9	73.1	44.8
2024	9,600	3.50	2.95	4.0	0.1	-	114.1	123.3	74.6	45.7
2025	8,600	3.14	2.65	3.7	-	-	116.4	125.7	76.1	46.6
2026	7,700	2.81	2.37	3.3	-	-	118.8	128.3	77.6	47.5
2027	7,000	2.56	2.16	3.0	-	-	121.1	130.8	79.2	48.5
2028	6,300	2.30	1.94	2.7	-	-	123.6	133.4	80.8	49.4
2029	5,600	2.04	1.73	2.4	-	-	126.0	136.1	82.4	50.4
2030	5,100	1.86	1.57	2.2	-	-	128.5	138.8	84.0	51.4
Total		74.55	62.59	58.1	20.7	-	110	119	72	44

Elaborada por el Autor. Anexo A.

Los cálculos del pronóstico de producción están basados en el potencial de producción de los pozos ya perforados y una proyección para la recuperación de reservas, que como se ha mencionado antes no supera el 10%. La gráfica adjunta presenta el comportamiento de la producción anual esperada hasta el 2030.

Figura 7 Comportamiento de la producción anual promedio del Campo Capella entre 2014 y 2030.¹⁴



¹³ Elaborada por el Autor. Anexo A.

¹⁴ Elaborada por el Autor. Anexo A.

Elaborada por el Autor. Anexo A.

La meseta de producción se espera entre el año 2017 y 2019, después del 2020 se presenta un descenso constante hasta el límite económico del mismo en el año 2028.

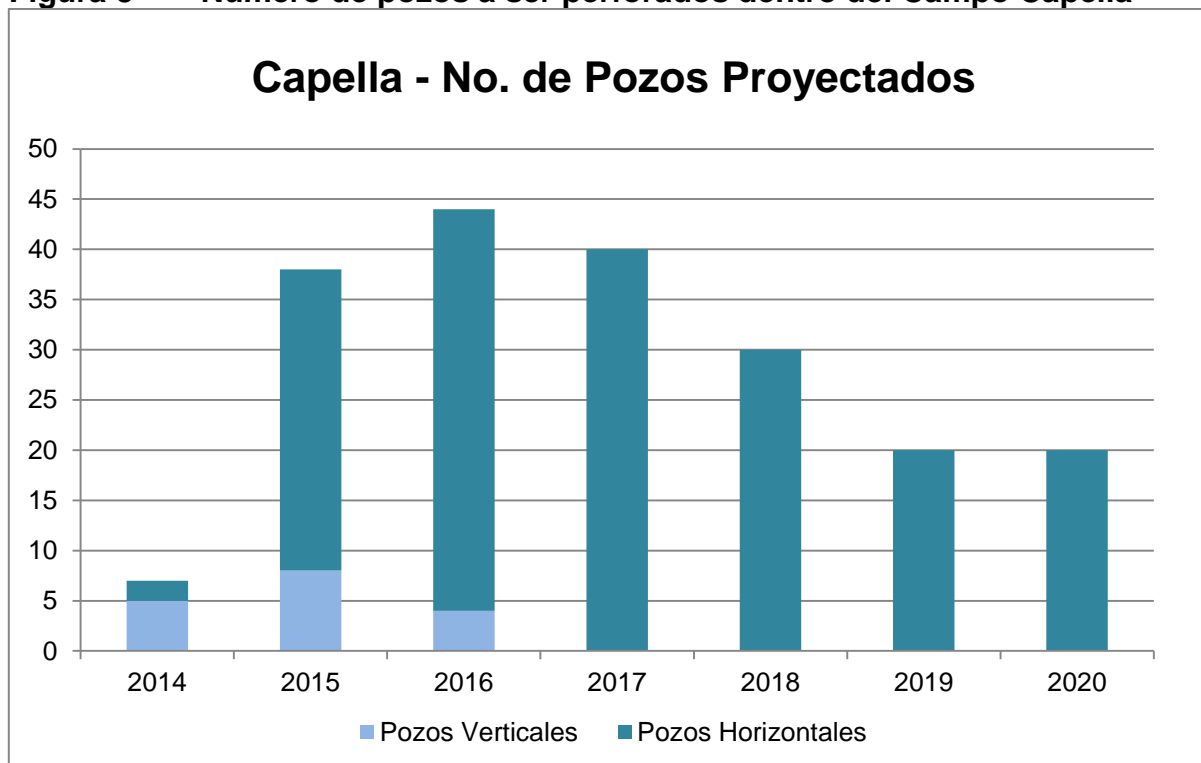
Así de manera adicional y de acuerdo a los pronósticos presentados se tiene el número de pozos a ser perforados entre el 2014 y el 2020 dentro del proyecto, sobre estos valores se presentaran algunas inversiones con las cuales se harán los cálculos y se hará la valoración económica del proyecto.

Tabla 4 Número de pozos a ser perforados por Emerald Energy.¹⁵

Número de Pozos Nuevos	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Pozos Verticales	5	8	4	0	0	0	0	17
Pozos Horizontales	2	30	40	40	30	20	20	182
Total Pozos	7	38	44	40	30	20	20	199

Elaborada por el Autor. Anexo A

Figura 8 Número de pozos a ser perforados dentro del Campo Capella¹⁶



Elaborada por el Autor. Anexo A

¹⁵ Elaborada por el Autor. Anexo A.

¹⁶ Elaborada por el Autor. Anexo A.

Con la proyección anterior se espera una alta inversión dentro del Proyecto Capella, principalmente en los años 2015 a 2017, periodo en el cual se espera perforar 129 pozos, de los cuales solo 17 Verticales y los demás horizontales. Teniendo como base el número de pozos y el pronóstico generado anteriormente, se realizan los siguientes cálculos sobre el CAPEX a ser invertido dentro del proyecto y con estos datos poder obtener una proyección de las ganancias. En las Tablas adjuntas 5, 6, 7 y 8 se encuentran los cálculos de CAPEX diferenciados para los ítems más importantes dentro del Proyecto Capella (Perforación, Completamiento y Obras Civiles).

Tabla 5 Costo de la inversión en KUSD para perforación de los pozos para el desarrollo del Proyecto Capella.¹⁷

Perforación	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Pozos Verticales	12,000	20,000	10,000	0	0	0	0	42,000
Pozos Horizontales	5,400	87,600	116,800	116,800	87,600	58,400	58,400	531,000
Total Perforación	17,400	107,600	126,800	116,800	87,600	58,400	58,400	573,000

Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

Para los valores de las tablas 5, 6 y 7, se toma como base la Tabla 4, en ella se observa el número de pozos a ser perforados por año para alcanzar los pronósticos de producción, así para el año 2014, el costo de perforación de un pozo vertical es MUS \$2,4 y para los años siguientes se toma un incremento del 4%, que se espera muy cercano al IPC; los pozos horizontales tendrán un costo de MUS \$2,7 para los siguientes años se calcula un aumento del 8%, pues se espera un incremento en las tarifas de las herramientas direccionales; en ambos casos se mantiene el mismo valor de los pozos partiendo de la aplicación de las mejores prácticas y un mejoramiento del uso del capital invertido, durante las diferentes etapas del proyecto.

Teniendo en cuenta que el costo de los pozos Verticales vs. Horizontales no es muy alto, se toma que el mayor volumen de pozos a ser perforados serán Horizontales. Los 17 pozos Verticales definidos, se usarán para delimitación del yacimiento y como definición de plataformas desde las cuales se perforarán pozos horizontales para el incremento de la producción del Campo Capella. De acuerdo a los planes presentados se tiene que la inversión total desde el punto de vista de perforación será alrededor de MUSD \$573.

Tabla 6 Costo de la inversión en KUSD para completamiento de los pozos para el desarrollo del Proyecto Capella.¹⁸

Completamiento	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Pozos Verticales	1,550	2,800	1,400	0	0	0	0	5,750
Pozos Horizontales	700	11,700	15,600	15,600	11,700	7,800	7,800	70,900

¹⁷ Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

¹⁸ Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

Total Completamiento	2,250	14,500	17,000	15,600	11,700	7,800	7,800	76,650
-----------------------------	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	--------------	--------------	---------------

Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

El completamiento de cada uno de los pozos Verticales para el año 2014, será de KUSD \$310, a partir del 2015, se toma un incremento del 13% (por estudios realizados internamente en EEC se ha definido que este ítem con un alto incremento), para los pozos horizontales se toma un valor base de KUSD \$350 para el 2014, y del 2015 se toma un incremento del 11%, se nota un menor incremento teniendo en cuenta que el volumen será mayor y se pueden obtener descuentos. Teniendo en cuenta esto, se tiene que la inversión estimada por concepto de completamiento será de alrededor de MUSD \$ 77.

En la Tabla 7, se observa que la mayor inversión por concepto de Obras Civiles se hace en los pozos verticales, puesto que para la perforación de los horizontales, se hacen mejoras a las locaciones ya existentes; por esto la gran diferencia de costos en Obras Civiles de pozos Verticales vs. Horizontales. La inversión total esperada será de alrededor de MUSD \$ 32.

Tabla 7 Costo de la inversión en KUSD para construcción de obras civiles para pozo (Vías, Plataformas y adecuaciones) para el desarrollo del Proyecto Capella.¹⁹

Obras Civiles para Pozos	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Pozos Verticales	3,750	6,800	3,400	0	0	0	0	13,950
Pozos Horizontales	180	3,000	4,000	4,000	3,000	2,000	2,000	18,180
Total Obras Civiles Pozos	3,930	9,800	7,400	4,000	3,000	2,000	2,000	32,130

Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

Tabla 8 Costo de la inversión en KUSD para el desarrollo del Proyecto Capella. La inversión total será de alrededor de MUSD \$ 685²⁰

CAPEX Total Pozos Nuevos	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
Total (KUSD)	26,580	131,900	151,200	136,400	102,300	68,200	68,200	684,780

Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

Como se evidencia de las tablas anteriores un proyecto de esta magnitud exige una alta inversión, así las cosas se debe buscar la mejor manera de invertir, pero así mismo de recuperar el dinero y tener ganancias. Las mayores inversiones se harán en los años 2015 a 2017.

Existen otros ítems, como son Facilidades y rubros dirigidos a Seguridad, Inversión Social, entre otros que aunque de menor cuantía impactan el proyecto, y

¹⁹ Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

²⁰ Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

los cuales deben ser tenidos en cuenta para los económicos del proyecto. Pero por el ánimo del ejercicio se va a tomar como un 15% del cálculo inicial, quedando tal como se observa en la Tabla 9.

Tabla 9 Costo de la inversión en KUSD para el desarrollo del Proyecto Capella. La inversión total (Incluyendo Tierras, RSE y Seguridad) será de alrededor de MUSD \$ 787²¹

CAPEX (KUSD)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total
OMBÚ	42,95 8	168,03 4	196,70 4	137,29 2	103,19 2	69,09 2	69,09 2	786,36 4

Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

Para esta monografía, se calcula un CAPEX entre los años 2014 a 2020 (años en los que se planea desarrollar el Campo Capella) de MUSD \$ 787, las tablas anteriores fueron creadas para indicar los costos en cada una de las fases de desarrollo del proyecto, siendo la de mayor cuantía la Fase de Perforación con el 73% del CAPEX total.

9. PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR

La inyección de vapor es un método especial de recuperación aplicado generalmente en yacimientos de Hidrocarburos de bajas gravedades API y de moderadas a medias viscosidades, el método consiste en la inyección de vapor para reducir la viscosidad e incrementar la movilidad del aceite resultando en un incremento en la producción de los pozos como fue definido Hong en (1994)²², entre tanto Satter en (1994), presenta que hay diferentes tipos de recobro mejorado tales como los Térmicos (los propuestos para este proyecto): estimulación cíclica de vapor, inyección continua de vapor, SAGD y combustión in-situ²³.

Después de varios análisis realizados sobre muestras obtenidas de los pozos Capella, se define que la mejor opción es la inyección de vapor²⁴ siendo comparadas sus propiedades de Viscosidad, Permeabilidad y Profundidad. El sistema de Generación e Inyección de vapor es como se presenta en la Figura 9 y consiste básicamente en una fuente de vapor, líneas de distribución, pozos de inyección y tanque de descarga.

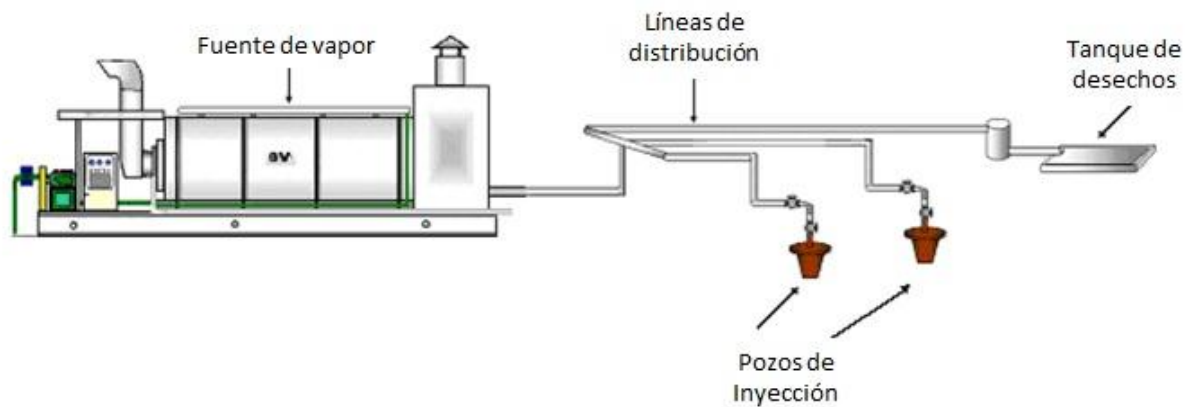
²¹ Elaborada por el Autor para el Proyecto. Anexo A.

²² Tomado de Hong, K "Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery" (1994)

²³ Tomado de Satter, A. y Thakur, G "EOR Screening Criteria Revisited – Part 1" (2002-2003): P: 32-55

²⁴ Tomado de Albornoz, C (et, al) "Proyecto de inyección cíclica de vapor en el Campo Capella – Cuenca Caguán, Colombia" (2011)

Figura 9 Esquema de un sistema de generación e inyección de vapor.²⁵

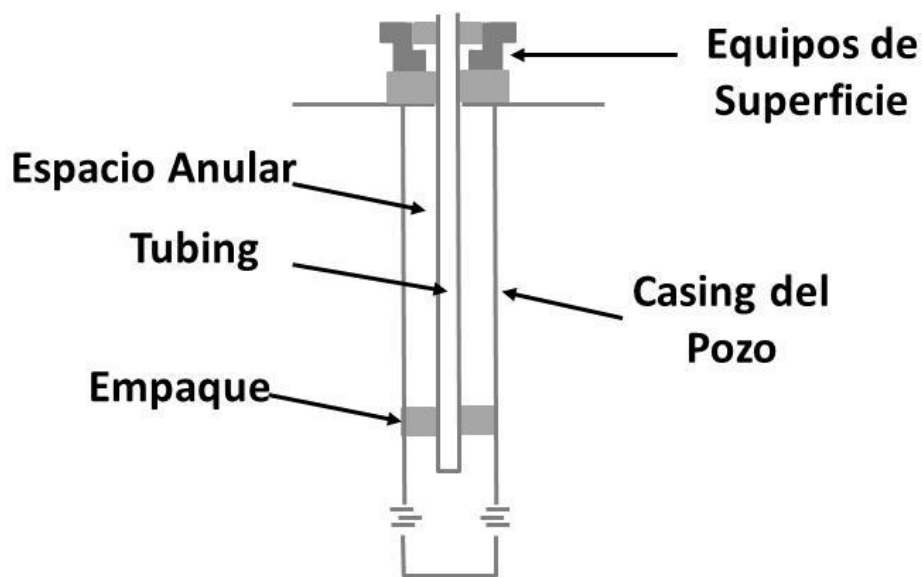


Modificado de SPE/PS/CHOA 1177320 (2008): P-1

Para hacerse una idea general en la Figura 10, se encuentra un esquema general de un pozo que se ha dispuesto para inyección de vapor, básicamente el estado mecánico del pozo consiste de Un Casing, Un tubo inyector de vapor y un empaque (cuando sea necesario), tal como se aprecia en la Figura 10.

En el Campo Capella, se realizaron 2 pruebas de inyección de vapor en los pozos Capella-A1 y Capella-C5, en el momento de las pruebas, el corte de agua era prácticamente inexistente y debido a las productividades de cada uno de los pozos mencionados se determinó su selección²⁶, como se explicó en el Capítulo 2, existen dos formaciones Mirador y el denominado Conglomerado (?) del Cretácico, los pozos fueron representantes respectivos de las unidades productoras.

Figura 10 Sistema de Inyección estándar.²⁷



²⁵ Modificado de SPE/PS/CHOA 1177320 (2008): P-1

²⁶ Albornoz, C (et, al) "Proyecto de inyección cíclica de vapor en el Campo Capella – Cuenca Caguán, Colombia" (2011)

²⁷ Modificado de SPE/PS/CHOA 1177320 (2008): P-2

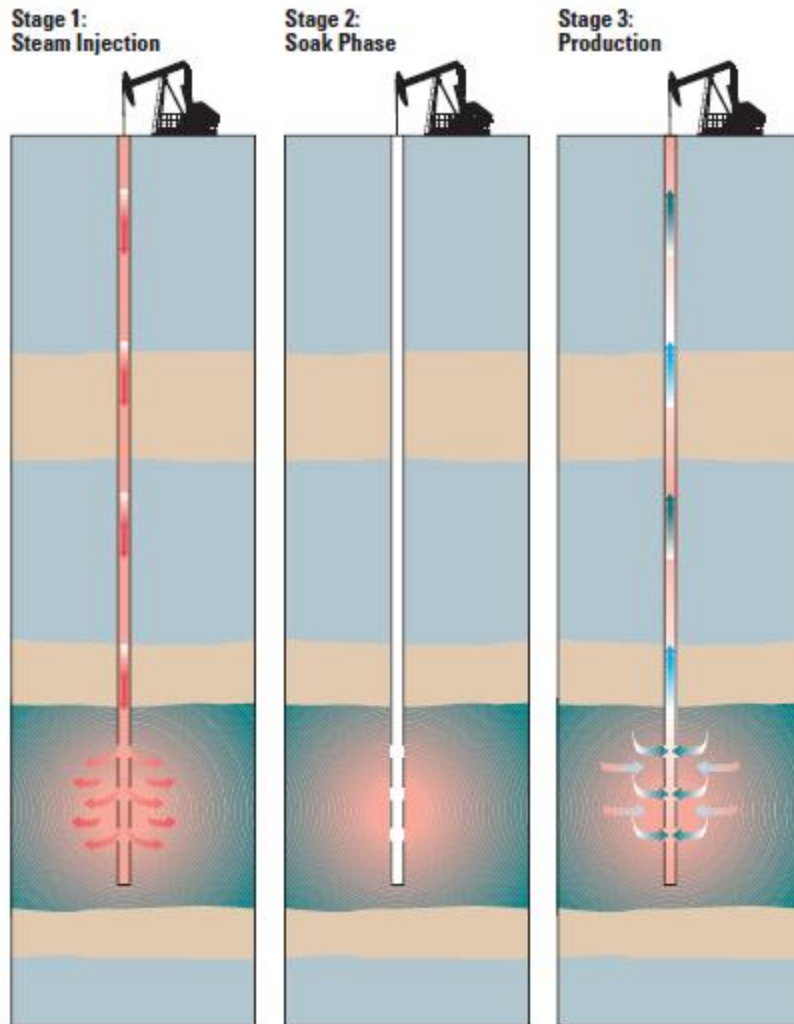
Modificado de SPE/PS/CHOA 1177320 (2008): P-2

Durante el proceso de inyección de vapor, existe una etapa denominada de “remojo” (Soak Phase) en la unidad productora, para que el vapor se distribuya homogéneamente, esto con el objetivo que el vapor viaje y se acomode de manera estable y al final de este periodo se reanude la producción del pozo en su máximo potencial. Se deben escoger zonas preferiblemente homogéneas desde el punto de vista estratigráfico, es por esto que el yacimiento o la zona sobre la cual se va a hacer la inyección debe ser conocida, para sacar el mejor provecho de la misma.

En las pruebas realizadas en los pozos Capella-A1 y Capella-C5, estos periodos de inyección y “remojo” fueron de 10 y 19 días respectivamente, en los dos casos se tuvieron incrementos en la producción entre 2 y 3 veces, la producción inicial, como parte del estudio, se sugiere que los periodos de ciclicidad de inyección de vapor, serán de cercanos al año.²⁸

²⁸ Tomado de Albornoz, C (et, al) “Proyecto de inyección cíclica de vapor en el Campo Capella – Cuenca Caguán, Colombia” (2011)

Figura 11 Esquema de las diferentes etapas durante el proceso de inyección.²⁹



Tomado de Highlighting the Oil (Verano 2006): P-38

En la Figura 11, se observa el proceso de inyección, “remojó” y puesta en producción, que fue efectivo con las dos pruebas realizadas. Se hace necesario que el área del yacimiento (cara contra el pozo) cercana al lugar de inyección al pozo sea constante, continua y homogénea, pues las pequeñas variaciones no permitirían un buen proceso de remojó y la inyección no sería efectiva. En las dos pruebas piloto realizadas en el Campo Capella fueron realizadas simulaciones que permitieron definir que el sistema utilizado debe contar con aislante térmico para reducir las pérdidas de calor.

Ya que hay varios tipos de procesos de inyección de vapor es bueno tener una comparación entre estos para observar sus ventajas y desventajas, para así poder escoger la mejor opción para el campo el pozo, para el desarrollo del campo.

²⁹ Tomado de Highlighting the Oil (Verano 2006): P-38

Figura 12 Matriz de sensibilidad de los diferentes tipos de Inyección de vapor versus las diferentes etapas del proceso.³⁰

Viable EOR Techniques	Key Performance Indicators															
	Production			Subsurface					Surface			Costs				
	Production rate per well	Reserves per well	Reservoir recovery	Petrophysics	Geology	Fluid characterization	Rock-mechanical properties	Gas hydrates	Artificial lift configuration	Permafrost characteristics	CO ₂ emissions	Fuel requirements	Facility costs	Drilling costs	Completion costs	Technology availability
Continuous steamflood injection	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red	Green
Cyclic steam stimulation (CSS)	Green	Green	Green	Yellow	Red	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red	Green
Steam-assisted gravity drainage (SAGD)	Green	Green	Yellow	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Yellow	Red	Green
Hot waterflood injection	Yellow	Yellow	Red	Yellow	Red	Red	Red	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow	Green	Yellow	Yellow
Cold oil production (CHOPS)	Red	Yellow	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	Green	Green	Green	Green	Green	Red	Green	Green	Green

Tomado de Highlighting the Oil (Verano 2006): P-40

La Figura 12, nos puede presentar como la producción en frío del Crudo tiene bajos costos de Perforación y Completamiento, pero no muy buenos en la perforación; por el contrario, para la inyección de vapor la matriz se presenta en colores verdes para la producción, mas no así para los costos y la perforación.

Esto nos muestra que para el proyecto de inyección de vapor se hace necesario una buena cantidad de dinero la cual permita implementar el proyecto y mantenerlo sostenible para el buen manejo del campo.

Así pues, teniendo en cuenta la teoría observada y las pruebas piloto realizadas dentro del Campo Capella, se evidencia que si funciona la inyección cíclica de vapor, con una periodicidad de 1 año, en las dos formaciones (Mirador y Conglomerado (?)), con una mayor capacidad en los generadores y que puede ser aplicada selectivamente a los pozos horizontales.

³⁰ Tomado de Highlighting the Oil (Verano 2006): P-40

10. EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE VAPOR

Con los datos anteriormente expuestos, teniendo en cuenta los factores que deben ser asumidos, y las limitaciones de datos que se presentaron para el desarrollo del proyecto y del documento, para este Proyecto Capella se tienen los siguientes cálculos con los datos iniciales de pronósticos de producción, utilizando datos de perforación de pozos verticales y pozos horizontales (un total de 199, 17 de los cuales serán verticales y los demás horizontales), teniendo esto como base y el pronóstico de producción hasta 2030 definido para la evaluación del proyecto Tabla 3 (Capítulo 2), se tienen los siguientes resultados en cuanto a la Inversión Neta del proyecto, tales como Costo Fijos, Licenciamiento, Mezcla, Transporte e Impuestos.

Tabla 10 Tabla de costos totales calculados a través del tiempo e Ingreso neto después de Regalías.³¹

Costos e Inversión Neta						Net Income after royalties			
Capital (M\$)	Fixed LC (M\$)	Var LC (M\$)	Upgrading + Blending Costs (M\$)	Transp. (M\$)	Taxes. (M\$)	Revenue (M\$)	Op. Profit (M\$)	AT Profit (M\$)	Cash Flow (M\$)
151.4	35.8	7.1	108.8	75.9	5.2	302.6	75.1	69.9	(81.5)
176.9	51.7	13.9	100.4	125.4	22.4	410.2	118.8	96.4	(80.5)
123.6	57.1	16.5	111.3	169.9	35.2	531.8	177.0	141.8	18.3
92.9	61.3	17.5	138.0	194.2	45.3	626.7	215.8	170.4	77.6
62.2	64.4	16.9	160.6	197.2	48.9	671.2	232.1	183.2	121.0
62.2	67.6	16.1	167.8	192.1	48.8	677.2	233.5	184.7	122.5
-	68.3	14.1	171.2	171.8	48.7	641.3	215.9	167.2	167.2
-	69.1	11.6	173.5	145.5	43.5	587.3	187.5	144.0	144.0
-	70.1	10.0	175.9	125.8	39.2	548.1	166.3	127.1	127.1
-	71.2	8.8	178.4	112.9	37.0	524.9	153.6	116.7	116.7
-	72.4	7.9	180.9	103.5	35.7	509.9	145.2	109.5	109.5
-	73.7	7.1	169.4	93.0	32.1	473.8	130.5	98.5	98.5
-	75.2	6.5	154.0	83.2	28.2	434.4	115.6	87.4	87.4
-	76.7	5.9	142.1	75.6	25.4	404.3	104.0	78.6	78.6
-	78.3	5.3	129.9	68.0	22.0	372.7	91.1	69.1	69.1
-	80.1	4.9	117.2	60.4	18.2	339.6	77.0	58.8	58.8
-	81.9	4.5	108.4	54.9	15.6	316.7	67.0	51.4	51.4
669.1	1,155.0	174.7	2,487.7	2,049.4	551.2	8,372.6	2,505.8	1,953.8	1,142.4

Elaborada por el Autor. Anexo A.

La Tabla 10, presenta todos los gastos en los cuales incurrirá el proyecto a través del tiempo, CAPEX, dos ítems muy importantes de la tabla son la Mezcla y el Transporte, con las condiciones actuales en esta materia que se presentan en el país, se hace necesaria la mezcla del crudo Capella para poder ser transportado tanto en carrotanques como en Oleoductos (asumiendo que la compañía tiene participación en varios de los Oleoductos del país y que se deben cumplir con

³¹ Elaborada por el Autor. Anexo A.

normas de API y contenido de agua para su entrada a los oleoductos), para este ejercicio se asume que la compañía Emerald Energy cuenta con participación en varios oleoductos y copará su capacidad con una mezcla del Crudo Capella y otro tanto de sus otros campos en producción (los cuales cuentan con crudo más liviano). el volumen restante será transportado por carrotanques.

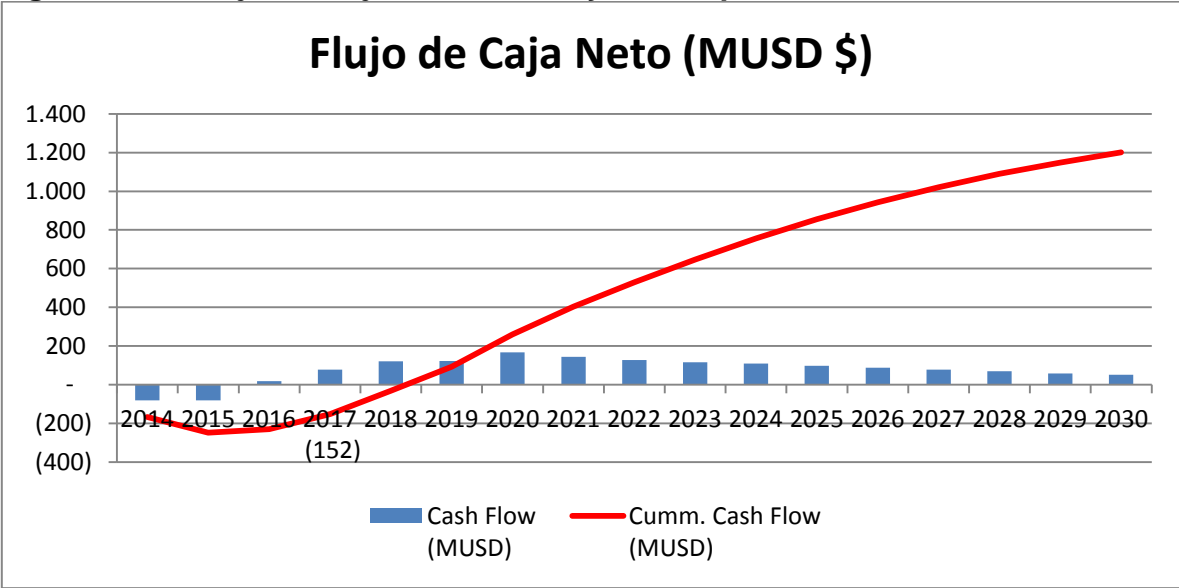
Teniendo en cuenta lo variable del Precio del Crudo, para este documento se tomará un valor base de USD \$93.6 para el 2014, y en los años posteriores se hará un incremento continuo del precio del crudo de un 2%, para el tiempo que tome la simulación. Los problemas de transporte y de seguridad (por la zona en donde se encuentra el Bloque), se evidencia que el proyecto tiene una buena relación de NPV (calculado a diferentes Tasas)

Tabla 11 Índices Económicos para evaluación del Proyecto Capella.³²

NPV10 (M\$):	326.74
IRR:	26.2%
Payback Months:	87
Payback Years:	7.25

Elaborada por el Autor. Anexo A.

Figura 13 Flujo de Caja Neto del Proyecto Capella.³³



Elaborada por el Autor. Anexo A.

³² Elaborada por el Autor. Anexo A.

³³ Elaborada por el Autor. Anexo A.

La Figura 13, muestra claramente que entre el año 2015 y 2016, se tiene la mayor exposición y este período corresponde a los años 2015 y 2016, a partir del año 2018 se observa que la tendencia de la curva cambia y se vuelve positiva, a partir de año 7,25 se obtiene el tiempo de repago, esto implica que la compañía que desarrolle este tipo de proyectos debe tener el suficiente capital para pensar en desarrollar un tipo de campos de Crudos extra-pesados y adicionalmente realizar inversiones adicionales para proyectos de inversión de vapor y otro tipo de proyectos que lideren a un aumento del Factor de Recobro.

Por último en este punto se presentan los índices con los cuales se ha evaluado este proyecto, los cuales muestran en la Tabla 12, los cuales presentan como será el comportamiento planeado de la compañía de acuerdo a los pronósticos y numero de pozos.

Tabla 12 Índices de Productividad del Campo Capella.³⁴

	2013	2014	2015
Revenues (Net)	\$ 173,237,919	\$ 302,641,481	\$ 410,249,348
Total Operational Profit	\$ 40,733,121	\$ 150,936,274	\$ 244,190,191
TOTAL EBITDA (Net)	\$ 5,479,201	\$ 75,070,334	\$ 118,751,366
Income Tax (33%)	\$ -	\$ 5,182,516	\$ 22,388,834
TOTAL PROFIT (Net Post-Tax)	\$ 5,479,201	\$ 69,887,818	\$ 96,362,532
CAPEX Execution	\$ 48,224,046	\$ 151,374,676	\$ 176,890,210
TOTAL FREE CASH FLOWS (Net)	-\$ 42,744,845	-\$ 81,486,857	-\$ 80,527,678

Elaborada por el Autor. Anexo A.

Desafortunadamente por la confidencialidad del proyecto y la planeación de actividades actual, no se permite continuar trabajando con los datos para incluir el costo del Proyecto de Inyección de Vapor. Pero por lo que se ha podido observar hasta ahora se necesita incrementar la producción para suplir todos los gastos y dejar mejores ganancias para la compañía.

³⁴ Elaborada por el Autor. Anexo A.

11. CONCLUSIONES

- De acuerdo a los datos observados, a los estudios realizados y pruebas piloto realizadas en el Campo Capella, es viable la aplicación de un Proyecto de Inyección Cíclica de Vapor, con una periodicidad de un (1) año.
- Este tipo de análisis integrados, permite obtener una visión completa de las variables del proyecto: Pronósticos de Producción, Costos de Perforación, Transporte, Obras Civiles permitiendo la evaluación completa del mismo y no solo desde el punto de vista técnico.
- Los resultados de las pruebas piloto la inyección de vapor realizados, permiten la viabilidad para este proyecto, dado que los volúmenes a recuperar son lo suficientemente altos (Alrededor de 78 MMBO) para el recobro de la inversión y asegurar el mantenimiento de las presiones durante un periodo de tiempo considerable.
- En el caso del Campo Capella se recomienda la aplicación del proyecto en sus fases iniciales y no como recobro secundario/terciario para aumentar el factor de recobro de crudos extra-pesados en que este momento es de alrededor del 10%.
- La ANH debe generar una legislación especial para incentivar la extracción de estos tipos de crudo, ya que por su ubicación (cuencas frontera), condiciones de yacimiento, extracción, comercialización y transporte, necesita mayores inversiones por parte de las Empresas Operadoras.
- Este tipo de yacimientos del Terciario y Cretácico en esta parte de la cuenca están aún en proceso de conocimiento: extensión, características de depositación, continuidad, porosidad, permeabilidad entre otros factores. Es deber de la Empresa Operadora conocer a fondo su yacimiento, adelantar estudios de estratigrafía, análisis de cuenca, estudios de proveniencia el crudo, extensión de sus yacimientos, para así poder sacar el mayor provecho de los mismos para el beneficio propio y el de la Nación, en especial al momento de incluir nuevas tecnología al mismo, como lo es la Inyección de Vapor.
- Para el Campo Capella se hace necesaria una mezcla de inyección de vapor y perforación de pozo horizontales para el incremento del factor de recobro, que en estos momentos es del 10%, para así aumentarlo al 15% e incluso al 20% con estas técnicas mejoradas de perforación y producción, ya que los estudios adelantados muestran que un pozo horizontal podría producir incluso hasta 4 veces lo que un pozo vertical y la inyección puede aumentar la producción de 2 a 3 veces las producciones iniciales.

- Para este caso específico, era necesario contar con toda la información pertinente y completa para el cumplimiento total de los objetivos, puesto que por falta de acceso a la data, se puede pecar por sobre-estimación de los valores, al no contar con todas las herramientas de comparación; sin embargo se recomendaría hacer una mezcla de pozos horizontales e inyección de vapor.

12.RECOMENDACIONES

- De acuerdo a los resultados de las pruebas de Inyección de Vapor, realizadas en los pozos se recomienda el uso de tubería con aislamiento térmico para disminuir la pérdida de calor, durante el proceso de inyección de vapor.
- Se recomienda realizar estudios integrados de sedimentología, estratigrafía, petrofísica, productividad de los pozos, modelos dinámicos de flujo con el fin de identificar las mejores áreas dentro del yacimiento y así obtener las zonas con mejores propiedades y en las cuales se espere la mejor producción, para iniciar en ellas el proyecto de Inyección de Vapor.
- Las Compañías que trabajen en la zona del Caguán y en general en cuencas frontera, deben realizar un estudio acerca de los procesos de extracción más apropiados con la infraestructura presente o deberán planificar infraestructura nueva, la cual debe ser implementada en las etapas iniciales del proyecto, ya que las pruebas piloto practicadas en los pozos Capella, se observa que la Inyección Cíclica de Vapor, puede incluso incrementar la producción entre 2 y 3 veces la inicial y así aumentar y acelerar el factor de recobro.
- En el caso de los bloques E&P localizados en la cuenca de Caguán–Putumayo, Putumayo y más Sur del VSM (Valle Superior del Magdalena) se recomienda la construcción de un oleoducto con salida al Pacífico esto para extraer los crudos de los campos ya existentes (Campos de GranTierra, Emerald, Pacific, Hocol, Ecopetrol), con este nuevo tubo se puede apalancar aún más la exploración en esta zona del país, el cual aun tiene potencial poco conocido (Capella único descubrimiento) y con los precios actuales del crudo estos proyectos pueden ser viables.

BIBLIOGRAFIA

- **ALBORNOZ, C. / CORREA, C. / RAMÓN, J. / KONDO, F. / MORA, J. – (2011):** Proyecto piloto de inyección cíclica de vapor en el Campo Capella. Emerald Energy Plc – Acipet
- **ALBORNOZ, C. / JARAMILLO, O. / RAMÓN, J. / BERNAL, M. / MURILLO, M. / YUPENG, L. – (2011):** Pozos Horizontales vs. Verticales, Simulación Numérica y Caso Histórico del Campo Capella. Emerald Energy Plc – Acipet
- **ALBOUDWAREJ, H. (ET, AL). – (Verano 2006):** Highlighting The Oil. Schlumberger P: 34-53
- **COLOMBIA. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH).**
<http://www.anh.gov.co/>
- **DE SOUZA JR, J.C. / CAMPOS. W. / LOPES, W. / MOURA, L.S.S., PETROBRAS – (2008):** Numerical Simulation in Steam Injection Process by Mechanistic Approach. Society of Petroleum Engineering - SPE/PS/CHOA 117320. PS 2008-374
- **ECONOMIDES, MJ (ET, AL) – (1994):** Petroleum Production Systems. Published by Prentice Hall Petroleum Engineering Series, Englewood Cliffs, NJ 07632
- **HONG, K – (1994):** Steamflood Reservoir Management. Thermal Enhanced Oil Recovery by PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA.
- **JOSHI, S. – (1991):** Horizontal Well Technology by PennWell Publishing Company

•**SATTER, A. / THAKUR, G. – 1994**): Integrated Petroleum Reservoir Management, by PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.