

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO PILOTO DE  
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO VELÁSQUEZ DE MANSAROVAR  
ENERGY COLOMBIA LTD PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

**JAVIER BAQUERO ORTIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO PILOTO DE  
INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO VELÁSQUEZ DE MANSAROVAR  
ENERGY COLOMBIA LTD PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

**JAVIER BAQUERO ORTIZ**

Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

**Director**

**RAFAEL AVILA BRUGES**

Ingeniero de Petróleos

Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor expresa su agradecimiento a:

A Mansarovar Energy Colombia Ltd por permitirme realizar este estudio.

La Universidad Industrial de Santander por permitir mi formación profesional.

Al programa de Especialización en Gerencia de Hidrocarburos y a todos sus docentes por crear el escenario propicio para mi formación como especialista.

Al Ingeniero Rafael Ávila Bruges por su dirección y colaboración incondicional en este proyecto.

**JAVIER BAQUERO ORTIZ**

## TABLA DE CONTENIDO

	<b>Pág</b>
INTRODUCCIÓN .....	12
OBJETIVOS .....	15
JUSTIFICACIÓN.....	16
ALCANCE .....	17
1.PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	18
2.MARCO TEORICO.....	20
2.1.MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) .....	21
2.1.1.Consideraciones para definir método EOR a utilizar .....	21
2.1.2.Disponibilidad del fluido para inyección .....	21
2.2.DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	26
2.3.GEOLOGIA Y CARACTERISTICAS DEL CAMPO .....	31
2.3.3.Marco Estructural.....	32
2.4.PROPIEDADES DE YACIMIENTO .....	33
2.5.OOIP Y RESERVAS .....	36
2.6.SIMULACIÓN PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO VELÁSQUEZ .....	41
2.7.CONSTRUCCIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN .....	41
2.8.ASIGNACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS .....	42
2.9.ASIGNACIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDO .....	49
2.10.INICIACIÓN DEL MODELO .....	53
2.11.PREDICCIONES .....	53
3.ANALISIS DE RESULTADOS.....	63
3.1.OPCIONES EVALUADAS:.....	63
3.2.FACILIDADES DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN PROYECTO PILOTO .....	67
3.2.1.Facilidades de inyección .....	67

3.2.2.Perforación de pozos y actividades de workover .....	70
MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA, LTD .....	74
3.3.ANÁLISIS DE LABORATORIO.....	75
3.4.ANÁLISIS FINANCIERO .....	75
4.CONCLUSIONES .....	82
5.RECOMENDACIONES .....	83
BIBLIOGRAFIA .....	84
ANEXOS.....	86

## LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1: Patrón de inyección de 5 pozos .....	24
Figura 2: Patrones típicos para inyección de agua a los yacimientos .....	25
Figura 3: Localización Campo Velásquez .....	28
Figura 4. Historia de Producción Campo Velásquez .....	29
Figura 5. Análisis de la Declinación en la Fm. Guaduas.....	30
Figura 6. Análisis del Comportamiento del Corte de Agua en Fm. Guaduas.....	30
Figura 7. Columna Estratigráfica Campo Velásquez. ....	34
Figura 8. Mapa al tope del Basamento – Campo Velásquez.....	35
Figura 9. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Bloques .....	40
Figura 10. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Grupos .....	40
Figura 11. Grid de simulación - IMEX CMG .....	42
Figura 12. Grid de simulación - IMEX CMG.....	43
Figura 13. Asignación de propiedades (porosidad) al modelo numérico. ....	44
Figura 14. Correlación entre porosidad y permeabilidad .....	45
Figura 15. Correlación entre porosidad y permeabilidad .....	46
Figura 16. Vista 3D de la permeabilidad en el modelo de simulación.....	47
Figura 17. Mapa de Net Pay para Guaduas I.....	48
Figura 18. Espesor Neto para el modelo de simulación .....	49
Figura 19. Comportamiento de la Viscosidad en función de la presión .....	51
Figura 20. Comportamiento de la solubilidad del gas (Rs) en función de la presión.	51
Figura 21. Comportamiento del factor volumétrico de formación en función de la presión .....	52
Figura 22. Curva de presión capilar ingresada en el simulador.....	53
Figura 23. Proyecto Piloto – Opción A (10 pozos) .....	55
Figura 24. Factor de Recobro Proyecto Piloto – Opción A (10 pozos).....	55
Figura 25. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción A.....	55
Figura 26. Proyecto Piloto – Opción B (9 puntos invertido).....	56
Figura 27. Factor de Recobro Proyecto Piloto – Opción B (9 puntos invertido) .....	57
Figura 28. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción B.....	57
Figura 29. Proyecto Piloto - Opción C (11 pozos). ....	58
Figura 30. Factor de Recobro Proyecto Piloto - Opción C (11 pozos) .....	59
Figura 31. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción C.....	59
Figura 32. Proyecto Piloto - Opción D (7 pozos).....	61
Figura 33. Factor de Recobro Proyecto Piloto - Opción D (7 pozos).....	61
Figura 34. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción D .....	62
Figura 35. Predicción del Factor de recobro para cada una de las opciones.....	64
Figura 36. Predicción del comportamiento de la presión para cada una de las opciones.....	65

Figura 37. Planta de Tratamiento Agua de Inyección.....	68
Figura 38. Planta de Tratamiento Agua de Inyección.....	69
Figura 39. Estado Mecánico Tipo Pozo Productor .....	73
Figura 40. Estado Mecánico Tipo Pozo Inyector .....	74
Figura 41. Sensibilidad Análisis Económico - Opción "C" 100% .....	80

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág</b>
Tabla 1. Propiedades físicas Campo Velásquez (Core VEL-297) .....	33
Tabla 2. Clasificación Estándar por densidad específica y Gravedad API .....	36
Tabla 3. Parámetros Básicos de los Yacimientos Productores .....	37
Tabla 4. Comparativo OOIP Calculados.....	38
Tabla 5. Factor de Recobro calculado por Bloques.....	38
Tabla 6. Porcentaje de Recobro por Bloque – Form. Guaduas .....	38
Tabla 7. Porcentaje de Recobro por Unidad (Fm. Guaduas – Tune) .....	39
Tabla 8. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Grupos.....	41
Tabla 9. Correlaciones para Permeabilidad. ....	44
Tabla 10. Datos básicos PVT VEL-297 .....	49
Tabla 11. Datos de fluidos – Pozos activos V-45 .....	50
Tabla 12. Resumen volúmenes producidos – Opciones proyecto piloto .....	65
Tabla 13. Descripción Facilidades de Inyección - Proyecto Piloto.....	68
Tabla 14. Inversiones Requeridas Opción “A” .....	76
Tabla 15. Inversiones Requeridas Opción “B” .....	77
Tabla 16. Inversiones Requeridas Opción “C” .....	77
Tabla 17. Inversiones Requeridas Opción “D” .....	77
Tabla 18. Indicadores Económicos Opción “C” – Escenario Producción 100%.....	79
Tabla 19. Sensibilidades Análisis Económico – Opción “C” 100% (VPN EN MMUS) .....	79
Tabla 20. Resumen Evaluaciones Económicas .....	80

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág</b>
Anexo A. Producción de fluidos caso "A" .....	86
Anexo B. Producción de fluidos caso "B" .....	87
Anexo C. Producción de fluidos caso "C" .....	88
Anexo D. Producción de fluidos caso "D" .....	89

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DEL PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO VELASQUEZ DE MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD PARA RECUPERACION SECUNDARIA\*

**AUTOR:** JAVIER BAQUERO ORTIZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Análisis Técnico, Análisis Económico, Inyección agua, pozos, alternativas.

### DESCRIPCIÓN

El objetivo del presente trabajo es hacer una descripción detallada de las características del campo Velásquez de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd. como antesala al estudio técnico económico de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua con el objeto de evaluar las expectativas adicionales de reservas y a partir de estos resultados, elaborar un plan de optimización para la explotación del mismo.

En el proceso de evaluación técnica se construyó un modelo numérico de simulación con el fin de evaluar el comportamiento del yacimiento.

Luego de realizar la inicialización del modelo, se incluyeron los archivos referentes a la información de los pozos, de acuerdo a los escenarios y patrones a fin de definir los posibles escenarios que se pudiesen plantear para el piloto de inyección teniendo en cuenta las características del yacimiento. Igualmente se efectuó un análisis económico financiero del proyecto comparando cuatro opciones mediante simulación con cuatro alternativas para determinar la más viable y su posible posterior implementación a nivel de campo. Para el cálculo de los indicadores económicos del proyecto, se hicieron corridas a diferentes tasas de descuento 8%, 10%, y 12% respectivamente para cada una de las opciones a un período de 20 años, teniendo en cuenta aspectos como producción, precios del crudo, inversiones, costos de facilidades, impuestos, costos de operación, e indicadores económicos tales como VPN, TIR, Eficiencia de Inversión, Tiempo de repago, análisis de Opex y Capex, Etc.

Como análisis final del estudio de las cuatro opciones, se determinó que la opción más viable fue aquella que dio como resultado obtenido en la simulación numérica y en los análisis económicos, aquella que presentaba los mejores indicadores económicos; adicionalmente considerada técnicamente como la más representativa para el proceso, el cuál debería implementarse desarrollarlo en el bloque 45.

---

\*Tesis de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas Escuela de Ingenieros de Petróleos – Director Ing. Rafael Ávila Brugues

## SUMMARY

**TITLE:** **ECONOMIC AND TECHNICAL STUDY OF PILOT WATER INJECTION IN THE FIELD VELASQUEZ OF MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. FOR SECONDARY RECOVERY\***

**AUTHOR:** **JAVIER BAQUERO ORTIZ\*\***

**KEYWORDS:** Technical Analysis, Economic Analysis, Water injection, Wells, Alternative.

### DESCRIPTION

The goal of this study is to make a detailed description of the characteristics field Velasquez Mansarovar Energy Colombia Ltd. as a prelude to the technical and economic study of a secondary recovery project by water injection in order to assess additional reserves expectations and from these results, develop an optimization plan for the exploitation of the same.

In the technical evaluation process built a numerical simulation model in order to evaluate reservoir behavior.

After performing the initialization of the model, included files with information concerning to the wells, according to the stage and to define patterns possible scenarios that could be raised to the pilot injection given reservoir characteristics.

Similarly was made a project economic and financial analysis through simulation comparing four options with four alternatives to determine the most viable and possible subsequent implementation at field level. For the calculation of the economic indicators of the project, runs were made at different discount rate 8%, 10%, and 12% respectively for each of the options to a period of 20 years, taking into account aspects such as production, prices oil, investments, facilities costs, taxes, operating costs, and economic indicators such as NPV, IRR, investment Efficiency, repayment time, Opex and Capex analysis, Etc.

In the final analysis of the study of the four options, it was determined that the most viable option was that resulting obtained in the numerical simulation and economic analysis, one that had the best economic indicators and additionally technically considered as the most representative for process, which should be implemented to develop it in the block 45.

---

\*Graduate project

\*\* Faculty of Physical Chemistry Engineering – School of Petroleum Engineering– Director Eng. Rafael Ávila Bruges.

## INTRODUCCIÓN

El incremento de los precios del crudo reportados en los últimos años, han conllevado a que las empresas de la industria petrolera realicen grandes inversiones para tratar de maximizar la producción de sus reservas en un corto tiempo, bajo escenarios económicamente atractivos.

Es por esto que se han desarrollados numerosos métodos o técnicas de recuperación mejorada (EOR Enhanced Oil Recovery) las cuales han sido apoyadas por los cambios tecnológicos ocurridos a lo largo de los últimos 80 años.

Bajo este esquema, Mansarovar Energy Colombia Ltd (MECL) contrató un estudio Integrado de Yacimientos para el Campo Velásquez con el objetivo de evaluar las expectativas de reservas adicionales en el campo y a partir de estos resultados, elaborar un plan de optimización para la explotación del mismo, teniendo en cuenta que el campo se encuentra en producción desde 1946, con una producción acumulada de 183.4 MMBLS y un factor de recobro del orden del 28% a Febrero/2012.

Como resultado del estudio se recomendó la implementación de la inyección de agua como método de recobro mejorado en la Formación Guaduas, enfocado principalmente en los Bloques 45 y 48, lo cual permitirá un recobro de reservas adicionales de 38 MMBLS en el mejor de los escenarios.

La implementación de esta clase de proyectos, requieren grandes inversiones en las cuales la incertidumbre y el riesgo juegan un papel importante. Por ello, se recomendó un proyecto piloto en el Bloque 45, para evaluar el posible comportamiento de la producción bajo un esquema de inyección de agua, previa a la implementación masiva en el campo.

## OBJETIVOS

### Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnica y económica de un proceso de recuperación secundaria mediante un piloto de inyección de agua para el campo Velásquez de Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### Objetivos específicos

Definir los posibles escenarios que se pueden plantear para el piloto de inyección teniendo en cuenta las características del yacimiento.

Realizar el estudio financiero de las alternativas para determinar cuál es la más viable y su posible posterior implementación a nivel de campo.

## JUSTIFICACIÓN

Mansarovar Energy Colombia Ltd. dentro de su portafolio de proyectos de inversión, normalmente considera desarrollar nuevas estrategias y tecnologías con miras a incrementar sus niveles de producción y reservas con el fin de aumentar sus utilidades.

Actualmente dentro del portafolio de proyectos, Mansarovar Energy Colombia Ltd. desea implementar tecnologías para recuperación secundaria, para lo que ha considerado adelantar un proyecto de inyección continua de agua en el campo Velásquez.

Estudios técnicos han demostrado la bondad del proyecto de recuperación secundaria, sin embargo, pretende evaluar la mejor alternativa para desarrollar a nivel de campo un proyecto piloto que permita corroborar las ventajas técnico económico de sus aplicaciones, y en caso de ser favorables los resultados del piloto, expandir el proyecto a la totalidad del campo.

Con este fin se desarrollará un modelo de simulación numérica que permita definir inicialmente las expectativas esperadas en producción, las cuales deberán ser corroboradas con las implementaciones del proceso en el campo. De esta forma el análisis técnico económico servirá para evaluar la factibilidad de implementar un esquema de inyección de agua masiva en el campo Velásquez lo que generara un recobro de reservas adicionales y aumento de producción.

## ALCANCE

El presente trabajo pretende presentar un estudio técnico económico del proyecto de inyección de agua como método de recuperación secundaria en el Campo Velásquez de Mansarovar Energy Colombia Ltd. (MECL), considerando indicadores económicos con diferentes tasas de descuento a un periodo proyectado de 30 años, y adicionalmente aspectos como la producción, precio del crudo, inversiones y costos de operación.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Mansarovar Energy Colombia Ltd. (MECL), explora y explota crudo pesado recuperado mediante inyección cíclica de vapor, actualmente se adelanta un estudio integrado de yacimientos con el cual se han identificado zonas de posible desarrollo mediante la perforación de pozos nuevos. El estudio contempla evaluar adicionalmente la factibilidad de un proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua para este campo, dependiendo de los resultados del estudio técnico y de las economías del proyecto.

El campo Velásquez, actualmente produce unos 3.000 (Aprox.) barriles por día a través de 84 pozos productores. Un empuje de agua activo mantiene la presión en altos niveles respecto a las originales de 2.100 psi para el yacimiento Tune y de 3.000 psi para el yacimiento Guaduas, responsables de la producción del campo; la recuperación secundaria de este campo ha sido muy buena debido al efectivo empuje del acuífero; sin embargo, aún se estima que existen áreas prospectivas de desarrollo con reservas y recursos por desarrollar, tanto por recuperación primaria como por un posible desarrollo bajo recuperación secundaria.

Los altos precios del crudo reportado en los últimos años, han motivado a que las compañías petroleras realicen grandes inversiones para tratar de optimizar la producción de sus reservas en un corto tiempo bajo escenarios económicamente viables.

Bajo este esquema, Mansarovar Energy Colombia Ltd. (MECL) contrato con una firma especializada un estudio integrado de yacimiento para el Campo Velásquez con el objetivo de evaluar las expectativas de reservas adicionales en el campo y

a partir de estos resultados, elaborar un plan de optimización para la explotación del mismo.

Como resultado del estudio se recomendó la implementación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria, lo cual permitirá un recobro de reservas adicionales en una de sus formaciones, enfocado principalmente en dos bloques el cual permitirá un recobro de reservas adicionales de 38 MMBLS en el mejor de los escenarios.

La implementación de este proyecto requiere grandes inversiones en la cuales la incertidumbre y el riesgo juegan un papel importante; por ello se inicio con un proyecto piloto en uno de los bloques para evaluar el posible comportamiento de la producción bajo un esquema de inyección de agua previa a la implementación masiva en el campo; y con esto se hace necesario un estudio técnico económico del proyecto para determinar su viabilidad.

## 2. MARCO TEORICO

Las técnicas de recuperación mejorada de petróleo EOR (Enhancedoil Recovery) han sido utilizadas por décadas en la Industria del petróleo con la finalidad de incrementar la productividad de los reservorios petrolíferos.

Muy pronto en la historia de la industria petrolera en el mundo, se encontró que la inyección o de agua a los yacimientos de crudo, permitía obtener mayores producciones de los mismos. Así, desde los años de 1920, se inicia en la industria la inyección de agua a los yacimientos, la cual en esos tiempos era casi totalmente empírica; es decir, sin ninguna base teórica, fuera de las observaciones en los pozos y campos, de que la producción aumentaba al llevar a cabo estos procesos. Sin embargo, rápidamente se desarrollaron modelos matemáticos primero y después complejos modelos numéricos, para entender lo que ocurría en los yacimientos al inyectarles agua o incluso del gas natural entre otros.

Adicionalmente, se efectuaron estudios utilizando núcleos en el laboratorio para el desplazamiento de crudo por agua, los cuales permitieron entender los principios físicos involucrados en estos procesos. Se desarrollaron al mismo tiempo, diferentes formas para inyectar el agua a los yacimientos. Hasta hoy, los más comunes han sido dos: Inyección periférica y el uso de patrones de inyección. Dentro de la inyección de agua, además se desarrolló toda una industria alrededor de este proceso, utilizando incluso varias fuentes de abastecimiento del agua a inyectar. En general, se utilizan tres: Agua congénita producida del mismo yacimiento, agua dulce producida de acuíferos cercanos a los yacimientos donde se va a inyectar y agua de mar tratada químicamente, para evitar incompatibilidad con la formación productora de los yacimientos a los que se va a inyectar.

La técnica se basa en la inyección a presión de un fluido y mezcla de fluidos (fase líquida y/o gas) al reservorio con la finalidad de recuperar o mejorar la presión inicial del reservorio creando en forma artificial las condiciones de sugerencia del petróleo que aun se encuentra atrapado.

## 2.1 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR)

Los métodos más conocidos son:

- Inyección de agua
- Inyección de vapor
- Inyección de gas natural
- Inyección de gas inerte (CO<sub>2</sub> O N<sub>2</sub>)
- Combustión in situ
- Inyección de polímeros
- Inyección de mezcla de agua y gases

### 2.1.1 Consideraciones para definir método EOR a utilizar

La decisión de utilizar uno o varios de los métodos dependerá del conocimiento y la información geológica, petrofísica y del comportamiento de la producción que se tenga del yacimiento candidato. La utilización de estudios de simulación basados en este conocimiento se torna esencial.

La información histórica obtenida del yacimiento se puede clasificar de acuerdo con lo siguiente:

- Propiedades físicas del petróleo y gas
- Tipo y geología del reservorio
- Las propiedades de la roca reservorio
- Disponibilidad del fluido para inyección
- Factor recuperación esperada

### 2.1.2 Disponibilidad del fluido para inyección

La disponibilidad del fluido de inyección es un factor importante que se debe considerar en un proyecto de recuperación mejorada del petróleo (EOR).

Los fluidos más utilizados para inyección son el agua y el gas natural.

La utilización de estos dos fluidos dependerá de la disponibilidad en volumen y calidad que se tenga en el lugar en donde esté ubicado el yacimiento.

El agua debe de ser tratada, libre de bacterias y oxígeno, y presentar problemas de precipitaciones de sales o carbonatos y cloruros.

#### 2.1.2.1 Inyección de agua

El petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua.

- Inyección periférica o externa: el agua se inyecta a través de pozos ubicados fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento.
- Inyección en arreglos o dispersa: el agua se inyecta en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna. Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.

#### 2.1.2.2 La inyección periférica de agua

En este caso, la inyección de agua se lleva a cabo de tres maneras posibles: muy cerca del contacto crudo y agua del yacimiento, en el límite físico del mismo; es decir dónde termina el yacimiento o directamente en el acuífero.

En cualquiera de los tres casos, el objetivo es aumentar la producción en los pozos productores para lograr incrementar la recuperación final de crudo y gas del campo o yacimiento, según sea el caso.

Este método de inyección periférica, si bien puede ser muy eficiente, la realidad es que debido a las dimensiones que normalmente tiene el acuífero y a las de la zona de aceite, regularmente se requieren inyectar grandes volúmenes de agua, antes de tener un efecto en los pozos productores. Además, si la inyección de agua se realiza muy tarde en la vida del yacimiento, el volumen poroso depresionado que hay que llenar antes de tener efecto en la presión del yacimiento, puede ser considerable. Algunos de los fracasos que la industria petrolera ha sufrido en varias partes del mundo, al aplicar la inyección de agua como método de recuperación secundaria, tienen que ver con lo tardío que se puso en práctica este proceso para algunos campos.

#### 2.1.2.3 Inyección de agua a través de patrones de inyección

La industria encontró rápidamente que esta era una mejor manera de inyectar energía a los yacimientos, a través de la inyección de agua y obteniendo resultados más rápidos y al mismo tiempo más rentables.

El objetivo en estos casos, es intercalar pozos inyectoros con pozos productores, de diversas maneras, entre las que se encuentran:

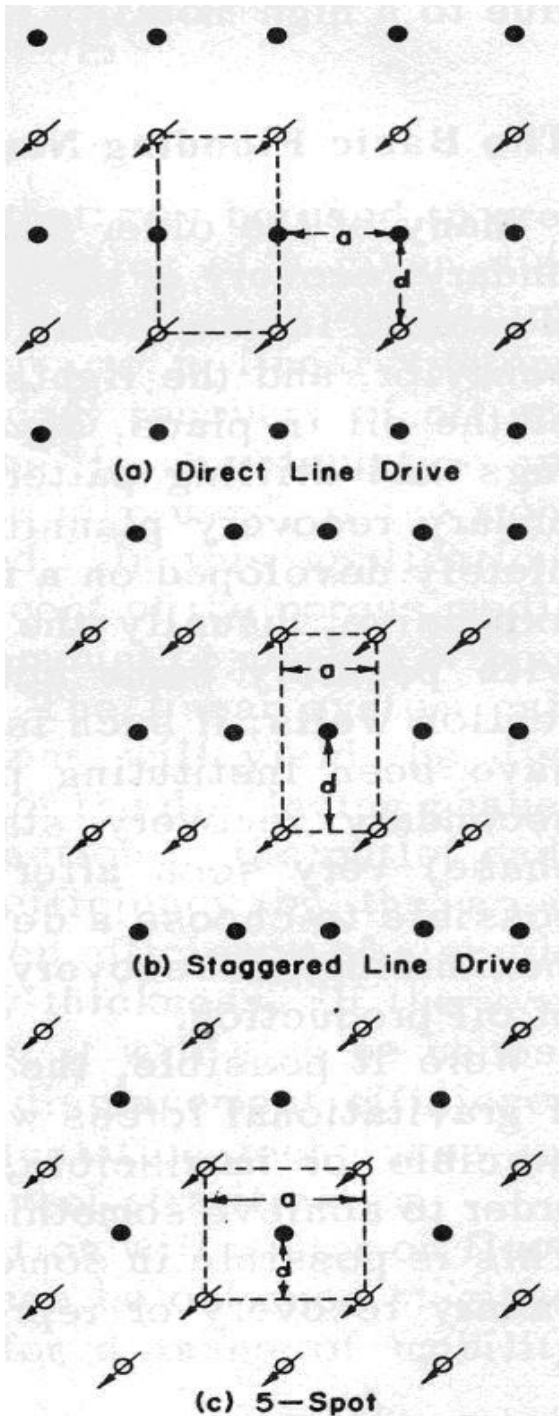
Empuje por línea directa: se trata de colocar una línea de inyectoros y una línea de pozos productores y así desarrollar todo el campo. Cada pozo inyector tiene enfrente un pozo productor.

Empuje a través de un patrón de cinco pozos: en este caso, se tiene un pozo productor rodeado de cuatro pozos inyectoros. El campo completo se desarrolla alrededor de este patrón de pozos. Similar a este patrón de inyección pueden existir otros como de cuatro, siete o nueve pozos.

Empuje por línea de pozos perforados de manera escalonada (staggered): en esta situación se tiene una línea de pozos inyectoros que no coincide exactamente con una línea de pozos productores, sino que estos últimos están desplazados la

mitad de un espaciamento. Es decir, cada pozo inyector queda orientado de manera que inyecta a la mitad entre dos pozos productores. Ver Figura 2.

Figura 1: Patrón de inyección de 5 pozos

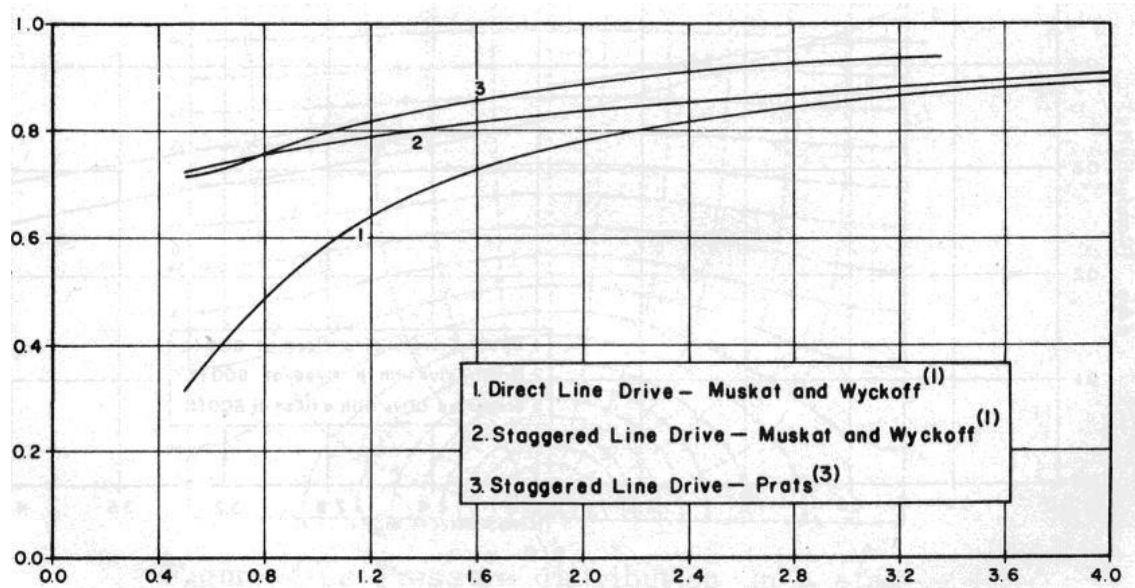


Empuje por línea directa

Empuje por línea directa, con pozos escalonados.

Fuente: Mechanics of secondary oil recovery, Charles R. Smith, Robert E. Krieger Publishing Co., 1975.

Figura 2: Patrones típicos para inyección de agua a los yacimientos



Eficiencia de barrido areal en %.

Fuente: Mechanics of secondary oil recovery, Charles R. Smith, Robert E. Krieger Publishing Co., 1975.

Como se puede observar en las figuras 1 y 2, se han hecho estudios desde hace varios años, para encontrar cual es la mejor manera de inyectar agua a los yacimientos, con objeto de obtener la mayor eficiencia de barrido dentro del mismo y poder asegurar el mayor factor de recuperación al aplicar este proceso. En la figura 2, se puede interpretar que resultados se obtendrían de los patrones de inyección mostrados en la figura 2, en función del espaciamiento entre pozos

productores (a) y la distancia entre los pozos inyectoros y productores (d), esto en particular aplicado a la inyección en línea directa y escalonada.

Se puede decir que a través de la inyección de agua, como método de recuperación secundaria, es posible aumentar la recuperación final de crudo en la mayoría de los campos o yacimientos.

Los Procesos EOR, se estima que para el año 2020, EOR representará el 50% de la producción mundial. De estos métodos, los térmicos son utilizados para los crudos pesados, mientras los no térmicos para crudos livianos.

## 2.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

La Texas Petroleum Company compró en 1929 la Propiedad Privada Guaguaquí -Terán. A través de estudios de geofísica realizados desde 1930, identificó la estructura de Velásquez (Figura 3). El pozo Velásquez-1 inició perforación en Diciembre de 1945 y terminó en Julio de 1946 hasta una profundidad de 8455 pies; fue completado como productor de petróleo y se constituyó como el descubridor del campo.

La sección productora ha sido convencionalmente dividida en las Formaciones Tuné y Guaduas, compuesta por arenas fluviales con intercalaciones de capas de arcilla; los espesores netos petrolíferos son en promedio del orden de 109 pies en Tuné y 136 pies en Guaduas. El petróleo presenta gravedad entre 22 y 26 °API. La profundidad del Basamento varía desde 6000 pies al norte del campo hasta 8500 pies en su extremo sur.

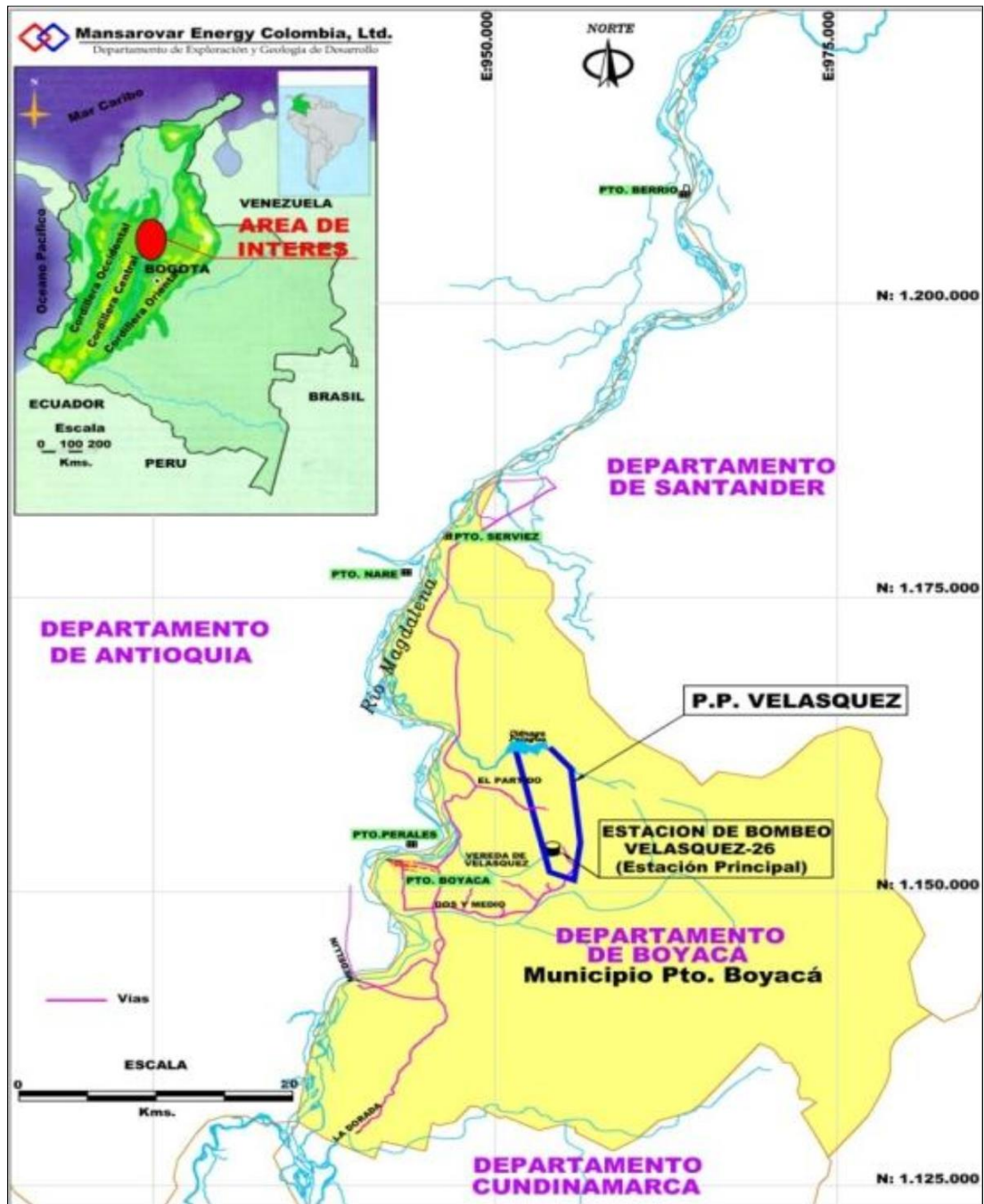
El Campo Velásquez se encuentra localizado en el Departamento de Boyacá, en inmediaciones de los municipios de Puerto Triunfo, Puerto Boyacá y Cimitarra, a unos 150 Km de Bogotá. El campo posee un área de 3800 acres.

En total la Texas Petroleum Company perforó 256 pozos y el campo inició producción en Febrero de 1946. En Diciembre de 1994, esta oficializó la venta de sus intereses a Omimex de Colombia LTD. y en Noviembre de 2006, Omimex vendió sus intereses a la Compañía Mansarovar Energy Colombia LTD., la cual lo opera actualmente.

A la fecha cuenta con 292 pozos perforados, de los cuales 84 están en producción (48 en la Fm. Guaduas y 36 de la Fm. Tuné), 49 cerrados por baja producción de petróleo, alto BSW y/o por problemas mecánicos, 12 son inyectores de agua residual y 147 están abandonados.

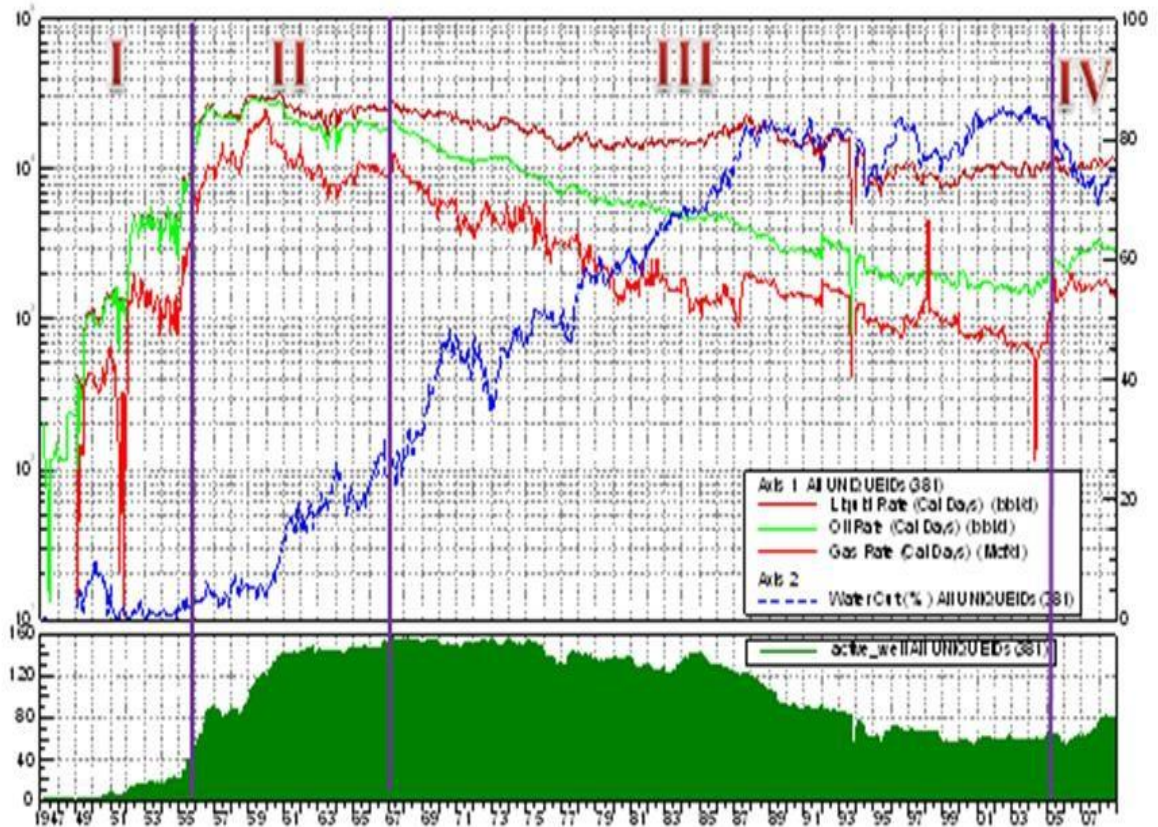
El campo ha permanecido en producción durante 62 años aproximadamente (Figura 4). La producción máxima alcanzada fue de 29,765 BOPD, en Agosto de 1959. Durante todo este período se adelantó la perforación de desarrollo del campo, con objetivos de producción en Guaduas y Tune y a sus pozos se le realizaron trabajos de: cañoneos recañoneos y aislamientos de zonas acuíferas, mientras que los fracturamientos, acidificaciones y control de arenamientos.

Figura 3: Localización Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Dirección Geología y yacimientos.

Figura 4. Historia de Producción Campo Velásquez



Fuente: Reporte Estudio Integrado de Yacimiento – Febrero 2012.

Desde el 2005, el campo inició una etapa de optimización. En esta última etapa, se perforaron 35 nuevos pozos (30 en Guaduas y 5 Tune), localizados principalmente en el norte del Bloque 48. A la fecha, se han perforado 299 pozos y la producción a Marzo del 2012 es de 2700 BOPD (65% proviene de Guaduas) con un 70% de BSW. La producción acumulada es de 183.08 MMbbls de petróleo (30% recuperados de Guaduas).

Las Figuras 5 y 6 muestran el comportamiento histórico de la producción de fluidos y el corte de agua en función de la producción acumulada de aceite para la Formación Guaduas.

Figura 5. Análisis de la Declinación en la Fm. Guaduas

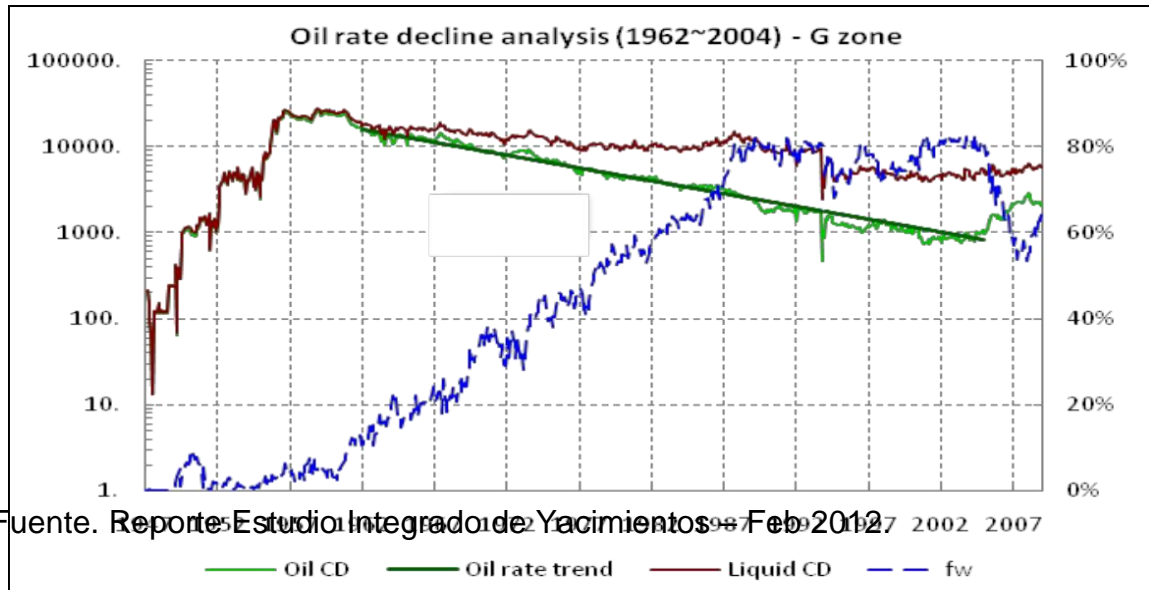
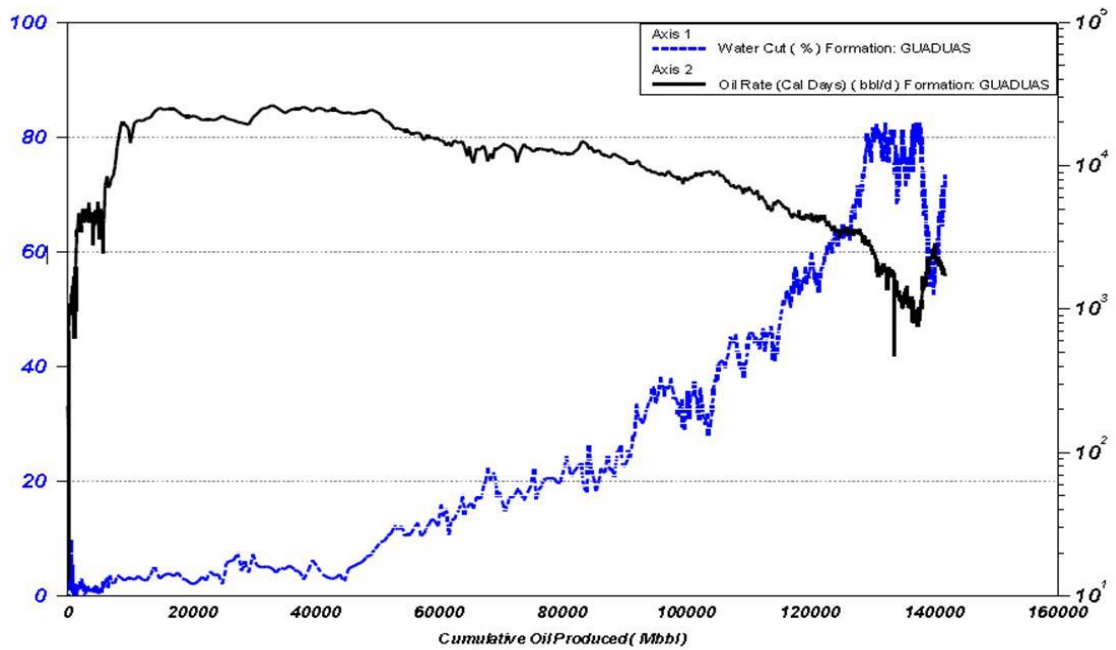


Figura 6. Análisis del Comportamiento del Corte de Agua en Fm. Guaduas



## 2.3 GEOLOGIA Y CARACTERISTICAS DEL CAMPO

### 2.3.1 Marco Regional

La Propiedad Privada de Velásquez se halla en el borde occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena - VMM (**Figura 3**) y forma parte de una estructura monoclinall fallada, con rumbo noreste – suroeste, que se inclina entre 5 a 7° hacia el sureste. El estilo tectónico de esta parte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena está relacionado con eventos recientes correspondientes a la orogenia Andina (Mioceno Superior y posteriores).

### 2.3.2 Marco estratigráfico

En el Área de Velásquez se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor aproximadamente 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre un basamento complejo, compuesto por rocas ígneas (granitos y grano dioritas) y metamórficas. Como se observa en la Columna Estratigráfica (Figura 7), la secuencia comprende las siguientes unidades:

#### 2.3.2.1 Guaduas – Tuné

La Texas Petroleum denominó Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de la cuenca; compuesta por areniscas y Arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez y se adelgaza al noreste por pinchamiento en la base y transacción en el techo. Descansa discordantemente sobre el basamento.

Se les ha asignado una edad de Oligeno indiferenciado.

### 2.3.2.2 Zorro – Diamante

Reposa discordante sobre la serie anterior; corresponde a sedimentos con espesor variable, llegando hasta más de 4000 pies; compuesta principalmente por areniscas, conglomerados y en menor proporción por intercalaciones de arcillolitas. Areniscas friables, de grano grueso a conglomeráticas, subredondeadas, pobremente seleccionadas. El contacto superior es discordante y por correlación regional se le ha asignado una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

### 2.3.3 Marco Estructural

En el Campo Velásquez se han identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo; uno de dirección NE-SW, al cual pertenece la Falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE, al cual pertenece la Falla de Velásquez; ambos son distintivos y desarrollan fallas normales con planos generalmente inclinados hacia la cuenca.

El entrampamiento de los hidrocarburos está controlado principalmente por la Falla de Velásquez y fallas menores relacionadas a ella, de dirección suroeste – noreste, las cuales segmentan el Campo en varios bloques (Figura 8).

#### 2.3.3.1 Geología del Petróleo

Las principales rocas generadoras en la Cuenca del VMM son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, presentes en la parte profunda de la cuenca al este de Velásquez (Figura 7). Dentro del área de Velásquez los hidrocarburos se encuentran almacenados en los estratos arenosos de la denominada serie Guaduas – Tuné.

Los sellos están conformados por las diferentes intercalaciones arcillosas

dentro de la serie Guaduas – Tuné. El principal mecanismo de entrapamiento en el área lo constituye la Falla de Velásquez y las Fallas satelitales de ésta, las cuales dividen el Campo en bloques y que han servido de barreras, impidiendo la migración de los hidrocarburos hacia el oeste a lo largo del monoclinal.

## 2.4 PROPIEDADES DE YACIMIENTO

Basado en las propiedades físicas determinadas en análisis del corazón tomado recientemente en el VEL-297 y de otros tomados en el pasado, se determinó para la Form. Guaduas, que la porosidad presenta valores promedios de 18.2% a 19.2% y permeabilidad de 83 a 1233 md, principalmente en los grupos IV y V. Tabla 1.

Tabla 1. Propiedades físicas Campo Velásquez (Core VEL-297)

Formación	Por (%)		Perm (md)		Muestra
	mediana	Promedio	mediana	promedio	
Guad_I	21.9	21.2	359	866.9	280
Guad_II	21	21.3	266.5	849.9	245
Guad_III	21.5	21.2	377	807.3	163
Guad_IV	18.2	17.9	83	305.2	240
Guad_V	19.2	19.2	123	274.9	382

Fuente. Análisis Básicos Core, VEL-297.

### 2.4.1 Gravedad API

Como se muestra en la Figura 7, la gravedad API de Guaduas, se encuentra en el rango de 21 a 28 °API. Así mismo, se puede apreciar que la gravedad es más alta en el sur que en el norte. De acuerdo con lo anterior y los estándares para clasificación de petróleo, el crudo del Campo Velásquez se encuentra clasificado como pesado a medio. (Tabla 2).

Figura 7. Columna Estratigráfica Campo Velásquez.

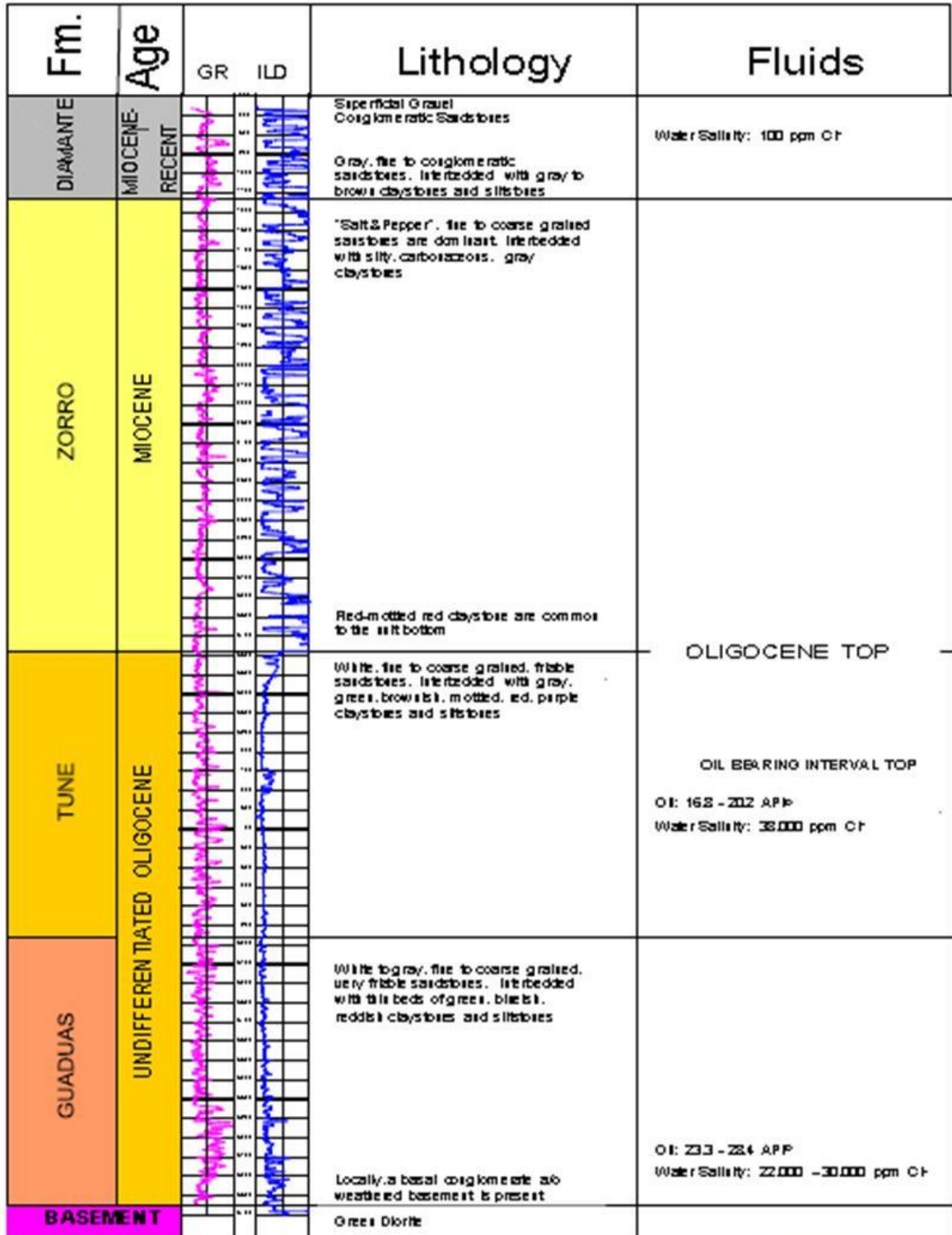
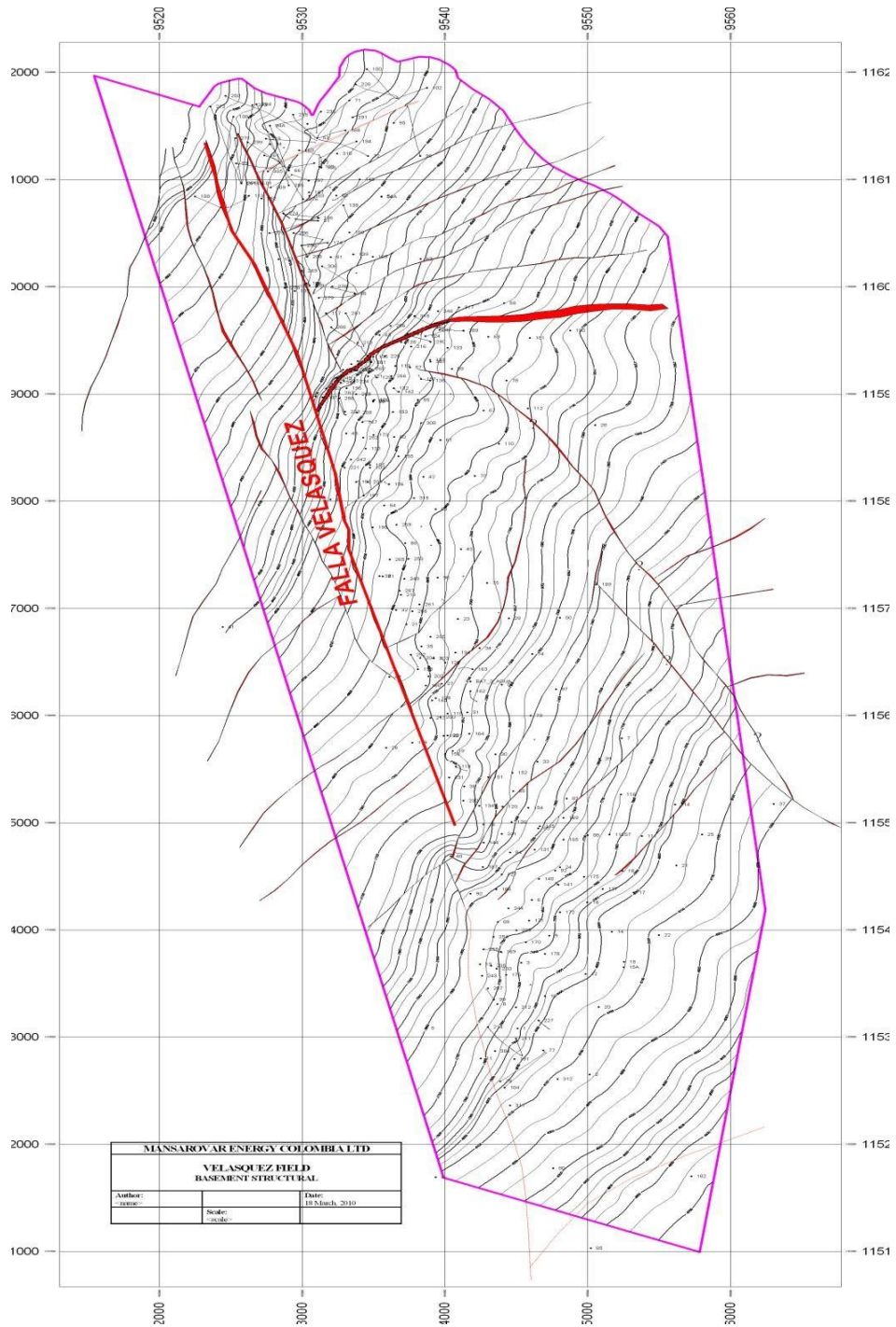


Figura 8. Mapa al tope del Basamento – Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy Colombia, Dirección Geología y Yacimientos.

Tabla 2. Clasificación Estándar por densidad específica y Gravedad API

Type	Relative density	API density
Light Oil Pool	<0.855	>34
Medium Oil Pool	0.855 ~ 0.934	34 ~ 20
Heavy Oil Pool	>0.934	<20

Fuente. Reporte Estudio Integrado de Yacimientos - Feb 2012.

#### 2.4.2 Relación Gas – Aceite (GOR)

De acuerdo con la información de producción, el GOR se encuentra en un valor promedio de 300 scf/bl para la Formación Guaduas.

### 2.5 OOIP Y RESERVAS

#### 2.5.1 Ooip

Para los efectos de la revisión del estimado del petróleo original del campo (OOIP), en la Auditoría de Reservas realizada en el 2012 y más recientemente en la Estimación de Reserva

s realizada a finales del 2012 por la firma Sproule Co., los diferentes parámetros de las formaciones fueron evaluadas bajo las siguientes consideraciones:

Espesor neto petrolífero (Simandoux Modificada), con  $R_w$  de 0.06; “m” de 2.15; “n” de 2; “a” de 0.62 y “Cutoffs” de  $Sw < 50\%$ , porosidad  $>20\%$  y  $V_{sh} < 50\%$ .

La auditoria determinó que el OOIP establecido para todo el Campo Velásquez fue razonable y que el 69% de este volumen corresponde a la Formación Guaduas. La Tabla 3 ilustra un resumen de los principales parámetros

básicos de esta formación.

Este OOIP fue recientemente revisado en concordancia con el Estudio Integrado de Yacimientos hecho a finales de 2011, en el cual el valor total para el Campo Velásquez fue de 646.8 MMbbl, en donde 522.3 MMbbl le corresponden a la Formación Guaduas (Tabla 4.)

### 2.5.2 Reservas

Las reservas presentadas corresponden a las calculadas en el Estudio Integrado de Yacimientos mencionado, en el cual se recomienda un proyecto de inyección de agua en Guaduas como método de recobro secundario, principalmente en los Bloques 45 y 48. Las tablas 9, 10 y 11 presentan un resumen de la producción acumulada, reservas remanentes y el actual y proyectado factor de recobro.

Comparando las reservas recuperables remanentes mostradas en las tablas a continuación, es posible notar que el recobro para la Formación Guaduas ha sido menor que el obtenido de la Formación Tune, Este mayor aceite remanente en Guaduas lo hace más atractivo para un desarrollo bajo el esquema de inyección de agua como método de recobro secundario.

Tabla 3. Parámetros Básicos de los Yacimientos Productores

<b>PARAMETROS</b>	<b>GUADUAS</b>
Área, acres	3824
Espesor neto, pies (Prom.)	136
Porosidad, % (Prom.)	21
Saturación Inicial Agua, % (Prom.)	38
Factor Volumétrico, Res/stb.	1.20

OOIP, MMbbls.	<b>438,9</b>
---------------	--------------

Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Sproule & Estudio Integrado de Yacimientos.

Tabla 4. Comparativo OOIP Calculados

Time of Calculation	Formation	Área, km2	Net pay, ft	Porosity, fr	Sw fr	Bo	OOIP, MMbbl
Before	Tune	7.6	109	24.5	0.44	1.15	194.7
2012	Guaduas	15.5	136	21	0.38	1.2	438.9
<b>Before</b>	<b>Total</b>						<b>633.6</b>
In 2011	Tune	7.44	77.3	22.8~26.2	0.4~0.47	1.15	124.5
					0.41~0.4		
<b>In 2011</b>	<b>Total</b>						<b>646.8</b>

Fuente. Ingeniería de Yacimientos, Sproule & Estudio Integrado de Yacimientos.

Tabla 5. Factor de Recobro calculado por Bloques

Block	OOIP	Res_curr	Recovery	RF_curr %	RF_last, %
V1G	96.7	26.9	27.1	27.8	41.9
V19G	58.8	20.1	33.7	34.2	41.9
V45G	197.4	53.9	27.0	27.3	41.9
V48G	63.1	20.9	27.7	33.1	41.9
V83G	61.6	15.9	25.2	25.8	41.9
V88G	44.6	9.2	18.5	20.6	41.9
<b>Guaduas</b>	<b>522.3</b>	<b>146.9</b>	<b>26.9</b>	<b>28.1</b>	<b>41.9</b>

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos

Tabla 6. Porcentaje de Recobro por Bloque – Form. Guaduas

Block	Formation	OOIP	Total Reserves	CumOil	Curr. RF OOIP	Curr. Rec Reserves	Remain. Reserves
		MMbbl	MMbbl	MMbbl	%	%	MMbbl
V48	Guaduas	63.15	26	18.04	29	68	8.4
V45	Guaduas	197.40	83	52.39	27	63	30.3
V19	Guaduas	58.83	25	19.85	34	81	4.8
V83	Guaduas	61.64	26	15.54	25	60	10.3
V88	Guaduas	44.57	19	8.79	20	47	9.9
V1	Guaduas	96.70	S41	26.09	27	64	14.4
<b>Total</b>	<b>Guaduas</b>	<b>522.3</b>	<b>218.8</b>	<b>140.7</b>	<b>29</b>	<b>68</b>	<b>78.1</b>

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos.

Tabla 7. Porcentaje de Recobro por Unidad (Fm. Guaduas – Tune)

Zones	OOIP MMbbl	Recoverable MMbbl	CumOil MMbbl	Rec_OOIP %	Rec_Rec %	Reserves MMbbl
Guad_I	87.57	36.69	24.44	27.91	66.61	12.25
Guad_II	134.29	56.27	41.62	30.99	73.97	14.65
Guad_III	75.70	31.72	18.07	23.87	56.96	13.65
Guad_IV	78.91	33.06	21.50	27.25	65.03	11.56
Guad_V	145.82	61.10	35.08	24.06	57.42	26.02

Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos.

Figura 9. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Bloques

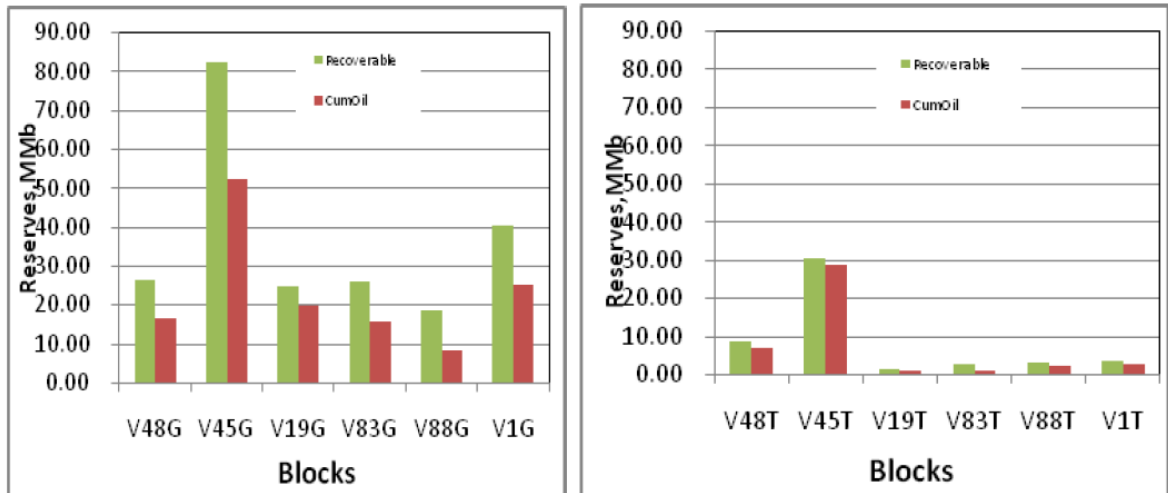
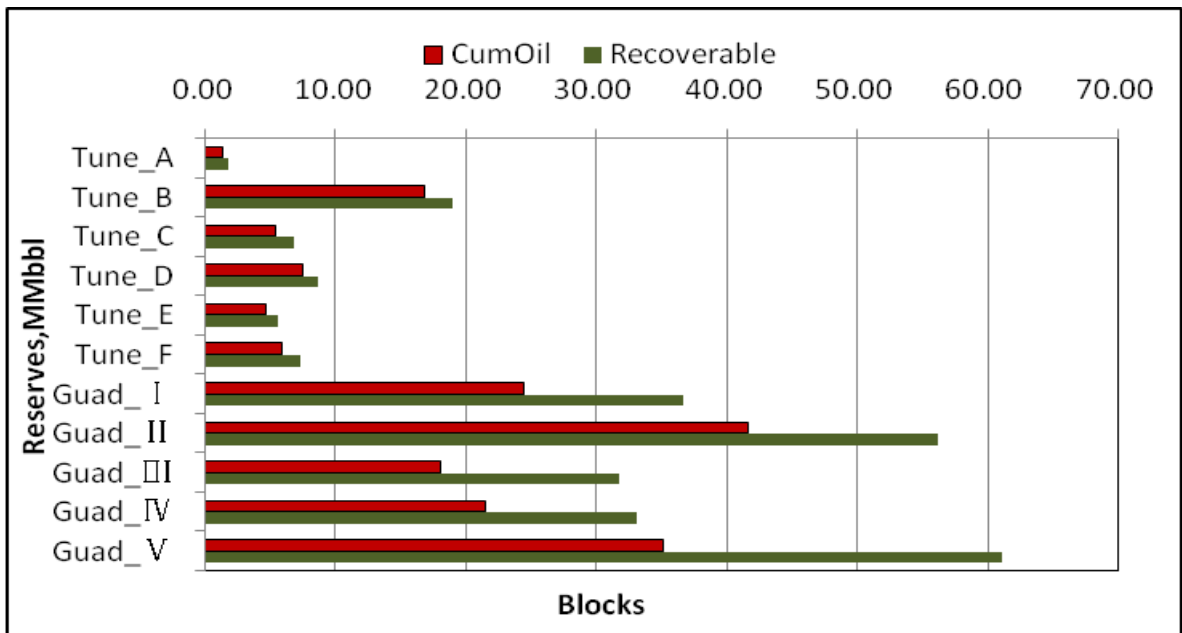


Figura 10. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Grupos



Fuente. Estudio Integrado de Yacimientos.

## 2.6 SIMULACIÓN PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA CAMPO VELÁSQUEZ

En el presente capítulo se reporta la construcción del modelo numérico de simulación para un sector del Bloque V-45, en el cual se adelantará el proyecto piloto, en la Form.

Guaduas, con el fin de evaluar el comportamiento del yacimiento, en lo relacionado con la respuesta a la inyección de agua en el bloque mencionado.

Después de realizar la inicialización del modelo (corrida a 1 time step), se cargaron los archivos referentes a la información de los pozos, extraída de la base de datos OFM. Una vez construido el modelo del yacimiento, se realizó el ajuste histórico y las predicciones de acuerdo a los escenarios y patrones de inyección establecidos.

## 2.7 CONSTRUCCIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN

Para evaluar la factibilidad técnica del piloto de inyección de agua en el Campo Velásquez, se construyó un grid de tipo "Corner- Point No-Ortogonal" utilizando el software IMEX - CMG. El modelo consta de 60 celdas en la dirección I, 120 en la dirección J y 15 en la dirección K, las cuales representan las 3 subunidades de cada grupo de la Formación Guaduas (I,II, III, IV, V). (Tabla 8). El tamaño de las celdas es de 100 x 100 pies en la dirección X - Y (areal) y en la dirección Z cada capa tiene el espesor neto de la respectiva arena (Figuras 9 y 10). El piloto consta de 8115 celdas activas.

Tabla 8. Reservas Recuperables Vs. Aceite Acumulado - Grupos

<b>Formación</b>	<b>Capa (Z)</b>	<b>Celda Simulación</b>
Guaduas I	Guad I 1	1
	Guad I 2	2

	Guad I 3	3
Guaduas II	Guad II 1	4
	Guad II 2	5
	Guad II 3	6
Guaduas III	Guad III 1	7
	Guad III 2	8
	Guad III 3	9
Guaduas IV	Guad IV 1	10
	Guad IV 2	11
	Guad IV 3	12
Guaduas V	Guad V 1	13
	Guad V 2	14
	Guad V 3	15

Fuente. Reporte Estudio Integrado de Yacimientos.

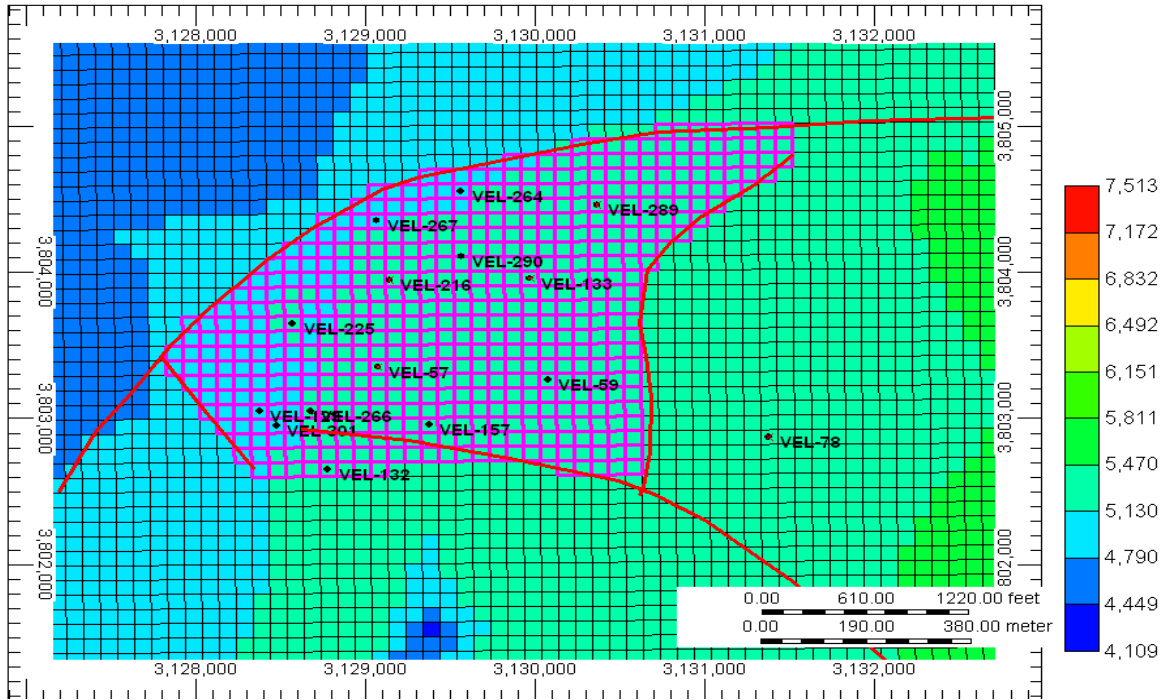
## 2.8 ASIGNACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Las propiedades petrofísicas se interpolaron de mapas en dos dimensiones presentados en el informe del estudio integrado para el campo realizado por Winfield Caribbean Oil Services<sup>1</sup>. En la Figura 11 se presenta el ejemplo para el modelo de porosidad.

De igual forma, se generaron mapas de permeabilidad a partir de las correlaciones disponibles para cada unidad productora presentados en el informe del estudio integrado para el Campo Velásquez. En la Tabla 11 y en la Figura 12, se muestran las relaciones entre porosidad y permeabilidad obtenidas del modelo petrofísico y análisis de corazones. En las Figuras 13 y 14 se muestran los mapas de permeabilidad para sector del campo Velásquez.

Figura 11. Grid de simulación - IMEX CMG

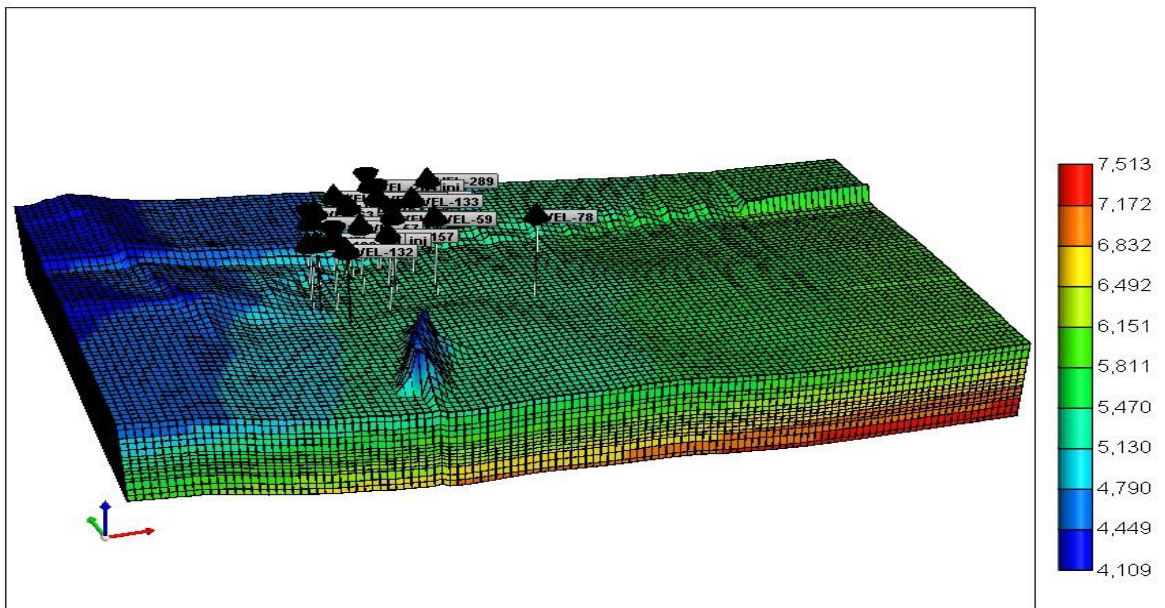
Grid Top (ft) 1954-07-01 K layer: 1



Fuente. Ing. Simulación – MECL.

Figura 12. Grid de simulación - IMEX CMG

Grid Top (ft) 2010-01-01



Fuente. Ing. Simulación – MECL.

Para asignar el espesor neto petrolífero de cada unidad al grid de simulación, se interpolaron los mapas en 2D presentados en el estudio integrado para el Campo Velásquez. En la Figura 16 se muestra el mapa de espesor neto para la formación Guaduas I y en la Figura 17 se muestra el espesor neto para el grid de simulación.

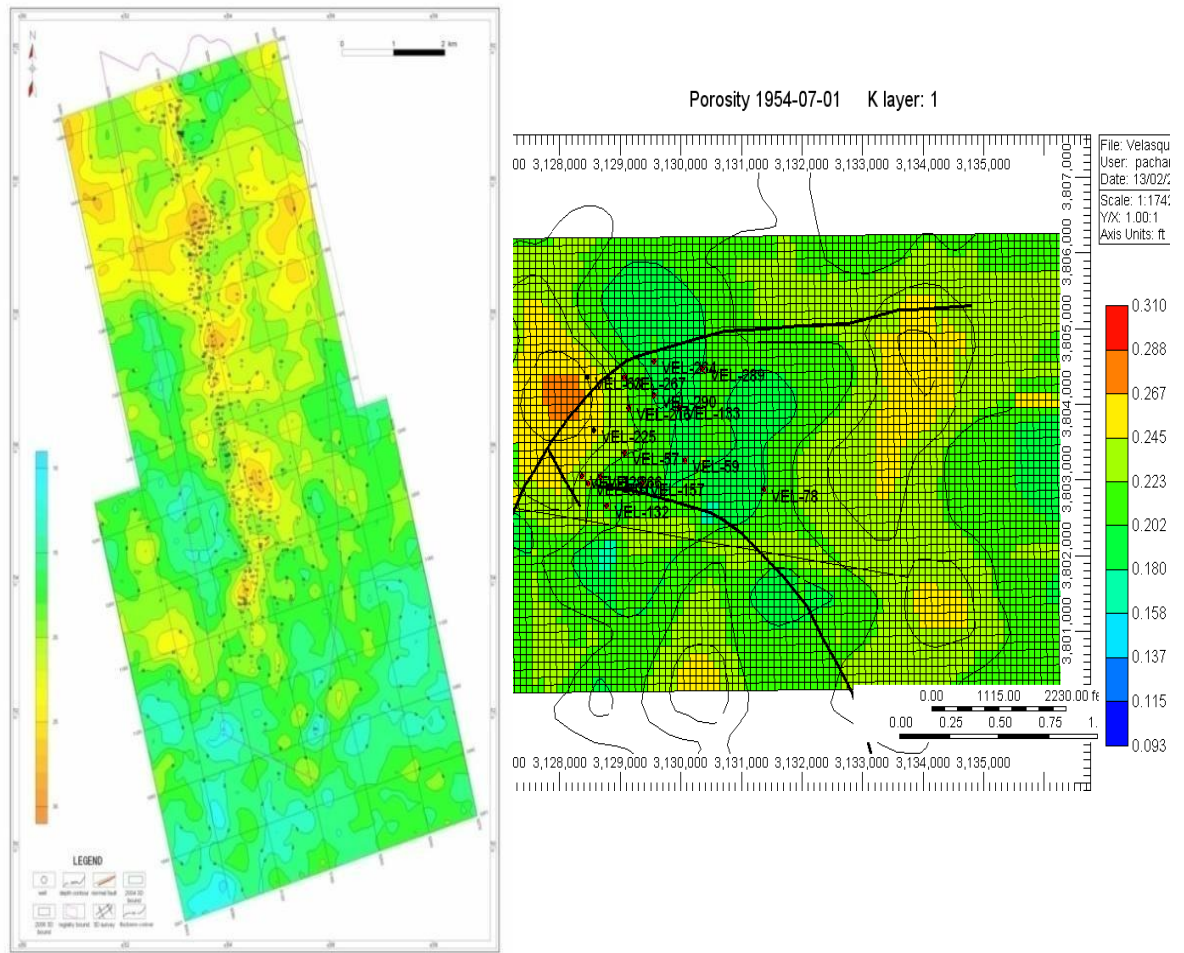
Tabla 9. Correlaciones para Permeabilidad.

<b>FORMACIÓN</b>	<b>CORRELACIÓN</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
Guaduas I	$K = 3E-05 \varnothing^{5.3138}$	0.7509
Guaduas II y III	$K = 9E-05 \varnothing^{4.8686}$	0.6903
Guaduas IV	$K = 1E-05 \varnothing^{5.4912}$	0.6928
Guaduas V	$K = 0.0004 \varnothing^{4.4186}$	0.6963

Fuente. Reporte Estudio Integrado de Yacimientos.

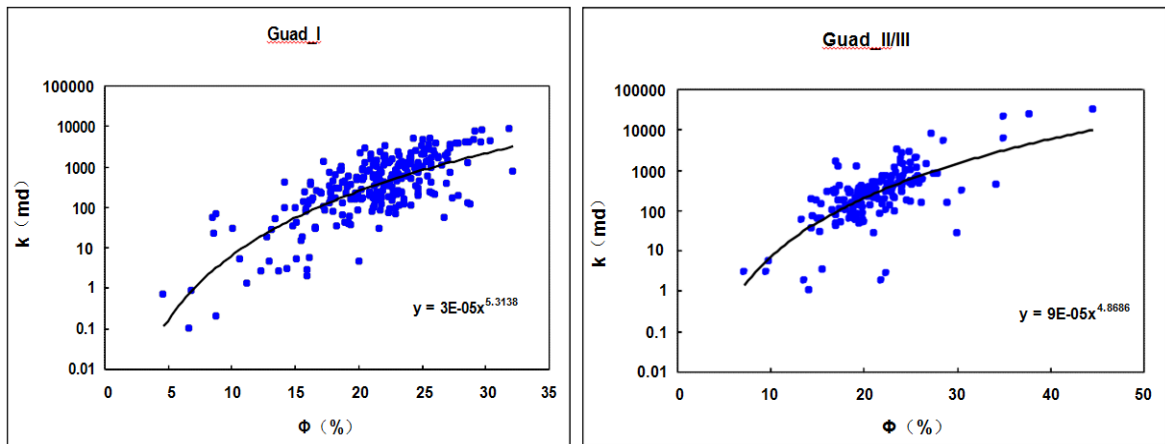
Donde: K: Permeabilidad, md                       $\varnothing$ : Porosidad, %

Figura 13. Asignación de propiedades (porosidad) al modelo numérico.



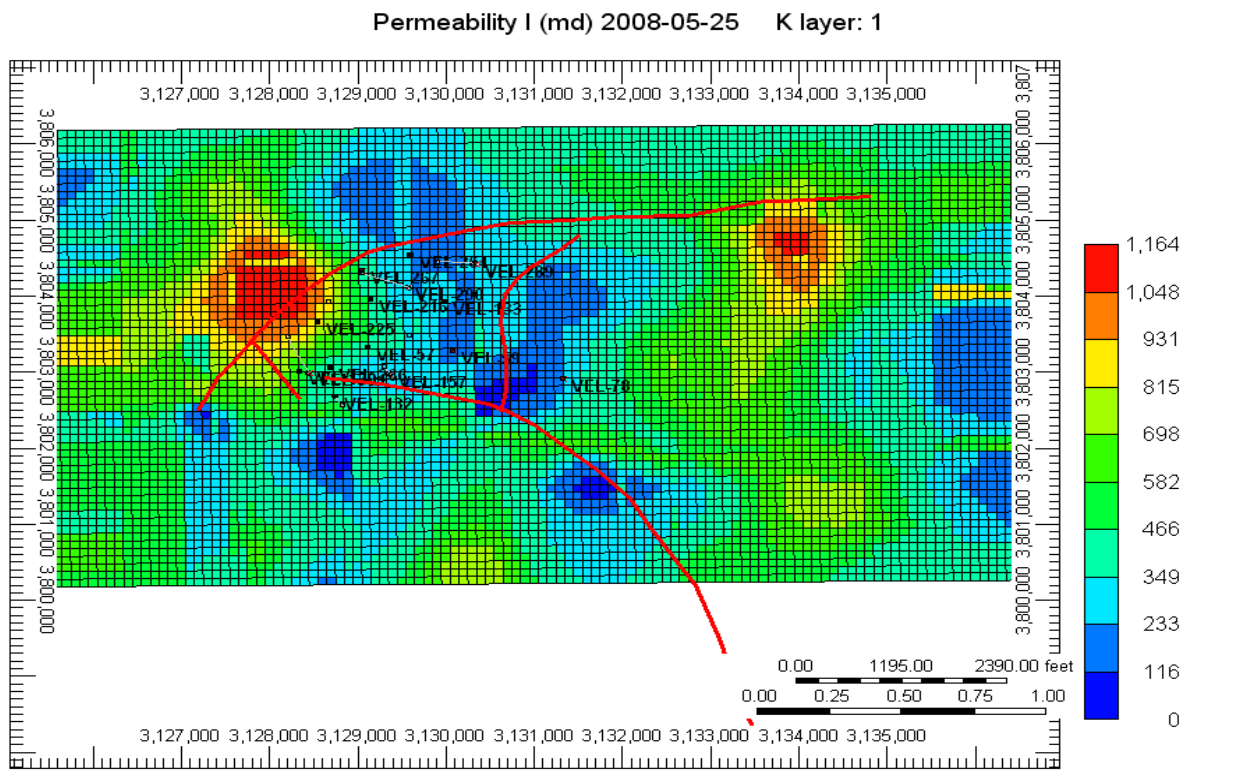
Fuente. Ing. Simulación (MECL) – Estudio Integrado de Yacimientos.

Figura 14. Correlación entre porosidad y permeabilidad



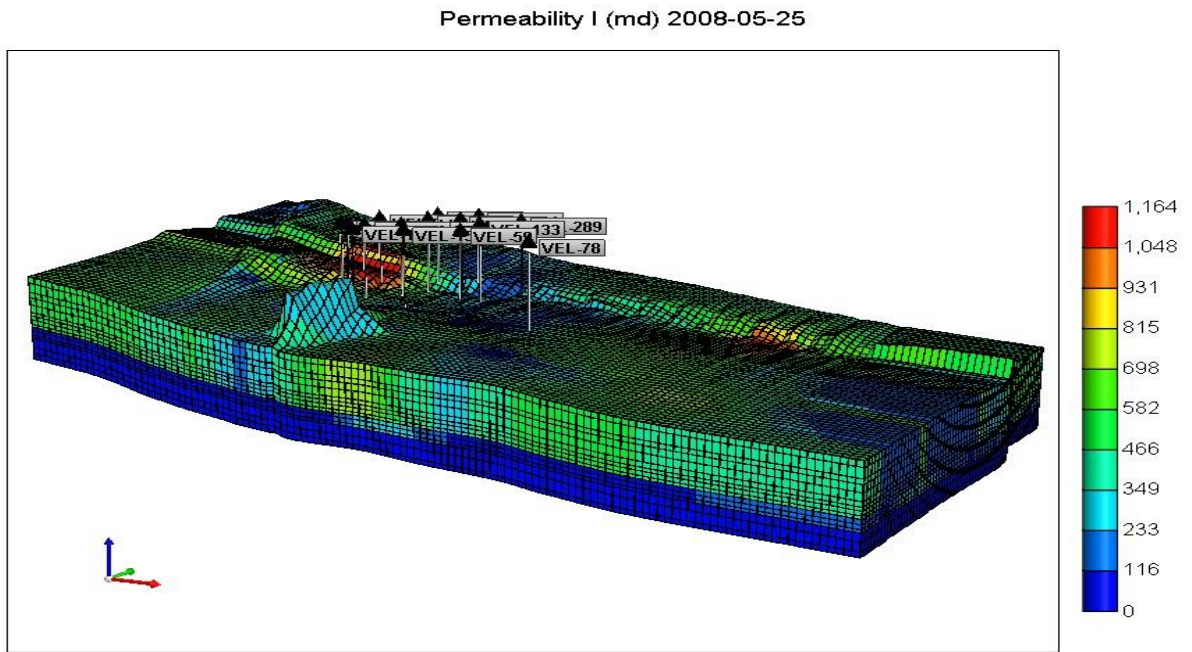
Fuente. Reporte Estudio Integrado de Yacimientos

Figura 15. Correlación entre porosidad y permeabilidad



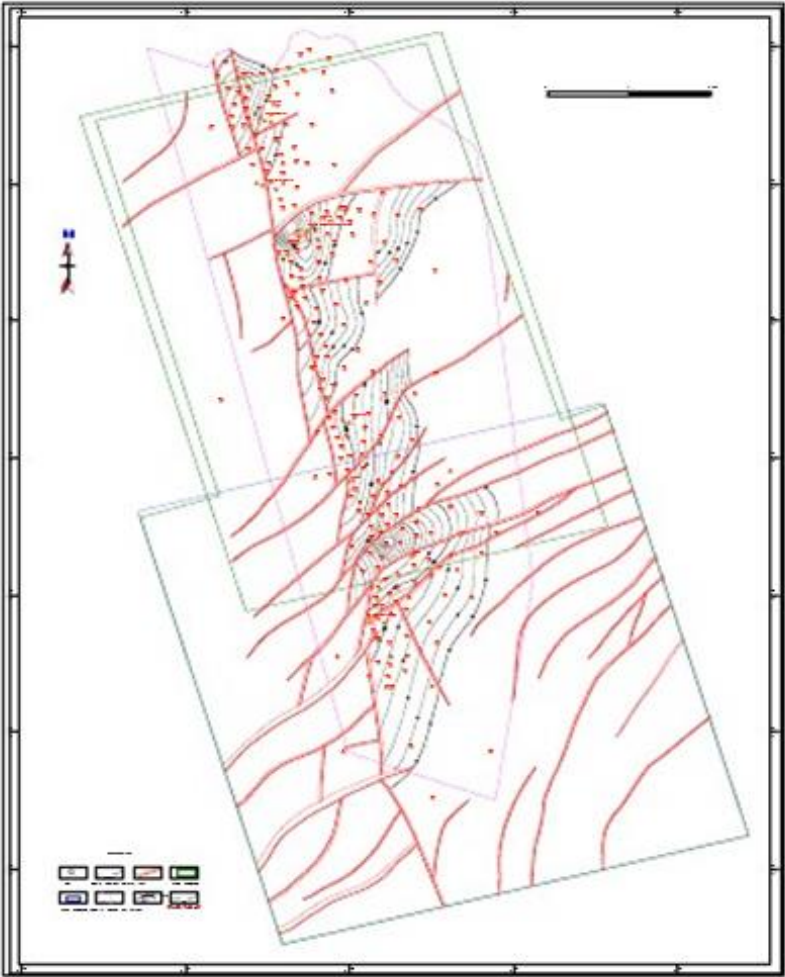
Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 16. Vista 3D de la permeabilidad en el modelo de simulación



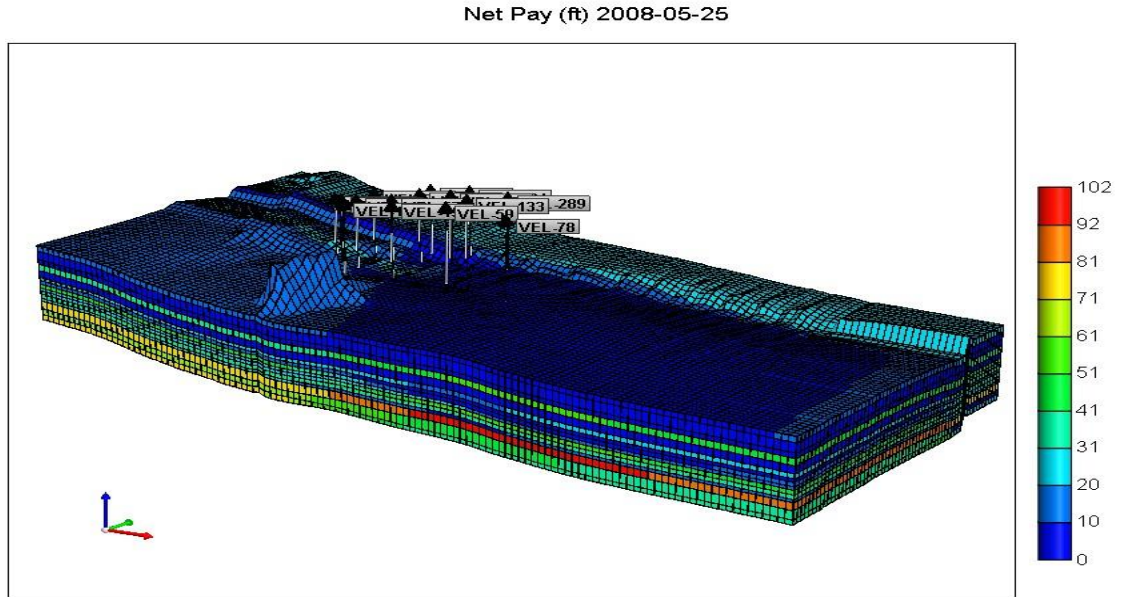
Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 17. Mapa de Net Pay para Guaduas I



Fuente. Reporte Estudio Integrado de Yacimientos.

Figura 18. Espesor Neto para el modelo de simulación



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

## 2.9 ASIGNACIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDO

En esta etapa se construyó el modelo de fluidos para el Bloque V-45, soportado en el PVT del pozo VEL-297, completado en el bloque V-48 y realizado en el 2011 (Tabla 10).

Tabla 10. Datos básicos PVT VEL-297

<b>PVT VEL-297</b>		
<b>Tyac</b>	<b>140</b>	<b>F</b>
<b>Pyac</b>	<b>1900</b>	<b>psi</b>
<b>Pb</b>	<b>1120</b>	<b>psi</b>
<b><math>\rho_o</math></b>	<b>0.7892</b>	<b>Kg/m3</b>
<b>Rs</b>	<b>125</b>	<b>SCF/STB</b>
<b>Bo</b>	<b>1.057</b>	<b>bbl/STB</b>
<b>API</b>	<b>18.2</b>	
<b><math>\gamma_{gas}</math></b>	<b>0.6443</b>	

Fuente. Ingeniería de Yacimientos – Campo Velásquez.

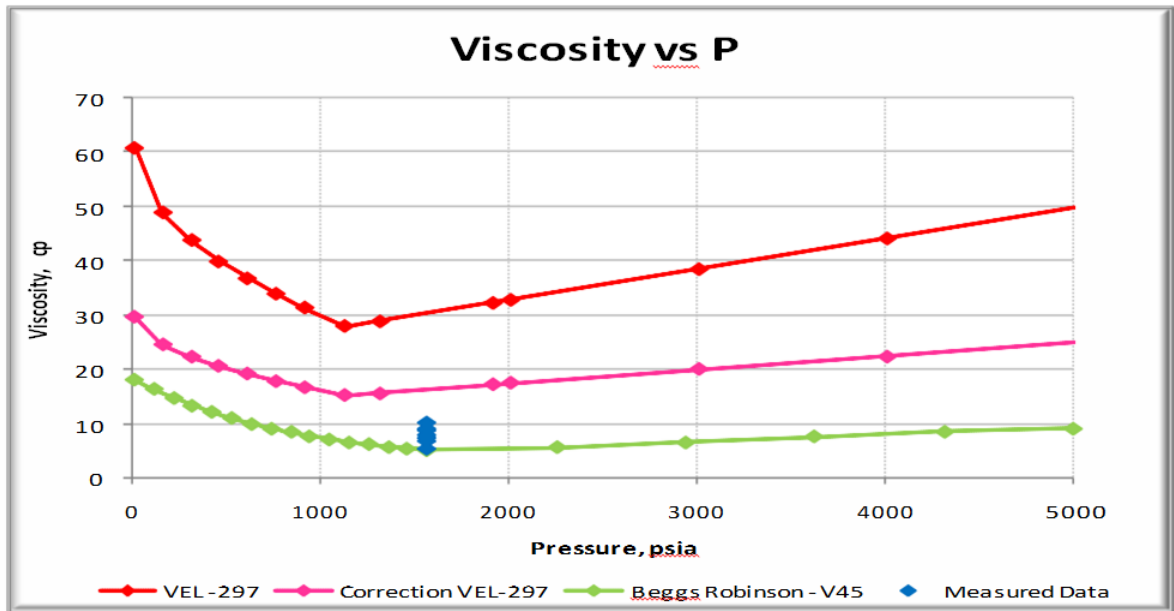
Tabla 11. Datos de fluidos – Pozos activos V-45

<b>V-45 Fluid Properties</b>				
<b>Well</b>	<b>Oil Dead Viscosity, cp</b>	<b>Live Oil Viscosity, cp</b>	<b>API</b>	<b>GOR (cf/bbl)</b>
VEL - 216	20.06	7.39	17.8	262
VEL - 264	17.06	6.66	21.2	207
VEL - 267	25.3	8.93	18.1	158
VEL - 266	21.67	7.87	18.6	89
VEL - 290	31	10	16.9	187
VEL - 301	13	5.39	22.2	110
VEL - 289	24	8.68	19.2	211

Fuente. Ingeniería de Yacimientos – Campo Velásquez.

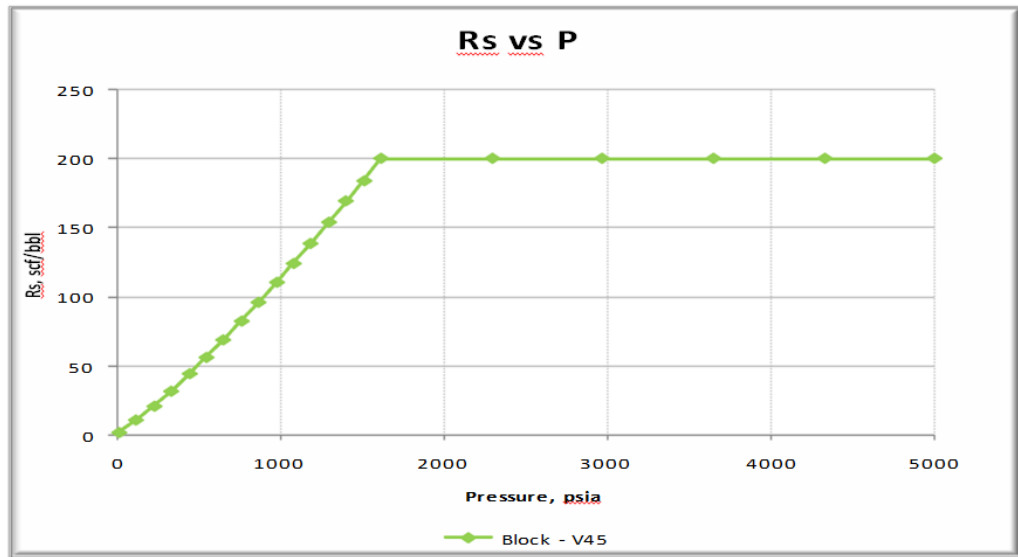
En la Figura 17 se observa el comportamiento de viscosidad como función de la presión. La curva roja representa los datos reales del PVT del VEL-297; la magenta, los corregidos a las condiciones iniciales del yacimiento y la verde, el comportamiento de viscosidad para el Bloque V-45, a partir de correlaciones de la literatura. Los puntos azules representan las mediciones realizadas en los pozos activos del área. La presión de burbuja calculada para el Bloque V-45 fue de 1600 psi. De igual forma, la Figura 18 muestra el comportamiento de la solubilidad del gas en el aceite ( $R_s$ ) como una función de la presión; por último, en la Figura 19 se presenta el comportamiento del factor volumétrico de formación ( $B_o$ ).

Figura 19. Comportamiento de la Viscosidad en función de la presión



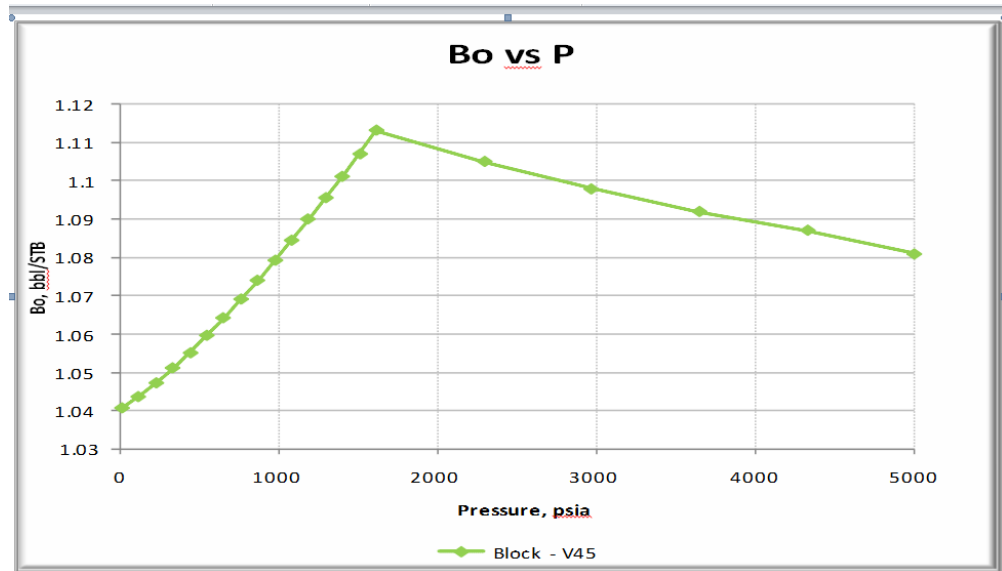
Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 20. Comportamiento de la solubilidad del gas (Rs) en función de la presión



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 21. Comportamiento del factor volumétrico de formación en función de la presión



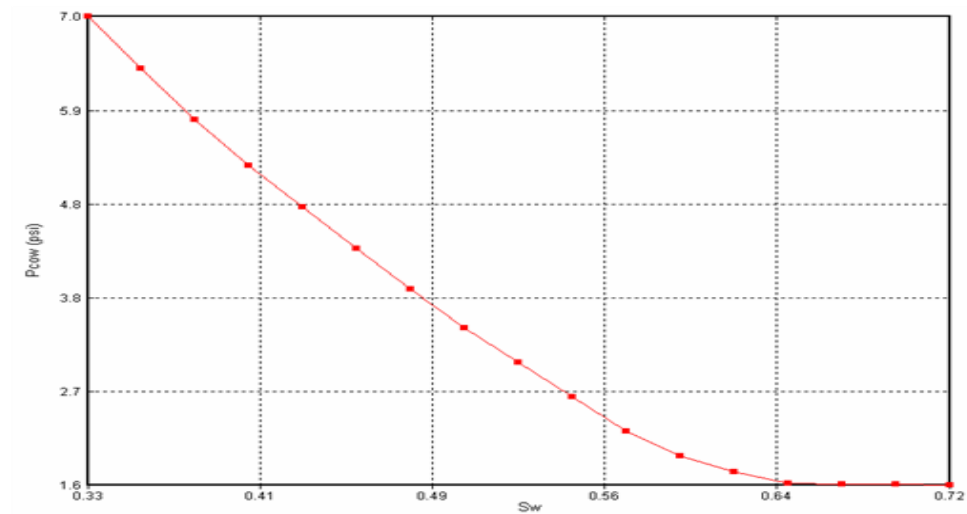
Fuente. Ing. Simulación (MECL).

## 2.10 INICIACIÓN DEL MODELO

La presión y temperatura inicial de la Formación Guaduas es 2900 psia y 150 °F a 6500 pies, respectivamente. La saturación de aceite inicial se calculó a partir de los diferentes valores de contactos agua – aceite – WOC. Teniendo en cuenta las características geológicas del Bloque V-45, se definieron 15 regiones de equilibrio según WOC mostrados en la (Tabla 10).

Para calcular los volúmenes originales en sitio para el modelo, se corrió un time step y sus resultados son: Aceite: 41 MMSTB, Agua: 38 MM STB y Gas: 8130 MMSCF. Figura 20.

Figura 22. Curva de presión capilar ingresada en el simulador



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

## 2.11 PREDICCIONES

El modelo de ajuste histórico se reinició el 1 de enero de 2012 y se continuó hasta el 1 de enero de 2050, considerando el 1 de Septiembre de 2012 como inicio de la

inyección de agua para todas las predicciones. Se colocaron las restricciones operativas para imitar las tasas de producción a nivel realista.

#### 2.11.1 Pozos productores:

OPERATE MAX STL 200 bbl/d (teniendo en cuenta la producción de aceite y agua).

OPERATE MIN BHP 1200 psi Pozos inyectoros:

Para simular la inyección selectiva de agua, fue necesario definir dos pozos inyectoros. En el modelo, los pozos con el sufijo \_inj representan aquellos pozos que realizan la inyección para las arenas superiores (Guaduas I, II y III), mientras que los que poseen sufijo \_inj\_45 lo hacen en las arenas inferiores (Guaduas IV y V). Las condiciones de operación para estos pozos fueron:

Sufijo \_inj

Sufijo \_inj\_45

OPERATE MAX STW 200 bbl/d

OPERATE MAX STW 300 bbl/d

OPERATE MAX BHP 2000 psi

OPERATE MAX BHP 2000 psi

A continuación se presentan las respuestas de los diferentes patrones o arreglos entre pozos productores e inyectoros, que se establecieron para evaluar el piloto de inyección de agua en el Campo Velásquez. El área del piloto de inyección es de aproximadamente 118 acres con un aceite original en sitio de 41 MMSTB y un factor de recobro de 30% a la fecha.

##### 2.11.1.1 Opción A - 10 pozos

Esta opción involucra 10 pozos (8 productores y 2 inyectoros), Figura 21. Con este arreglo de pozos se obtiene un factor de recobro (FR) al año 2049 del

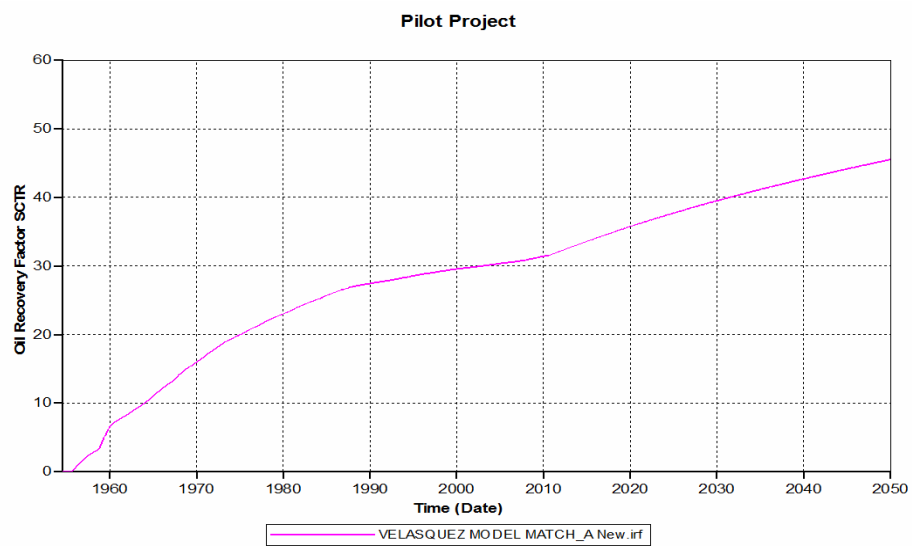
43%, del cual 12% como incrementales, se le atribuyen a la inyección de agua, Figura 22. El perfil de producción para el piloto completo, así como el de cada uno de los pozos se presentan en la Figuras 23.

Figura 23. Proyecto Piloto – Opción A (10 pozos)



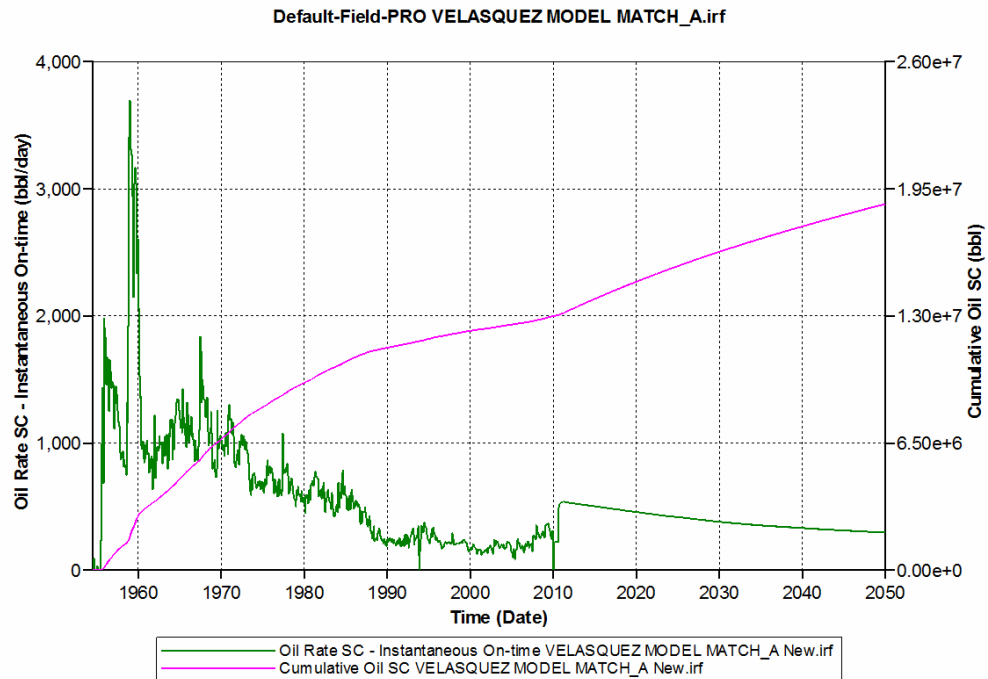
Fuente: Ing. Yacimientos - Campo Velásquez.

Figura 24. Factor de Recobro Proyecto Piloto – Opción A (10 pozos)



Fuente: Ing. Simulación (MECL).

Figura 25. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción A

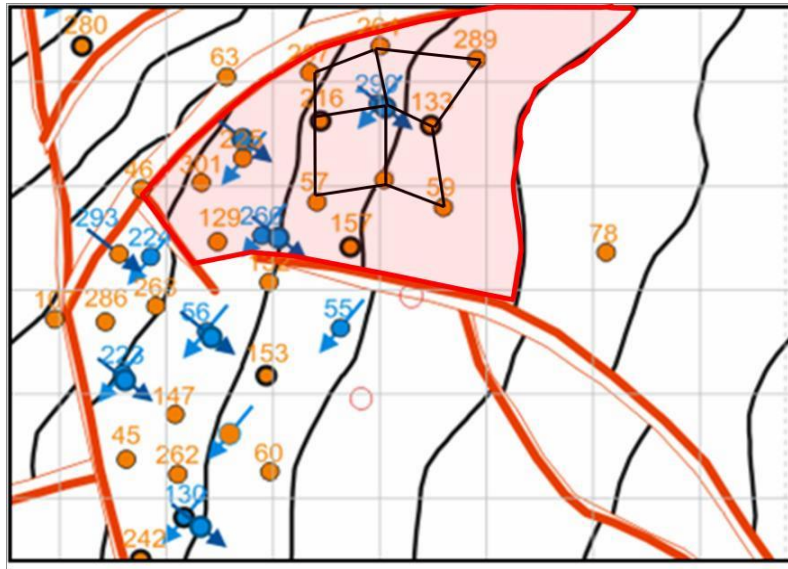


Fuente. Ing. Simulación (MECL).

### 2.11.1.2 Opción B - 9 pozos (nueve puntos)

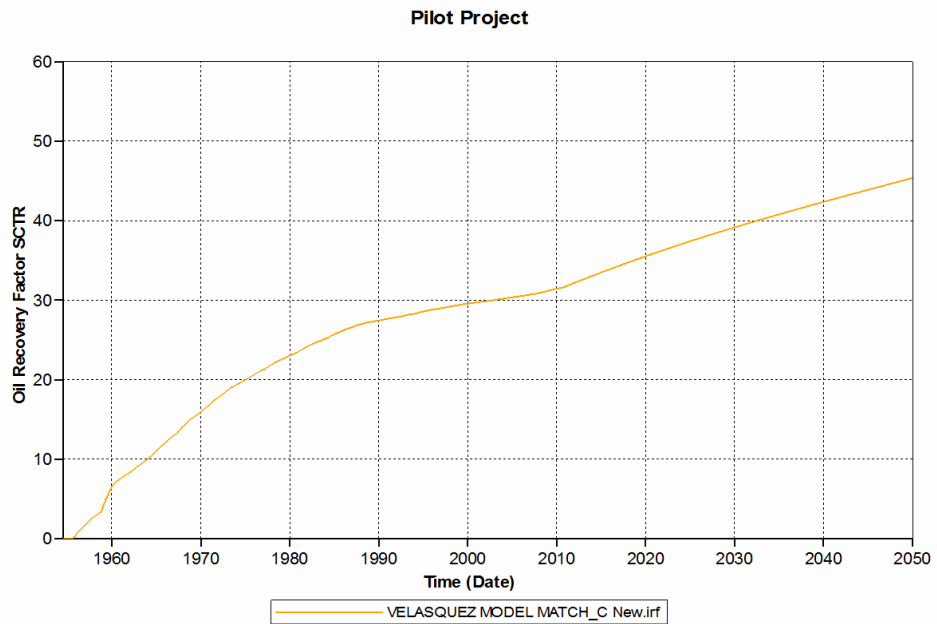
Esta opción contempla un proyecto piloto conformado por un patrón de 9 puntos invertido, en el cual existen 8 pozos productores y un pozo inyector en el centro del arreglo, Figura 24. Con este arreglo se obtiene un factor de recobro (FR) al año 2049 del orden del 43%, de los cuales, un incremental del 12% se considera que es debido a la inyección de agua, Figura 25. Los perfiles de producción para cada uno de los pozos, así como el del piloto completo se presentan en la figura 26. En el Anexo 2, se presenta el pronóstico de producción al 2049.

Figura 26. Proyecto Piloto – Opción B (9 puntos invertido)



Fuente: Ing. Yacimientos - Campo Velásquez.

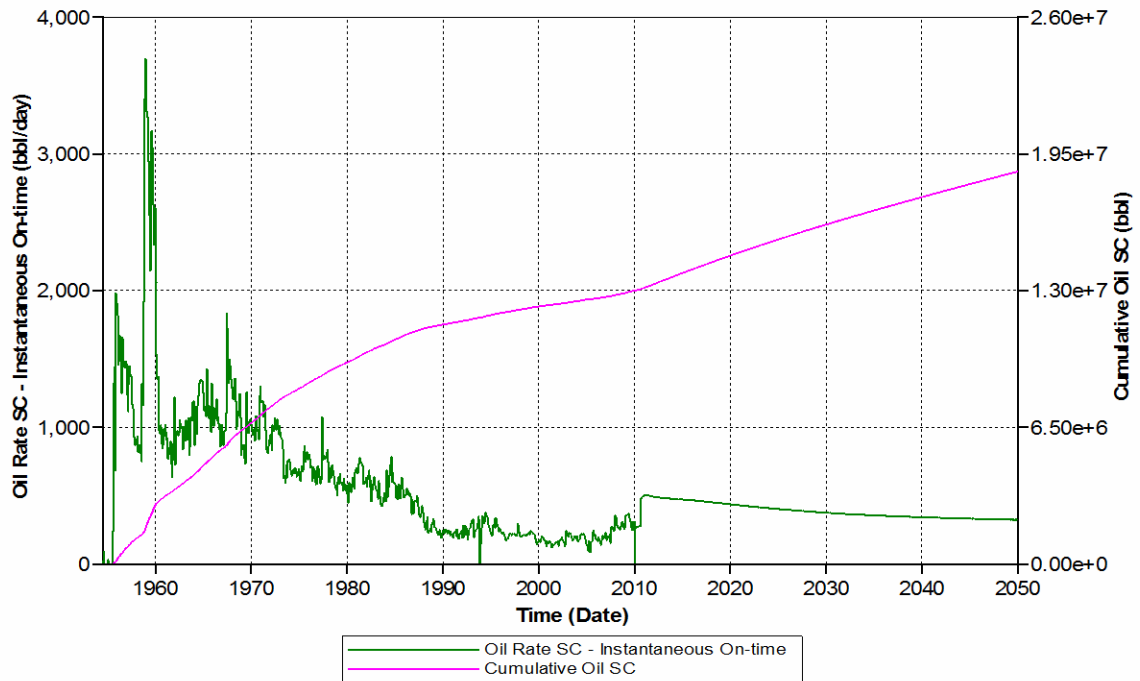
Figura 27. Factor de Recobro Proyecto Piloto – Opción B (9 puntos invertido)



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 28. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción B

Default-Field-PRO VELASQUEZ MODEL MATCH\_C New.irf

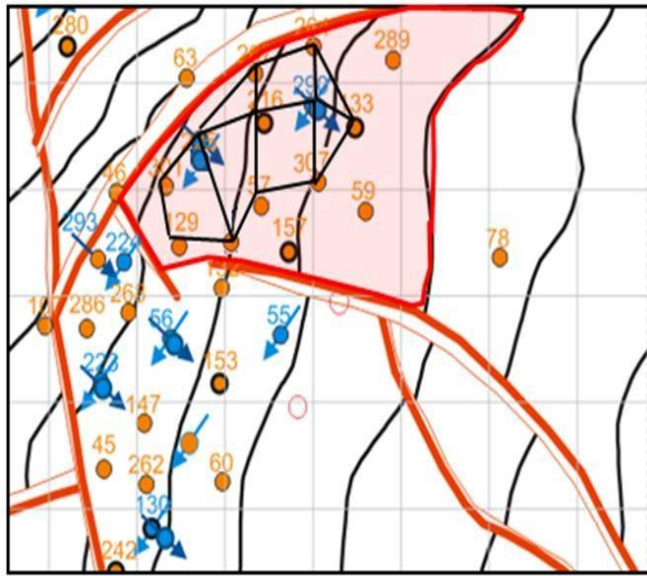


Fuente. Ing. Simulación (MECL).

### 2.11.1.3 Opción C - 11 pozos (9 productores y 2 inyectoros)

La opción C corresponde a un patrón de 11 pozos, en el cual existen 9 pozos productores y 2 inyectoros, Figura 27. Con este arreglo se obtiene un factor de recobro (FR) al año 2049 de 48%, de los cuales un 16% se considera como incremental debido a la inyección de agua, Figura 28. Los perfiles de producción para cada uno de los pozos, así como el del piloto completo se presentan en las Figuras 29 a 29. En el Anexo 3, se presenta el pronóstico de producción al 2049.

Figura 29. Proyecto Piloto - Opción C (11 pozos).



Fuente: Ing. Yacimientos - Campo Velásquez.

Figura 30. Factor de Recobro Proyecto Piloto - Opción C (11 pozos)

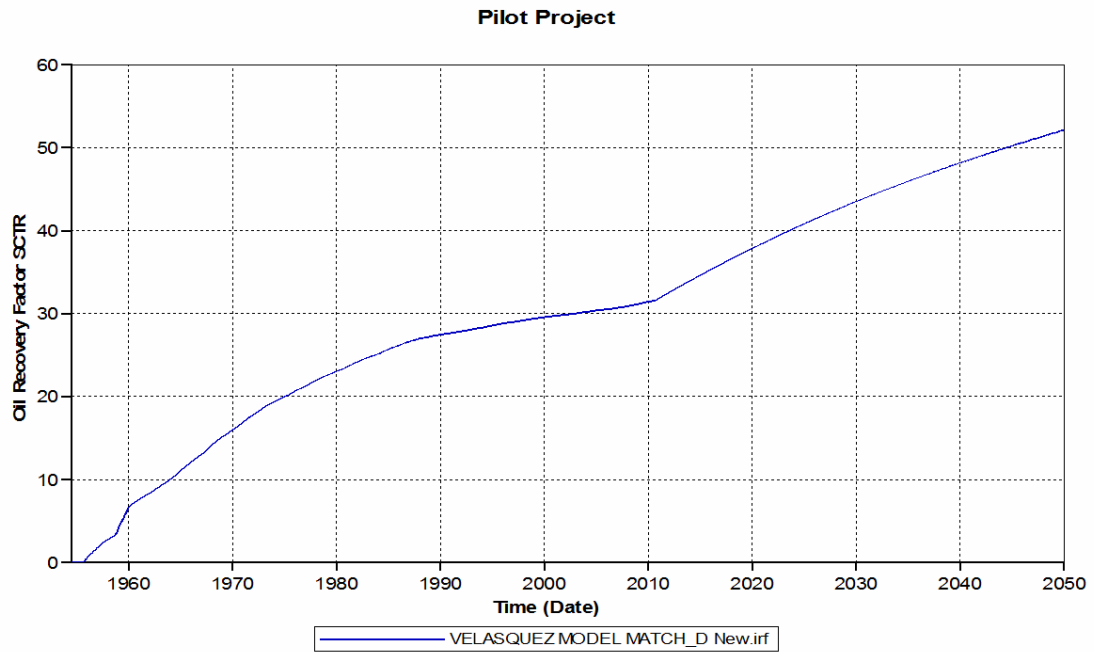
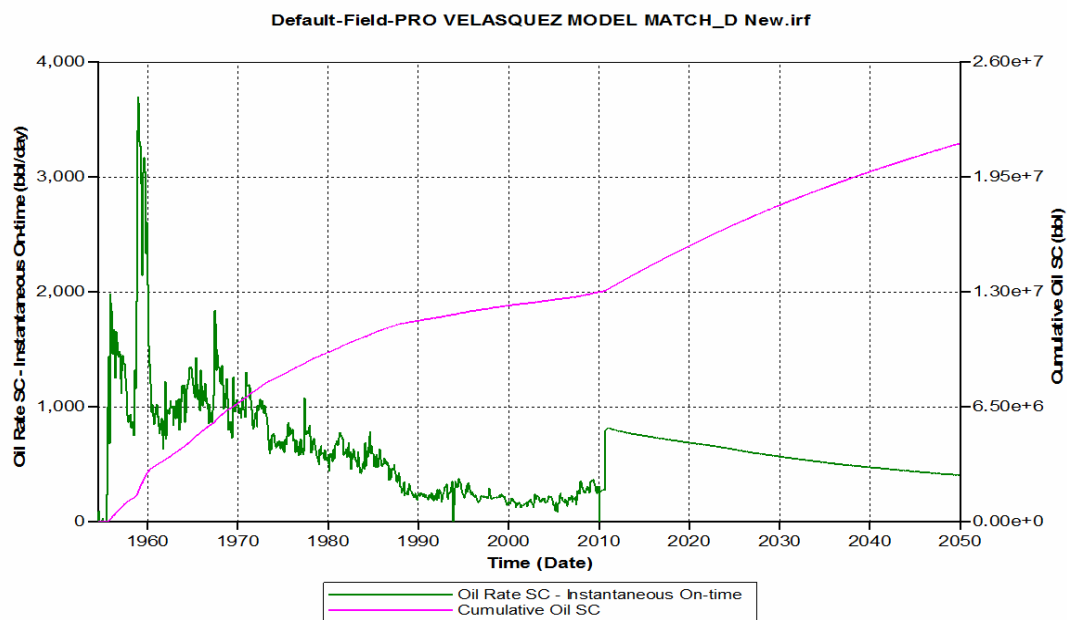


Figura 31. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción C

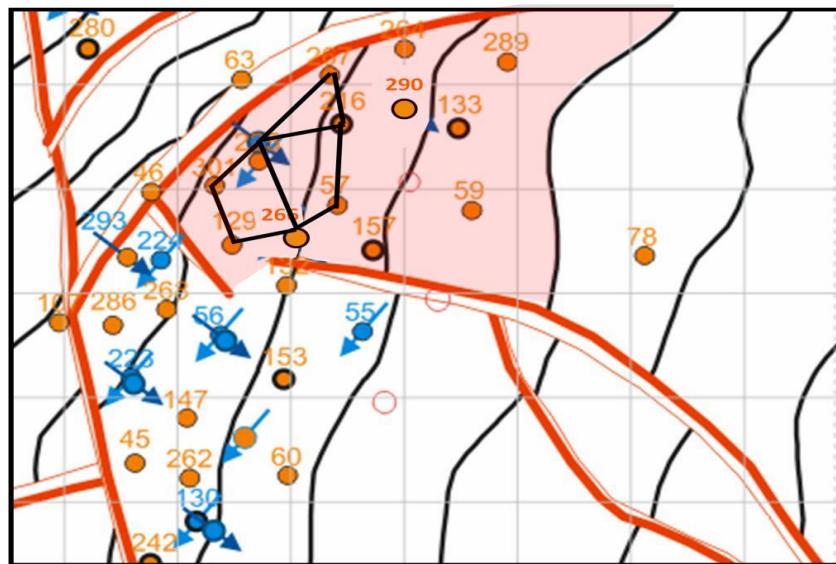


Fuente. Ing. Simulación (MECL).

#### 2.11.1.4 Opción D - 7 Pozos (6 Productores y 1 Inyector)

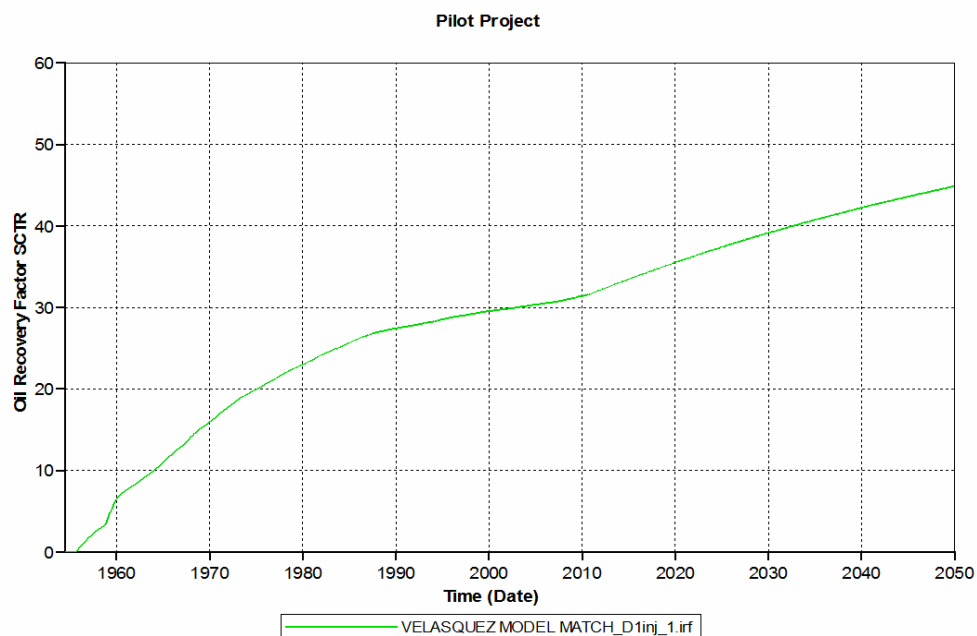
La opción D consta de 7 pozos, en la cual existen 6 pozos productores y 1 inyector, Figura 30. Con este arreglo se obtiene un factor de recobro (FR) al año 2049 del 40% aproximadamente, con un incremental del 9.2% como resultado de la inyección de agua, Figura 31. Los perfiles de producción para el piloto así como para cada uno de los pozos del piloto se presentan en la Figura 32. En el Anexo 4, se presenta el pronóstico de producción para este pozo al 2049.

Figura 32. Proyecto Piloto - Opción D (7 pozos)



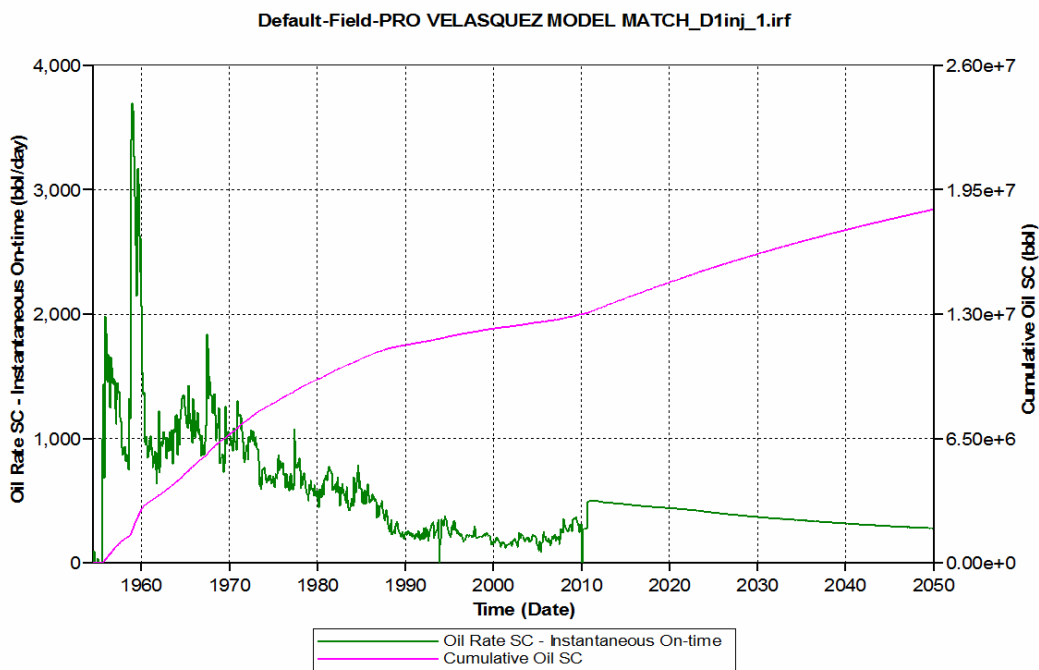
Fuente: Ing. Yacimientos - Campo Velásquez.

Figura 33. Factor de Recobro Proyecto Piloto - Opción D (7 pozos)



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 34. Comportamiento de producción total Proyecto Piloto – Opción D



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

### 3 ANALISIS DE RESULTADOS

Para los efectos del análisis de los resultados obtenidos durante la etapa de la Simulación numérica se tuvo en cuenta que para todas las opciones consideradas, el área del Proyecto Piloto de inyección de agua en el Bloque 45 es de 118 acres, con un OOIP de 41 MMSTB, factor de recobro del 31.6% a Marzo de 2012 y unas reservas remanentes de 1,03 MMbbls aproximadamente, bajo el esquema actual de producción.

#### 3.1 OPCIONES EVALUADAS:

Las diferentes opciones evaluadas se relacionan a continuación:

Opción A: 10 pozos (8 productores + 2 Inyectores)

Opción B: 9 pozos (7 productores + 2 Inyectores).

Opción C: 11 puntos invertido (9 productores + 2 Inyector).

Opción D: 7 pozos (6 productores + 1 Inyectores).

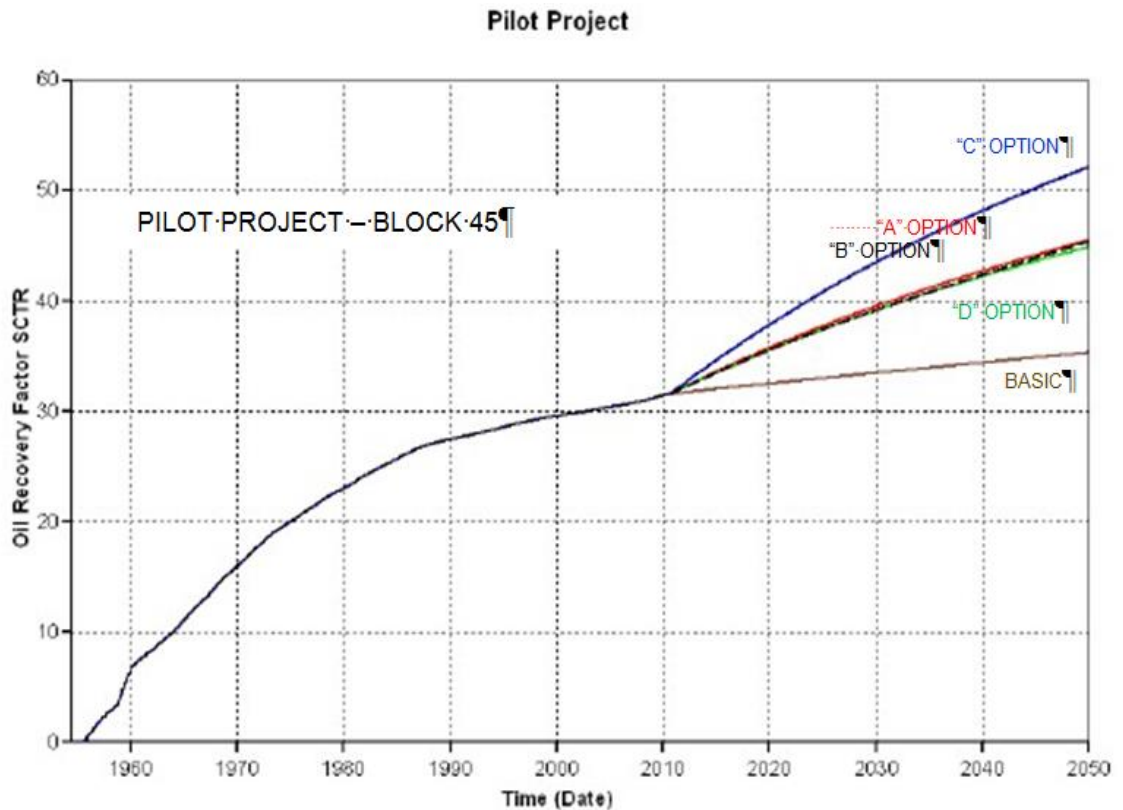
En las Figuras 33 y 34, se puede observar el Factor de recobro así como el comportamiento de la presión alcanzados para cada una de las opciones simuladas, bajo el esquema de inyección de agua. De acuerdo con dichos resultados se observa que el factor de recobro final estaría variando entre un 51% (Opción C) y un 43% (Opción D). En el primer caso, o “caso más favorable”, el factor de recobro se incrementa en un 16% y las reservas serían de 20.7 MMbbls al 2049; esto es, 6.7 MMbbls incrementales con respecto al “escenario base” (bajo el esquema actual de producción). Para la opción menos favorable, el factor de

recobro se incrementaría en un 9%.

Con respecto al comportamiento de la presión, en general se observa que las opciones que incluyen dos pozos inyectores en el patrón de Inyección – Producción (Opciones A, C, y D), mantienen un mejor perfil de presión a nivel del yacimiento, cercano a las 2100 psi al final del proyecto.

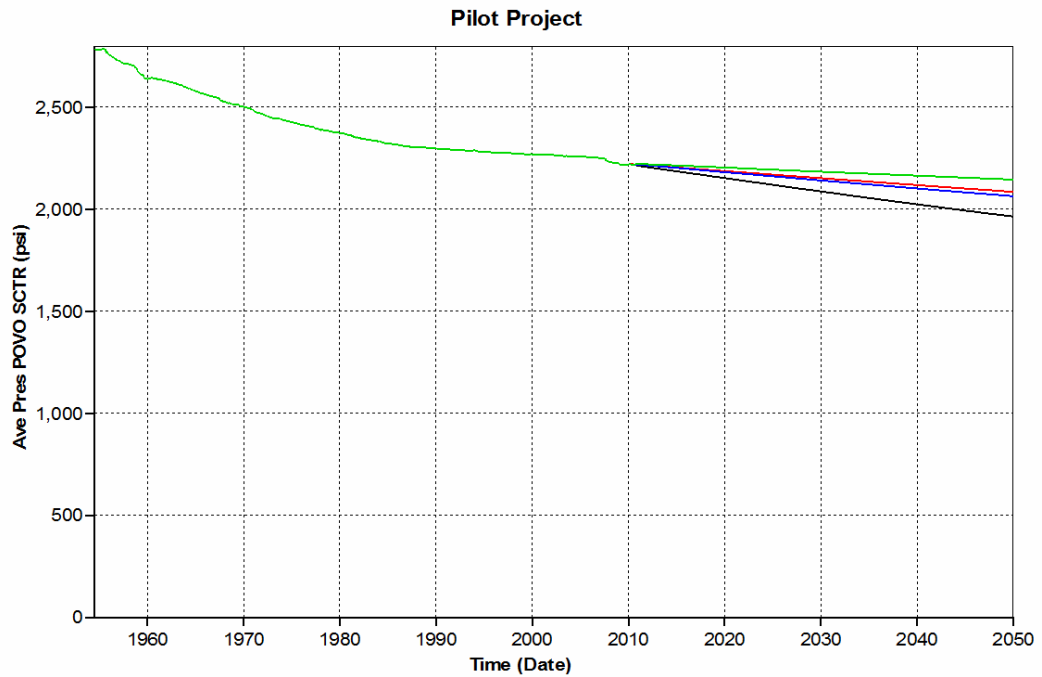
En la Tabla 12, se presenta un resumen de las tasas máximas de aceite (BOPD), aceite acumulado proyectado, reservas incrementales y factores de recobro al año 2049 para cada una de las opciones evaluadas para la implementación del proyecto piloto de inyección de agua en el Bloque 45.

Figura 35. Predicción del Factor de recobro para cada una de las opciones



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Figura 36. Predicción del comportamiento de la presión para cada una de las opciones



Fuente. Ing. Simulación (MECL).

Tabla 12. Resumen volúmenes producidos – Opciones proyecto piloto

OPTION	Maximum Prod. (BOPD)	Aceite Acumulado a 2049	F. Recobro a	Max. Prod Incremental (BOPD)	Aceite Acumulado a 2030	Incremental Acumulado a 2049
OPCION A (2 inyector & 8)	540	17.8	43	414	2.8	4.8
OPCION B (1 inyector & 8)	506	17.8	43	380	2.7	4.8
OPCION C (2 inyector & 9)	818	19.7	48	559	3.8	6.7
OPCION D (1 inyector & 6)	502	16.8	40	247	2	3.8

Fuente: Ing. Yacimientos - Campo Velásquez.

En general y a pesar de los buenos resultados obtenidos en producción incremental y reservas para cada una de las diferentes opciones evaluadas, se presenta a continuación una lista de algunos comentarios que deben ser considerados en el momento de seleccionar la mejor opción a ser implementada para el desarrollo del proyecto piloto.

- La Opción A, puede generar cierta incertidumbre con respecto a los resultados de producción, considerando que la ubicación de los dos pozos inyectoros está muy cerca a la falla del Bloque 45. En este caso, es posible que gran cantidad del agua inyectada migre a lo largo de la falla, afectando la eficiencia del proceso.
- La Opción B, solo cuenta con un pozo inyector y los resultados de este arreglo podrían ser no representativos en el momento de una posible expansión del método de recobro en el resto del Campo.
- La Opción C, como en el caso de la Opción A, tiene dos pozos inyectoros; sin embargo, en este caso los pozos inyectoros esta ubicados lejos del plano de falla. Por lo tanto, los resultados podrían ser más representativos. Adicionalmente, esta opción muestra el mejor perfil de producción e incremento de reservas.
- La Opción D, como en el caso de la Opción B tiene un solo pozo inyector, en donde los resultados podrían ser no representativos en el momento de una posible expansión del método de recobro al resto del campo. Sin embargo, en este caso hay menos pozos que en el Caso B.

### 3.2 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN PROYECTO PILOTO

Las facilidades para la ejecución del proyecto piloto de inyección de agua en el bloque 45, requieren de cierta capacidad instalada, las cuales se concentrarán principalmente en los equipos, tuberías y tratamientos necesarios para la captación del agua y puesta de la misma en cabeza de pozo con las características requeridas para garantizar la eficiencia del proceso.

Adicionalmente, se contempla la posible perforación de pozos nuevos y adecuación de algunos pozos inactivos, con el fin de completar el patrón de inyección – producción requerida para la prueba piloto de este método de recobro. Es necesario resaltar que las actividades relacionadas con los pozos, serán aquellas que consumirán la mayor parte del presupuesto disponible para este piloto.

A continuación, se presentará una breve descripción de la capacidad a instalar y de los diferentes trabajos a ejecutar.

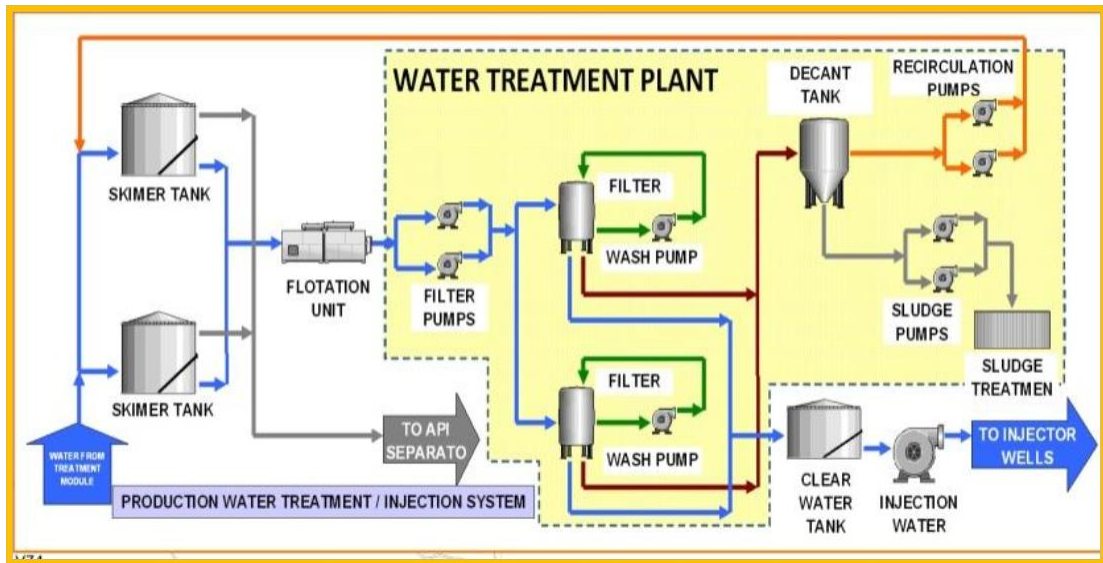
#### 3.2.1 Facilidades de inyección

Como se mencionó anteriormente se denomina como facilidades de inyección al conjunto de redes de distribución de agua, válvulas y accesorios y equipos de tratamiento y bombeo requerido para la inyección del agua en los pozos inyectoros. (Figura 78).

Teniendo en cuenta los diferentes escenarios para la ejecución del proyecto piloto, se llevó a cabo el diseño conceptual de las facilidades de inyección para una capacidad de 3000 BWPD y 1500 PSI en cabeza de pozo, considerando una tasa de inyección promedio de 500 BWPD/Pozo (2 pozos Inyectoros).

En la Tabla 13, se muestra en detalle los equipos y capacidad necesaria para llevar a cabo el proyecto piloto de inyección de agua en el Bloque 45.

Figura 37. Planta de Tratamiento Agua de Inyección



Fuente. Área de Proyectos – Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Tabla 13. Descripción Facilidades de Inyección - Proyecto Piloto

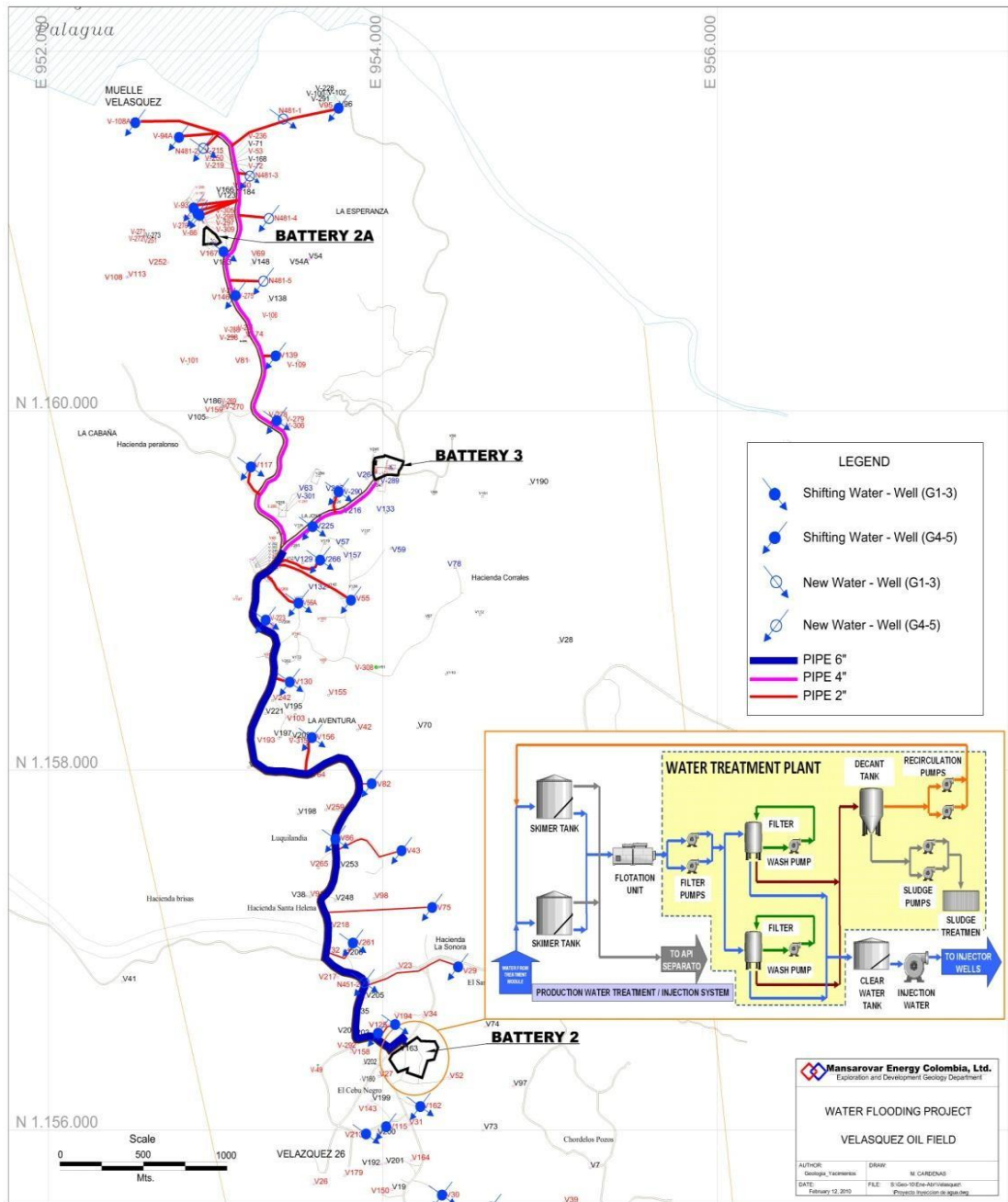
ITEM	DESCRIPCION	UNID	CANT
<b>A</b>	<b>RED DE DISTRIBUCION DE AGUA</b>		
<b>1</b>	<b>Tubería Troncales</b>		
1.1	Tubería 6" STD API 5L X42 revestida internamente	ML	4,000
1.2	Tubería 4" STD API 5L X42 revestida internamente	ML	-
1.3	Tubería 3" STD API 5L X42 revestida internamente	ML	-
1.4	Válvulas y accesorios (ANSI 600)	GL	-
<b>2</b>	<b>Tubería y accesorios pozo</b>		
2.1	Tubería 2" STD API 5L X42 revestida internamente	ML	1,500
2.2	Accesorios por pozo (ANSI 600)	pozo	3
<b>3</b>	<b>Construcción Líneas</b>	<b>GL</b>	
<b>B</b>	<b>FACILIDADES DE TRATAMIENTO Y BOMBEO</b>		
1	Planta de Tratamiento de Agua 3 KBWPD	GL	1
3	Tanque Agua Clarificada 2 Kbls	GL	1
6	Materiales de conexión	GL	1

7	Equipos Eléctricos e Instrumentación	GL	1
8	Montaje Planta y Bombas	GL	

Fuente. Área de Proyectos – Mansarovar Energy Colombia Ltd.

Las facilidades de inyección serán instaladas en la Batería 2 (Figura 36), en la cual se recolecta y trata actualmente toda el agua producida del campo, para su posterior inyección como “disposal”. Así mismo, se instalará una tubería de 6” para el transporte del agua de inyección desde la Batería 2 hasta el piloto de inyección, localizado en el norte en el Bloque 45.

Figura 38. Planta de Tratamiento Agua de Inyección



Fuente. Área de Proyectos – Mansarovar Energy Colombia Ltd.

### 3.2.2 Perforación de pozos y actividades de workover

La ejecución del proyecto piloto de inyección de agua, en los diferentes

escenarios, contempla la perforación de un pozo y la adecuación de una serie de pozos por medio de trabajos de “Workover” enfocados en la reactivación, conversión (Inyectores - productores) y trabajos menores en pozos activos e inactivos.

Según los escenarios que fueron evaluados en el capítulo anterior, se requerirá por lo menos la perforación de un pozo ya sea productor o inyector, de 1 a 2 trabajos de Side track, de 1 a 3 trabajos de Workover para pozos productores y de 1 a 2 trabajos de workover para conversión de pozos productores a inyectores.

En este orden de ideas, las inversiones requeridas para el proyecto piloto de inyección, se encuentran en el orden de 6.5 a 10.4 MMUS\$, dependiendo del escenario que se vaya a ejecutar.

El siguiente es un resumen de los pozos y actividades relacionadas con cada uno de ellos:

Side Track: VEL-63, VEL-129 y VEL-133.

W/O Iny: VEL-290, VEL-225 y VEL-266.

W/O Prod: VEL-57, VEL-59, VEL-78, VEL-132 y VEL-157.

New Well: N-45-1

Pozos Activos: VEL-289, VEL-264, VEL-267, VEL-301, VEL-216.

La mayoría de los pozos mencionados anteriormente se encuentran abandonados y/o inactivos después de una vida operativa de 50 años aproximadamente, lo que involucra un grado de incertidumbre sobre los trabajos a ejecutar en estos

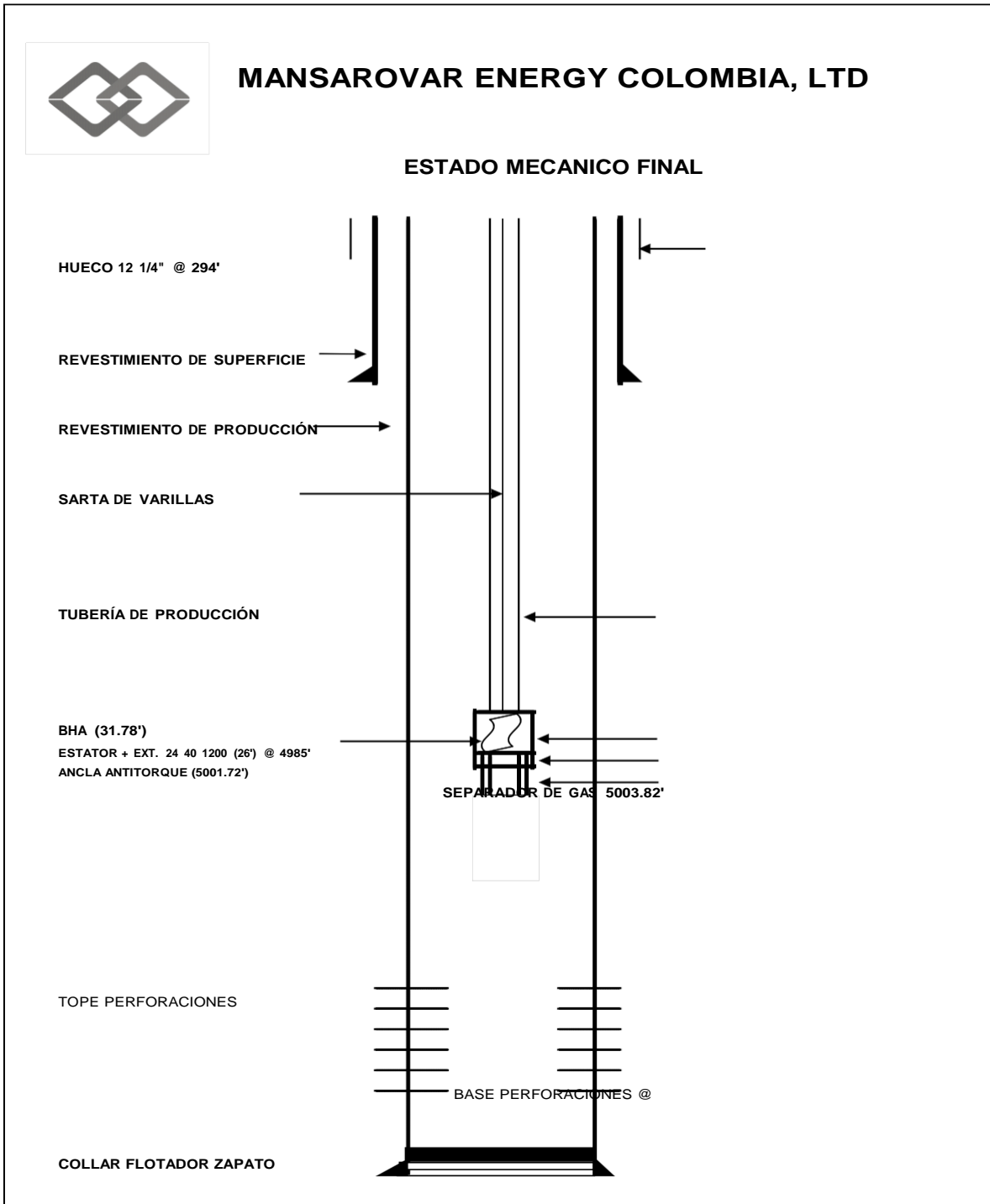
pozos debido al desconocimiento de la integridad mecánica de estos.

Como se ha mencionado anteriormente, el proyecto piloto de inyección, involucra dos tipos de pozos, productores e inyectores. A continuación, un esquema tipo de los pozos involucrados en el piloto (Productores e Inyectores).

### 3.2.3 Pozos Productores

Pozos convencionales, en algunos casos verticales y en otros con algún grado de inclinación (20 - 30°) con revestimientos de producción 3 ½" (Side Tracks), 5 1/2" y 7" y cañoneados en los intervalos prospectivos y un sistema de levantamiento artificial PCP o MP. Ver Figura 37.

Figura 39. Estado Mecánico Tipo Pozo Productor

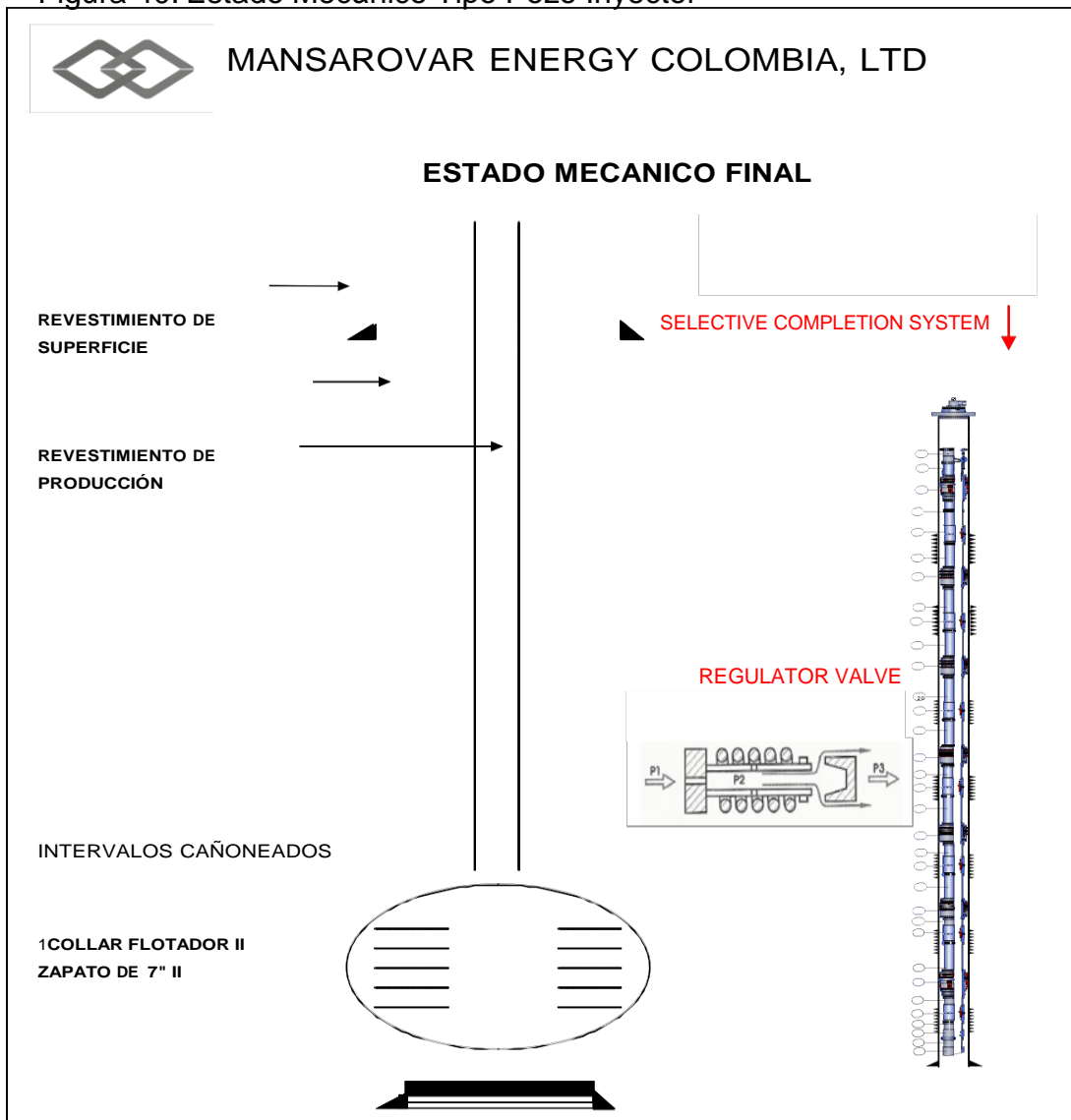


Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez.

### 3.2.4 Pozo Inyector

Los pozos inyectoros tienen el mismo estado mecánico que los productores. La diferencia radica en el completamiento, ya que pasaría de ser de producción a inyección. Para los pozos inyectoros involucrados en el piloto de inyección en el Bloque 45, inicialmente se inyectara selectivamente los grupos I-III y IV-V, a través de una sarta de inyección selectiva que permite controlar presión y flujo de inyección. Ver Figura 38.

Figura 40. Estado Mecánico Tipo Pozo Inyector



Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez

El sistema de completamiento selectivo mencionado anteriormente, es un sistema especial de empaque en configuración "Tandem", el cual tiene el objetivo de aislar las secciones en el pozo durante la inyección.

### 3.3 ANÁLISIS DE LABORATORIO

Para el desarrollo del proyecto piloto de inyección, se adelantó con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) los estudios correspondientes a los análisis fisicoquímicos del agua a inyectar y la compatibilidad del agua de formación con el agua a inyectar.

Actualmente, el ICP adelanta la segunda fase de los análisis, la cual está dirigida a la compatibilidad del agua a inyectar con la formación y pruebas de desplazamiento, con el fin de medir el posible daño generado, inyectividad, etc.

### 3.4 ANÁLISIS FINANCIERO

#### 3.4.1 Precio del crudo

Los precios del crudo Velásquez, históricamente corresponden al 72% del crudo WTI. De acuerdo con lo anterior se estableció para el crudo Velásquez un escenario de precios optimista de 61.20 US/BL, un moderado de 50.40 US/BL y finalmente escenario conservador de 43.20 US/BL, referidos precios WTI de 85 US/BL, 70 US/BL y 60 US/BL, respectivamente.

#### 3.4.2 Regalías

Dado que el Campo Velásquez es una propiedad privada suelo y subsuelo único en Colombia, no le es aplicable ningún régimen de regalías estipuladas en la ley del código del petróleo.

### 3.4.3 Socios

De acuerdo con los términos del contrato vigente “Propiedad Privada Guagaqui – Teran”, Mansarovar Energy Colombia Ltd, participa con un porcentaje del 100% sobre el Campo Velásquez.

### 3.4.4 Impuestos

Renta: el impuesto de renta es de 33%.

### 3.4.5 Inversión

Las inversiones requeridas para el proyecto Piloto de Inyección de Agua en el Bloque 45 están direccionadas a la adecuación y perforación de pozos para completar los patrones de inyección – producción y a la instalación y puesta en marcha de las facilidades requeridas para el proyecto. En las Tablas 14, 15 y 16 y 17 se presentan las inversiones requeridas para cada una de las opciones, así como una descripción general de su composición.

Tabla 14. Inversiones Requeridas Opción “A”

<b>Pilot Investments - Option "A"</b>			
	<b>No.</b>	<b>KUS\$/Well</b>	<b>KUS\$</b>
Perforación Pozo Inyector	2	1000	2000
Perforación pozo productor	8	2000	16000
Facilidades	10	450	4500
<b>Total</b>			<b>22500</b>

Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez

Tabla 15. Inversiones Requeridas Opción “B”

<b>Pilot Investments - Option "B"</b>			
	<b>No.</b>	<b>KUS\$/Well</b>	<b>KUS\$</b>
Perforación Pozo Inyector	1	1000	1000
Perforación pozo productor	8	2000	16000
Facilidades	9	472.22	4250
<b>Total</b>			<b>21250</b>

Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez.

Tabla 16. Inversiones Requeridas Opción “C”

<b>Pilot Investments - Option "C"</b>			
	<b>No.</b>	<b>KUS\$/Well</b>	<b>KUS\$</b>
Perforación Pozo Inyector	2	1000	2000
Perforación pozo productor	9	2000	18000
Facilidades	11	454.54	5000
<b>Total</b>			<b>25000</b>

Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez.

Tabla 17. Inversiones Requeridas Opción “D”

<b>Pilot Investments - Option "D"</b>			
	<b>No.</b>	<b>KUS\$/Well</b>	<b>KUS\$</b>
Perforación Pozo Inyector	1	1000	1000
Perforación pozo productor	7	2000	14000

Facilidades	8	406.25	3250
<b>Total</b>			<b>18250</b>

Fuente. Ing. Yacimientos – Campo Velásquez.

### 3.4.6 Indicadores económicos

Para el cálculo de los indicadores económicos del proyecto, se hicieron corridas a diferentes tasas de descuento 8%, 10%, y 12% respectivamente para cada una de las opciones a un período de 20 años, teniendo en cuenta aspectos como producción, precios del crudo, inversiones, impuestos, costos de operación.

A continuación un ejemplo de las opciones evaluadas:

#### 3.4.6.1 Indicadores Económicos Opción C

A continuación, se muestra detalladamente los indicadores económicos resultantes para la opción C en un escenario de 100% de producción. Aunque el escenario contempla que la producción se recuperará al 2049, la evaluación económica se realizó hasta el 2030. Tabla 18.

Tabla 18. Indicadores Económicos Opción “C” – Escenario Producción 100%

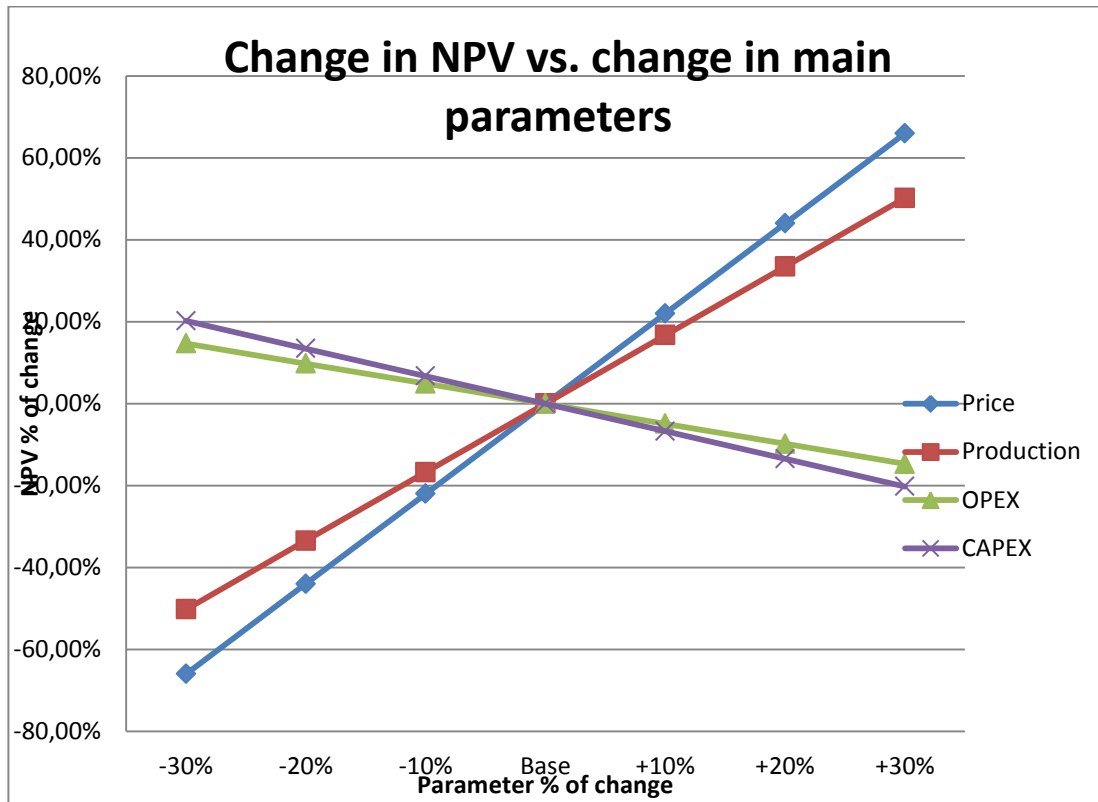
ECONOMIC EVALUATION PILOT C	DISCOUNT RATE		
	8%	10%	12%
Total Oil Recovery [KBO]	3,311.21	3,311.21	3,311.21
Net Oil Recovery	3,311.21	3,311.21	3,311.21
Total Revenues [KUSD]	\$ 202,645.75	\$ 202,645.75	\$ 202,645.75
Total OPEX [KUSD]	\$ 57,907.57	\$ 57,907.57	\$ 57,907.57
Total CAPEX [KUSD]	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00	\$ 25,000.00
Unit OPEX [USD/Bbl]	\$ 17.49	\$ 17.49	\$ 17.49
Unit CAPEX [USD/Bbl]	\$ 7.55	\$ 7.55	\$ 7.55
NPV [KUSD]	\$ 39,438.74	\$ 32,561.61	\$ 26,855.53
IRR [%]	32.38%	32.38%	32.38%
Payback time [Years]	2.93	2.93	2.93
Discounted payback time [Years]	3.50	3.68	3.86
Investment efficiency [%]	1.58	1.30	1.07

En la Tabla 19 y Figura 39, se muestran sensibilidades simuladas en el análisis económico, con el fin de castigar el proyecto teniendo en cuenta aspectos que pueden variar con el tiempo como el Capex, Opex, Producción y precio del barril.

Tabla 19. Sensibilidades Análisis Económico – Opción “C” 100% (VPN EN MMUS)

Sensitivity	110%	100%	90%
CAPEX	\$ 25.04	\$ 26.86	\$ 28.66
OPEX	\$ 25.54	\$ 26.86	\$ 28.17
Production	\$ 31.35	\$ 26.86	\$ 22.36
Price	\$ 32.76	\$ 26.86	\$ 20.95

Figura 41. Sensibilidad Análisis Económico - Opción “C” 100%



Según el análisis económico anterior, la opción “C” bajo el escenario de “Producción 100%” muestra indicadores económicos favorables con un NPV de 39.43 MMUS\$, IRR de 32.38% y período de pago de 2.9 años a una tasa de descuento del 8%.

De acuerdo a los anteriores análisis económicos, todas las opciones son económicamente atractivas, siendo la más favorable la Opción C. En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los indicadores económicos de todas las opciones evaluadas.

Tabla 20. Resumen Evaluaciones Económicas

Se puede concluir que la opción con indicadores económicos más favorables es la opción “C” en un escenarios de 100 % de producción.

ECONOMIC EVALUATION	DISCOUNT RATE 12%			
	PILOT A	PILOT B	PILOT C	PILOT D
<b>Total Oil Recovery [KBO]</b>	2,538.00	2,387.12	3,311.21	1,708.00
<b>Net Oil Recovery</b>	2,538.00	2,387.12	3,311.21	1,708.00
<b>Total Revenues [KUSD]</b>	\$ 155,325.29	\$ 146,091.81	\$ 202,645.75	\$ 104,529.66
<b>Total OPEX [KUSD]</b>	\$ 43,219.44	\$ 41,119.56	\$ 57,907.57	\$ 30,536.38
<b>Total CAPEX [KUSD]</b>	\$ 22,500.00	\$ 21,250.00	\$ 25,000.00	\$ 16,250.00
<b>Unit OPEX [USD/Bbl]</b>	\$ 17.03	\$ 17.23	\$ 17.49	\$ 17.88
<b>Unit CAPEX [USD/Bbl]</b>	\$ 8.87	\$ 8.90	\$ 7.55	\$ 9.51
<b>NPV [KUSD]</b>	<b>\$ 20,605.13</b>	<b>\$ 18,461.93</b>	<b>\$ 26,855.53</b>	<b>\$ 10,517.86</b>
<b>IRR [%]</b>	<b>32.41%</b>	<b>30.35%</b>	<b>32.38%</b>	<b>23.66%</b>
<b>Payback time [Years]</b>	2.78	3.03	2.93	4.03
<b>Discounted payback time [Years]</b>	3.71	4.09	3.86	5.86
<b>Investment efficiency [%]</b>	<b>0.92</b>	<b>0.87</b>	<b>1.07</b>	<b>0.65</b>

## 4 CONCLUSIONES

Se modelaron 4 pilotos con diferentes arreglos de pozos inyectoros y productores, a partir de los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

De acuerdo con los resultados anteriores, la Opción C es la que presenta los mejores indicadores económicos; adicionalmente es considerada técnicamente como la más representativa para el proceso.

Las opciones A, B y D a pesar de que tanto técnica como económica mostraron resultados favorables, muestra desventajas en comparación con la Opción C. En el caso de la Opción "A", uno de los pozos está muy cerca a la falla interna al norte del bloque. Esto podría causar problemas e incertidumbre en la inyección y en consecuencia en la eficiencia del proyecto.

Respecto a la Opción "B" y "D" tienen solo un pozo inyector, lo que podría reflejar unos resultados no muy representativos a la hora de implementar este método de recobro en el resto del campo.

La mayoría de los pozos que componen los patrones Inyección – Producción en las opciones presentadas, se encuentran inactivos y/o abandonados después de una vida operativa de más de 50 años. Lo anterior representa la necesidad de llevar a cabo trabajos de reacondicionamiento para estos pozos.

Las mayores inversiones corresponden a las actividades relacionadas con Perforación y Workover.

## 5 RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos de la simulación numérica y de los análisis económicos, se recomienda desarrollar el proyecto piloto de inyección de agua en el Bloque 45, mediante la implementación de la Opción C, esto es, Facilidades de inyección, 2 Side tracks, 3 reacondicionamientos y la perforación de 1 pozo nuevo.

Se recomienda iniciar el proyecto piloto en el Bloque 45 durante la vigencia del 2013. El periodo de tiempo estimado para la duración del piloto es de 2 años.

Se recomienda asegurar la integridad mecánica de los pozos involucrados en el proyecto debido al largo tiempo de operación de estos.

## BIBLIOGRAFIA

- ADAMS, NEAL, J. Drilling engineering: A complete well planning approach Ed. TULSA, Oklahoma. PENNWELL BOOKS, 1985. 38 p.
- BERNT Aadnoy. Advanced Drilling and Well Technology. Oklahoma. 2009. 33 p.
- BILLAR, R. reducing Well Cost Utilizing Liner – Drilling Operations in South Texas. SPE 2006.
- CHARLES, R., SMITH, R. Patrones Típicos Para Inyección De Agua a los Yacimientos. Ed. Publishing, TULSA, OKL. 1975.
- CHARLES R. SMITH, R. KRIEGER, E. Eficacia del barrido de inyección de agua en línea directa, como función del espaciamiento entre pozos (a) y la separación entre los inyectores y productores. Ed. AIDE. 1975.
- CRAFT, Cole. Well Design: Driling Fluids Optimization: A Practical Field Approach. Ed. 4 Pennwell Books, TULSA, OKL. 1986.
- DEVEREUX, Steve. Practical Well Planning and Drilling Manual. Ed. 2 PENNWELL BOOKS, TULSA, OKL. 1988.
- EREN Tuna. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations. SPE 2010.
- GUZMAN, F. El estudio económico - financiero y la evaluación en proyectos de la industria química. Ed. Universidad Nacional de Colombia. Colombia, 2005.
- HERNANDEZ, E. Conceptos básicos sobre cementaciones y perforación direccional. Ed. UIS, DPTO. ING. PETROLEOS, 1983.
- KLINGSTEADT, J., JONES, D. Oil And Gas Accounting. University edition. Professional Develpoment Institute. Denton Texas. 1984.
- MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. Documentos comercialidad de campos petroleros. 2011 – 2012.
- MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD. Descripción geológica de yacimientos en el Magdalena medio. 2011 – 2012.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimiento

Petrolífero. Ed. Astro Data S.A. Venezuela 2001.

SALAGER, J. Recuperación Mejorada de Petróleo. Ed. Laboratorio Firp. Venezuela. 2005.

RONAES. Egil. Real – Time Drilling Fluid Monitoring and Analysis – Adding to Integrated Drilling Operations. SPE 2012.

ANEXOS  
Anexo A. Producción de fluidos caso "A"

Date	Oil	W/C	Water	Basic Oil	Inc. Oil	Inc. Oil	Water Inj.	Water Inj
	BOP	%	BWPD	BOPD	BOPD	BLS	BWPD	BLS
9/30/2013	722	58	978	133	588.7	17896	1000	30400
10/31/2013	738	57	962	132	606.6	36335	1000	60800
11/30/2013	743	56	957	130	613.0	54970	1000	91200
12/31/2013	750	56	950	129	621.2	73854	1000	121600
1/31/2014	749	56	951	128	621.4	92743	1000	152000
2/28/2014	748	56	952	127	620.9	111618	1000	182400
3/31/2014	744	56	955	126	618.8	130428	1000	212800
4/30/2014	744	56	956	125	619.5	149260	1000	243200
5/31/2014	743	56	957	123	619.5	168092	1000	273600
6/30/2014	741	56	959	122	618.9	186906	1000	304000
7/31/2014	739	57	961	121	618.1	205695	1000	334400
8/31/2014	737	57	963	120	617.2	224459	1000	364800
9/30/2014	736	57	964	119	616.6	243202	1000	395200
10/31/2014	734	57	966	118	616.0	261928	1000	425600
11/30/2014	733	57	967	117	615.9	280653	1000	456000
12/31/2014	731	57	969	116	615.0	299348	1000	486400
2015	525	58	978	111	414	350059	1000	851200
2016	517	58	992	102	414	501144	1000	1216000
2017	508	59	1008	96	412	651573	1000	1580800
2018	499	60	1028	90	409	800799	1000	1945600
2019	489	62	1048	85	404	948325	1000	2310400
2020	480	63	1068	81	399	1094006	1000	2675200
2021	471	64	1087	77	394	1237752	1000	3040000
2022	463	65	1105	74	389	1379521	1000	304000
2023	454	66	1122	71	383	1519211	1000	3769600
2024	446	67	1138	69	377	1656665	1000	4134400
2025	437	69	1167	64	365	1924797	1000	4864000
2026	429	69	1167	64	365	1924797	1000	4864000
2027	421	69	1181	62	359	2055758	1000	5228800
2028	414	70	1194	61	354	2184816	1000	5593600
2029	407	71	1206	59	348	2311769	1000	5958400
2030	400	72	1215	58	342	2436553	1000	6323200

Anexo B. Producción de fluidos caso "B"

Date	Oil BOPD	W/C %	Water BWPD	Basic Oil BOPD	Inc. Oil BOPD	Inc. Oil BLS	Water BWPD	Water Inj BLS
9/30/2013	632	61	968	133	499	15158	500	15200
10/31/2013	651	59	948	132	519	30951	500	30400
11/30/2013	657	59	943	131	527	46962	500	45600
12/31/2013	664	58	936	129	535	63224	500	60800
1/31/2014	659	59	941	128	531	79354	500	76000
2/28/2014	658	59	942	127	531	95506	500	91200
3/31/2014	655	59	945	126	529	111601	500	106400
4/30/2014	652	59	948	125	527	127624	500	121600
5/31/2014	649	59	951	123	525	143588	500	136800
6/30/2014	645	60	955	122	522	159463	500	152000
7/31/2014	641	60	959	121	520	175266	500	167200
8/31/2014	638	60	962	120	518	191020	500	182400
9/30/2014	636	60	964	119	517	206739	500	197600
10/31/2014	635	60	965	118	516	222439	500	212800
11/30/2014	633	60	967	117	516	238116	500	228000
12/31/2014	631	61	969	116	515	253758	500	243200
2015	487	61	979	110	377	319172	500	425600
2016	480	62	991	101	379	342156	500	456000
2017	475	63	1003	94	381	596463	500	790400
2018	470	63	1015	87	383	736007	500	972800
2019	463	64	1029	82	382	875219	500	1155200
2020	456	65	1043	77	379	1013463	500	1337600
2021	448	66	1056	73	375	1150397	500	1520000
2022	441	67	1068	69	371	1285838	500	1702400
2023	433	67	1079	66	367	1419704	500	1884800
2024	426	68	1090	63	362	1551917	500	2067200
2025	419	69	1100	61	358	1682486	500	2249600
2026	412	69	1109	58	353	1811437	500	2432000
2027	405	70	1117	56	349	1938769	500	2614400
2028	399	70	1125	54	345	2064637	500	2796800
2029	394	71	1132	53	341	2189114	500	2979200
2030	388	71	1138	51	338	2312269	500	3161600

Anexo C.Producción de fluidos caso “C”

Date	Oil	W/C	Water	Basic Oil	Inc. Oil	Inc. Oil	Water	Water Inj
	BOP	%	BWPD	BOPD	BOPD	BLS	BWPD	BLS
9/30/2013	799	61	968	133	499	15158	500	15200
10/31/2013	809	59	948	132	519	30951	500	30400
11/30/2013	816	59	943	131	527	46962	500	45600
12/31/2013	817	58	936	129	535	63224	500	60800
1/31/2014	819	59	941	128	531	79354	500	76000
2/28/2014	817	59	942	127	531	95506	500	91200
3/31/2014	815	59	945	126	529	111601	500	106400
4/30/2014	812	59	948	125	527	127624	500	121600
5/31/2014	808	59	951	123	525	143588	500	136800
6/30/2014	807	60	955	122	522	159463	500	152000
7/31/2014	803	60	959	121	520	175266	500	167200
8/31/2014	802	60	962	120	518	191020	500	182400
9/30/2014	800	60	964	119	517	206739	500	197600
10/31/2014	798	60	965	118	516	222439	500	212800
11/30/2014	797	60	967	117	516	238116	500	228000
12/31/2014	795	61	969	116	515	253758	500	243200
2015	785	61	979	240	545	466835	500	425600
2016	769	62	991	228	541	499809	500	456000
2017	756	63	1003	216	540	861169	500	790400
2018	743	63	1015	205	538	1057364	500	972800
2019	730	64	1029	195	536	1252764	500	1155200
2020	718	65	1043	185	533	1447229	500	1337600
2021	706	66	1056	175	531	1640906	500	1520000
2022	694	67	1068	166	529	1833709	500	1702400
2023	683	67	1079	157	526	2025617	500	1884800
2024	673	68	1090	149	523	2216560	500	2067200
2025	662	69	1100	142	520	2406240	500	2249600
2026	649	69	1109	134	515	2594148	500	2432000
2027	636	70	1117	127	509	2779802	500	2614400
2028	623	70	1125	121	502	2962851	500	2796800
2029	609	71	1132	115	494	3143215	500	2979200
2030	596	71	1138	109	488	3321119	500	3161600

## Anexo D. Producción de fluidos caso "D"

Date	Oil	W/C	Water	Basic Oil	Inc. Oil	Inc. Oil	Water	Water Inj
	BOP	%	BWPD	BOPD	BOPD	BLS	BWPD	BLS
30/09/2013	491	32	229	264	227	6892	500	60800
31/10/2013	496	31	224	263	233	13965	500	76000
30/11/2013	499	31	221	262	237	21163	500	91200
31/12/2013	500	30	219	261	240	28446	500	106400
31/01/2014	501	30	219	260	242	35793	500	121600
28/02/2014	502	30	218	259	244	43203	500	136800
31/03/2014	502	30	218	258	244	50636	500	152000
30/04/2014	502	30	218	256	246	58105	500	167200
31/05/2014	502	30	218	255	247	65621	500	182400
30/06/2014	502	30	218	254	248	73154	500	197600
31/07/2014	500	31	220	253	247	80659	500	212800
31/08/2014	499	31	221	252	248	88184	500	228000
30/09/2014	498	31	222	251	247	95694	500	243200
31/10/2014	496	31	224	250	247	103195	500	258400
30/11/2014	495	31	225	249	247	110693	500	273600
31/12/2014	494	31	226	247	247	118189	500	288800
2015	488	32	232	240	248	167051	500	425600
2016	481	33	239	228	253	258419	500	456000
2017	474	34	246	216	258	351646	500	790400
2018	467	35	253	205	262	446507	500	972800
2019	460	36	260	195	266	542770	500	1155200
2020	454	37	266	185	269	640400	500	1337600
2021	449	38	271	175	274	739522	500	1520000
2022	443	38	277	166	277	840100	500	1702400
2023	438	39	282	157	280	941874	500	1884800
2024	432	40	288	149	282	1044544	500	2067200
2025	425	41	295	142	284	1147854	500	2249600
2026	417	42	303	134	283	1251136	500	2432000
2027	408	43	312	127	281	1353898	500	2614400
2028	400	44	320	121	280	1456102	500	2796800
2029	393	45	327	115	278	1557825	500	2979200
2030	386	46	334	109	277	1659100	500	3161600