

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UTILIZAR LA
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN
INCREMENTAL DE CRUDO EN CAMPO MORICHE
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD**

**EDGAR ALEXANDER GARZON NAVARRO
RONALD DARIO PONCE HIDALGO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UTILIZAR LA
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN
INCREMENTAL DE CRUDO EN CAMPO MORICHE
ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD**

**EDGAR ALEXANDER GARZON NAVARRO
RONALD DARIO PONCE HIDALGO**

**Monografía como requisito para optar el título de
Especialista en Evaluación y Gerencia de Proyectos**

**Director:
EDISON TORRADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACION EN EVALUACION Y GERENCIA DE PROYECTOS
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

Yuli Galvis en el departamento de Yacimientos de Mansarovar Energy Colombia;
Leonel Vargas, Luís Yarce e Isaac Luque por su colaboración; Edinson Torrado,
Director de Proyecto, A Mansarovar Energy Colombia por su apoyo.

Dedico este logro a Dios, ser omnipotente que me ha dado todo.

A mi madre y a mi padre, quienes jamás se cansan de dar lo mejor de ellos a su familia.

Y especialmente a mi esposa Alejandra, faltarían líneas a un millón de páginas para expresarle mi agradecimiento por su apoyo, su cariño y su amor...

Ronald Ponce

A Dios,

A mis padres: Amanda y Saúl, por su amor y su constante apoyo, sin ellos no podría haber llegado a ser la persona que soy.

A mi hermano, Saúl Fernando por ser un ejemplo y un incentivo tan grande.

A mi novia, Laura por su amor incondicional y su valioso apoyo.

A todos mis amigos por su colaboración y paciencia durante la elaboración de este trabajo.

Edgar Alexander

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1. GENERALIDADES CAMPO MORICHE	23
1.1 HISTORIA	23
1.2 LOCALIZACION	23
1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	25
1.3.1 Generación y Migración	25
1.3.2 Yacimiento	26
1.3.3 Sellos y Trampas	27
1.4 ESTRATIGRAFÍA	28
1.4.1 Unidades Productoras	29
1.5 PETROFÍSICA	29
1.5.1 Volumen de Arcilla	30
1.5.2 Porosidad Total	30
1.5.3 Porosidad Efectiva	31
1.5.4 Permeabilidad	32
1.5.5 Saturación de Agua	33
1.5.6 Net Pay	34
1.6 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS	35
1.6.1 Características del Fluido	35
1.7 POZOS EXPLORATORIOS	38
2. RECOBRO MEJORADO CON GENERACIÓN DE VAPOR	39
2.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA	40
2.1.2 Características del Agua Para Generación	41
2.1.3 Procesos para el Tratamiento de Agua	42
2.2 GENERACIÓN DE VAPOR	52

2.2.1	Temperatura de Saturación de Agua (Ts)	53
2.2.2	Calor Sensible (Hw)	53
2.2.3	Calor Latente de Vaporización (Lv)	53
2.2.4	Calor Específico (Ce)	53
2.2.5	Calidad de Vapor (X)	53
2.2.6	Entalpía de Vapor Húmedo (Hvh)	54
2.2.7	Determinación de Calidad de Vapor	54
2.3	EQUIPOS DE GENERACIÓN DE VAPOR	57
2.3.1	Generador de Vapor de Paso Único con Serpentín de Flujo en Serie	57
2.3.2	Redes de Distribución	65
2.4	INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	67
2.4.1	Conceptos Básicos	67
3.	DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS RECUPERABLES	73
3.1	RESUMEN	73
3.2	VOLUMEN DE ACEITE ORIGINAL (OOIP)	73
3.3	RESERVAS	76
3.3.1	Estimados Volumétricos de Reservas	76
3.3.1.1	Escenario Frío	76
3.3.1.2	Escenario en Caliente	76
3.3.2	Estimados de Reservas por Curvas de Declinación	79
3.3.2.1	Escenario Frío	79
3.3.2.2	Escenario en Caliente - Determinación por analogía entre campos	86
3.3.2.3	Escenario en Caliente - Determinación por Curvas de Declinación	87
4.	EVALUACIÓN FINANCIERA	93
4.1	INVERSIONES EN ACTIVOS FIJOS	93
4.2	INVERSIONES DE CAPITAL	97
4.2.1	Inversiones de Perforación	98
4.2.2	Inversiones Básicas	98

4.2.3 Inversiones de Desarrollo	99
4.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN	103
4.3.1 Gastos Fijos	103
4.3.4 Gastos Variables	104
4.4 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN	108
4.4.1 Ingresos	108
4.4.2 Predicción de la Producción por Escenarios	108
4.4.3 Precio de Crudo	124
4.4.4 Regalías	125
4.4.5 Socios	126
4.4.6 Impuestos	126
4.4.7 Sobrecargo Administrativo	127
4.5 INDICADORES	127
4.5.1 Resultados Moriche Buffer en Frío	127
4.5.2 Moriche Buffer Inyección Vapor – Un Año Frío	129
4.5.3 Moriche Buffer Inyección de Vapor – 2 Años en Frío	131
4.5.4 Resumen	133
5. RIESGOS TÉCNICOS	135
5.1 PRODUCCIÓN DE ARENA Y DAÑO MECÁNICO	135
5.2 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS Y MIGRACIÓN DE FINOS (DAÑO A LA FORMACIÓN)	136
CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES	143
BIBLIOGRAFIA	144
ANEXOS	146

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del Crudo de Mor Sur 01	36
Tabla 2. Contenido de Metales en el Crudo de Mor Sur 01	36
Tabla 3. Características del agua extraída de los pozos	43
Tabla 4. Resumen de Parámetros Petrofísico – Zona B	74
Tabla 5. Estimados de reservas – desarrollo en frío - Área Moriche Buffer	76
Tabla 6. Propiedades de Área Moriche Buffer y Teca	78
Tabla 7. Resumen Reservas – Escenario en Caliente	78
Tabla 8. Propiedades de la roca y fluido. Sector Norte y Sur Mor Buffer. Mod. Simulación Numérica.	79
Tabla 9. Diferentes Escenarios	93
Tabla 10. Resumen Programa de Inversiones – Moriche Buffer (Producción en frío en miles de dólares)	94
Tabla 11. Resumen Programa Inversiones. Moriche Buffer (Producción 1 año en frío)	95
Tabla 12. Resumen Programa Inversiones. Moriche Buffer (Producción 2 años en frío)	96
Tabla 13. Resumen de inversiones de capital	97
Tabla 14. Resumen de inversiones en perforación	98
Tabla 15. Resumen de Inversiones – Escenario en Frío – Moriche Buffer	100
Tabla 16. Resumen Inversiones. Escenario Caliente. Moriche Buffer. Inyección de vapor desde Enero 2011	101
Tabla 17. Resumen Inversiones. Escenario Caliente. Moriche Buffer. Inyección de vapor desde Enero 2012.	102
Tabla 18. Tablas de costos de abandono en Campo Teca	106

Tabla 19. Tabla de costo de abandono en Moriche	107
Tabla 20. Tasas de Declinación Pozos tipo - Área Moriche Buffer.	110
Tabla 21. Resultados Pronostico de Producción Pozo tipo frío. Área Moriche Buffer.	113
Tabla 22. Características Pozos Tipo Área Moriche Buffer.	113
Tabla 23. Pronostico de Producción en Frío – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)	114
Tabla 24. Tasas Declinación y Caudal Caliente Inicial Pozos tipo. Área Moriche Buffer	117
Tabla 25. Resultados Pronostico de Producción Pozos tipo - Área Moriche Buffer.	119
Tabla 26. Características Pozos Tipo Área Moriche Buffer.	120
Tabla 27. Pronostico de Producción en Caliente – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)	120
Tabla 28. Pronóstico de Producción en Caliente – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)	123
Tabla 29. Resumen de Indicadores Financieros – Escenario en Frío – Moriche Buffer.	128
Tabla 30. Resumen del VPN	129
Tabla 31. Indicadores Financieros – Escenario Caliente – Mor. Buffer (Inyección en 2011)	130
Tabla 32. Resumen del VPN	131
Tabla 33. Indicadores Financieros – Escenario Caliente – Mor. Buffer (Inyección - en 2012)	131
Tabla 34. Resumen del VPN	132
Tabla 35. Tabla resumen de indicadores	133

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica – Área Moriche Buffer	24
Figura 2. Área bajo Solicitud Comercialidad – Moriche Buffer	25
Figura 3. Corte estructural de Cuenca del VMM	27
Figura 4. Columna estratigráfica	28
Figura 5. Histograma distribución de porosidad total – Área moriche.	31
Figura 6. Histograma distribución de porosidad efectiva – Área moriche.	32
Figura 7. Histograma distribución de permeabilidad – Área moriche.	33
Figura 8. Histograma distribución de Saturación de Agua – Área moriche.	34
Figura 9. Histograma distribución de Net Pay – Área moriche.	35
Figura 10. Análisis Composicional del Crudo Mor Sur 01. – Zona B.	37
Figura 11. Comportamiento °API y Densidad Crudo vs Temp. – Crudo Mor Sur 01	38
Figura 12. Pozo de captación de agua	43
Figura 13. Planta de Tratamiento del agua	44
Figura 14. Bombas para la succión al tanque 20.000	47
Figura 15. Zeolita	49
Figura 16. Tanques de inyección de químicos en la planta de tratamiento	50
Figura 17. Diagrama de flujo 1 - tratamiento del agua	51
Figura 18. Diagrama de flujo 2 - tratamiento del agua	52
Figura 19. Calor generado según presión y temperatura de operación	54
Figura 20. Toma de la muestra para determinar la calidad	56

Figura 21. Conductímetro	56
Figura 22. Generador de vapor de paso único	58
Figura 23. Diagrama y condiciones de operación del generador de vapor	58
Figura 24. Tablero de control	60
Figura 25. Bomba para agua de alimentación	61
Figura 26. Zona de convección	62
Figura 27. Zona Radiante	63
Figura 28. Quemador	64
Figura 29. Zona de Transición	64
Figura 30. Sistema de Combustible	65
Figura 31. Líneas de distribución en el campo	66
Figura 32. Inyección de vapor cíclica	67
Figura 33. Comportamiento de los ciclos de inyección	68
Figura 34. Área Total Moriche.	74
Figura 35. Área Moriche Total - Modelo de Simulación Numérica.	75
Figura 36. Permeabilidades relativas – pozo Mor AB02	80
Figura 37. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Norte (> 80 pies netos).	81
Figura 38. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Sur (> 80 pies netos).	82
Figura 39. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Norte (< 80 pies netos).	83
Figura 40. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Sur (< 80 pies netos).	84

Figura 41. Comportamiento producción Frío y Caliente pozo tipo Sector Norte (CMG).	85
Figura 42. Factor de recobro vs. Años de producción. Campo Nare Sur.	87
Figura 43. Input Modelo Analítico. Net Pay < 80 pies. 40 BOPD Prom. Área Moriche.	88
Figura 44. Información Modelo Analítico. Net Pay<80 pies. 40 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche.	88
Figura 45. Proyección producción. Modelo Analítico. Net Pay<80 pies. 40 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche.	89
Figura 46. Input Modelo Analítico. Net Pay > 80 pies. 65 BOPD Prom. Área Moriche.	90
Figura 47. Información Modelo Analítico. Net Pay>80 pies. 65 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche	90
Figura 48. Proyección producción. Modelo Analítico. Net Pay>80 pies. 65 BOPD Promedio 15 ciclos. Área Moriche.	92
Figura 49. Pronostico de Costos de Levantamiento en Producción en Frio y Caliente Moriche Buffer	105
Figura 50. Cálculo de ingresos	108
Figura 51. Pronóstico de Producción pozo tipo 1 sector norte – net pay < 80 pies	110
Figura 52. Pronóstico de Producción pozo tipo 2 sector sur – net pay < 80 pies.	111
Figura 53. Pronóstico de Producción pozo tipo 3 sector norte – net pay > 80 pies.	111
Figura 54. Pronóstico de Producción pozo tipo 4 sector sur – net pay > 80 pies.	112

Figura 55. Pronóstico de Producción de Fluidos en Frío - Área Moriche Buffer (Área bajo Plan de Desarrollo actual)	115
Figura 56. Pronóstico de Producción en caliente - pozo tipo 1 - net pay > 80 pies.	118
Figura 57. Pronóstico de Producción pozo tipo 2 - net pay < 80 pies.	118
Figura 58. Pronóstico de Producción de Fluidos en caliente - Área Moriche Buffer (1 año en frío). – Plan de Desarrollo actual.	121
Figura 59. Pronóstico de Producción de Fluidos en caliente - Área Moriche Buffer. (2 años en frío) – Plan de Desarrollo actual.	124
Figura 60. Comportamiento Real del WTI y precios de venta del crudo- Asociación Nare.	125
Figura 61. Indicadores Financieros y Análisis de sensibilidad (Condiciones en Frío).	128
Figura 62. Indicadores Financieros y análisis de sensibilidad (En Caliente a partir de 2011).	130
Figura 63. Indicadores Financieros y análisis de sensibilidad – (En caliente a partir de 2012)	132
Figura 64. Resultados Sensibilidad Roca Fluido – Campo Moriche	138
Figura 65. Resultado Sensibilidad Roca Fluido – Clay Seal Plus 2%.	139

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Pozos Exploratorios	147

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICA Y FINANCIERA DE UTILIZAR LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN INCREMENTAL DE CRUDO EN CAMPO MORICHE – ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD.*

AUTORES: EDGAR ALEXANDER GARZON NAVARRO
RONALD DARIO PONCE HIDALGO.**

PALABRAS CLAVES: Evaluación financiera; inyección cíclica de vapor; Campo Moriche; crudo pesado.

DESCRIPCIÓN:

El 90% de la producción de crudo de la Mansarovar pertenece a la categoría de crudos pesados, los cuales se caracterizan por tener una baja gravedad API y una alta viscosidad, lo cual origina baja movilidad del fluido dentro del yacimiento, factor muy importante a la hora de llevar a cabo un proyecto de explotación, ya que por lo general los yacimientos de crudo pesado carecen de la energía necesaria (presión) para lograr que los fluidos se movilen y fluyan al pozo.

Para superar este inconveniente, existen los Métodos de Recobro Térmico con los cuales se busca reducir la viscosidad del crudo y mejorar el factor de recobro de petróleo del yacimiento en aproximadamente un 45% adicional. Dichos métodos consisten en calentar la formación y disminuir la viscosidad de los fluidos que yacen en ella, tal es el caso de la Inyección de vapor, donde el agua se emplea como elemento transportador de calor gracias a sus propiedades térmicas y a la facilidad con la que se le consigue en el medio. Dichas características en conjunto, con la forma como se manejen las condiciones de operación convierten la generación de vapor en una etapa crucial del proceso de producción y producción incremental de petróleo.

Campo Moriche se encuentra en pleno desarrollo por parte de la Compañía y se desea conocer la factibilidad técnica financiera de implementar la inyección de vapor cíclica como método de recuperación mejorada, basados en la información recopilada de las pruebas piloto que se han realizado y de la experiencia que Mansarovar tiene en campos similares vecinos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas.- Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.- Especialización en Gerencia y Evaluación de Proyectos.- Director: Edison Torrado, Ingeniero Industrial

SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF TECHNICAL AND FINANCIAL FEASIBILITY OF USING CYCLIC STEAM INJECTION AS A METHOD FOR INCREMENTAL CRUDE OIL RECOVERY ON MORICHE FIELD – CONCEPTUAL STUDY.*

AUTHORS: EDGAR ALEXANDER GARZON NAVARRO
RONALD DARIO PONCE HIDALGO**

KEY WORDS: Financial evaluation; cyclic steam injection; Campo Moriche; heavy oil.

DESCRIPTION:

90% of oil production from the Mansarovar belongs to the category of heavy crudes, which are characterized by having low API gravity and high viscosity, which results in low mobility of the fluid within the reservoir, very important factor when carrying out a project of exploitation, since usually heavy oil fields lack the necessary energy (pressure) to ensure that the fluids are mobilized and flow into the well.

To overcome this drawback, there are the thermal recovery method with which it seeks to reduce oil viscosity and improve oil recovery factor of the field by about 45% extra. These methods include heating the formation and decrease the viscosity of the fluids that lie in it, such is the case of steam injection, where water is used as a heat carrier due to its thermal properties and the ease with which you get in. These features along with how you handle the operating conditions become steam generation at a crucial stage of the production process and incremental oil production.

Moriche field is in full development by the Company and want to know the technical and financial feasibility of implementing cyclic steam injection as a method of enhanced oil recovery, based on information gathered from the pilot tests have been performed and the Mansarovar has experience in similar fields neighbors.

* Monograph

** Faculty of Engineerings Physical Mechanical.-School of Industrial and Managemental Studies.-Specialization in Management and Project Evaluation - Director: Edison Torrado, Indus - Industrial Engineering.

INTRODUCCION

El 90% de la producción de crudo de la compañía pertenece a la categoría de crudos pesados, los cuales se caracterizan por tener una baja gravedad API y por tener una alta viscosidad, éste tipo de crudos posee una baja concentración de componentes livianos y poco gas en solución, lo cual sumado a las altas viscosidades origina una baja movilidad del fluido dentro del yacimiento, factor muy importante a la hora de llevar a cabo un proyecto de explotación, ya que por lo general los yacimientos de crudo pesado carecen de la energía necesaria (presión) para lograr que los fluidos se movilen y fluyan al pozo.

Para superar este inconveniente, existen los Métodos de Recobro Térmico (E.O.R) con los cuales se busca mejorar el factor de recobro de petróleo del yacimiento y así aumentar la producción de crudo en aproximadamente un 45% adicional. Dichos métodos consisten en calentar la formación y disminuir la viscosidad de los fluidos que yacen en ella, tal es el caso de la Inyección de vapor, donde el agua se emplea como elemento transportador de calor gracias a sus propiedades térmicas y a la facilidad con la que se le consigue en el medio. Dichas características en conjunto, con la forma como se manejen las condiciones de operación convierten la generación de vapor en una etapa crucial del proceso de producción y producción incremental de petróleo.

Sin embargo en Campo Moriche, después de realizar el completamiento a producción en frío de los primeros 65 pozos, los análisis de fluidos mostraron propiedades petro físicas, un poco diferentes en comparación a las propiedades de los pozos de los demás campos, además de tener una producción mucho más alta y con condiciones mas limpias. Estas dos razones, llevaron a plantear la inquietud en los directivos de la empresa, la viabilidad o no, de inyectar los pozos de campo Moriche, ya que de implementar un proceso de inyección es este

campo, demandaría la construcción de una gran estructura de líneas y equipos, con inversiones y gastos considerablemente altos, adicional de correr el riesgo que los pozos, a diferencia de los otros campos no obtengan la misma respuesta y puedan inclusive sufrir, disminución en la producción.

La presente monografía será desarrollada hasta la etapa de simulación de dos escenarios planteados: Estimular los pozos productores de petróleo inyectando vapor masivamente en todos los pozos de Moriche, o mantener las técnicas tradicionales de producción de crudo, Este análisis será basado en los resultados de las pruebas piloto que hasta el momento se han hecho en ciertos pozos del Campo Moriche y en la experiencia adquirida en otros campos operados por Mansarovar en los cuales se utiliza la estimulación con vapor cíclica para estimulación de pozos.

1. GENERALIDADES CAMPO MORICHE

1.1 HISTORIA

El contrato de Asociación Nare fue firmado en Septiembre 3 de 1980, con fecha efectiva a partir del 1 de Septiembre del mismo año, cubriendo una extensión original de 383.267 acres (155.106 hectáreas). El abandono del 50% de esta extensión original, del 25% adicional y la del área original no productiva se hizo el 31 de Agosto 1986, 31 de Agosto de 1988 y el 31 de Agosto de 1990, respectivamente. El sector cuenta en la actualidad con una extensión total de 40.920 acres, dentro de la cual se incluyen los 10729 acres distribuidos en el sector con comercialidad (1.119 acres) y los 9.610 acres del sector buffer.

La perforación del pozo exploratorio Laurel 01, permitió descubrir la acumulación de aceite en el Área Moriche Buffer. La perforación de este pozo exploratorio estuvo soportada en la información del programa sísmico de 1982 suministrado por Texaco.

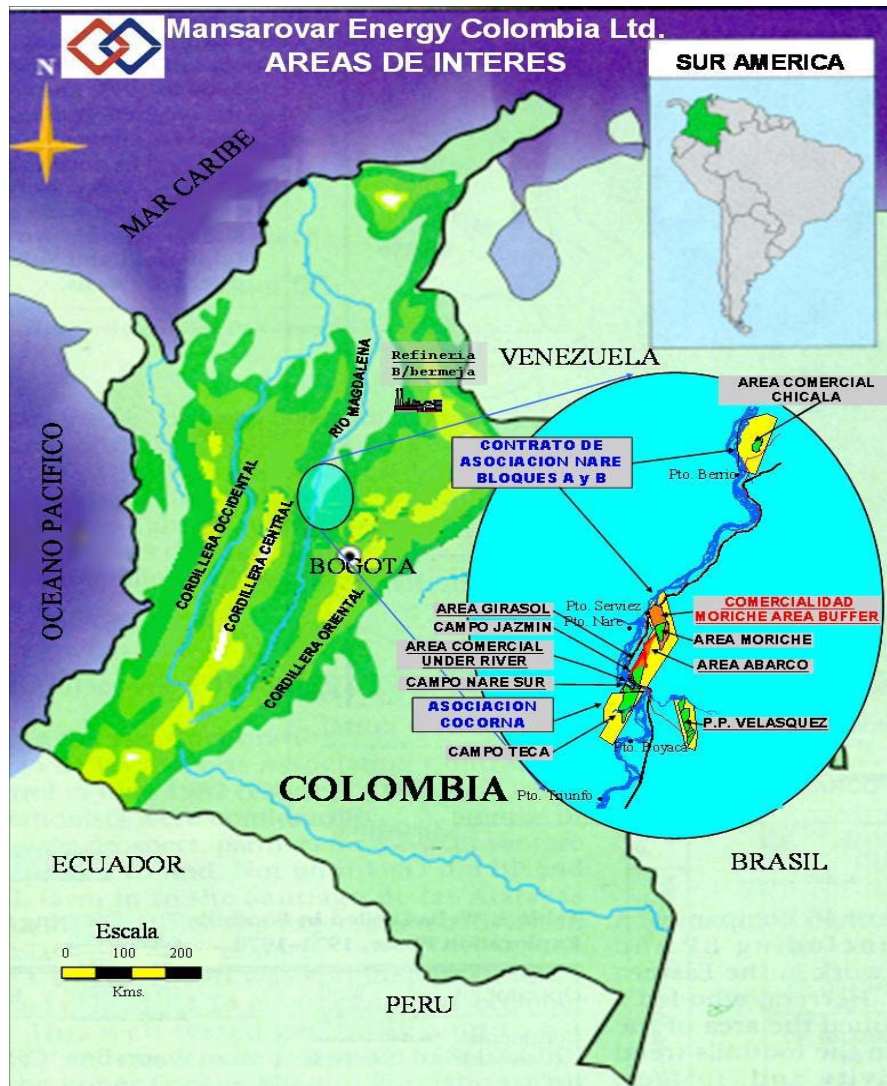
La trampa fue probada exitosamente como petrolífera a través del pozo Laurel 01 de Texaco y posteriormente corroborado por Mansarovar Colombia Energy Ltd - MECL, a través de los pozos Moriche Norte 01, Moriche Norte 02, Moriche Norte 03, Moriche Norte 04, Moriche norte 05 y Moriche Norte 06; Moriche Sur 01, Moriche Sur 03 y Moriche Sur 11, los cuales fueron perforados durante los años 2006, 2007 y 2008.

1.2 LOCALIZACION

El Área Moriche Buffer se localiza de manera adyacente al Área Abarco por el costado sur occidental del la Asociación Nare “B”, el cual se encuentra

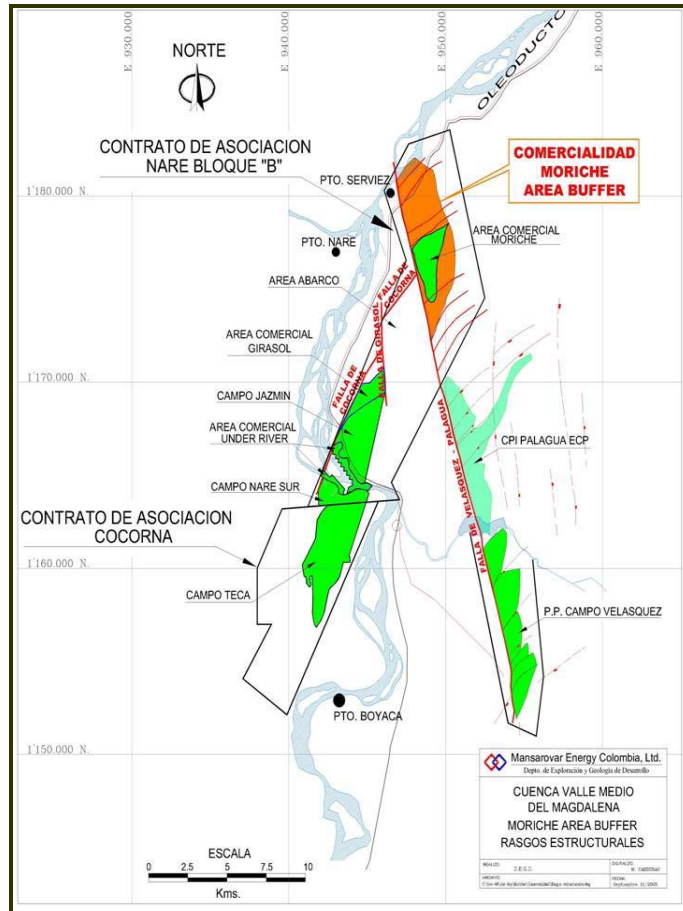
estructuralmente en el flanco occidental de la cuenca del Magdalena Medio, en los Departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander. El Área Moriche Buffer está aproximadamente a 90 millas al NNW de Bogotá. Figura 1.

Figura 1. Ubicación Geográfica – Área Moriche Buffer



El área de Moriche Buffer actualmente bajo exploración se estima en 9610 acres, tal como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Área bajo Solicitud Comercialidad – Moriche Buffer



1.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

1.3.1 Generación y Migración. De acuerdo con la teoría de migración de hidrocarburos del Valle Medio del Magdalena, se estima como roca generadora a la Fm. La Luna, con gran extensión lateral, que representa el inicio de la secuencia transgresiva del Turoniano en la parte Norte de la cuenca Cretácica Colombiana, el Catatumbo, el occidente venezolano y la Guajira. Esta formación está constituida por biomicritas y “shales” calcáreos de color gris a negro y abundante materia orgánica.

La migración del hidrocarburo, para la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se estima que ocurrió antes del levantamiento de la Cordillera Oriental. Las rutas de migración corresponden a la comunicación lateral entre los lentes de arena y las rocas generadoras del Cretácico y se sugiere una edad para este transporte, entre el Mioceno Superior y el Plioceno, quedando entrampado dentro del yacimiento fluvial del Oligoceno.

1.3.2 Yacimiento. Los principales yacimientos del Área Moriche (Asociación Nare B) provienen de los depósitos de arenas fluviales en la Zona B y la Zona A. Está compuesto por múltiples cuerpos de areniscas de origen fluvial, depositados en un ambiente de canales meándricos (meandering stream) y trenzados (Braided streams) . Estas areniscas conforman la secuencia de las zonas A y B del Grupo Chuspas, y pueden ser clasificadas litológicamente como Arcosas, con fragmentos líticos de origen ígneo y sublitoarenitas . Se muestran como capas sucias, arcillosas, no calcáreas, no fosilíferas, ricas en materia orgánica, de color verde claro, con tamaño de grano fino a muy grueso, ocasionalmente conglomeráticas, pobremente clasificadas, con granos sub-redondeados a sub-angulares, esféricos a sub-esféricos y porosidad moderada, propiedades que varían en profundidad. Adicionalmente, se reconoce la formación de paleo-suelos y la presencia de bioturbación intensa.

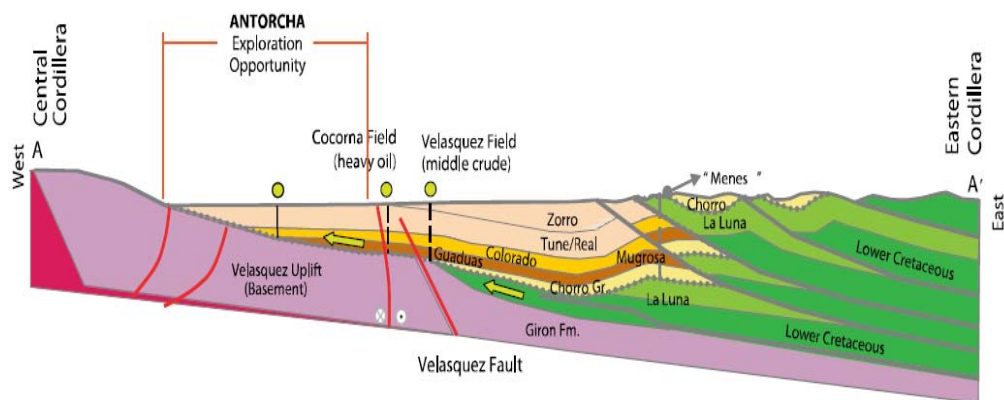
De acuerdo con al ambiente de depósito es claro que no se presenta continuidad lateral de los cuerpos areníticos que en promedio presentan espesores entre 8 y 30 pies, de acuerdo con la migración constante de los canales, supeditados a los cambios en el caudal y a su ubicación dentro del sistema fluvial, lo que dificulta en gran medida la correlación de los cuerpos de areniscas. De acuerdo con el ambiente de depósito, estos cuerpos corresponden a lentes apilados que corresponden a la parte media de los canales, intercalados con arcillolitas propias de las zonas de llanura de inundación.

1.3.3 Sellos y Trampas. El sello lateral y el mecanismo de entrapamiento, están relacionados con los cierres contra las Falla de Velásquez y las fallas secundarias. El sello vertical se da en el momento en que el desplazamiento causado por las fallas, generan el enfrentamiento de los niveles de arcillolitas con los cuerpos de areniscas, teniendo en cuenta la constante intercalación que entre ambos.

El tipo de trampa en el Área Moriche es similar a el mecanismo de los campos Girasol y Jazmín, que es principalmente de tipo estructural, formado por una o más fallas normales de bajo ángulo, con el bloque hundido buzando hacia el Este (como es el caso de las fallas de Cocorná y Girasol en el área de Abarco), lo cual limita la migración de aceite entrampándolo en cada uno de los bloques.

En la figura 3, se muestra un corte estructural generalizado del Valle Medio del Magdalena, donde se puede destacar la posición de la Falla de Velásquez y las posibles rutas de migración del Hidrocarburo. Es importante mencionar que la Fm. Tuné descrita en el corte equivale a la Zona A en el campo Moriche y la Fm. Guaduas, toma en el Campo Moriche, el nombre de Zona B, de acuerdo con la correlación, edad y propiedades de las formaciones.

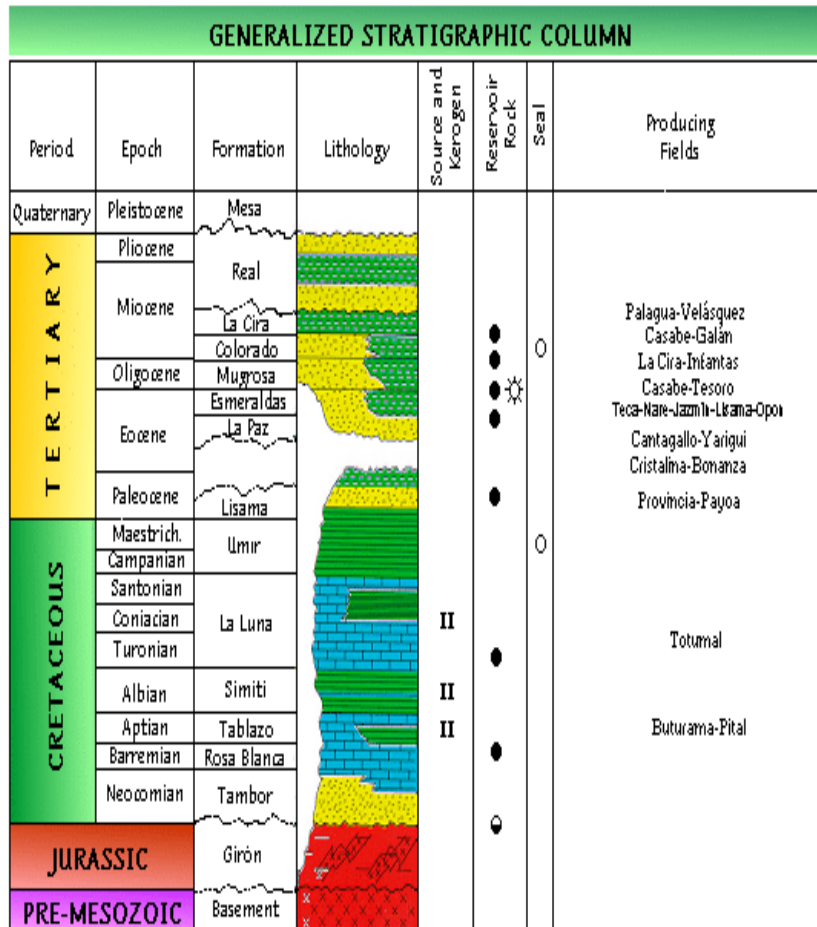
Figura 3. Corte estructural de Cuenca del VMM



1.4 ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica generalizada presente en el área del campo esta constituida por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad precretácica, que conforman una plataforma sobre la cual descansa una secuencia de sedimentos poco consolidados, de origen fluvial, depositados en ambientes de meandros y canales entrelazados, cuya edad se halla comprendida entre el Eoceno y el Reciente Oligoceno; el espesor promedio de dicha sección en el área del campo es de 2300 pies.

Figura 4. Columna estratigráfica



La cuenca es de tipo intracontinental, asimétrica, se inclina suavemente desde la Cordillera Central hacia el Este formando un monoclinal en todo el Valle Medio; La litología comprende un basamento ígneo - metamórfico complejo sobre el cual reposan sedimentos discordantes del mesozoico inferior, terciario inferior y el relleno continental del terciario superior y cuaternario.

1.4.1 Unidades Productoras. La acumulación de petróleo en el campo Moriche tiene una extensión que comprende los campos Jazmín, Moriche, Nare, Underriver.

Las características litológicas del campo son similares a las encontradas en dichos campos; toda la sección productora muestra una gradación arcillosa incremental y cuerpos de arenas delgadas pobremente desarrollados con una tendencia hacia el norte. Con base en los registros se puede establecer las unidades productoras denominadas: "Zona A", dividida en "Zona A Superior" AS-1 y AS-2, y "Zona A Inferior", "Zona B" y "Zona C", las cuales a su vez presentan intercalaciones de arcillas que en la Zonas A Inferior y Zona B, principalmente en la B, alcanzan porcentajes críticos que hacen que disminuya notablemente el espesor neto petrolífero; también se aprecia un mejor desarrollo de las arenas superiores (Zona A), constituyéndose en las arenas de interés, siendo las arenas inferiores (Zona B) más delgadas y arcillosas.

1.5 PETROFÍSICA

Se tuvo en cuenta la información disponible, correspondiente a los análisis de laboratorio realizados a 657 muestras tomadas de los corazones de los pozos anteriormente mencionados, de los cuales 180 muestras corresponden al pozo Mor A04, 168 al pozo Mor AB02, 144 al pozo Mor Q02 y 165 al pozo Mor E03.

Los parámetros petro-físicos se calcularon utilizando el módulo de interpretación de registros “Prizm” de “Geographix”. Los resultados obtenidos a partir del Software fueron nuevamente comparados con los datos de corazón y se encontró que en la mayoría de las veces, estos se ajustaban correctamente con la información de los registros en hueco abierto.

Se evaluaron los registros eléctricos tomados en 121 pozos de los sectores Comercial (108 pozos) y Buffer (13 pozos) del Área Moriche. Se ajustó la porosidad obtenida de los corazones con el registro de densidad, que es la más acorde teniendo en cuenta la arcillosidad del campo y por lo mismo no se tuvo en cuenta la curva de Neutrón teniendo en cuenta que exagera la respuesta de esta herramienta.

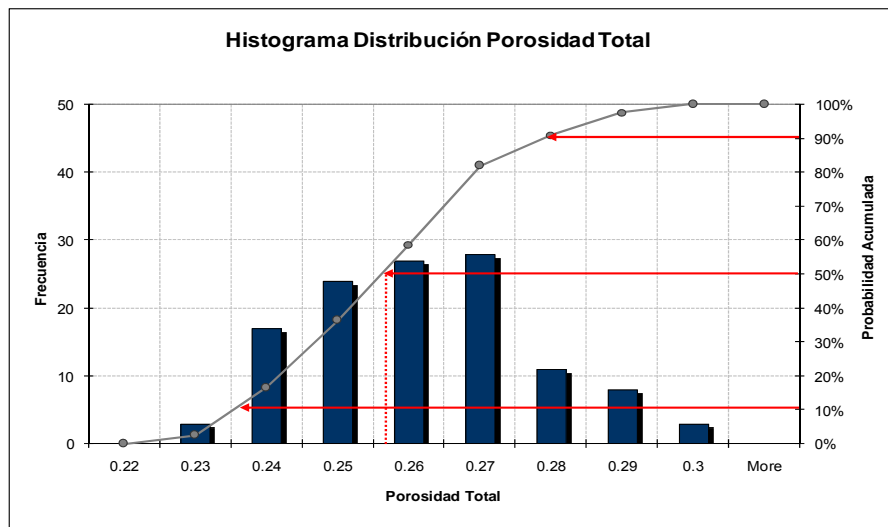
1.5.1 Volumen de Arcilla. Para el cálculo de volumen de arcilla, se utilizó el registro de GR, y se corrigió con la ecuación de Larinov, la cual se utiliza para rocas terciarias y poco consolidadas.

1.5.2 Porosidad Total. El cálculo de porosidad total en cada uno de los pozos evaluados se obtuvo a partir de la ecuación que utiliza el registro de densidad (ΦD), tomando para densidad de la matriz (R_{homa}) igual a 2.62 g/cc. Estos valores fueron ajustados considerando el ejercicio de correlación entre porosidad del corazón vs. Porosidad del registro previamente realizado a partir de los 4 pozos corazonados en el campo Moriche.

La Figura 1.5, se ilustra la distribución de la porosidad total en el área Moriche. En general se observa que la porosidad total presenta variaciones entre 29.9% y 22.3%, con un valor promedio de 25.6%. El valor de porosidad más optimista (P90) que se podría presentar sería de 27.2%, el pesimista (P10) es de 23.5% y el valor más probable (P50) es de 25.6%.

Las mejores porosidades se encuentran en las zonas NW y SE del área, disminuyendo hacia la parte central y oriental del campo.

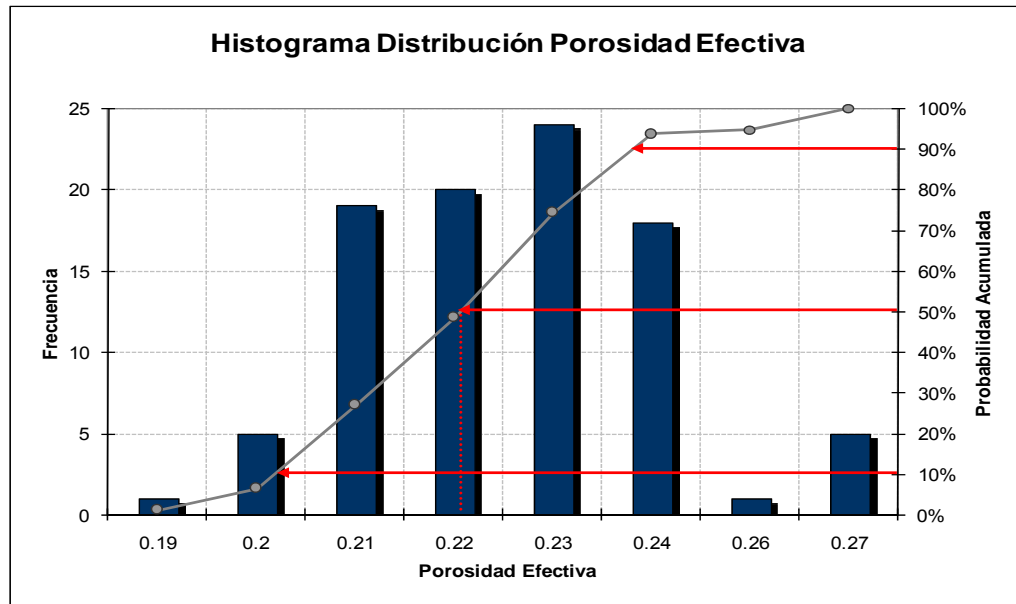
Figura 5. Histograma distribución de porosidad total – Área moriche.



1.5.3 Porosidad Efectiva. La porosidad efectiva, se refiere al porcentaje de poros interconectados que permiten la circulación de fluidos. La porosidad efectiva presenta variaciones entre 18.4% y 26.8%, con un valor promedio de 22.8%, tal como se observa en la Figura 1.6, en donde se presenta el perfil de distribución de la porosidad efectiva en función de la frecuencia acumulada. El valor más optimista (P90) de porosidad efectiva es de 23.8%, el pesimista (P10) es de 20.4% y el más probable (P50) es de 22.0%.

Las mejores porosidades se encuentran en los sectores NW y central del área, disminuyendo hacia el NE donde se tiene incertidumbre de los datos, por la falta de información.

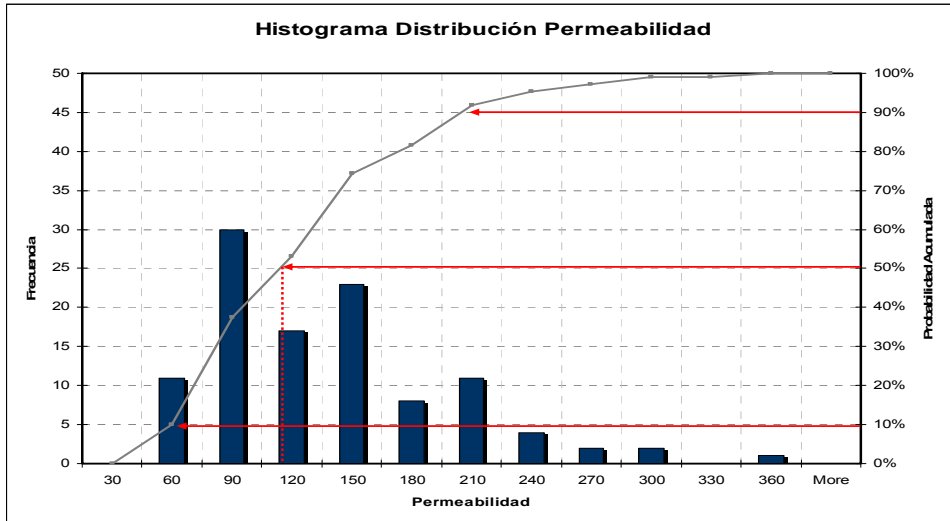
Figura 6. Histograma distribución de porosidad efectiva – Área moriche.



1.5.4 Permeabilidad. Para determinar la permeabilidad del Área Moriche, se realizó una correlación entre porosidad y permeabilidad de datos de los cuatro pozos corazonados en el Campo Moriche (Mor A04, Mor Q02, Mor AB02 y Mor E03).

En la Figura 7 se presenta el histograma de distribución de la permeabilidad vs la frecuencia acumulada para el Área Moriche. En general, el rango de permeabilidades en el área Moriche va desde 39 hasta 330 md con un valor promedio aritmético de 124 Md, El valor más optimista (P90) de permeabilidad es de 205 md, el pesimista (P10) es de 57 Md y el más probable (P50) es de 114Md.

Figura 7. Histograma distribución de permeabilidad – Área moriche.

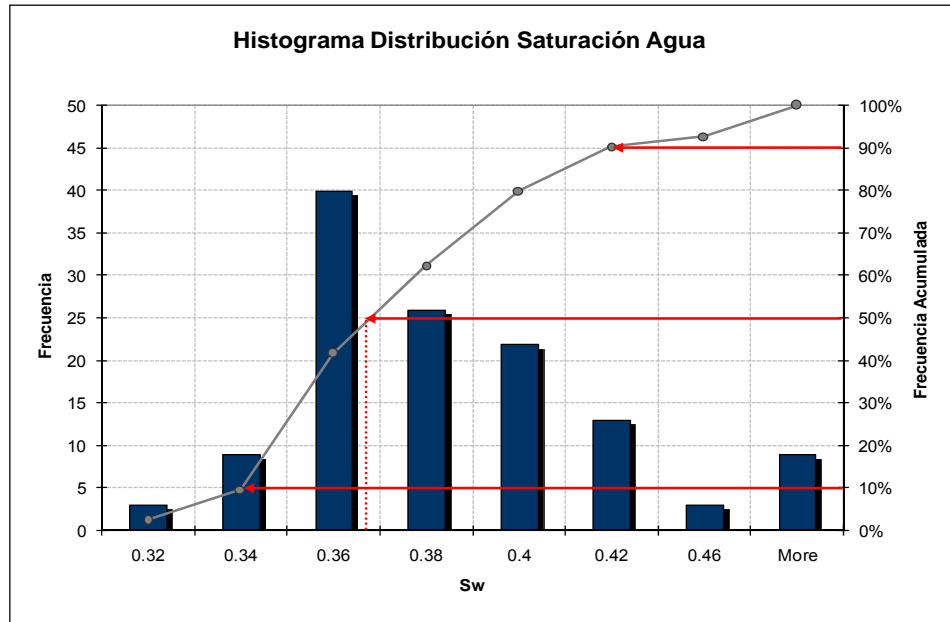


1.5.5 Saturación de Agua. Los resultados de saturación de agua se tomaron a partir de la ecuación de Simandux Modificada, utilizando los siguientes parámetros:

- $R_w = 0.175$ $a: 0.62$
- $m: 2.15$ $n: 1.91$

La saturación de agua en los intervalos petrolíferos varía entre 39% y 34%, con un promedio aritmético de 37.6%. El valor optimista (P10) es de 34.3%, el pesimista (P90) es de 39.7% y el más probable (P50) es de 36%, tal como se muestra en la Figura 1.8 en donde se presenta la distribución de S_w vs. Frecuencia acumulada. De acuerdo con los datos encontrados, se puede decir que las mayores saturaciones de agua se encuentran en la parte más sur del campo y van disminuyendo hacia el Norte.

Figura 8. Histograma distribución de Saturación de Agua – Área moriche.



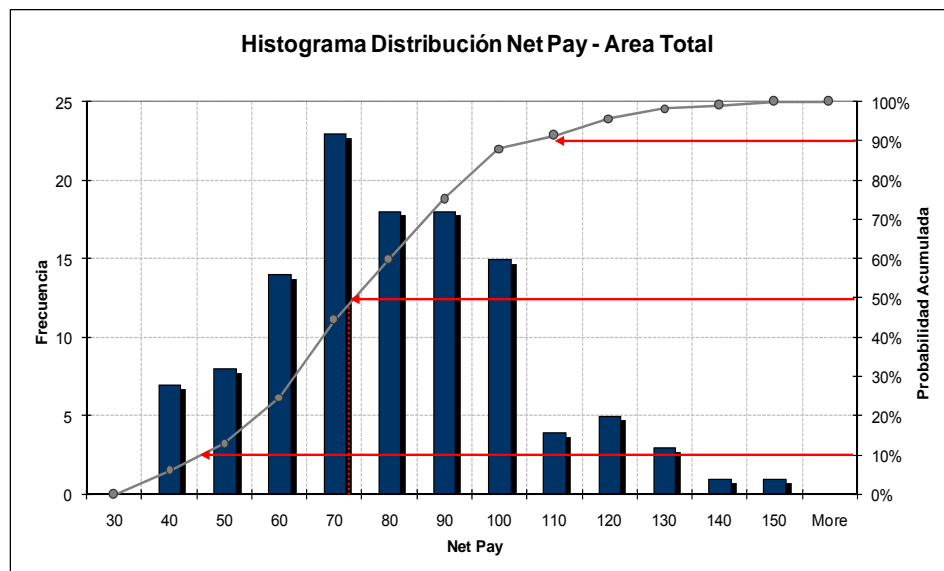
1.5.6 Net Pay. Los datos de Net Pay para el sector con Plan de Desarrollo propuesto, se calcularon teniendo en cuenta los siguientes “cutoff”, establecidos a partir de la comparación entre los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio de los pozos corazonados, fotografías de los núcleos y los registros eléctricos tomados en los mismos. Esta comparación se realizó identificando las propiedades en los intervalos que presentaban buena saturación de aceite. Los “cutoff” son los siguientes:

- Saturación de agua (S_w) ≤ 0.5
- Porosidad efectiva ≥ 0.15
- Volumen de arcilla (V_{shl}) ≤ 0.5 .

De acuerdo con los anteriores análisis se estableció que el espesor neto petrolífero varía en el rango de 33 pies (TVD) a 144 pies (TVD), con un valor

promedio aritmético de 75 pies (TVD). El valor optimista (P10) es de 107 pies (TVD), el pesimista (P90) es de 44 pies (TVD) y el más probable (P50) es de 72 pies (TVD) aproximadamente, tal como se muestra en la Figura 1.9, en donde se presenta la distribución de Net Pay vs. Frecuencia acumulada. De acuerdo con los datos encontrados, se puede decir que los mayores espesores netos petrolíferos se encuentran en la parte más Norte del campo y van disminuyendo hacia el Sur.

Figura 9. Histograma distribución de Net Pay – Área moriche.



1.6 PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS

1.6.1 Características del Fluido. Todos los análisis están basados en la evaluación de los reportes del pozo exploratorio Mor Sur-1, del Área Moriche Buffer. Un resumen de algunas de las principales características analizadas en muestra de crudo del pozo Mor Sur 01, mediante Análisis de Caracterización Assay Tipo III, se muestra en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1. Características del Crudo de Mor Sur 01.

Prueba	Unidad	Resultado
Gravedad a 15.6 °C (60°F)	API	13.8
Densidad a 15 °C	g/m3	0.9735
Viscosidad Cinematica a 40 °C (104 °F)	cst	1384.52
Viscosidad Cinematica a 50 °C (122 °F)	cst	584.62
Residuo Carbon Micro	%m	7.80
Contenido de Azufre	%m	1.35
Contenido de Parafina	%m	0.90
Contenido de Cenizas	%m	0.063
Punto de Fluidez	°F	15.8
Punto de Inflamacion	°F	219.2
Constante grav/visc,VGC		0.911
Insolubles n-C7	%m	1.5
Salinidad	Lb/1000BlS	43.41
Numero Acido*	MgKOH/g	5.42

* Numero acido tomado del crudo del pozo Moriche Sur 10

Lo anterior significa que el crudo del Campo Moriche posee alta densidad y viscosidad, contenido medio de sulfuro, bajo contenido de parafinas y bajo punto de fluidez. Adicionalmente se observa que el crudo del pozo Mor Sur 01 contiene algunos iones metálicos, como se aprecia en la Tabla 2.

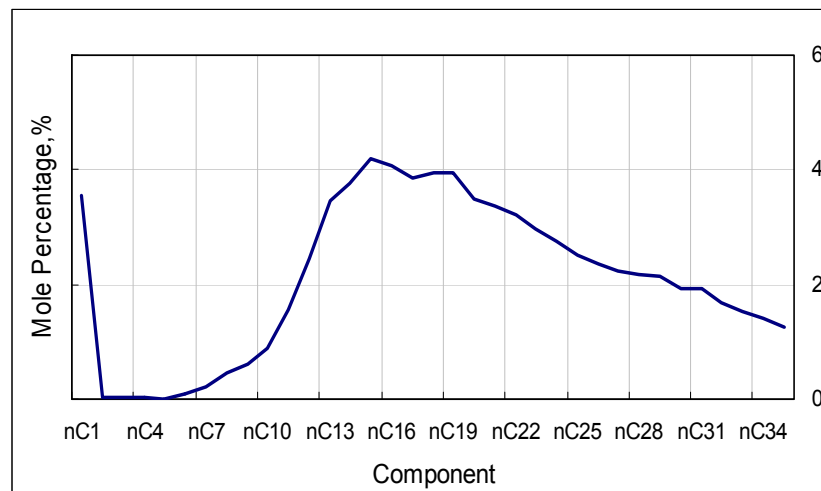
Tabla 2. Contenido de Metales en el Crudo de Mor Sur 01.

Iones Metálicos	Concentración, ppm
Calcio	84.39
Vanadio	60.23
Niquel	57.62
Sodio	51.11
Hierro	26.04
Aluminio	3.55
Magnesio	2.15
Cobre	0.13
Calcio	84.39

De acuerdo con estos análisis, la concentración de calcio es la más alta (84.39 ppm) seguida de la del Vanadio (60.23 ppm), Niquel (57.62 ppm), sodio (51.1 ppm) y hierro (26.04 ppm). Los iones Cobre, Aluminio y Magnesio se encuentran en menor concentración.

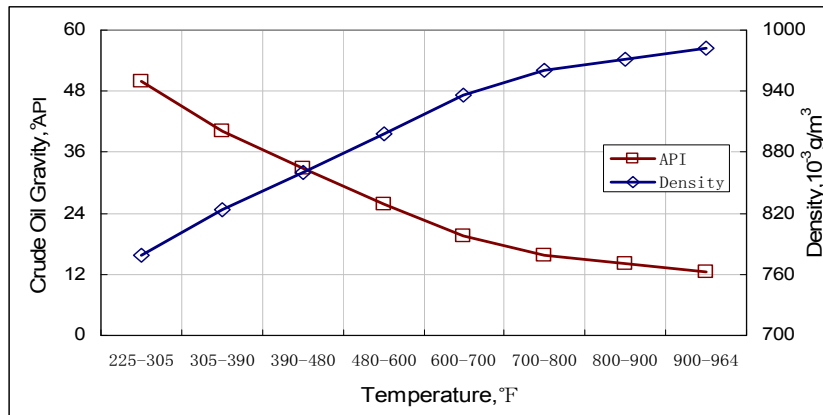
El análisis composicional del crudo ha detectado carbonos en un rango desde nC₇ a C₃₅, con un contenido más alto de carbonos entre C₁₅ a C₁₉ como se muestra en la Figura 1.10.

Figura 10. Análisis Composicional del Crudo Mor Sur 01. – Zona B.



Con el aumento de temperatura, las composiciones más livianas se separan primero, luego las composiciones medias y finalmente las más pesadas. Por lo tanto, la gravedad y la densidad del crudo varía bajo condiciones de temperaturas, Figura 1.11. Cuando la temperatura cambia desde 225 °F hasta 964 °F, la gravedad del crudo disminuye desde 50 hasta 12.4 °API, mientras que la densidad incrementa desde 0.7792 hasta 0.9824 g/m³.

Figura 11. Comportamiento °API y Densidad Crudo vs Temp. – Crudo Mor Sur 01



1.7 POZOS EXPLORATORIOS

Desde el comienzo de la actividad exploratoria en 1983 a la fecha (Agosto de 2009), 23 pozos se han perforados en el Área Moriche: 19 en el Sector Moriche Buffer (Laurel 01, Mor Norte 01, Mor Norte 02, Mor Norte 03, Mor Norte 04, Mor Norte 05, Mor Norte 06, Mor Norte 07, Mor Norte 09, Mor Norte 08, Mor AV-05, Mor Sur 01, Mor Sur 02, Mor Sur 03, Mor Sur 04, Mor Sur 05, Mor Sur 08, Mor Sur 10 y Mor Sur 11) y 4 pozos más en el Sector Comercial (Mor 01, Balso 01, Mor AA 01 y Mor L 01).

A excepción de los 5 pozos que registraron alto corte de agua (Mor Norte 03, Mor Norte 04, Mor Norte 07, Mor Sur 02 y Mor Sur 04) y de los 2 pozos que han sido abandonados (Moriche Sur 05 y Moriche Sur 08), en los restantes se ha obtenido atractiva producción de petróleo.

De acuerdo con la información disponible se ha establecido una producción inicial promedio en frío de 40 a 65 BOPD dependiendo del espesor neto petrolífero abierto a producción; las expectativas iniciales en caliente han sido definidas entre 87 a 135 BOPD.

2. RECOBRO MEJORADO CON GENERACIÓN DE VAPOR

Los crudos pesados se caracterizan por tener una baja gravedad API y por tener un amplio rango de viscosidades que van desde los 2000 cp hasta incluso 1'000.000 cp, éste tipo de crudos posee una baja concentración de componentes livianos y poco gas en solución, lo cual sumado a las altas viscosidades origina una baja movilidad del fluido dentro del yacimiento. Este factor es muy importante a la hora de llevar a cabo un proyecto de explotación, ya que por lo general los yacimientos de crudo pesado carecen de la energía necesaria (presión) para lograr que los fluidos se movilicen y fluyan al pozo. Dicha energía podría ser baja siempre y cuando la viscosidad del crudo disminuyera a valores considerables, por esta razón se han implementado técnicas con las que se busca incidir directamente en este parámetro a fin de lograr mejores respuestas de producción.

Entre estas técnicas se tiene los Métodos de Recobro Térmico (E.O.R) con los cuales se busca calentar la formación y disminuir la viscosidad de los fluidos que yacen en ella, algunas de estas técnicas son difíciles de manejar y demandan altos costos debido a que parte del crudo es utilizado para lograr dicho calentamiento (requiriendo de unas reservas determinadas en el yacimiento para que el proyecto sea económicamente viable), otras en cambio son muy prácticas, de rápida respuesta y más económicas ya que emplean mecanismos alternos con los que se calienta la formación.

Tal es el caso de la Inyección de vapor, donde el agua se emplea como elemento transportador de calor gracias a sus propiedades térmicas y a la facilidad con la que se le consigue en el medio. Dichas características en conjunto con la forma como se manejen las condiciones de operación convierten la generación de vapor en una etapa crucial del proceso de Inyección, puesto que de ella

dependerá la cantidad de crudo recuperado y el éxito de la Inyección de Vapor como tal.

El crudo producido en el campo Moriche, se clasifica como crudo pesado de 11.5 API, lo cual demanda procedimientos especiales que faciliten su extracción. Para tal efecto se realiza en el campo el proceso de recobro térmico la inyección cíclica de vapor, la cual ayuda a disminuir sensiblemente la viscosidad del petróleo, permitiendo así una mayor movilidad.

2.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA

El sistema para la inyección de vapor comprende los siguientes elementos básicos: pozos para producción de agua, generadores de vapor; el vapor generado es transportado a través de una red de tuberías a los pozos para ser inyectado a alta temperatura y Presión.

En cada Módulo se encuentra instalada la planta de tratamiento de agua, que es abastecida desde los pozos subterráneos de captación con los que cuenta cada uno de ellos. La función de la planta es dar al agua las características adecuadas para su conversión en vapor. Consta de tres filtros, que contienen cada uno capas superpuestas de antracita, arena y grava cuya finalidad es eliminar los sólidos suspendidos que arrastra el agua proveniente de los pozos.

El agua filtrada es almacenada en un tanque de 20000 Bls. el agua pasa luego a tres pares suavizadores con resina zeolita-catiónica donde por efecto del intercambio iónico, los compuestos de carbonato de Calcio y magnesio se convierten en compuestos solubles estables de base de sodio, eliminando la dureza en el agua. Las características del agua que sale hacia los generadores

debe cumplir con los siguientes parámetros: dureza 0 ppm., sólidos disueltos 200 ppm máximo, pH: 7.0 a 7.5; Oxígeno disuelto: 0 ppm.

En los generadores de vapor, el agua tratada se convierte en vapor saturado con una calidad máxima de 80% y una producción de 48000 libras de vapor por hora por generador. Los quemadores están diseñados para usar como combustibles gas o aceite crudo. El vapor se distribuye a través de una red de tuberías a los diferentes pozos productores en el campo siguiendo programas de inyección preestablecidos.

2.1.2 Características del Agua Para Generación. El agua utilizada para la generación de vapor cumple un todo un ciclo desde el momento en que es extraída de los pozos, aquí empieza el proceso, cabe anotar que esta agua posee unas características propias de su procedencia. Algunas de las propiedades del agua importantes para determinar el grado de pureza que se emplea en un proyecto de inyección de vapor son:

a. Color, Olor y Sabor: Estas propiedades son originadas por impurezas de índole orgánico e inorgánico como cuerpos sólidos o líquidos en suspensión, materiales colorantes, bacterias, gases disueltos (O₂, H₂S y CO₂), sales minerales y materiales coloidales. De esta manera, la proporción de estos agentes contaminantes determinan el proceso de tratamiento físico o químico que se le haga al agua empleada para producir el vapor que será inyectado.

b. Alcalinidad: El agua posee una alcalinidad determinada dependiendo del origen, tal que un pH no adecuado originará problemas de incrustaciones y corrosión tanto en las partes del generador como en las que componen el pozo.

c. Dureza: Este concepto se reporta en términos de libras de impureza por millón de libras de agua e involucra la presencia de elementos como Calcio, Magnesio,

Estroncio y Bario principalmente, los cuales serán removidos por mecanismos de intercambio iónico.

2.1.3 Procesos para el Tratamiento de Agua:

a. Captación. Se entiende por fuente de abastecimiento de agua aquel punto o fase del ciclo natural del cual se desvía o se “toma” el agua, temporalmente, para ser usada, regresando finalmente a la naturaleza. Esta agua puede o no volver a su “fuente” original, lo cual depende de la forma como se disponga de las aguas de desperdicios.

La fuente de abastecimiento puede ser superficial (ríos, lagos) o puede ser subterránea (pozos profundos). Las razones para elegir una u otra fuente son muchas e incluyen consideraciones tales como la calidad, la cantidad disponible, la seguridad del abastecimiento y el costo de construcción y operación del sistema de tratamiento de agua.

Los abastecimientos subterráneos presentan como principal inconveniente su tendencia a proporcionar agua con alta dureza, lo cual se debe a que los constituyentes que la causan son lavados al paso del agua por los depósitos minerales. Por otro lado el abastecimiento subterráneo tiene la ventaja de proporcionar aguas que requieren un menor grado de tratamiento, porque las “impurezas” se eliminan en forma natural a medida que el agua atraviesa las capas del suelo y del subsuelo.

Aunque no existe un límite exacto que distinga entre pozos poco profundos y pozos profundos, usualmente se clasifican como “poco profundos” aquellos cuya profundidad es menor de 30 metros, y como “profundos” aquellos cuya profundidad excede o es superior a dicho límite. En el campo Moriche la fuente de abastecimiento la constituyen pozos subterráneos ubicados en cada uno de los

módulos. La profundidad de estos pozos es en promedio 50 mts, en consecuencia se clasifican como pozos profundos.

Figura 12. Pozo de captación de agua



Las características del agua obtenida de estos pozos se dan en la tabla 3.

Tabla 3. Características del agua extraída de los pozos

CARACTERISTICA	POZO 1	POZO 2
Turbidez (mg/lt)	1.2	1
Color		2
Ph	7.15	8.45
Alcalinidad total	34	171
ppm CaCO ₃ Hidróxidos	0	0
ppm CaCO ₃ Carbonatos	0	34
ppm CaCO ₃ Bicarbonatos	341	137
Alcalinidad		
Fenol. ppm CaCO ₃	0	71
Sodio-Potasio ppm CaCO ₃	86	158

b. Filtración. La planta de tratamiento de agua esta conformada por tres filtros verticales y de circulación rápida. Cada uno de ellos contiene lechos de antracita, y de arenas de mallas No. 12 y 20, soportados en un lecho de grava de tres tamaños.

Los filtros de presión se usan más ampliamente en el acondicionamiento de agua industrial, que los filtros de gravedad. Poseen la ventaja de que se pueden colocar en líneas a presión, evitando el doble bombeo.

Figura 13. Planta de Tratamiento del agua



La filtración del agua es el proceso mediante el cual las materias en suspensión son separadas del agua haciéndolas pasar a través de un medio poroso. En la práctica este medio poroso es generalmente arena.

Las características del medio filtrante se pueden analizar por dos aspectos principales.

- Desde el punto de vista de filtración:
 - a) Que evite el paso de materiales en suspensión a través de los filtros.
 - b) Que detengan las materias en suspensión lo mas flojamente posible para facilitar el lavado evitar la formación de depósitos de lodo.
 - c) Que detenga el mayor volumen posible de sólidos suspendidos en el agua sin obstruirse.

- Desde el punto de vista del lavado:
 - a) Que se limpie solo, quedando libre de sólidos en suspensión, adherentes al final de un lavado.
 - b) Que permita el paso del agua con suficiente velocidad para quitar todos los sedimentos sin mayor perdida de arena.

Los elementos más frecuentemente usados para construir el medio filtrante, son:

- Antracita: Esta tiene una menor densidad que la arena, lo cual permite una mayor área de filtrado, teniendo las siguientes ventajas:
 - a) Por la menor densidad de la antracita, se requiere solo aproximadamente la mitad de la velocidad para el lavado, para producir una expansión igual que la requerida para una arena del mismo tamaño.
 - b) La antracita del mismo tamaño efectivo que la arena tiene una mayor porosidad.
 - c) La antracita tiene la propiedad de eliminar el color, olor y sabor en el agua.
 - d) Se emplea una capa de antracita encima de la arena normal de filtración.

- Arena: Para filtros rápidos y a presión, las arenas deben ser un poco más gruesas que las empleadas en los filtros de acción lenta. En la elección de la arena es indispensable tomar en consideración dos factores: primero, el descenso o paso del agua a través de la arena; segundo, el paso del agua limpia hacia arriba a través de la arena durante la acción del retrolavado.
- Grava: La capa de grava de un filtro rápido se forma por lo común de piedras cuyo diámetro varía de 1/16" a 3", separadas según el tamaño y colocadas cuidadosamente superpuestas, con las piedras más grandes en el fondo.

Esta capa de grava tiene dos fines: primero evitar que la arena penetre en los desagües inferiores y por lo tanto en el agua filtrada, y segundo, distribuir el flujo en el retrolavado.

La deposición de los sólidos en los lechos porosos los taponan; para remover estas impurezas, se hace circular agua filtrada a presión en sentido contrario al flujo de filtración, en ciclos establecidos de acuerdo con el diferencial de presión que se detecta en los lechos, ésta presión diferencial es para los filtros instalados en Moriche y según diseño, de 12 lbs/pulg².

El agua filtrada es enviada a un tanque de 20.000 barriles de capacidad, en donde se almacena para ser distribuida al circuito de ablandadores (suavizadores) y a la red que abastece los servicios industriales, el consumo doméstico y el sistema contra incendios en los módulos.

Figura 14. Bombas para la succión al tanque 20.000



c. Tratamiento químico. El tratamiento de agua consiste, en términos generales, en una serie de procesos químicos cuya finalidad es remover o reducir a niveles aceptables las impurezas presentes en el agua y que pueden afectar la recuperación restando vida útil a los equipos y causando daños a la formación.

Los sólidos pueden llegar a taponar la formación y pueden crear escamas en los tubos del generador. Esta escama reduce la transferencia de calor la cual gasta combustible y causa puntos calientes que pueden guiar a un sobrecalentamiento y con posterioridad a una ruptura del tubo.

Las impurezas que han de ser removidas en este tipo de tratamiento pueden ser eliminadas por tres mecanismos que son:

d. Control Inorgánico. A través de este control se remueven elementos que originan la dureza del agua, tales como Bicarbonato de Calcio o Magnesio y

Cloruros de Calcio o Magnesio, teniendo en cuenta que la dureza total es la suma de durezas debido al Calcio y al Magnesio.

El proceso de su remoción recibirá el nombre de suavización o ablandamiento del agua para llevar a cabo esta operación la planta de tratamiento de agua consta también de un sistema de ablandamiento (suavizadores) que es alimentado con agua filtrada desde el tanque de 20.000 barriles.

Tres parejas de ablandadores con resina zeolítica a presión eliminan del agua filtrada la dureza proveniente de los compuestos de carbonato de magnesio y calcio, por intercambio iónico que sustituye los iones de carbonatos de magnesio y calcio por iones de sodio solubles en el agua.

El intercambio iónico, inactiva la zeolita al sucederse la reacción. Para reactivarla y poder continuar el ciclo de intercambio se utiliza salmuera que se pasa a través de los lechos circulándola en sentido contrario al flujo normal.

Se cumple así una secuencia que es establecida por un programador automáticamente y por la cual la Zeolita se reactiva, eliminándose el material depositado sobre ella.

La Zeolita es un grupo de Aluminio de silicato de sodio hidratado natural o sintético que tiene la propiedad de intercambiar iones.

Figura 15. Zeolita



Esta regeneración se debe hacer cuando ha pasado el flujo de 850.000 galones por diseño o cuando por análisis periódicos se constata que la dureza total en el agua excede de 1ppm. El desarrollo del proceso de ablandamiento por intercambio iónico, es el resultado del descubrimiento de ciertas sustancias, que al sumergirse en soluciones acuosas, son capaces de intercambiar sus iones con los de la solución (agua cruda). El proceso es reversible y el intercambiador puede restablecerse a su condición inicial por contacto con una solución conocida como regenerante, en nuestro caso se utilizará salmuera.

Neutralización. Durante el tratamiento de neutralización que el agua reciba se buscará una estabilización de los niveles de pH, tal que para un agua ácida puede emplearse Fosfato Trisódico y para un agua básica puede emplearse ácido Clorhídrico. Los niveles de pH deberán ser estrictos porque podrán presentarse problemas de sensibilidad en las arcillas. Además mantener un pH adecuado, es decir ligeramente alcalina se evita que el generador reciba aguas ácidas y así no se corroerán los serpentines.

e. Control Orgánico. Por medio de este proceso se busca la eliminación de microorganismos y algas mediante recursos como la ebullición del agua o la aplicación de Sulfato de Cobre.

Luego de pasar por los tres mecanismos de control se inyectan aditivos como secuestrante de Oxígeno, para disminuir la tasa de corrosión (Sulfito de Sodio) y transportador de sólidos para evitar la formación de escamas en el generador que reducen la capacidad de transferencia de calor. Finalmente el agua es enviada a los generadores libre de impurezas para ser convertida en el vapor que será inyectado.

Figura 16. Tanques de inyección de químicos en la planta de tratamiento

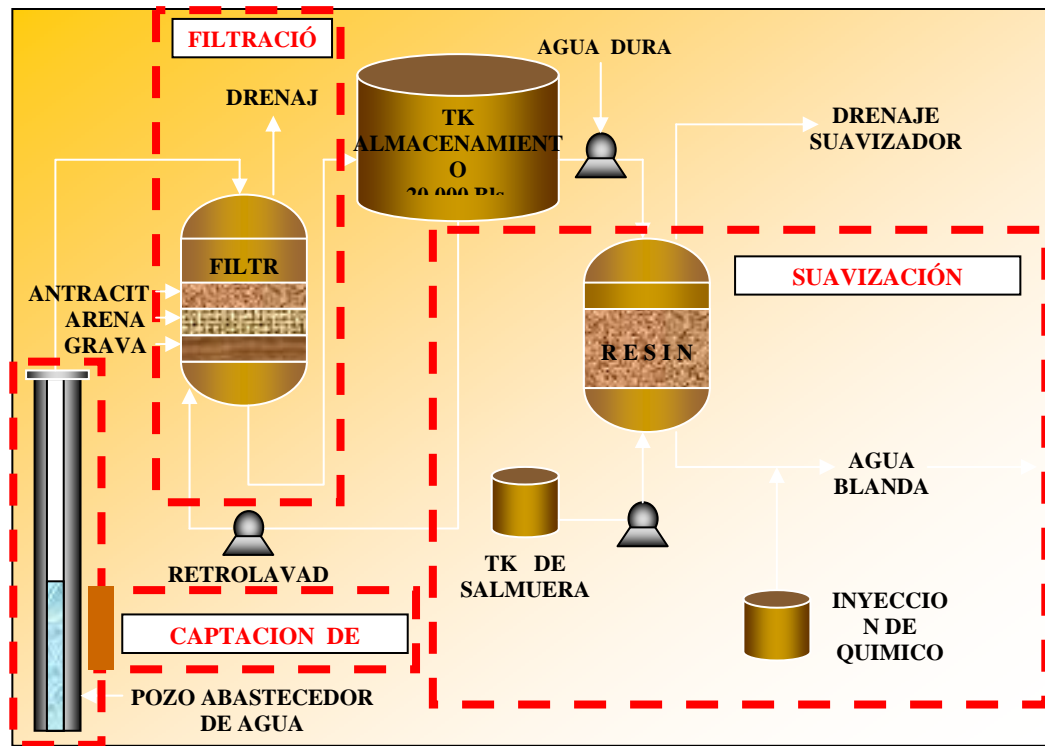


Los resultados del agua tratada teniendo en cuenta lo anterior deberán ser los siguientes:

✚ Oxígeno disuelto:	0 ppm
✚ Dureza :	0 ppm.
✚ Sólidos disueltos:	200 ppm
✚ Hierro :	menos de 0.1 mg/lit
✚ pH :	entre 7.0 y 7.5
✚ Cloruros :	80 ppm
✚ Sílice:	25 ppm

A continuación se presenta el diagrama de flujo donde se resume el proceso de tratamiento que se le realiza al agua para la generación de vapor:

Figura 17. Diagrama de flujo 1 - tratamiento del agua



Se destaca la primera parte del proceso que cumple el agua antes de llegar a los generadores, donde ahora con las características deseadas se convertirá en el vapor para ser distribuido en el campo.

Figura 18. Diagrama de flujo 2 - tratamiento del agua



2.2 GENERACIÓN DE VAPOR

Cuando se calienta un líquido cualquiera contenido en un recipiente abierto a la atmósfera con un determinado nivel, la cantidad de líquido disminuye paulatinamente y al cabo de algún tiempo desaparece del todo. Se dice entonces que todo el líquido se ha convertido en vapor. Para procesos de Inyección, el vapor es producido en generadores cerrados y el líquido empleado es agua puesto que es un elemento abundante en la naturaleza, excelente como agente transportador de calor, ideal en los procesos de recuperación térmica. Sus propiedades térmicas más importantes son: Temperatura de saturación, Calor específico, Calor sensible, Calor latente y Calidad del vapor.

2.2.1 Temperatura de Saturación de Agua (Ts). Es la temperatura a la cual se alcanza el punto de ebullición del agua a una presión dada o también cuando la presión de vapor del agua y la presión externa se equilibran. A partir de este punto, cualquier adición de calor, si la presión externa permanece constante producirá evaporación del líquido a temperatura constante. Cuando la presión externa es la atmosférica, la temperatura de saturación se llama punto normal de ebullición.

2.2.2 Calor Sensible (Hw). Si a un líquido se le suministra calor mientras se mantiene su presión constante, aumentará su temperatura hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a dicha presión. El calor suministrado al fluido durante este proceso se llama calor sensible y aumenta con la presión.

2.2.3 Calor Latente de Vaporización (Lv). Es la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de un fluido a la temperatura de saturación para evaporarla completamente. A diferencia del calor sensible, el calor latente es inversamente proporcional a la presión. De esta manera, a la presión crítica, el calor latente será cero.

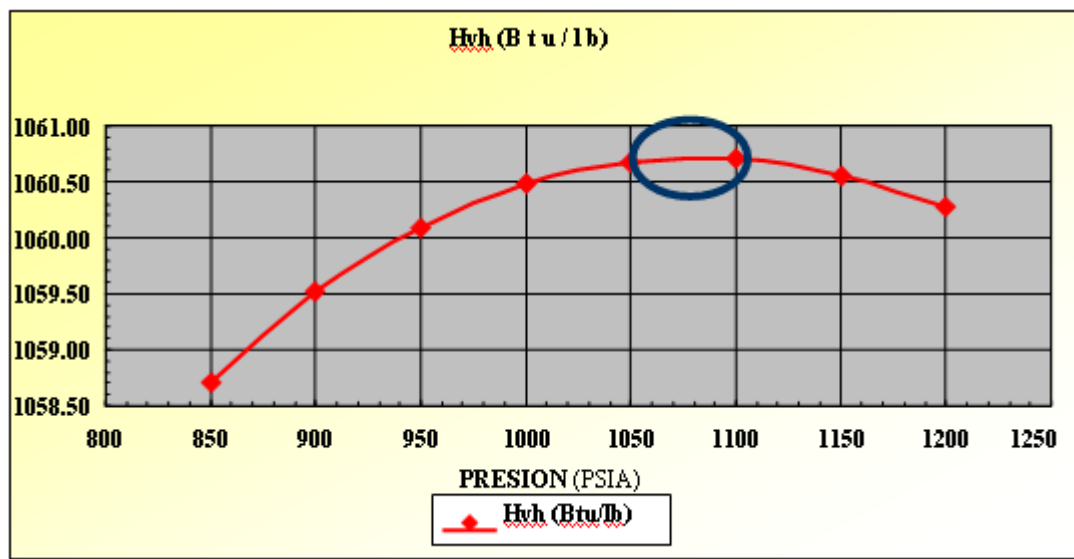
2.2.4 Calor Específico (Ce). Es la capacidad que tiene una sustancia para acumular energía y aumentar su temperatura en un grado °C por cada unidad de masa. En el sistema inglés, el calor específico del agua es 1.0 Btu/lb-°F a condiciones normales, además es con excepción del amoníaco el líquido que tiene la máxima capacidad de almacenar calor a una temperatura dada, siendo un transportador ideal de calor. El vapor tiene un calor específico de 0.56 Btu / lb-°F.

2.2.5 Calidad de Vapor (X). Es la fracción en peso del vapor seco contenido en una libra de vapor húmedo. Una calidad de 0.8 significa que en una libra de vapor húmedo hay 0.8 libras de vapor seco y 0.2 libras de agua, la calidad es muy

importante ya que sirve para calcular la cantidad de calor en una libra de vapor húmedo.

2.2.6 Entalpía de Vapor Húmedo (Hvh). Una libra de vapor húmedo contendrá el total del calor sensible más una cantidad del calor latente correspondiente a la fracción del líquido que se ha evaporado, de manera que se observa que la presión óptima de operación en los generadores será entre 1050 psia y 1100 psia ya que será la presión donde se obtiene mayor cantidad de calor generado.

Figura 19. Calor generado según presión y temperatura de operación



2.2.7 Determinación de Calidad de Vapor. Existen varios métodos para determinar la calidad del vapor, aunque todos presentan cierto grado de dificultad y son solamente aproximados. Los más conocidos aplicados a campo son:

a. Método de los cloruros: Como una de las razones para usar vapor húmedo es evitar la deposición de sólidos disueltos, estos se concentran en la porción líquida de la descarga del generador, de manera que la relación entre la concentración de cloruros en el agua de alimentación y en el agua de descarga permite calcular la calidad según la siguiente relación:

$$X = 1 - \left(\frac{(Cl)_a}{(Cl)_d} \right)$$

(Cl) a : Concentración de cloruros, agua de alimentación.

(Cl) d : Concentración de cloruros, agua de descarga.

b. Método de la conductividad: Es el método utilizado en el Campo Moriche, es una variante del método de los cloruros. Puesto que la conductividad del agua depende de la concentración de electrolitos disueltos en ella, la relación entre la conductividad del agua de alimentación y la del agua de descarga puede usarse como una medida de la calidad, el generador posee un recipiente adaptado para la toma de la muestra del agua por medio del cual y con ayuda del conductímetro se realiza el análisis:

$$X = 1 - \left(\frac{(Conduct)_a}{(Conduct)_d} \right)$$

(Cond.) a : Conductividad del agua de alimentación.

(Cond.) d : Conductividad del agua de descarga.

Figura 20. Toma de la muestra para determinar la calidad

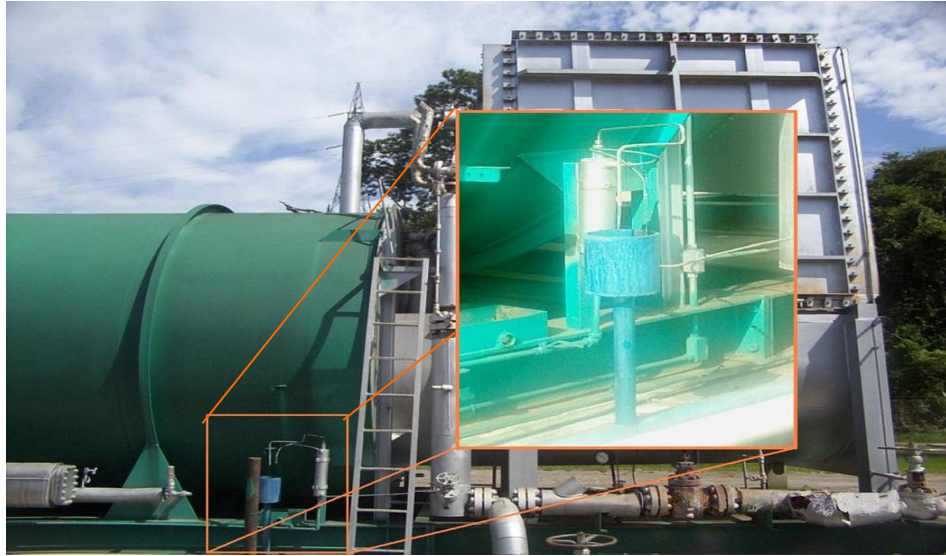


Figura 21. Conductímetro



c. Método del suministro de calor constante: Se prefija una tasa constante de suministro de calor (tasa de combustible) en proporción al número de BTU que deseamos producir.

Se comienza con una tasa alta de alimentación y se va disminuyendo mientras se observa cuidadosamente la presión y la temperatura de la corriente de descarga. Estos dos valores deben permanecer constantes mientras se produzca vapor húmedo.

Tan pronto se comienza a producir vapor seco, la temperatura y la presión empezarán a subir. Se nota la tasa de alimentación y se calcula la cantidad de BTU que el generador suministra, puesto que en este punto la calidad del vapor será 1.0, de esta manera si se quiere producir un vapor de calidad determinada podemos ir aumentando la tasa de alimentación.

2.3 EQUIPOS DE GENERACIÓN DE VAPOR

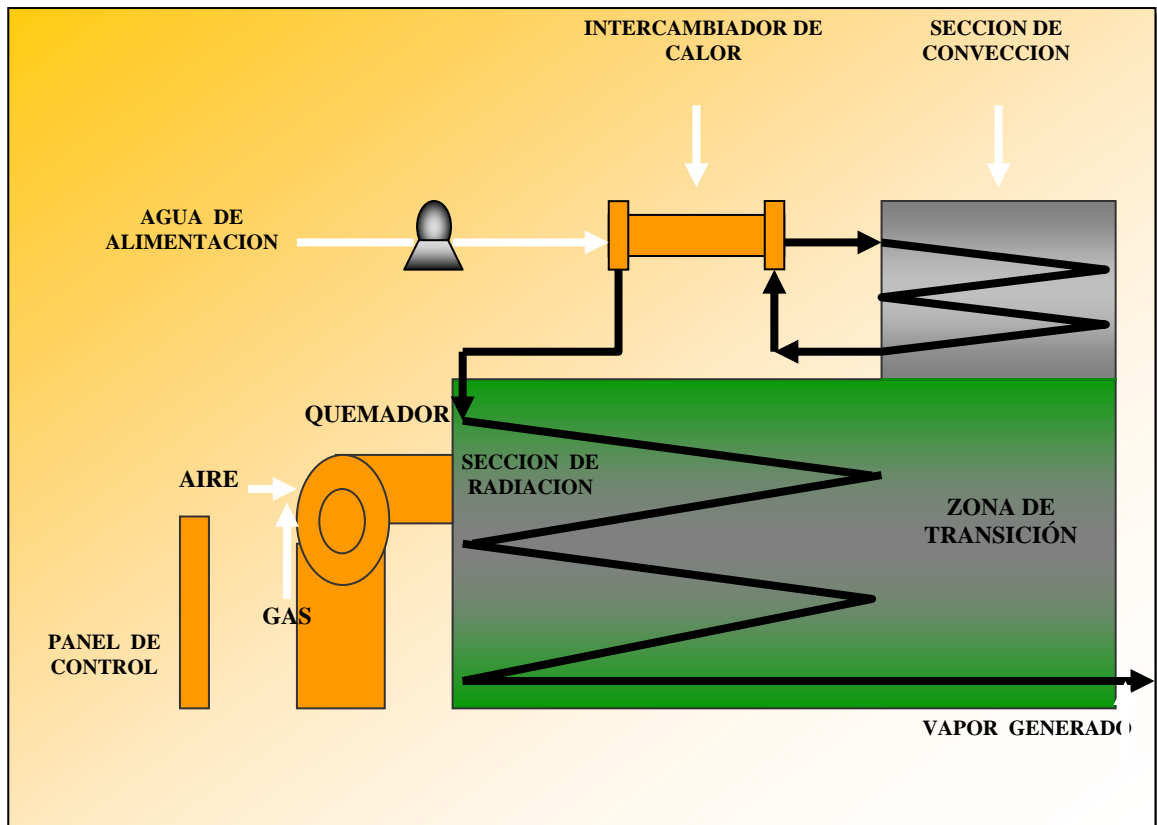
Existen varios tipos equipos y accesorios para la generación de vapor, en la industria del petróleo, sin embargo los más importantes son:

2.3.1 Generador de Vapor de Paso Único con Serpentin de Flujo en Serie. Es el tipo de generador que se utiliza en los campos Moriche, Nare Y Jazmín, son los más utilizados en el tipo de inyección cíclica de vapor, su operación es costosa debido al 80% que debe emplearse, no obstante a diferencia del anterior tipo de generador, éste se adapta a los rápidos cambios de demanda de carga.

Figura 22. Generador de vapor de paso único



Figura 23. Diagrama y condiciones de operación del generador de vapor



Tipo	: Generador de paso único con serpentín de flujo
Calidad del Vapor	: 75 % - 80 %.
Calor Generado	: 50 MMBTU / hr
Condición de Operación	: Estático.
Consumo Promedio	: 80 g.p.m (2740 Bls / día).
Eficiencia de Operación	: 90 %.
Temp. Operación	: 550 °F (1050 psia).

Por otra parte, una caldera convencional solo convierte en vapor el 5% del agua que cada vez pasa a través del serpentín. Mientras que en un generador el 80% del agua de entrada es vaporizada en un solo paso y dado que el vapor no puede remover el calor de los tubos con la misma velocidad con la que lo hace el agua es esencial que los generadores estén diseñados para cantidades más bajas de transferencia de calor de entrada a los tubos que las que se emplean en las calderas convencionales de circulación natural.

Son los elementos que componen un generador de vapor, cada una cumple un papel importante en el correcto funcionamiento y eficiencia del equipo, a continuación se explicará brevemente las partes más importantes de éste.

- **Controles y equipos auxiliares.** En un tablero de control están dispuestos los instrumentos que permiten la operación del generador; registradores, indicadores de flujo, presión y temperaturas que permiten ver los cambios que se suceden en la operación. Sistemas de límite o corte protegen el generador de una mala operación sacándolo de servicio.

Figura 24. Tablero de control



- **Bomba para agua de alimentación.** Dependiendo de la capacidad de transferencia de calor, la bomba de alimentación de desplazamiento positivo es triplex o quíntuplex tipo pistón, las cuales tienen un tamaño adecuado para suministrar el agua hacia el generador accionadas por un motor eléctrico.

Viene provista de una válvula de derivación reguladora de caudal (By-pass), la cual reduce o incrementa el flujo dependiendo de las condiciones de temperatura y presión del vapor que se requieren para satisfacer la operación.

Figura 25. Bomba para agua de alimentación



- **Calentador para agua de alimentación.** Es un típico intercambiador de doble tubo, usado para incrementar la temperatura del agua de alimentación sobre el punto de rocío de los gases de combustión (a presión atmosférica la temperatura es de 240 °F – 280 °F) para prevenir una fina condensación de estos gases (lluvia ácida) que circulan alrededor de los tubos de la sección de convección originando fuerte corrosión en los mismos. Para este calentamiento se utiliza agua de salida proveniente del serpentín de la sección de convección.
- **Serpentín de la zona de convección.** Los tubos han sido diseñados para absorber el calor proveniente de los gases de combustión elevando la temperatura desde 280 °F a 500 °F. Estos tubos se encuentran provistos de aletas para aumentar la superficie de transferencia de calor.

En esta sección también encontramos unas hileras de tubos desnudos llamados de transición, los cuales protegen los tubos de convección del calor radiante. Gracias a la transferencia de calor, los gases de combustión se enfriarán para ser llevados a la atmósfera desde 1600 °F a 400 °F con un exceso de oxígeno que no sobrepasa el 20 %.

Figura 26. Zona de convección



- **Zona radiante y quemador.** Es la sección donde se recibe el calor final para convertir el agua en vapor al 80 %, es de forma cilíndrica y está provisto de una serie de tubos ordenados en forma horizontal, de igual manera consta de un material refractario que protege la coraza metálica minimizando las pérdidas de calor.

El refractario tiene una superficie reflectiva que permite aprovechar eficientemente el calor radiante producto de las llamas. El operador debe tener muy claro que esta es la sección donde más roturas se pueden presentar debido a las altas temperaturas generadas, por esta razón se debe regular la llama para que no toque la superficie de los tubos.

El quemador es el encargado de realizar la mezcla de aire y combustible en las proporciones adecuadas para la combustión con el fin de generar el vapor de las características deseadas en la operación.

Figura 27. Zona Radiante



Figura 18. Quemador



- **Zona de transición.** Permite que los gases producidos sean enviados a la sección de convección.

Figura 29. Zona de Transición

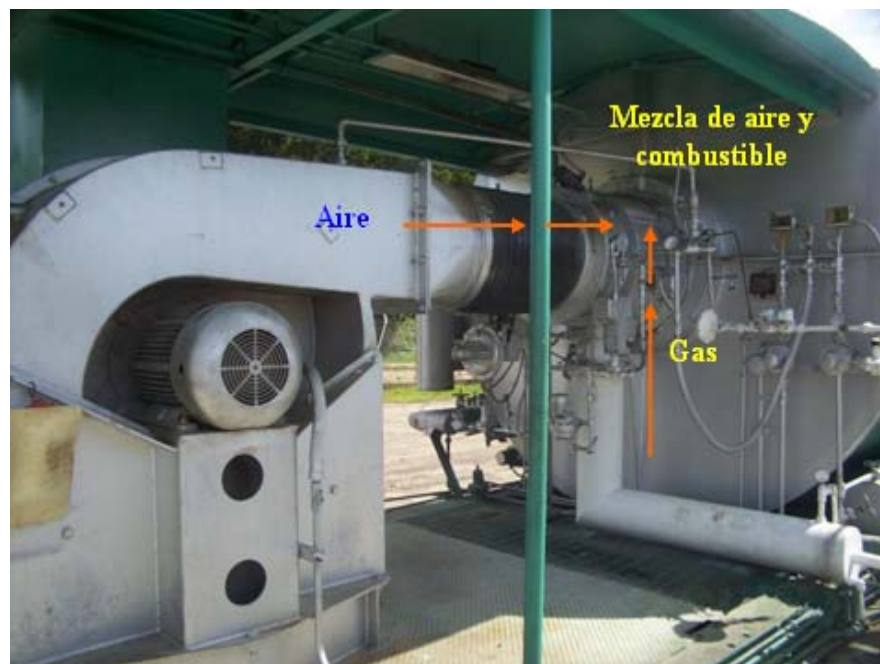


- **Sistema de combustible.** Este sistema se encarga de suministrar el gas al quemador a una tasa y presión determinadas.

Dispone de un sistema de atomización cuando el combustible es líquido, debe tenerse en cuenta que el aire ha de ser suministrado en suficientes cantidades para alcanzar la tasa de calor deseado.

Combustiones incompletas generarán depósitos en diferentes secciones del sistema originando taponamiento y posteriores complicaciones que dificultaran directamente la operación.

Figura 30. Sistema de Combustible

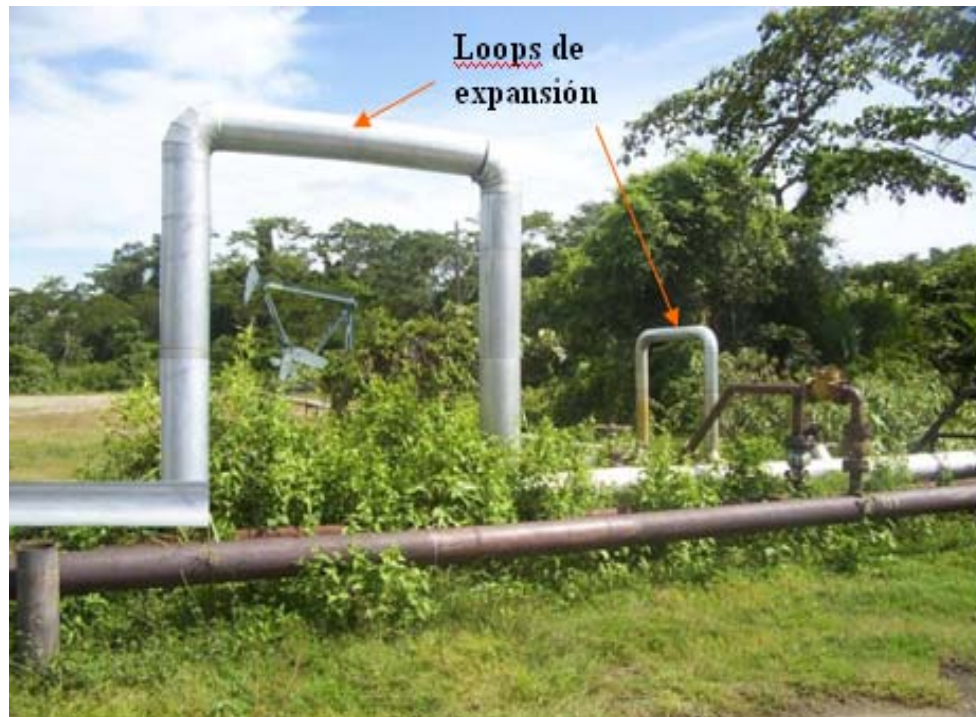


2.3.2 Redes de Distribución. Una red de distribución puede estar compuesta de líneas principales y líneas laterales, ellas distribuyen el vapor con una calidad entre el 75% y 80%. Estas líneas principales tienen un diámetro de 6 5/8",

dependiendo de la capacidad del generador, del lugar y de los requerimientos de vapor en el área.

El vapor se transporta desde las líneas principales hasta las líneas de pozos que tienen un diámetro de 4". Debido a las altas temperaturas presentes las líneas tienden a dilatarse, por lo cual deben construirse curvas verticales de tubería en forma de "U" (loops de expansión) y recodos Z "venid" para absorber la expansión de la tubería.

Figura 31. Líneas de distribución en el campo

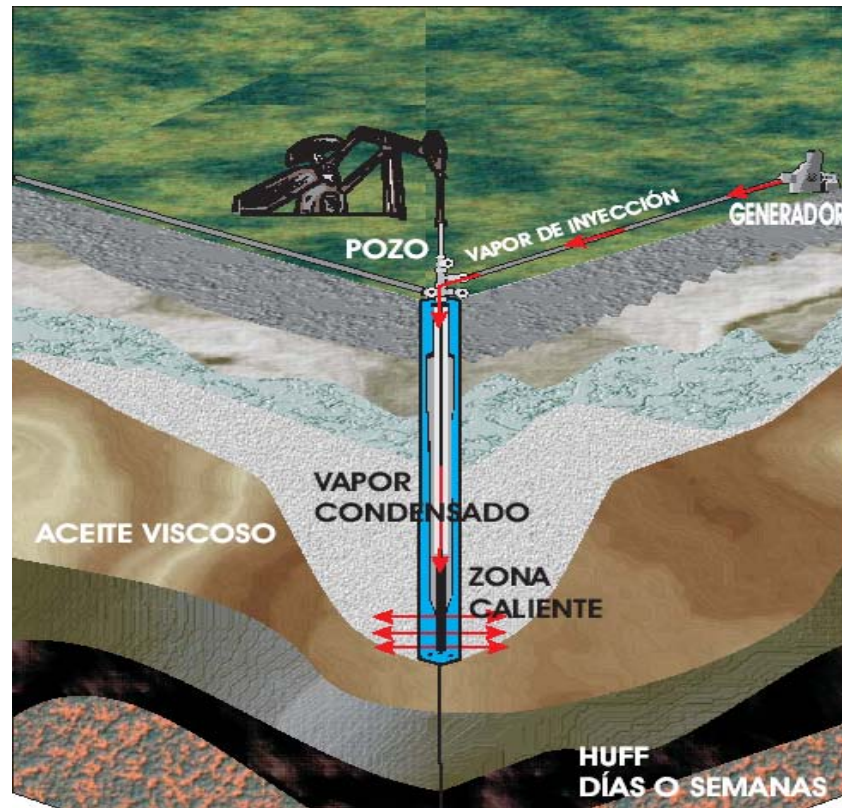


El tendido de las tuberías es bastante extenso y contempla tramos de difícil acceso en caso de una reparación o mantenimiento.

2.4 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor es usada como estimulación térmica a un pozo en producción suministrando un calentamiento localizado en la vecindad del pozo. La estimulación cíclica con vapor es algunas veces referida como procesos de “remojo en vapor” o “*huff and Puff*”. La estimulación de pozos en producción de crudos pesados ha recibido bastante interés por parte de los productores de este tipo de crudos desde principios de 1960¹.

Figura 32. Inyección de vapor cíclica

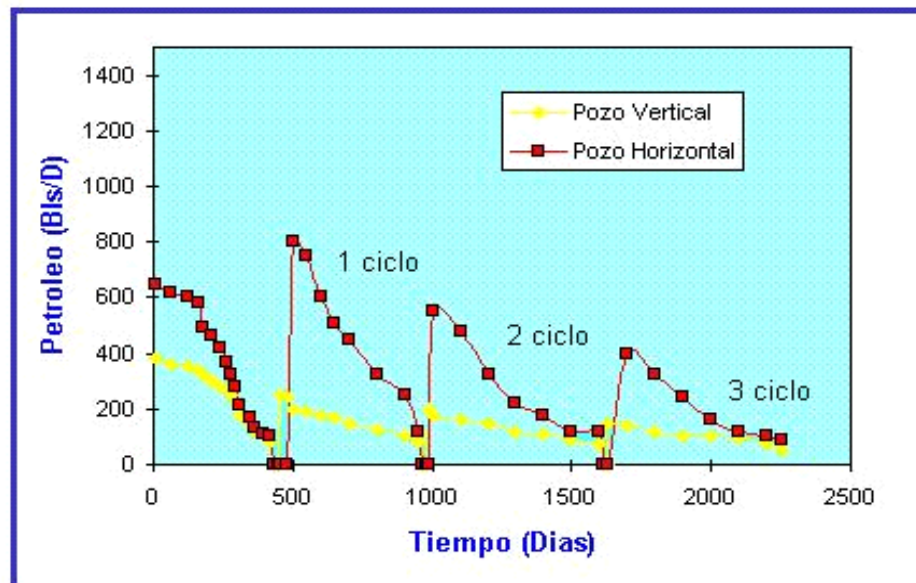


2.4.1 Conceptos Básicos. El proceso de estimulación de vapor consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua a la temperatura de

saturación) hacia una formación de petróleo viscoso por un periodo de tiempo específico, permitiendo que el calor “remoje” (o penetre) en las rocas y fluidos del yacimiento por varios días, y subsecuentemente colocando de vuelta el pozo en producciónⁱⁱ.

Este flujo de vuelta viene acompañado con algo de vapor húmedo y condensado inyectado, la producción de aceite comienza a una tasa elevada que eventualmente declina en tanto que el calor es disipado. Luego el pozo es reestimulado. Un comportamiento cíclico simulado típico es mostrado en la figura 51.

Figura 33. Comportamiento de los ciclos de inyección



El éxito de la estimulación con vapor esta ligado al gran efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los aceites crudos pesados. Para un incremento en la temperatura, la viscosidad del aceite crudo disminuye marcadamente.

Es de anotar que el grado de reducción es mucho más pronunciado para aceites crudos de baja gravedad API (Campo Moriche API 12.5. Esto explica porque la estimulación térmica esta siendo actualmente aplicada primariamente en yacimientos que producen petróleo de gravedad API 11,5.

Debido a que la productividad de un pozo sea inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, cualquier reducción en la viscosidad resultará en un incremento en la tasa de producción del pozo. El objetivo primario en un proceso de estimulación térmica, luego, es tener energía térmica dentro de la formación y permitir que la roca actúe como un intercambiador de calor para almacenaje del calor inyectado. Este calor puede luego ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del aceite fluyendo a través de la región calentada.

Al lado del beneficio obtenido con la reducción de viscosidad, una cantidad de estimulación es frecuentemente producida a causa de la remoción de ciertos tipos de daño cercanos a la cara del pozo, tales como sólidos finos, depósitos asfálticos y parafínicos. Así como con otras técnicas de estimulación la remoción de este daño resulta en un incremento en la productividad más alta que aquella relacionada por la reducción de la viscosidad del crudo simplemente.

a. Espesores netos de arena. Este es un factor muy importante para tener en cuenta en la inyección; ocurre que mientras más amplias sean las arenas a inyectar, las perdidas de calor disminuirán notablemente debido a que se presentan menos escapes de calor a las otras formaciones.

Estas pérdidas se registran cuando existe intercalación de las arenas con otro tipo de rocas, generalmente arcillas, como es el caso de los campo Moriche y Nare debido a la forma lenticular de los estratos. Por lo general los pozos tienen espesores netos de 150 a 250 pies en Moriche y Nare.

b. Calor inyectado en cada ciclo. Según lo recomendado la cantidad de vapor a inyectar en cada pozo del campo es de 35MMBTU/pie neto de arena abierto a producción, aunque en realidad se están inyectando 42 MMBTU/pie neto para compensar de cierta forma las pérdidas de calor ocurridas en el proceso. Esta cantidad se determinó experimentalmente, variando las cantidades a inyectar y teniendo en cuenta consideraciones financieras.

Según estudios existe la posibilidad de inyectar más vapor por pie de arena neto de formación a medida que los ciclos van aumentando; como se sabe a medida que aumentan los ciclos el crudo recuperado es cada vez menor.

c. Calidad del vapor generado. La calidad del vapor generado se mide por el método de la conductividad en el agua de alimentación al generador y a la salida de este. Conociendo la conductividad en estos dos puntos la calidad puede ser determinada. La calidad generalmente en la salida del generador se encuentra entre 75-80%.

d. Calidad del vapor inyectado. El vapor inyectado al pozo llega con una calidad diferente al vapor generado, aproximadamente entre 55% y 65%, esto debido a las pérdidas de calor que se suceden por el recorrido del vapor hasta la cabeza del pozo, a lo largo de las líneas de superficie.

e. Tiempo de remojo. El tiempo de remojo para los pozos es de 48 horas, este tiempo es suficiente para que el yacimiento reciba la energía transmitida por el vapor. Se ha determinado experimentalmente que aumentando el tiempo de remojo se obtienen mejores resultados. El tiempo de remojo se determina en forma empírica.

En zonas de presión relativamente altas donde no se observa producción de vapor al abrir los pozos a producción, el tiempo de remojo no afecta o afecta muy poco el

comportamiento de la producción. En zonas de presión relativamente altas, pero donde se observa producción de vapor al abrir los pozos y en zonas de baja presión, un tiempo de remojo largo mejora el comportamiento de la producción.

f. Número máximo de ciclos de inyección. El número máximo de ciclos de inyección de estimulación con vapor no está establecido; esto depende principalmente de las características del yacimiento y del crudo recuperado.

En Moriche y Nare Sur hay algunos pozos que llevan ya los primeros ciclos, sin embargo, su producción es mayor. El campo tiene en promedio 1 ciclo de producción lo que permite prever que el yacimiento está muy drenado.

El número de ciclos se determina con base en los siguientes factores:

- Reacción de los pozos a la inyección.
- Petróleo recuperable mediante el proceso
- Consideraciones económicas

g. Periodos de cierre (*soaking*). En algunos yacimientos de crudo pesado donde se ha aplicado la inyección alterna de vapor y posteriormente se han cerrado, la producción de crudo ha mejorado, esto debido a que el vapor condensado suministra energía adicional al yacimiento permitiéndole que al abrir nuevamente los pozos estos desalojen mayor cantidad de petróleo.

h. Puesta del pozo a producción. Luego del periodo de inyección y de remojo, el pozo es devuelto a producción, algunos fluyen por sí solos durante un par de días gracias a la energía que en ese momento almacenan, aunque no todos presentan este comportamiento, esto no quiere decir que la estimulación no haya sido exitosa. Parámetros tales como el potencial del pozo, cantidad de vapor inyectado, calidad del vapor inyectado etc. influyen en el momento de la puesta en

producción del pozo. Un pozo que en momento de su puesta en producción no fluya por si solo, puede indicar que el vapor inyectado fue bien recibido por la formación además de un periodo óptimo de remojo (72 horas), hechos que a la larga darán mejor resultado en la tasa de producción del pozo.

3. DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS RECUPERABLES

3.1 RESUMEN

El área considerada objeto del presente estudio para Moriche es de 3773 acres, delimitada por los pozos Mor Norte 02 y Mor Sur 01 en el tope estructural del mapa de espesor neto de arena Zona B, Figura 34. En esta área se ha excluido el sector asociado con el alto de basamento.

La determinación volumétrica del aceite total contenido en el yacimiento (OOIP) realizada por el departamento de yacimientos y geología de Mansarovar, se encuentra soportada en los estudios geológicos a su vez basados en los resultados de: la interpretación de la sísmica 2D tomada en el área, la evaluación petrofísica y los análisis de los resultados de producción obtenidos en los pozos del área.

El OOIP más probable estimado para el área de estudio (3396 acres) fue calculado en 257 MMBLS con un factor de recobro del 13% para un escenario de producción en frío y del 18% para condiciones de estimulación con vapor, ambos determinados para el año 2021. Este factor de recobro se obtuvo en este estudio teniendo en cuenta campos análogos, simulación numérica y simulación analítica.

3.2 VOLUMEN DE ACEITE ORIGINAL (OOIP)

El cálculo del OOIP para Moriche, se realizó considerando 3 escenarios (bajo, medio y alto), de acuerdo con la variación que pudieran presentar los diferentes parámetros petrofísicos, los cuales se resumen a continuación, Tabla 4.

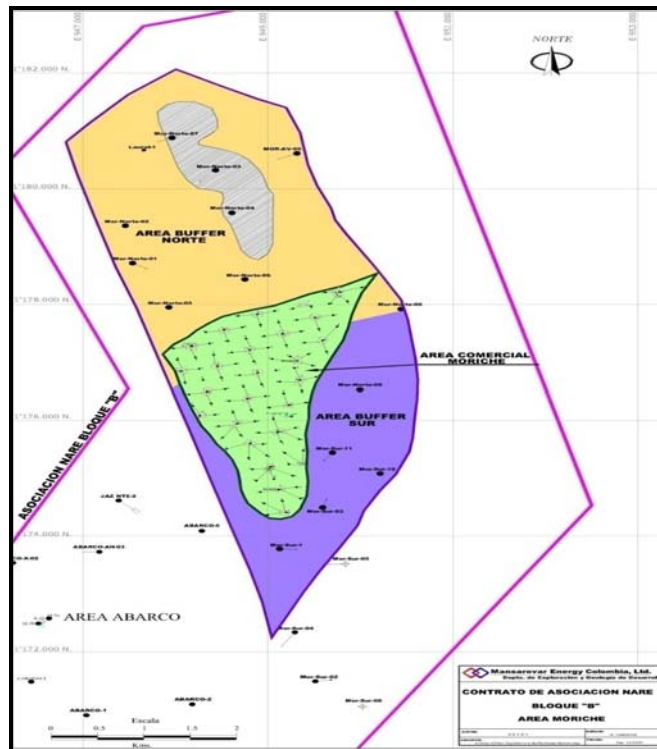
Tabla 4. Resumen de Parámetros Petrofísico – Zona B.

Caso	Net Pay (ft)	Poros. Efectiva	Water Saturation	Bo	Area (acres)	OOIP (MMBLS)
Alto	107	0.238	0.343	1.038	3396	425
Medio	72	0.220	0.360	1.038	3396	257
Bajo	44	0.204	0.42	1.038	3396	132

Para estos estimados el departamento de Yacimientos de Mansarovar consideró el valor de 1.038 bl/bl como el factor volumétrico de formación para este estudio de acuerdo con los resultados de los PVT realizados, los valores de los parámetros petrofísicos y espesor neto.

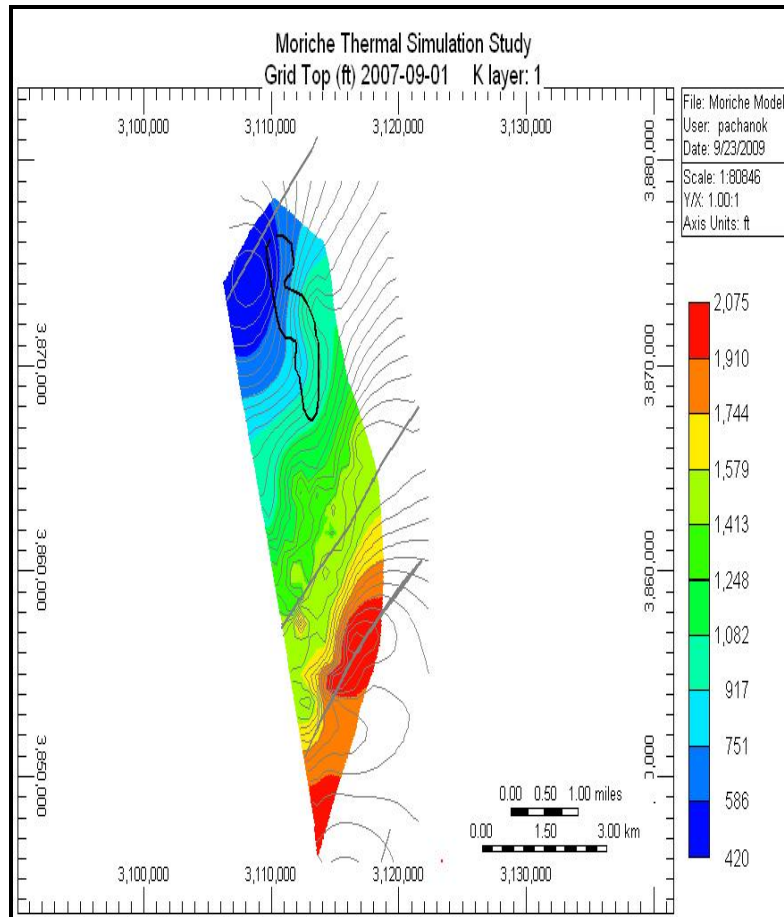
De acuerdo con estos estimados, el OOIP para el Área a desarrollar en Moriche se encuentra en el rango de 425 a 132 MMbbls, con un valor más probable de 257 MMbbls.

Figura 34. Área Total Moriche.



Estas cifras comparan favorablemente con los resultados obtenidos en el modelo de Simulación Numérica de Yacimientos para el Área Moriche, excluyendo el sector del paleo alto de basamento. Figura 35.

Figura 35. Área Moriche Total - Modelo de Simulación Numérica.



De acuerdo con este modelo el petróleo original contenido en el yacimiento para el total de Área Moriche (excluyendo el sector del Alto de basamento), es de 301 MMBSL.

3.3 RESERVAS

Las reservas de petróleo fueron estimadas volumétricamente y por analogías con base en experiencias observadas en campos vecinos de características estructurales, estratigráficas, petrofísicas y de fluidos similares a las del Área Moriche, así:

3.3.1 Estimados Volumétricos de Reservas:

3.3.1.1 Escenario Frío. Para un posible escenario de producción en frío, considerando las atractivas tasas de producción que se han alcanzado en los pozos perforados en el Área Moriche, se ha considerado la experiencias de campos del área, en los cuales se manejan factores de recobro entre el 8 al 12%, con un valor más probable del 10%. En la Tabla 5 se presenta un resumen de las reservas bajo el escenario de explotación en frío, para el caso medio del estimado del OOIP.

Tabla 5. Estimados de reservas – desarrollo en frío - Área Moriche Buffer.

OOIP (MMBLS)	FACT. RECOBRO (%)	RESERVAS (MMBLS)
257	8	20.6
257	10	25.7
257	12	30.8

3.3.1.2 Escenario en Caliente. Para el escenario bajo inyección cíclica de vapor, igualmente se consideraron los factores de recobros actualmente alcanzados en proyectos de producción cercanos al área, tales como los Campos Teca y Nare Sur, yacimientos de características relativamente similares, en los cuales se vienen aplicando las mismas estrategias de explotación proyectadas para el Área

Moriche Buffer. En los campos mencionados, los recobros alcanzados a la fecha son del orden del 18 al 20%.

Estos valores son consistentes con los factores de recobros proyectados a partir de correlaciones empíricas, usadas en procesos de inyección cíclica con vapor en campos de crudos pesados, así:

$$Er = 21.14 + 17.95h_r - 0.0033D + 0.028h_0 + 0.1366lgk - 3.067lg\mu_0$$

Donde:

- Er: Factor de Recobro para Inyección cíclica de vapor, en %.
- hr: NtG, Relación net to gross, en fr.
- D: Profundidad promedio del yacimiento, en metros.
- ho: Espesor neto petrolífero, en metros.
- k: Permeabilidad promedio, en md.
- μ_0 : Viscosidad a temperatura de yacimiento, en mPa.s.

Los criterios para la aplicación de esta ecuación, son los siguientes:

- hr = entre 0.30 - 0.74.
- D = entre 170 – 1700 metros.
- ho = entre 5 – 42 metros.
- k = entre 400 – 5000 md.
- μ_0 = 500 – 5000 mPa.s.
- Espaciamiento entre pozos = 100 – 200 metros.

Considerando un hr de 0.3, D de 800 metros, ho de 23 en metros, k de 150 md y μ_0 de 180 mPa.s., se obtiene un factor de recobro del orden del 17.9% con respecto al OOIP.

De acuerdo con las anteriores consideraciones, se estima que el factor de recobro ultimo podría estar entre un 15 a un 20%, con un valor más probable del orden del 17.9%.

Los parámetros presentados en la Tabla 6 a continuación, indica que esta ecuación pudiera ser aplicable para el Área de Moriche.

Tabla 6. Propiedades de Área Moriche Buffer y Teca.

Propiedades	Teca	Moriche Buffer
Profundidad, pies.	2450	1893
Espesor neto, pies.	75.0	78.0
Porosidad, %	27.4	24.9
Permeabilidad, md	1080	1509
Temperatura, °F.	110	103
Presión, psi.	866	691
Gravedad del crudo, °API.	12.8	13.8
Viscosidad del crudo, <u>mPa.s a 150 °F</u>	138	86
RF %	19.4	

En la Tabla 7 se presenta un resumen de las reservas bajo el escenario de explotación en frío, para el caso medio del estimado del OOIP.

Tabla 7. Resumen Reservas – Escenario en Caliente

OOIP (MMBLS)	FACT. RECOBRO (%)	RESERVAS (MMBLS)
257	15.0	38.6
257	17.9	46.0
257	20.0	51.4

3.3.2 Estimados de Reservas por Curvas de Declinación:

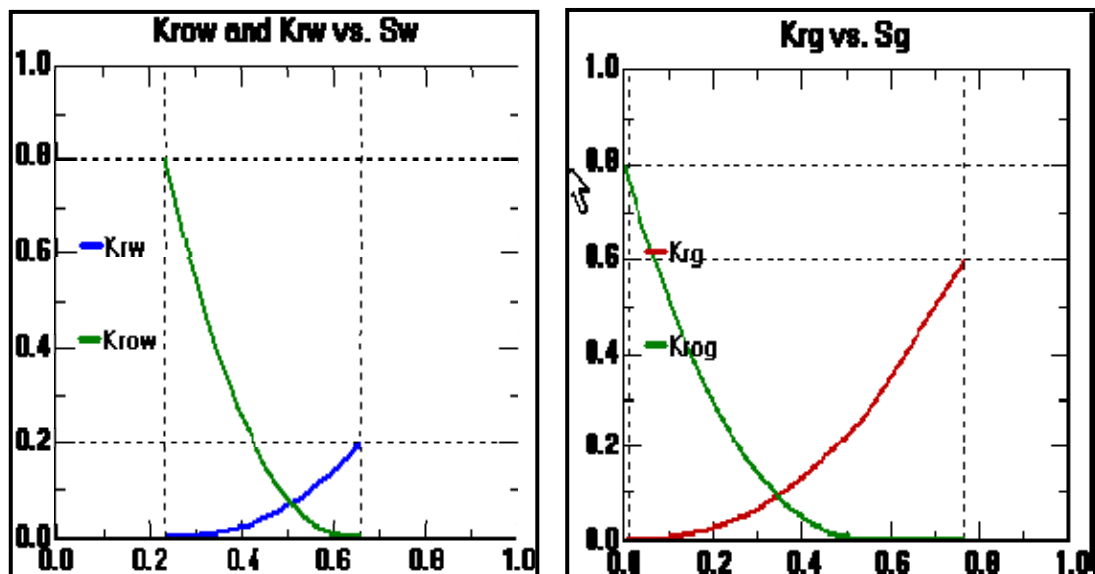
3.3.2.1 Escenario Frío. Para el estimado por el método de curvas de declinación, considerando que en el área se carece de pozos con prolongada historia de producción que permitiera proyectar este comportamiento en el tiempo, se realizaron simulaciones numéricas de yacimientos utilizando patrones de nueve puntos, teniendo en cuenta la distancia entre pozos equivalente a un espaciamiento de 10 acres. Se definieron escenarios con el fin de evaluar el comportamiento de producción en frío de pozos tipos con espesores netos petrolíferos mayores o menores de 80 pies, localizados en los sectores norte y sur del área Buffer. En la Figura 36 y Tabla 8 se presenta un resumen de los principales parámetros utilizados durante las simulaciones realizadas.

Tabla 8. Propiedades de la roca y fluido. Sector Norte y Sur Mor Buffer. Mod. Simulación Numérica.

PARÁMETROS POZO SECTOR NORTE		PARÁMETROS POZO SECTOR SUR	
Profundidad	1900 pies	Profundidad	2500 pies
Netpay	95 pies	Netpay	77 pies
Gross	487 pies	Gross	500 pies
Porosidad	0.26	Porosidad	0.2
Kx=Ky=Kz	285 md	Kx=Ky=Kz	90 md
Gradiente P	0.43 psi/ft	Gradiente P	0.43 psi/ft
Tyac	100 °F	Tyac	110 °F
API	12.1	API	13.4
Pb	370 psi	Pb	134 psi
Bo	1.02 bbl/stb	Bo	1.04 bbl/stb
Viscosidad aceite	1678.65 cp	Viscosidad aceite	1369
Rs	53 scf/stb	Rs	19 scf/stb

Los datos referentes a las saturaciones y permeabilidades relativas se obtuvieron de los análisis petrofísicos especiales para el pozo MOR-AB02.

Figura 36. Permeabilidades relativas – pozo Mor AB02



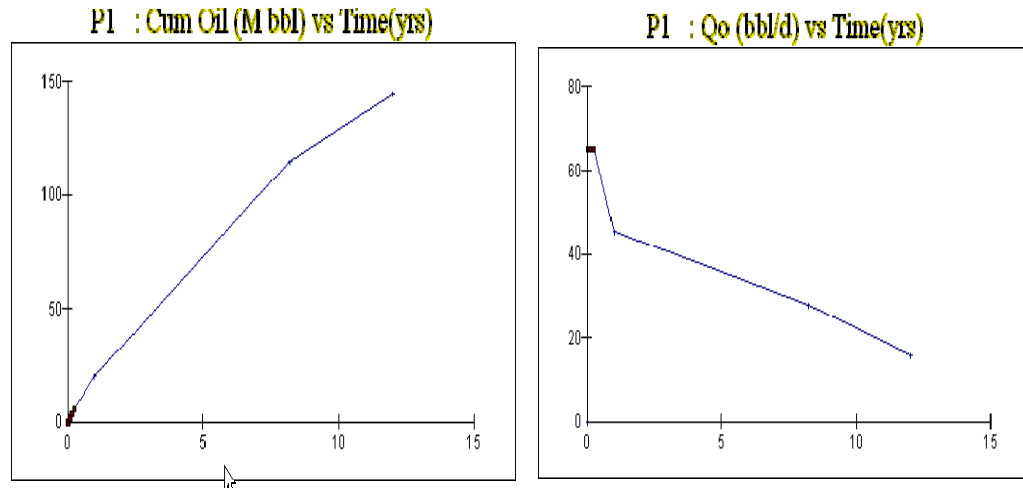
Para el logro de los resultados alcanzados, fue necesario realizar algunos ajustes en valores de permeabilidad y en viscosidad para tratar de reproducir los comportamientos de producción actualmente observados.

Para el escenario de producciones promedio en frío de 40 BOPD y 65 BOPD en el Sector Norte, se utilizó un valor de permeabilidad de 600 md (según resultados de análisis básicos del Mor AB 02 y viscosidad promedio de 400 cp; mientras que para el Sector Sur se utilizaron permeabilidades en el rango de de 300 md a 400 md (según resultados de análisis básicos del Mor A04) y viscosidades en promedio de 300 cp.

Un resumen de los resultados obtenidos sobre: petróleo original del modelo, comportamiento de declinación, tasa de producción en el tiempo y del petróleo acumulado para los pozos del área norte y sur, después de 12 años de producción

en frío (a finales del 2021), se presenta a continuación, Figura 37, Figura 38, Figura 39 y Figura 40:

Figura 37. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Norte (> 80 pies netos).



Consideraciones (Pozos con espesores superiores a 80 pies).

- Sector Norte.
- Espesores promedio: 95 pies.
- Caudal Inicial Promedio: 65 bbl/d
- Rango de Permeabilidad: 400 - 600 md
- Rango de Viscosidad: 300 - 400 cp.
- Área del Modelo: 90 acres.

Resultados (Sector Norte):

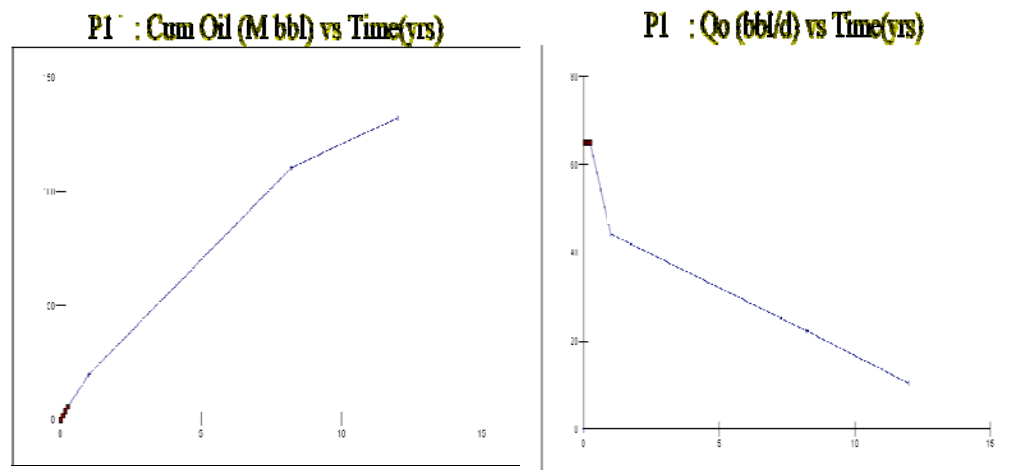
Declinación primer año: 31%
 Declinación 2 al 8 año: 6.6% anual

Declinación 9 al 12 año:	16.8%
OOIP:	13012 Mbbls (1444 Mbbls por pozo).
Producción acum.:	144 Mbbls en 12 años.
Factor de recobro:	10%.

Resultados (Sector Sur):

Declinación primer año:	32%
Declinación 2 al 8 año:	9.4% anual
Declinación 9 al 12 año:	16.8%
OOIP:	11274 Mbbls (1253 Mbbls por pozo).
Producción acum.:	132 Mbbls en 12 años.
Factor de recobro:	10.5%.

Figura 38. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Sur (> 80 pies netos).



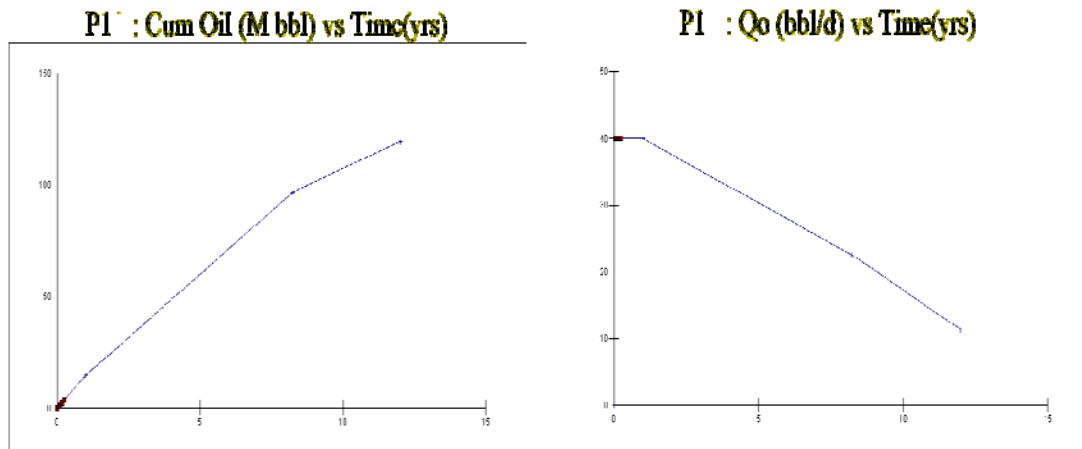
Consideraciones (Pozos con espesores inferiores a 80 pies).

- Sector Norte.
- Espesores promedio: 77 pies.
- Caudal Inicial Promedio: 40 bbl/d
- Rango de Permeabilidad: 300 - 600 md
- Rango de Viscosidad: 300 - 400 cp.
- Área del Modelo: 90 acres.

Resultados (Sector Norte):

Declinación primer año:	5%
Declinación 2 al 8 año:	6.9% anual
Declinación 9 al 12 año:	16.8%
OOIP:	10547 Mbls (1171 Mbls por pozo).
Producción acum.:	119 Mbls en 12 años.
Factor de recobro:	10%.

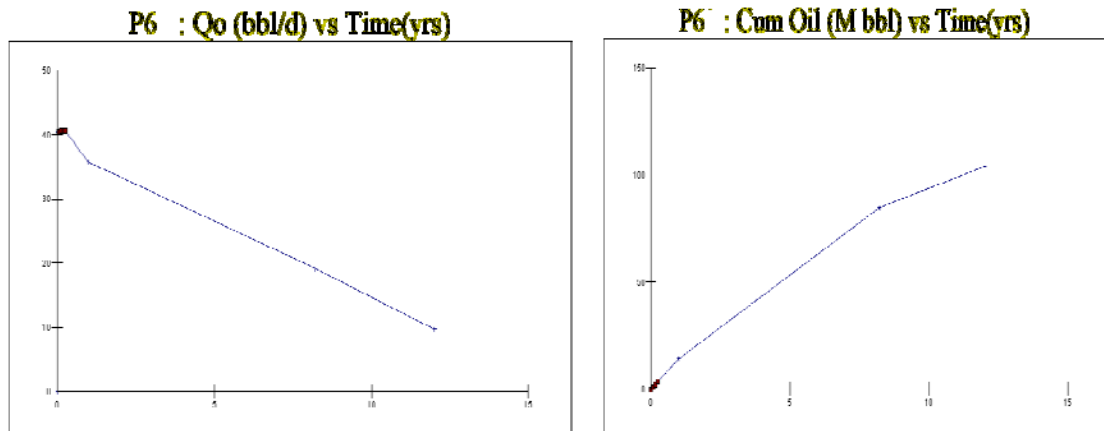
Figura 39. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Norte (< 80 pies netos).



Resultados (Sector Sur):

Declinación primer año:	12.5%
Declinación 2 al 8 año:	8.4% anual
Declinación 9 al 12 año:	14.8%
OOIP:	9138 Mbls (1015 Mbls por pozo).
Producción acum.:	103 Mbls en 12 años.
Factor de recobro:	10%.

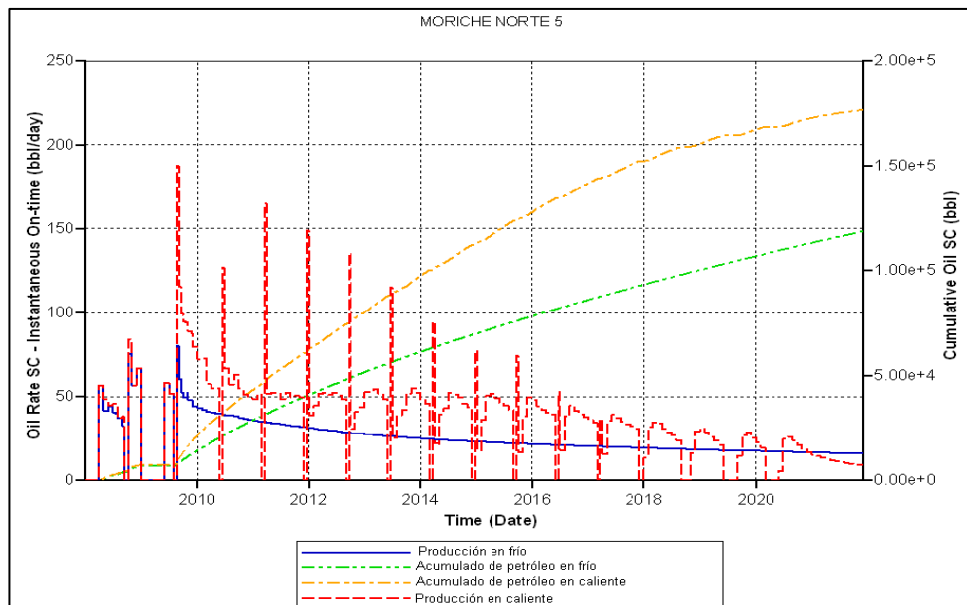
Figura 40. Comportamiento de producción pozo tipo del Sector Sur (< 80 pies netos).



Del análisis de los resultados obtenidos a partir de simulación numérica de yacimientos, se pudo establecer que el factor de recobro proyectado bajo el escenario de producción en frío para el Área Moriche, es del orden del 10%. Lo anterior indicaría que las reservas estimadas a recuperar a Noviembre del 2021 para el escenario medio de OOIP de 257 MMbbls es de 25.7 MMbbls aproximadamente.

Estas cifras comparan favorablemente con los resultados obtenidos en el modelo Single Well de Simulación Numérica de Yacimientos (simulador CMG) para el Área Moriche en el Sector Norte, Figura 41.

Figura 41. Comportamiento producción Frío y Caliente pozo tipo Sector Norte (CMG).



De acuerdo con este modelo, para un pozo tipo (Moriche Norte 05) se obtuvo su comportamiento bajo condiciones de producción en frío y en caliente, mostrando los siguientes resultados:

- Producción en Frío
- Ultima tasa @ 2021: 16 BOPD
- Producción acumulada @ 2021 118000 BLS

- Producción en Caliente
- Ultima tasa @ 2021: 25 BOPD

- Producción acumulada @ 2021: 176000 BLS

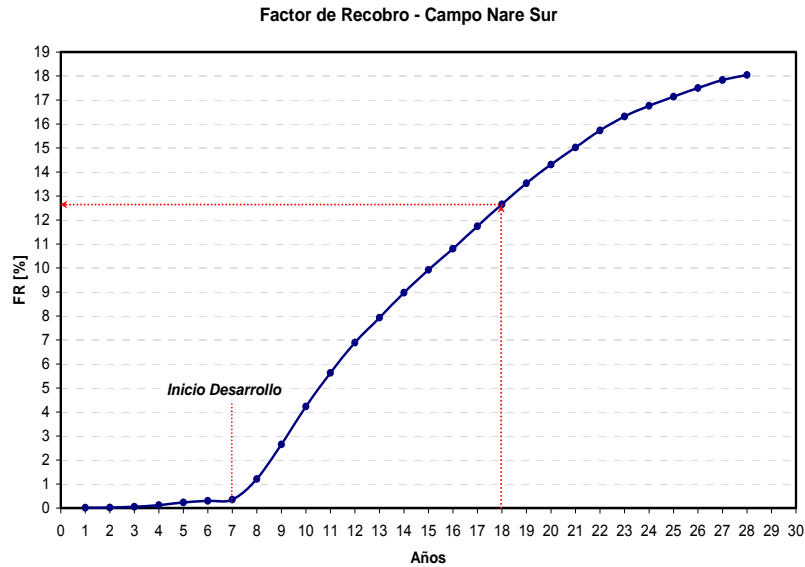
3.3.2.2 Escenario en Caliente - Determinación por analogía entre campos. Se tomó el Campo Nare Sur como referencia para evaluar el factor de recobro para el Área Moriche Buffer, teniendo en cuenta que sus características de yacimiento son relativamente similares a las de este campo y en consecuencia podría asumirse un factor de recobro similar para Moriche Buffer.

El factor de recobro para el Área Moriche Buffer fue derivado a partir de:

- Hasta finales de 2008, el factor de recobro de Nare Sur era de 18% aproximadamente y la producción diaria todavía se encontraba en el orden de los 700 BOPD.
- El Campo Nare Sur empezó su campaña masiva de desarrollo en 1988; si Moriche Buffer empieza su desarrollo a partir del año 2010, serían 11 a 12 años antes del fin del Contrato de Asociación Nare (2021).
- En Nare Sur se ha venido utilizando la inyección de vapor durante su vida productiva.
- Teniendo en cuenta la producción acumulada y el comportamiento del factor de recobro acumulado, se determinó el factor de recobro al cabo de 11 a 12 años de explotación.

Por analogía entre estos dos campos, al 2021 el factor de recobro sería aproximadamente de 12.7%, Figura 42; sin embargo, este factor de recobro pudiera ser mayor si se tiene en cuenta que la estrategia de desarrollo para el Área Buffer de Moriche será más acelerada que la utilizada en Nare Sur y en consecuencia, el recobro podría alcanzar valores del orden del 15% a finales del 2021.

Figura 42. Factor de recobro vs. Años de producción. Campo Nare Sur.



3.3.2.3 Escenario en Caliente - Determinación por Curvas de Declinación.

Para esta metodología se aplicaron modelos analíticos con los cuales se buscó inicialmente reproducir en lo posible el comportamiento promedio de producción actualmente observado en los pozos estimulados con vapor en el área, la cual corresponde a pozos con espesores netos petrolíferos inferiores a 80 pies, producción fría promedio de 40 BOPD e inicial en caliente de 85 BOPD, por mes.

En la Figura 43 se presenta un resumen de los principales parámetros utilizados en el modelo analítico mencionado y en la Figura 44, la información básica para realizar las proyecciones al cabo de 15 ciclos de estimulaciones con vapor. En la Figura 45 se muestra el comportamiento simulado mediante el modelo analítico para un pozo promedio con espesor neto petrolífero inferior a 80 pies.

Los parámetros así definidos se utilizaron para proyectar el posible comportamiento de pozos con espesores superiores a 80 pies, para los cuales la tasa inicial de producción se ha estimado en 65 BOPD. En la Figura 46, Figura 47

y Figura 48 se presentan los parámetros utilizados y la proyección de esperada para este tipo de pozos.

Figura 43. Input Modelo Analítico. Net Pay < 80 pies. 40 BOPD Prom. Área Moriche.

Características Generales	
Presión de Inyección del Vapor:	1250 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	4 Días
Tiempo de Producción:	270 Días
Radio del Pozo:	0.5 Ft
Radio de Drenaje:	500 Ft
Conductividad Termica:	1.2 Btu/hr.Ft.°F
Capacidad Calorica de la Roca:	33 Btu/Ft ³ .°F
Cap. Calorica de la Form. Ady.:	42 Btu/Ft ³ .°F
Razón Gas/Petróleo:	70 PCN/BN
Razón Agua/Petróleo:	0 BN/BN
Tasa de Producción en Frio:	40 B/D
Temperatura del Yacimiento:	110 °F
Espesor del Yacimiento:	65 Ft
Viscosidad (1):	50 Cps
Temperatura (1):	150 °F
Viscosidad (2):	500 Cps
Temperatura (2):	110 °F
Pwf:	20 Psia
°API:	12.8
Escalon de Tiempo:	10
Numero de Ciclos:	15
Calcular →	

Figura 44. Información Modelo Analítico. Net Pay<80 pies. 40 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche.

Ingrese los Datos para el Ciclo # 2	
Presión de Inyección del Vapor:	1400 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	3 Días
Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 3	
Presión de Inyección del Vapor:	1300 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	3 Días
Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 4	
Presión de Inyección del Vapor:	1200 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	3 Días
Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 5	
Presión de Inyección del Vapor:	1150 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	3 Días
Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 6	
Presión de Inyección del Vapor:	1100 Psia
Calidad de Vapor:	70 %
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D
Tiempo de Inyección:	7 Días
Tiempo de Remojo:	3 Días
Tiempo de Producción:	150 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 7			
Presión de Inyección del Vapor:	1050 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	150 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 8			
Presión de Inyección del Vapor:	1000 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	130 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 9			
Presión de Inyección del Vapor:	950 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 10			
Presión de Inyección del Vapor:	900 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 11			
Presión de Inyección del Vapor:	900 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 12			
Presión de Inyección del Vapor:	850 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 13			
Presión de Inyección del Vapor:	800 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 14			
Presión de Inyección del Vapor:	800 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días
Ingrese los Datos para el Ciclo # 15			
Presión de Inyección del Vapor:	800 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	100 Días

Figura 45. Proyección producción. Modelo Analítico. Net Pay < 80 pies. 40 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche.

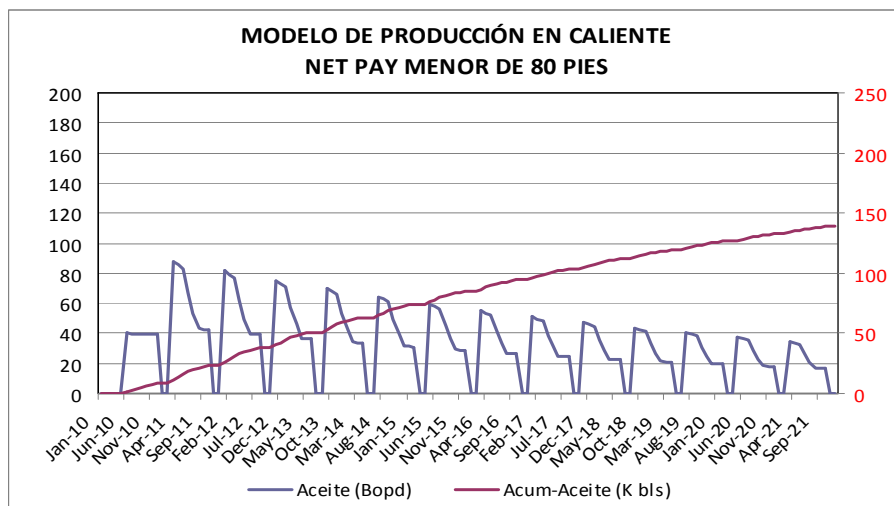


Figura 46. Input Modelo Analítico. Net Pay > 80 pies. 65 BOPD Prom. Área Moriche.

Características Generales			
Presión de Inyección del Vapor:	1250 Psia	Tasa de Producción en Frio:	65 B/D
Calidad de Vapor:	70 %	Temperatura del Yacimiento:	110 °F
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Espesor del Yacimiento:	95 Ft
Tiempo de Inyección:	7 Días	Viscosidad (1):	50 Cps
Tiempo de Remojo:	4 Días	Temperatura (1):	150 °F
Tiempo de Producción:	270 Días	Viscosidad (2):	500 Cps
Radio del Pozo:	0.5 Ft	Temperatura (2):	110 °F
Radio de Drenaje:	500 Ft	Pwf:	20 Psia
Conductividad Termica:	1.2 Btu/hr.Ft.°F	°API:	12.8
Capacidad Calorica de la Roca:	33 Btu/Ft ³ .°F	Escalon de Tiempo:	10
Cap. Calorica de la Form. Ady.:	42 Btu/Ft ³ .°F	Numeros de Ciclos:	15
Razón Gas/Petróleo:	70 PCN/BN		
Razón Agua/Petróleo:	0 BN/BN		

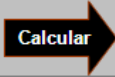
Calcular 

Figura 47. Información Modelo Analítico. Net Pay>80 pies. 65 BOPD Prom. 15 ciclos. Área Moriche

Ingrese los Datos para el Ciclo # 2			
Presión de Inyección del Vapor:	1400 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 3			
Presión de Inyección del Vapor:	1300 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 4			
Presión de Inyección del Vapor:	1200 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 5			
Presión de Inyección del Vapor:	1150 Psia	Tiempo de Inyección:	7 Días
Calidad de Vapor:	70 %	Tiempo de Remojo:	3 Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700 B/D	Tiempo de Producción:	200 Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 6					
Presión de Inyección del Vapor:	1100	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	150	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 7					
Presión de Inyección del Vapor:	1050	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	150	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 8					
Presión de Inyección del Vapor:	1000	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	130	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 9					
Presión de Inyección del Vapor:	950	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 10					
Presión de Inyección del Vapor:	900	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 11					
Presión de Inyección del Vapor:	900	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

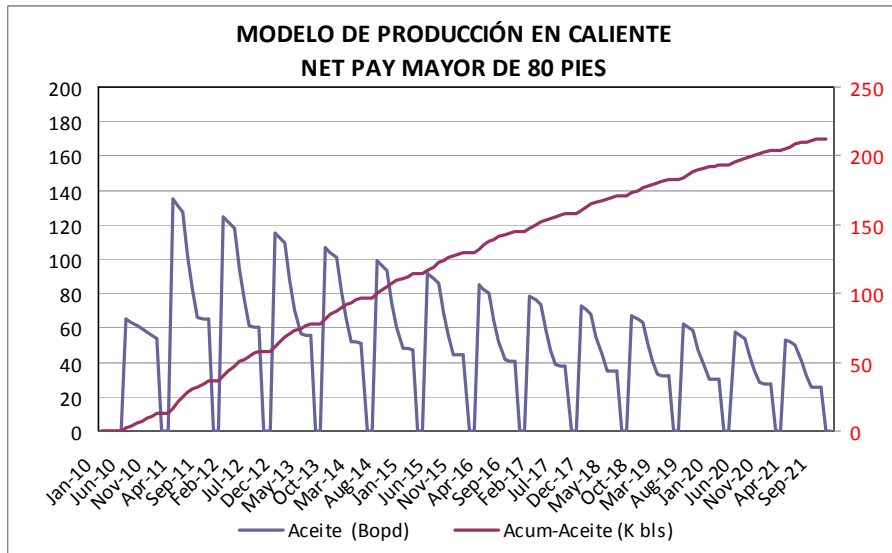
Ingrese los Datos para el Ciclo # 12					
Presión de Inyección del Vapor:	850	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 13					
Presión de Inyección del Vapor:	800	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 14					
Presión de Inyección del Vapor:	800	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Ingrese los Datos para el Ciclo # 15					
Presión de Inyección del Vapor:	800	Psia	Tiempo de Inyección:	7	Días
Calidad de Vapor:	70	%	Tiempo de Remojo:	3	Días
Tasa de Inyección de Vapor:	700	B/D	Tiempo de Producción:	100	Días

Figura 48. Proyección producción. Modelo Analítico. Net Pay>80 pies. 65 BOPD
 Promedio 15 ciclos. Área Moriche.



4. EVALUACIÓN FINANCIERA

La información de yacimientos del Campo Moriche en Fase Comercial más la información adicional acordada entre los socios sobre el comportamiento de los yacimientos, permite contar con información sólida para la evaluación financiera. Como se verá a continuación el proyecto en caliente presenta muy buenos indicadores y prometedores resultados en las proyecciones, mejores a los esperados en los escenarios en frío, que tiene buenos resultados, pero inferiores al escenario con estimulación con vapor.

Para evaluar financieramente el proyecto de inyección de vapor en campo Moriche, se hace necesario analizar toda la información y resultados desde los 3 diferentes escenarios posibles.

Tabla 9. Diferentes Escenarios

Escenario en frío	Escenario en caliente	
	1 año en frío	2 años en frío
Los pozos no reciben vapor durante todos sus años de producción.	Los pozos se producen en frío por 1 año, después de este tiempo se inyectan con vapor cíclicamente.	Los pozos se producen en frío por 2 años, después de este tiempo se inyectan con vapor cíclicamente.

4.1 INVERSIONES EN ACTIVOS FIJOS

El programa de inversiones del campo Moriche Buffer se presenta para tres escenarios de posible desarrollo: todo el tiempo bajo condiciones de producción en frío, un año de producción en frío y dos años de producción en frío, en la Tabla

10, Tabla 11 y Tabla 12 se presenta el desarrollo propuesto desde el 2009 hasta el año 2112. Comprende los fondos necesarios para los siguientes ítems:

Tabla 10. Resumen Programa de Inversiones – Moriche Buffer (Producción en frío en miles de dólares).

ACTIVIDAD	2009	2010	2011	2012	TOTAL
A PERFORACIÓN					
1 Perforación de pozos de desarrollo		116,811	103,277		220,088
Subtotal	-	116,811	103,277	-	220,088
C FACILIDADES DE PRODUCCIÓN					
1 Sistema de generación de vapor					-
2 Sistema de tratamiento de crudo		5,245	14,975		20,220
3 Sistema de almacenamiento y despacho de crudo		6,127	6,595		12,722
4 Sistema de tratamiento de aguas residuales		1,983	1,095		3,078
5 Sistema de tratamiento de aguas industriales					-
6 Líneas de flujo (Crudo, Agua, Gas, etc)		11,091	12,082	501	23,674
7 Sistema Eléctrico, Control e Instrumentación		8,369	7,489	1,919	17,777
8 Sistema servicios auxiliares		3,766	3,000		6,766
9 Apoyo logístico A la construcción		786	665	428	1,879
Subtotal	-	37,367	45,901	2,848	86,116
D OTRAS FACILIDADES Y EQUIPO					
1 Pruebas tempranas de producción		976	488		1,464
2 Oleoducto y/o línea de transferencia			4,279		4,279
3 Patrón de medición			2,064		2,064
Subtotal	-	976	6,831	-	7,808
E OBRAS CIVILES					
1 Cluster's y Vías		13,143	13,257		26,400
2 Módulo / Zona Admin./ Talleres					-
Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE					
1 Licencias, Ley 1% y Requerimientos ambientales	460	285	206	-	951
Subtotal	460	285	206	-	951
G ESTUDIOS ESPECIALES					
1 Ingeniería (Básica y Detallada)	1,297	803			2,100
2 Interventoría		418	530	94	1,042
3 Corazonamiento		2,100	800		2,900
4 Información de subsuelo		1,276	937	562	2,775
Subtotal	1,297	4,597	2,267	656	8,817
H OTROS ACTIVOS					
1 Compra de predios	4,000	11,685			15,685
Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
SUBTOTAL INVERSIONES	5,757	184,865	171,739	3,504	365,865
SOBRECARGO ADMINISTRATIVO - 10%	576	18,486	17,174	350	36,586
TOTAL INVERSIONES NARE - CAMPO BUFFER MORICHE - DESARROLLO	6,333	203,351	188,913	3,854	402,451

Tabla 11. Resumen Programa Inversiones. Moriche Buffer (Producción 1 año en frío)

ACTIVIDAD	2009	2010	2011	2012	TOTAL
A PERFORACIÓN					
1 Perforación de pozos de desarrollo		116,811	103,277		220,088
Subtotal	-	116,811	103,277	-	220,088
C FACILIDADES DE PRODUCCIÓN					
1 Sistema de generación de vapor		2,957	6,898		9,855
2 Sistema de tratamiento de crudo		6,696	15,024		21,720
3 Sistema de almacenamiento y despacho de crudo		6,741	7,209		13,950
4 Sistema de tratamiento de aguas residuales		3,522	2,634		6,156
5 Sistema de tratamiento de aguas industriales		2,784	2,853		5,637
6 Líneas de flujo (Crudo, Agua, Gas, etc)		13,872	14,863	3,283	32,018
7 Sistema Eléctrico, Control e Instrumentación		8,369	7,489	1,919	17,777
8 Sistema servicios auxiliares		3,766	3,000		6,766
9 Apoyo logístico A la construcción		786	665	428	1,879
Subtotal	-	49,493	60,635	5,630	115,758
D OTRAS FACILIDADES Y EQUIPO					
1 Pruebas tempranas de producción		1,305	653		1,958
2 Oleoducto y/o línea de transferencia			4,279		4,279
3 Patín de medición			2,064		2,064
Subtotal	-	1,305	6,996	-	8,301
E OBRAS CIVILES					
1 Cluster's y Vías		13,143	13,257		26,400
2 Módulo / Zona Admin./ Talleres					-
Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE					
1 Licencias, Ley 1% y Requerimientos ambientales	460	285	206		951
Subtotal	460	285	206	-	951
G ESTUDIOS ESPECIALES					
1 Ingeniería (Básica y Detallada)	1,297	803			2,100
2 Interventoría		418	530	94	1,042
3 Corazonamiento		2,100	800		2,900
4 Información de subsuelo		1,276	937	562	2,775
Subtotal	1,297	4,597	2,267	656	8,817
H OTROS ACTIVOS					
1 Compra de predios	4,000	11,685			15,685
Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
SUBTOTAL INVERSIONES	5,757	197,320	186,637	6,286	396,000
SOBRECARGO ADMINISTRATIVO - 10%	576	19,732	18,664	629	39,600
TOTAL INVERSIONES NARE - CAMPO BUFFER MORICHE - DESARROLLO	6,333	217,051	205,301	6,915	435,600

Tabla 12. Resumen Programa Inversiones. Moriche Buffer (Producción 2 años en frío).

ACTIVIDAD	2009	2010	2011	2012	TOTAL
A PERFORACIÓN					
1 Perforación de pozos de desarrollo		116,811	103,277		220,088
Subtotal	-	116,811	103,277	-	220,088
C FACILIDADES DE PRODUCCIÓN					
1 Sistema de generación de vapor		986	8,869		9,855
2 Sistema de tratamiento de crudo		4,344	17,376		21,720
3 Sistema de almacenamiento y despacho de crudo		4,185	9,765		13,950
4 Sistema de tratamiento de aguas residuales		1,847	4,309		6,156
5 Sistema de tratamiento de aguas industriales		564	5,073		5,637
6 Líneas de flujo (Crudo, Agua, Gas, etc)		11,791	16,944	3,283	32,018
7 Sistema Eléctrico, Control e Instrumentación		7,114	8,744	1,919	17,777
8 Sistema servicios auxiliares		3,766	3,000		6,766
9 Apoyo logístico A la construcción		786	665	428	1,879
Subtotal	-	35,383	74,745	5,630	115,758
D OTRAS FACILIDADES Y EQUIPO					
1 Pruebas tempranas de producción		1,229	615		1,844
2 Oleoducto y/o línea de transferencia			4,279		4,279
3 Patín de medición			2,064		2,064
Subtotal	-	1,229	6,958	-	8,187
E OBRAS CIVILES					
1 Cluster's y Vías		13,143	13,257		26,400
2 Módulo / Zona Admin./ Talleres					-
Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F PROTECCIÓN MEDIO AMBIENTE					
1 Licencias, Ley 1% y Requerimientos ambientales	460	285	206	-	951
Subtotal	460	285	206	-	951
G ESTUDIOS ESPECIALES					
1 Ingeniería (Básica y Detallada)	1,297	803			2,100
2 Interventoría		418	530	94	1,042
3 Corazonamiento		2,100	800		2,900
4 Información de subsuelo		1,276	937	562	2,775
Subtotal	1,297	4,597	2,267	656	8,817
H OTROS ACTIVOS					
1 Compra de predios	4,000	11,685			15,685
Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
SUBTOTAL INVERSIONES	5,757	183,134	200,709	6,286	395,886
SOBRECARGO ADMINISTRATIVO - 10%	576	18,313	20,071	629	39,589
TOTAL INVERSIONES NARE - CAMPO BUFFER MORICHE - DESARROLLO	6,333	201,447	220,780	6,915	435,474

El presupuesto para el desarrollo en frío tiene como variaciones principales con respecto a la proyección en caliente los siguientes aspectos:

1. Se elimina el Sistema de Generación de vapor.

2. Se redujo el sistema de tratamiento de crudo ya que el pronóstico disminuyó los flujos de líquidos a tratar.
3. Se redujo el sistema de almacenamiento de crudo ya que la producción de aceite se disminuyó.
4. Se redujo el sistema de tratamiento de aguas residuales ya que al no haber inyección de vapor la capacidad requerida es menor.
5. Se eliminó el sistema de tratamiento de aguas industriales pues ya no hay generación de vapor.
6. Se eliminó el sistema de distribución de vapor a los pozos así como el de agua suavizada a los generadores de vapor.
7. Se disminuyó el sistema de recolección de fluidos debido a que la producción de agua y crudo se disminuye.

4.2 INVERSIONES DE CAPITAL

Las inversiones de capital de los diferentes escenarios se presentan a continuación, y van de 410,93 hasta 452,299 MUS \$, sin incluir sobre cargo administrativo.

Tabla 13. Resumen de inversiones de capital

	CAMPO MORICHE BUFFER		
	SIN VAPOR	VAPOR DESDE 2011	VAPOR DESDE 2012
Capex Exploración	22,419	22,419	22,419
Capex Proyectos	365,865	396,000	395,886
Capex Básicos	22,650	33,850	33,850
Total Capex	410,934	452,269	452,155

En términos unitarios significa un costo de inversión de 0.67 US\$/BL sin vapor, 0.71 US\$/BL para el caso de inyección de vapor desde el 2011, y 0,72 US\$/BL para el caso de inyección desde el 2012.

4.2.3 Inversiones de Desarrollo. Las inversiones de desarrollo sin sobrecargo administrativo, que se presentan a continuación son de 140.1 MMUS\$ para el caso sin vapor, 170.24 MMUS\$ para el caso de inyección a partir del 2011 y 170.12 MMUS\$ para el escenario de inyección de vapor de 2012 e incluyen:

- Compra de tierras y negociación de servidumbres.
- Construcción y adecuación de explanaciones y vías de acceso.
- Compra de materiales de perforación y completamiento de pozos de acuerdo con los resultados de la evaluación de la prueba piloto.
- Compra de equipos de levantamiento artificial.
- Perforación y completamiento de los pozos de la alternativa escogida.
- Compra de tuberías, accesorios, válvulas, equipos eléctricos.
- Construcción de líneas de recolección de producción de fluidos, de líneas de gas y agua para generadores de vapor portátiles, de líneas eléctricas, obras mecánicas y eléctricas para conectar los pozos a las facilidades de producción de Girasol.
- Compra de Generadores de Vapor Estacionarios y Móviles.
- Infraestructura de producción en superficie, tratamiento y transporte.

Tabla 15. Resumen de Inversiones – Escenario en Frío – Moriche Buffer.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
NARE ASSOCIATION CONTRACT - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT
CAPEX BUDGET 2009-2014
100% FIGURES - KUS\$

		CASO 1				FRIO
		SIN INY VAPOR				
		2009 Revisado	2010 Revisado	2011 Revisado	2012 Revisado	Total Revisado
A	DRILLING					
	1) Drilling of development wells					-
	Subtotal		-			-
C	PRODUCTION FACILITIES					
	1) Steam generation system					-
	2) Crude oil treatment system		5,245	14,975		20,220
	3) Crude oil storage and pumping system		6,127	6,595		12,722
	4) Residual water treatment system		1,983	1,095		3,078
	5) Industrial water treatment system					-
	6) Flowlines (curde oil, gas, water, etc.)		11,091	12,082	501	23,674
	7) Electrical system, control and instrumentation		8,369	7,489	1,919	17,777
	8) Auxiliary services (air compression, city-gate, gas compression, fire fighting)		3,766	3,000		6,766
	9) Logistical support to construction		786	665	428	1,879
	Subtotal	-	37,367	45,901	2,848	86,116
D	OTHER FACILITIES AND EQUIPMENT					
	1) Early production expenses		976	488		1,464
	2) Pipeline and/or transfer lines			4,279		4,279
	3) Metering skid			2,064		2,064
	Subtotal	-	976	6,831	-	7,808
E	CIVIL JOBS					
	1) Camp construction					-
	2) Construction of clusters' locations and roads		13,143	13,257		26,400
	3) Module / Adm. Areas / Workshops					-
	Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F	PROTECCION MEDIO AMBIENTE					
	1) Enviromental licenses and monitoring, 1% law	460	285	206	-	951
	Subtotal	460	285	206	-	951
G	SPECIAL STUDIES					
	1) Basic and detailed engineering	1,297	803			2,100
	2) Audit to construction works		418	530	94	1,042
	3) Cores survey					-
	4) Reservoirs survey					-
	Subtotal	1,297	1,221	530	94	3,142
H	OTHER ASSETS					
	1) Lands purchase	4,000	11,685			15,685
	Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
	SUBTOTAL CAPEX	5,757	64,678	66,725	2,942	140,102
	SUBTOTAL COSTOS DE INVERSION CON FLUCTUACION	5,757	64,678	66,725	2,942	140,102
	100% OVERHEAD	576	6,468	6,673	294	14,010
	TOTAL NARE CAPEX - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT	6,333	71,145	73,398	3,236	154,112

Tabla 16. Resumen Inversiones. Escenario Caliente. Moriche Buffer. Inyección de vapor desde Enero 2011.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
NARE ASSOCIATION CONTRACT - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT
CAPEX BUDGET 2009-2014
100% FIGURES - KUS\$

CASO 1
INY VAPOR 2011

CALIENTE

	2009 Revisado	2010 Revisado	2011 Revisado	2012 Revisado	Total Revisado
A DRILLING					
1 Drilling of development wells					-
Subtotal		-			-
C PRODUCTION FACILITIES					
1 Steam generation system		2,957	6,898		9,855
2 Crude oil treatment system		6,696	15,024		21,720
3 Crude oil storage and pumping system		6,741	7,209		13,950
4 Residual water treatment system		3,522	2,634		6,156
5 Industrial water treatment system		2,784	2,853		5,637
6 Flowlines (curde oil, gas, water, etc.)		13,872	14,863	3,283	32,018
7 Electrical system, control and instrumentation		8,369	7,489	1,919	17,777
8 Auxiliary services (air compression, city-gate, gas compression, fire fighting)		3,766	3,000		6,766
9 Logistical support to construction		786	665	428	1,879
Subtotal	-	49,493	60,635	5,630	115,758
D OTHER FACILITIES AND EQUIPMENT					
1 Early production expenses		1,305	653		1,958
2 Pipeline and/or transfer lines			4,279		4,279
3 Metering skid			2,064		2,064
Subtotal	-	1,305	6,996	-	8,301
E CIVIL JOBS					
1 Camp construction					-
2 Construction of clusters' locations and roads		13,143	13,257		26,400
3 Module / Adm. Areas / Workshops					-
Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F PROTECCION MEDIO AMBIENTE					
1 Enviromental licenses and monitoring, 1% law	460	285	206	-	951
Subtotal	460	285	206	-	951
G SPECIAL STUDIES					
1 Basic and detailed engineering	1,297	803			2,100
2 Audit to construction works		418	530	94	1,042
3 Cores survey					-
4 Reservoirs survey					-
Subtotal	1,297	1,221	530	94	3,142
H OTHER ASSETS					
1 Lands purchase	4,000	11,685			15,685
Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
SUBTOTAL CAPEX	5,757	77,133	81,623	5,724	170,237
SUBTOTAL COSTOS DE INVERSION CON FLUCTUACION	5,757	77,133	81,623	5,724	170,237
100% OVERHEAD	576	7,713	8,162	572	17,024
TOTAL NARE CAPEX - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT	6,333	84,846	89,786	6,296	187,261

Tabla 17. Resumen Inversiones. Escenario Caliente. Moriche Buffer. Inyección de vapor desde Enero 2012.

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
NARE ASSOCIATION CONTRACT - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT
CAPEX BUDGET 2009-2014
100% FIGURES - KUS\$

CASO 2
INY VAPOR 2012

CALIENTE

	2009 Revisado	2010 Revisado	2011 Revisado	2012 Revisado	Total Revisado
A DRILLING					
1) Drilling of development wells					-
Subtotal		-			-
C PRODUCTION FACILITIES					
1) Steam generation system		986	8,869		9,855
2) Crude oil treatment system		4,344	17,376		21,720
3) Crude oil storage and pumping system		4,185	9,765		13,950
4) Residual water treatment system		1,847	4,309		6,156
5) Industrial water treatment system		564	5,073		5,637
6) Flowlines (crude oil, gas, water, etc.)		11,791	16,944	3,283	32,018
7) Electrical system, control and instrumentation		7,114	8,744	1,919	17,777
8) Auxiliary services (air compression, city-gate, gas compression, fire fighting)		3,766	3,000		6,766
9) Logistical support to construction		786	665	428	1,879
Subtotal	-	35,383	74,745	5,630	115,758
D OTHER FACILITIES AND EQUIPMENT					
1) Early production expenses		1,229	615		1,844
2) Pipeline and/or transfer lines			4,279		4,279
3) Metering skid			2,064		2,064
Subtotal	-	1,229	6,958	-	8,187
E CIVIL JOBS					
1) Camp construction					-
2) Construction of clusters' locations and roads		13,143	13,257		26,400
3) Module / Adm. Areas / Workshops					-
Subtotal	-	13,143	13,257	-	26,400
F PROTECCION MEDIO AMBIENTE					
1) Environmental licenses and monitoring, 1% law	460	285	206	-	951
Subtotal	460	285	206	-	951
G SPECIAL STUDIES					
1) Basic and detailed engineering	1,297	803			2,100
2) Audit to construction works		418	530	94	1,042
3) Cores survey					-
4) Reservoirs survey					-
Subtotal	1,297	1,221	530	94	3,142
H OTHER ASSETS					
1) Lands purchase	4,000	11,685			15,685
Subtotal	4,000	11,685	-	-	15,685
SUBTOTAL CAPEX	5,757	62,947	95,695	5,724	170,123
SUBTOTAL COSTOS DE INVERSION CON FLUCTUACION	5,757	62,947	95,695	5,724	170,123
100% OVERHEAD	576	6,295	9,570	572	17,012
TOTAL NARE CAPEX - BUFFER MORICHE FIELD - DEVELOPMENT	6,333	69,241	105,265	6,296	187,135

Las principales diferencias entre los presupuestos del caso sin vapor y con vapor, están incluidos en las facilidades de producción que de 86.116 MMUS\$ pasa a 115.758 MMUS\$, por un monto de 29.642 MMUS\$ en los cuales se destacan la generación con vapor, sistemas de tratamiento de agua industrial y residual, y líneas de inyección de vapor y producción en caliente.

4.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Son todos los gastos que se requieren para poder producir los pozos independientes del escenario en que se encuentra.

4.3.1 Gastos Fijos:

Personal directo: En general, se planea la contratación de personal directo en las áreas administrativa, operativa y de producción (empleados de rol diario: operadores de crudo, de despacho de crudo, para el caso en caliente de generación de vapor, recorredores de producción, un capataz de campo y un capataz de servicio) y empleados de rol mensual (jefe de campo, jefe de producción e ingenieros de producción), de mantenimiento (para dirección de mantenimiento, supervisión y operaciones de mantenimiento), y de seguridad industrial y medio ambiente. La operación en caliente es más costosa que la operación en frío requiriendo mayor personal.

Gastos administrativos: En este renglón se han incluido los gastos de contratos administrativos tales como comunicaciones, catering (arreglo de edificaciones, alimentación, lavandería, etc.) seguridad y vigilancia, transporte terrestre, aéreo y fluvial de personal. Así mismo, se incluyen otros gastos administrativos como entrenamiento, papelería y elementos de oficina, suministros para servicios generales, asesoría jurídica, otros servicios profesionales (personal para toma

inventarios, por ejemplo), mantenimiento y reparación a instalaciones locativas, alquiler de vehículos, reparaciones y suministros para sistemas y computadores.

Seguros y otros: Se han incluido los gastos relativos a seguros (en moneda local y en el exterior), gastos financieros, auditoría externa, contribuciones y donaciones y elementos de seguridad industrial y manejo ambiental tales como cumplimientos ante entidades ambientales, interventoría ambiental, elementos de seguridad y protección, mantenimiento y reparación de equipos contra incendio y de seguridad industrial, prevención y atención de daños ambientales, monitoreos ambientales y estudios y trámites ambientales.

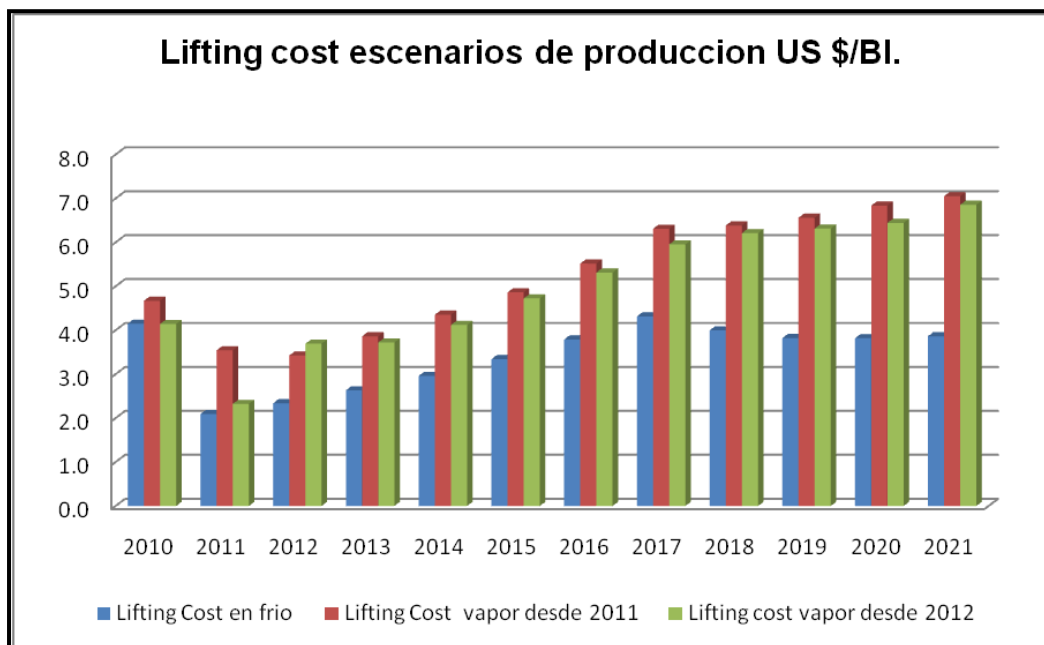
4.3.4 Gastos Variables. Para este tipo de gastos se consideraron aquellos desembolsos que varían según el número de pozos activos y según el volumen de producción de crudo, agua residual y agua industrial para generación de vapor en el caso de producción en caliente, y sin generación en el caso de producción en frío. De dichos costos, el relacionado con el suministro y transporte de gas natural para la generación de vapor es el de mayor impacto en el costo operacional y debe considerarse de manera especial debido a su importancia sobre la producción.

Aunque los pozos producen gas asociado, en el flujo de caja se ha asumido que la totalidad del gas natural se adquiere a proveedores externos.

Dentro de los gastos variables de mayor importancia en el cálculo se tuvieron en cuenta el consumo de gas, costos de químicos, energía eléctrica, consumo de bombas de subsuelo, servicios a pozos, costos operativos, de mantenimiento, de ingeniería, de asistencia a la comunidad, medio ambiente y seguridad industrial, y otros gastos menores.

Con el estimado de Costos fijos y variables, el costo de levantamiento tendría el siguiente comportamiento durante la etapa productiva del proyecto de los dos escenarios analizados serian. Figura 49.

Figura 49. Pronostico de Costos de Levantamiento en Producción en Frio y Caliente Moriche Buffer



Transporte de Crudo

En la presente evaluación financiera se asume que el crudo del Campo Moriche Buffer será transportado a través del Oleoducto Velásquez - Galán hasta el municipio de Barrancabermeja, donde se encuentra la Refinería de Ecopetrol. Se asume un costo de transporte de resolución el costo de transporte por este oleoducto de 1,46 US \$ /Bl para el crudo y US\$ 1, el transporte del diluyente requerido por barril. De esta manera como costo de transporte para la evaluación

2, 5 US \$/Bl., con la suposición más conservadora de un fluido diluyente de la calidad mínima que permita el transporte.

El transporte de crudo durante entre 2010 considera que habrá una producción temprana por carrotanque a medida que se producen los pozos, la cual ha sido considerada en las evaluaciones financieras dentro de los presupuestos de inversiones de desarrollo en el ítem D “Otras facilidades y equipos”, en el concepto “Gastos por Producción Temprana”.

Para los tres casos de producción se consideró una tarifa de 2 US\$/BL, aplicable a la producción del 2010 y el primer semestre del 2011. Si se presentan atrasos en la entrada de las facilidades de producción que obliguen a un mayor período de transporte por carrotanque a partir de Julio 2011, este costo sería pagado como gasto por las partes, equivalente a sus derechos de producción.

Costos de Abandono

Para la evaluación de costos de abandono se tomo como referencia la información histórica del campo Teca tanto en sus pasivos como en abandono de pozos.

Tabla 18. Tablas de costos de abandono en Campo Teca

1. Pasivos Teca

	COL\$ Millones	TRM	US\$ Miles
Pasivos laborales	10,274	2,300	4,467
Plan de remediación ambiental	1,580	2,300	687
Plan manejo de invasiones	525	2,300	228
Pasivos sociales	107	2,300	47
Gastos administrativos	1,085	2,300	472
Total	13,571		5,900

Total de Pozos	319
Costo por Pozo, US\$	18,497

2. Abandono de Pozos Teca

Pozos abandonados	24
Pozos por abandonar	
Alto BSW	59
Bajo potencial	6
Inyectores piloto	12
Inyectores	4
Productores	214
Total	319

Total de pozos abandono	101
Costo por Pozo, US\$	19,763

Como existen diferencias en tecnología e impacto de medio ambiente dado que Teca fue desarrollado con localizaciones por pozo, y en Moriche Buffer y nuevos desarrollos desde una misma localización se perforan varios pozos se realizó un ajuste para el caso de Moriche Buffer que se presenta a continuación:

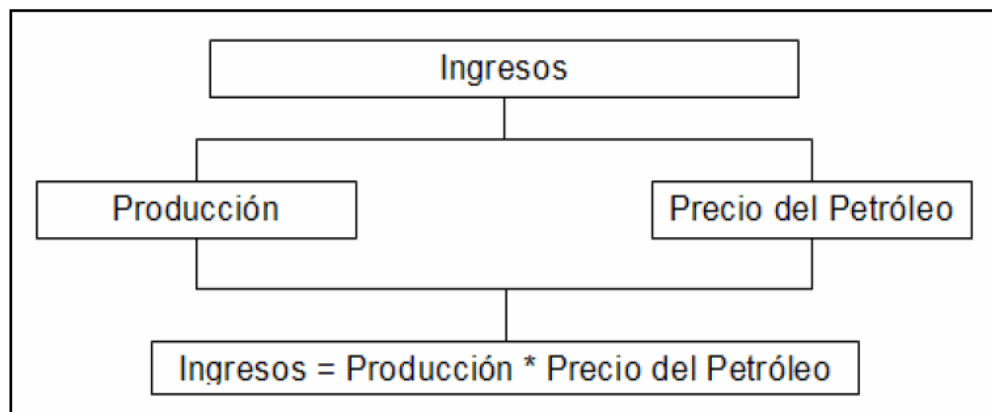
Tabla 19. Tabla de costo de abandono en Moriche

Pozos exploratorios	17
Pozos inyectores	3
Pozos verticales	286
Total	306
Total Pasivos por pozo, US\$	18,497
Total Pasivos, miles de US\$	5,660
Para abandono se estima con base en la relación de pozos de Teca y con condiciones de localización y desarrollo diferente	
Abandono	97
Productores y otros	209
Total	306
Total Abandono por pozo, US\$	9,881
Total Abandono, miles de US\$	957
Total pasivos, miles de US\$	6,617
Distribuido en 5 años, miles de US\$	1,323
Estos pasivos fueron modelados en los últimos 5 años de la evaluación, desde el año 2017 al 2021.	

4.4 PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

4.4.1 Ingresos. En un proyecto petrolero los ingresos provienen directamente de la venta de crudo, la cual es determinada por la producción del campo y el precio del petróleo. La producción, se evalúa mediante simulación numérica o por los métodos analíticos existentes para inyección de vapor; y el precio del petróleo puede predecir por métodos estadísticos o por simulación gaussiana.

Figura 50. Cálculo de ingresos



4.4.2 Predicción de la Producción por Escenarios. Existen diferentes métodos para predecir la producción que se tendrá al implementar un proyecto de inyección de vapor. Entre estos se tiene los modelos analíticos y la simulación numérica.

Dentro de los modelos analíticos para la predicción de la producción proceso de inyección cíclica, se pueden encontrar los siguientes:

- Boberg- Lantz
- Seba-Perry
- Gontijo-Aziz

Pronostico Desarrollo Producción en Frío.

Los pronósticos de producción de fluidos relacionados con esta estrategia de desarrollo se fundamentan en las siguientes consideraciones:

- La perforación de 286 pozos convencionales (verticales y desviados), con desviaciones en el rango de 20 a 50 grados, con objetivos de producción en Zona B. Considera adicionalmente el aporte de producción de 12 pozos exploratorios existentes a la fecha.
- Disponibilidad de 10 taladros de tipo convencional, para adelantar la campaña de perforación; 147 pozos durante el 2010 y 139 en el 2011.
- Se dará inicio a la perforación en el mes de Abril/2010 y los primeros pozos empezarán a producir a partir de Mayo del mismo año.
- Se establecieron cuatro modelos de pozos, dependiendo de sus espesores netos productivos (net pay), ubicación en el Área Buffer (Sector Norte o Sector Sur). Los caudales iniciales de estos tipos de pozos son:
 - **Pozo Tipo 1:** sector norte con “pay” menor a 80 pies: 40 BOPD
 - **Pozo Tipo 2:** sector sur con “pay” menor a 80 pies: 40 BOPD
 - **Pozo Tipo 3:** sector norte con “pay” mayor a 80 pies: 65 BOPD
 - **Pozo Tipo 4:** sector sur con “pay” mayor a 80 pies: 65 BOPD
- Dependiendo del tipo de pozo se manejaron diferentes tasas de declinación, a lo largo del proyecto, obtenidas a partir de simulación numérica, :

Tabla 20. Tasas de Declinación Pozos tipo - Área Moriche Buffer.

Pozo Tipo	Declinación Efectiva Anual, % (e.a)		
	0 - 1 Año	1 - 8 Años	8 - 12 Años
1	5	6.9	16.7
2	12.5	8.3	14.8
3	30.7	6.5	16.7
4	32.3	9.4	16.7

- Los pozos producirán durante todo el tiempo bajo condiciones de producción en frío, hasta que el límite económico del proyecto.

En la Figura 51, Figura 52, Figura 53 y Figura 54, se presenta el comportamiento de producción diaria de aceite y aceite acumulado para cada uno de los pozos tipo que se tuvieron en cuenta en la realización del pronóstico para el Área Moriche Buffer bajo condiciones de producción en frío.

Figura 51. Pronóstico de Producción pozo tipo 1 sector norte – net pay < 80 pies

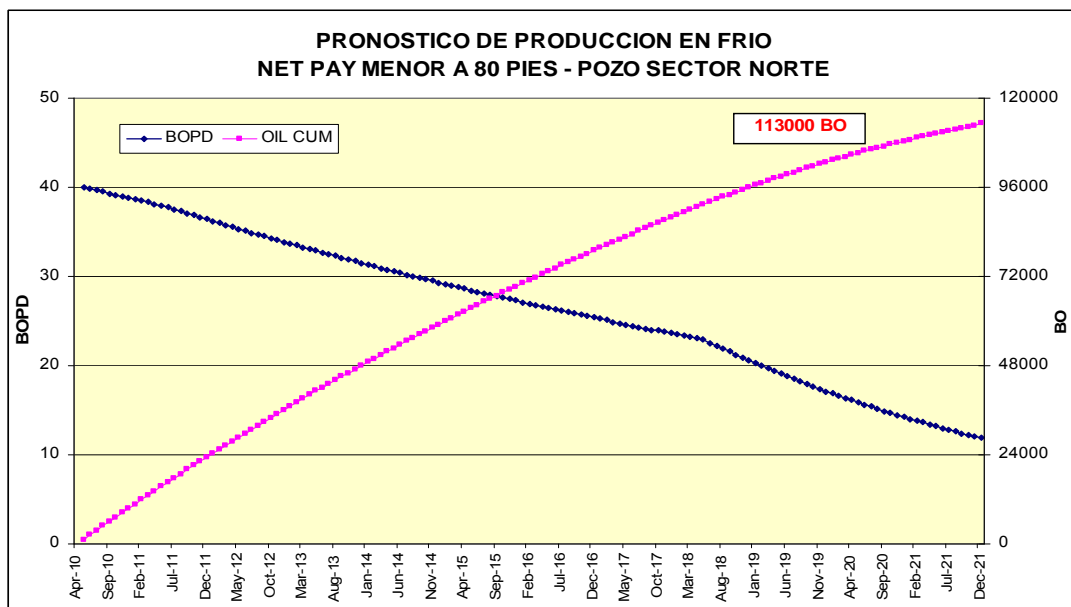


Figura 52. Pronóstico de Producción pozo tipo 2 sector sur – net pay < 80 pies.

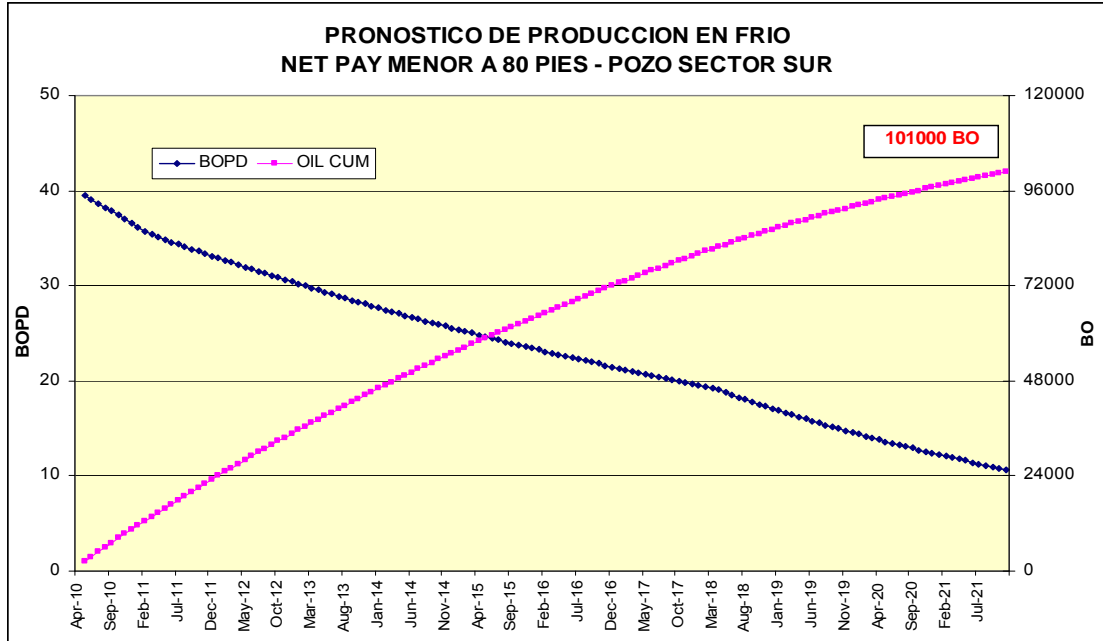


Figura 53.- Pronóstico de Producción pozo tipo 3 sector norte – net pay > 80 pies.

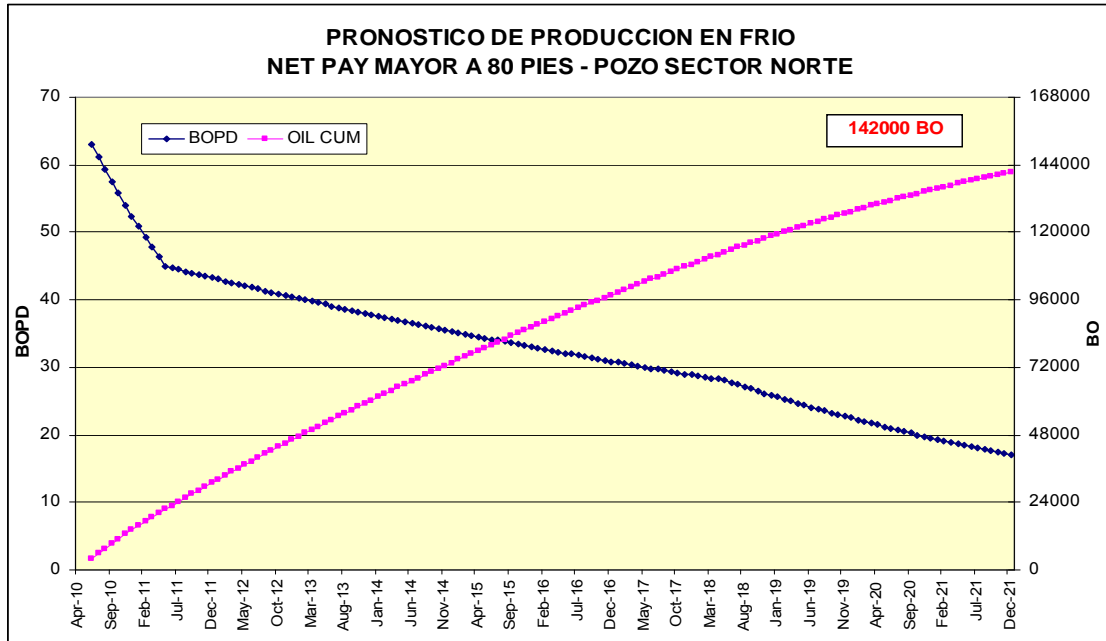
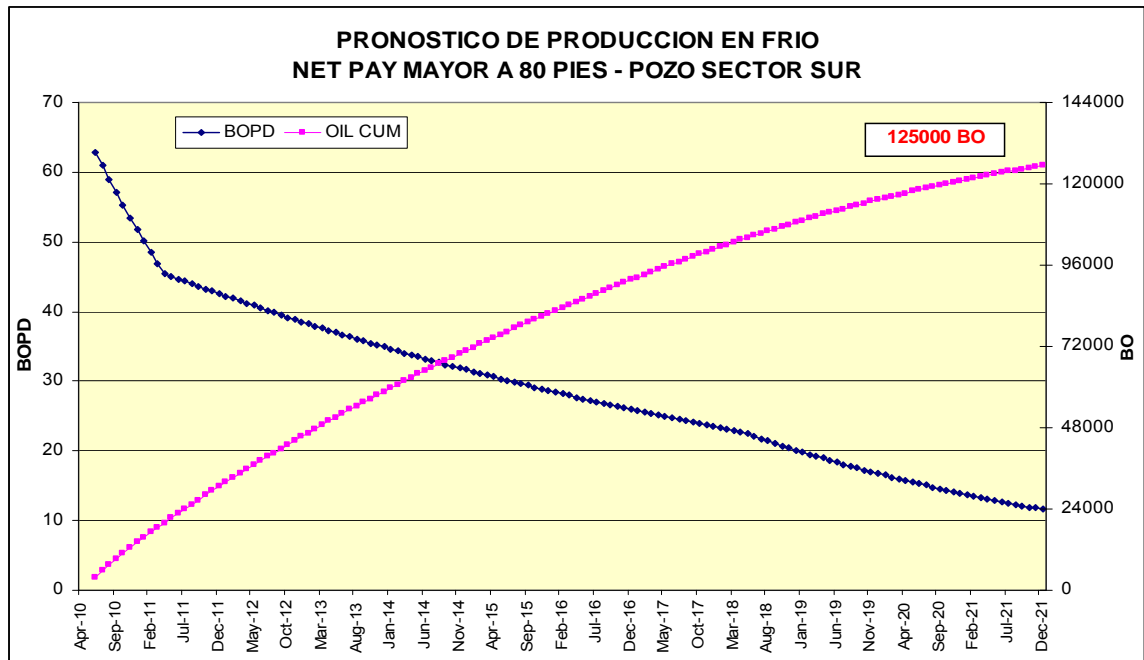


Figura 54.- Pronóstico de Producción pozo tipo 4 sector sur – net pay > 80 pies.



En la Tabla 21 se presentan los resultados de producción promedio diaria de aceite por año para cada uno de los pozos tipo (en frío). Se observa que los mayores caudales promedio por año de producción diaria de aceite se presentan en los pozos ubicados en el sector norte con net pay por encima de los 80 pies (pozo tipo 3) y los menores en los pozos del sector sur con valores de net pay inferiores a los 80 pies (pozos tipo 2).

Tabla 21. Resultados Pronostico de Producción Pozo tipo frío. Área Moriche Buffer.

PROMEDIO ANUAL BOPD				
AÑO	TIPO DE POZO			
	1	2	3	4
2010	39	38	59	58
2011	38	35	46	45
2012	35	32	42	40
2013	33	29	39	37
2014	30	27	36	33
2015	28	25	34	30
2016	26	23	32	27
2017	24	21	30	25
2018	22	19	27	22
2019	19	16	24	18
2020	16	14	21	15
2021	13	12	18	13

Los supuestos y características establecidas en cada uno de los tipos de pozo que se tuvieron en cuenta para la realización del pronóstico de producción en frío del Área Moriche Buffer, al igual que el aceite acumulado que se estima recuperar al 2021 dependiendo del tipo de pozo, se presenta en la Tabla 22.

Tabla 22. Características Pozos Tipo Área Moriche Buffer.

Característica	TIPOS DE POZO			
	1	2	3	4
Net Pay (ft)	< 80	< 80	> 80	> 80
K (md)	600	300	600	400
μ (cp)	400	300	400	300
Caudal Inicial (BOP)	40	40	65	65
Ubicacion	Norte	Sur	Norte	Sur
Aceite Acumulado (BLS)	113000	101000	142000	125000

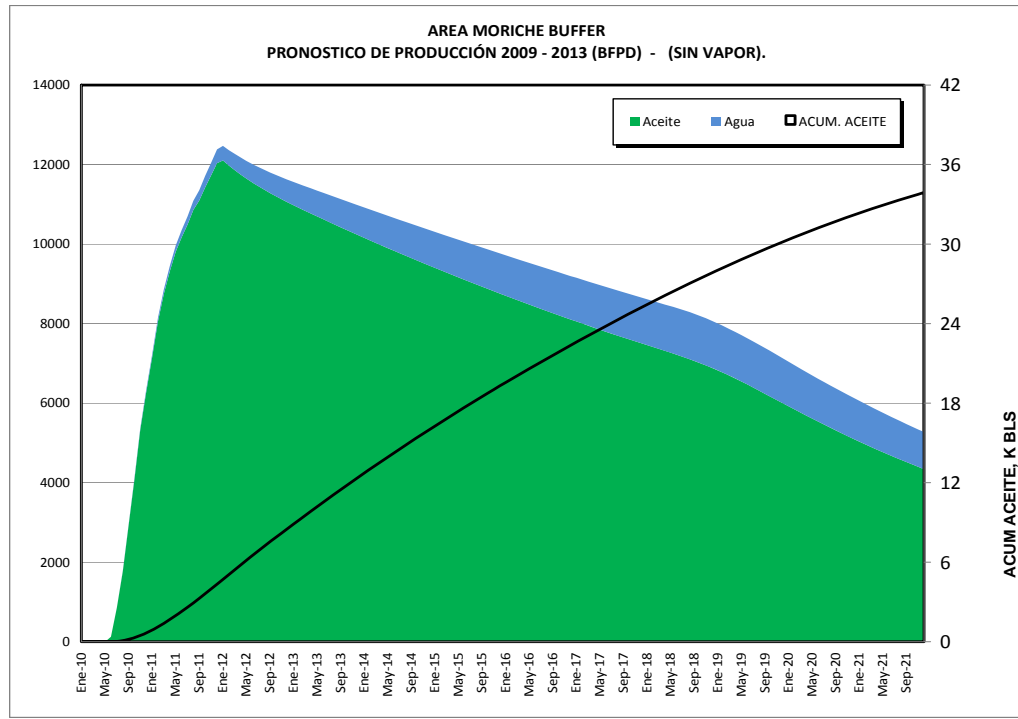
En la Tabla 23 y Figura 55 se presenta el resumen de los resultados de producción de fluidos por año (bajo condiciones de producción en frío) para el Área Moriche Buffer. De acuerdo con esto, se observa que el máximo caudal promedio por año de producción diaria de aceite será del orden de 11535 BOPD en el año 2012, con una recuperación de petróleo al final del 2021 de aproximadamente 33.9 MMBIs, equivalente a un factor de recobro del 13.2% con respecto al OOIP de 257 MMBIs.

El pronóstico de producción de agua, se realizó teniendo en cuenta el comportamiento histórico de campos del área. De acuerdo con esto, el máximo caudal diario promedio por año será del orden de 1170 BPD en el 2018 y terminando el 2021 con un BSW del 20%.

Tabla 23. Pronostico de Producción en Frío – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)

AREA MORICHE BUFFER EN FRIO PROMEDIO ANUAL PRONOSTICO DE PRODUCCION (B/D)			
PROMEDIO ANUAL B/D			
AÑO	OIL	AGUA	TOTAL FLUIDOS
2010	1783	14	1798
2011	10079	198	10278
2012	11535	472	12006
2013	10597	671	11268
2014	9808	833	10641
2015	9078	959	10037
2016	8403	1056	9459
2017	7779	1126	8905
2018	7190	1172	8362
2019	6427	1157	7584
2020	5505	1076	6582
2021	4681	978	5658

Figura 55. Pronóstico de Producción de Fluidos en Frío - Área Moriche Buffer (Área bajo Plan de Desarrollo actual)



Pronóstico Desarrollo Producción en Caliente.

Para elaborar los pronósticos de producción en caliente, se manejaron dos escenarios con el fin de manejar las incertidumbres asociadas con la disponibilidad oportuna de las facilidades de producción e inyección, así como las posibles soluciones para la evacuación de los fluidos producidos en el área.

Uno de los escenarios en caliente contempla la producción en frío durante un año aproximadamente, antes de iniciarse el proceso de estimulación de los pozos. El segundo escenario en caliente considera que el Área Buffer estará en producción en frío durante los dos primeros años, antes de ser estimulado los pozos con

vapor. Los pronósticos de producción de fluidos relacionados con estas estrategias de desarrollo se fundamentan en las siguientes consideraciones:

Escenario Caliente – Primer año en Frío.

- 286 pozos convencionales (verticales y desviados), con ángulos de desviaciones en el rango de 20 a 50 grados, con objetivos de producción en Zona B.
- Disponibilidad de 10 taladros de tipo convencional, para adelantar la campaña de perforación; 147 pozos durante el 2010 y 139 pozos durante el 2011.
- Se dará inicio a la perforación en el mes de Abril/2010. Los primeros pozos empezaran a producir a partir de Mayo del mismo año.
- La estimulación con vapor se iniciará en el mes de Enero/2011.
- Los pozos se estimularan por primera vez después de 7 a 8 meses de producción en frío en el caso de los primeros pozos perforados. Se proyecta que las facilidades de inyección estarán disponibles a finales del 2010 (los generadores de vapor llegarán a finales del 2010). Para los pozos perforados al final de la campaña 2011, el tiempo de producción en frío podrá reducirse.
- Días de inyección: 7 a 10 días. Remojo de 2 a 3 días. Tiempo de producción: 8 meses aproximadamente.
- Calidad del vapor en fondo de pozo: 70%.
- Vapor inyectado entre 30 – 40 MMBTU/pie de espesor neto petrolífero.
- Se estimaron 15 ciclos de inyección de vapor por pozo.
- 32 estimulaciones por mes, para un promedio anual de 382 estimulaciones.
- Cantidad de calor inyectado por ciclo: 3000 MMBTU promedio por pozo, que variará dependiendo del espesor neto petrolífero de cada pozo.
- Se establecieron modelos de pozo, dependiendo de sus espesores productivos. Los caudales iniciales en caliente de estos tipos de pozos son:
- Pozo Tipo 1: net pay menor a 80 pies: 88 BOPD.

Pozo Tipo 2: net pay menor a 80 pies: 135 BOPD.

- La tasa máxima producción por pozo, después de la primera estimulación y las declinaciones durante los 8 meses de duración de cada uno de los ciclos, dependiendo del tipo de pozo fueron obtenidas a partir de resultados de modelos analíticos y simulaciones numéricas. Tabla 24:

Tabla 24. Tasas Declinación y Caudal Caliente Inicial Pozos tipo. Área Moriche Buffer

Pozo Tipo	Declinación Efectiva Annual, % (e.a)			Caudal Caliente Inicial (BOPD)
	0 - 2 Meses	2-5 Meses	5-8 Meses	
1	29.2	92.8	10	88
2	29.2	92.8	10	135

- La producción de agua se calculó con base en las estadísticas de producción del Campo Nare Sur.
- Los pozos producirán durante todo el tiempo bajo consideraciones de estimulación térmica, hasta que se determine el límite económico del proyecto.

En la Figura 56 y Figura 57 se presenta el comportamiento de producción diaria y aceite acumulado para cada uno de los pozos tipo considerados en la realización del pronóstico para el Área Moriche Buffer bajo condiciones de producción en caliente.

Figura 56. Pronóstico de Producción en caliente - pozo tipo 1 - net pay > 80 pies.

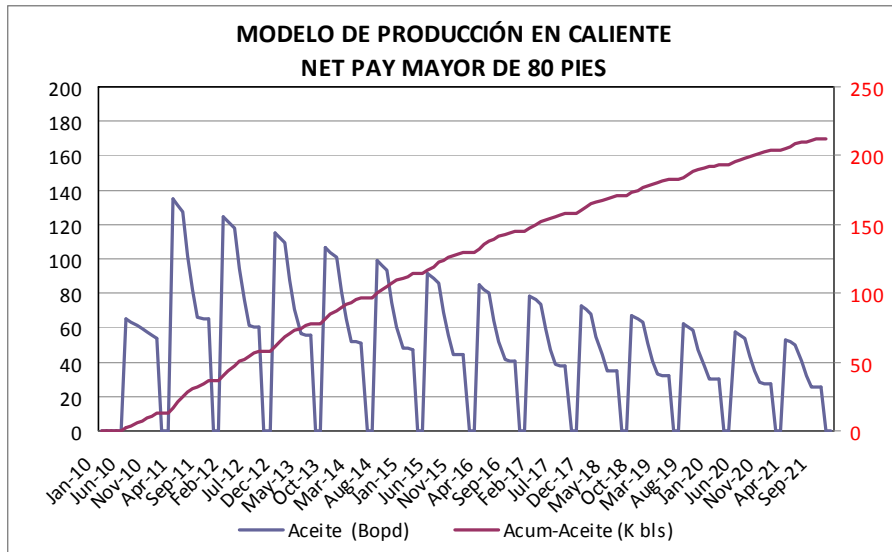
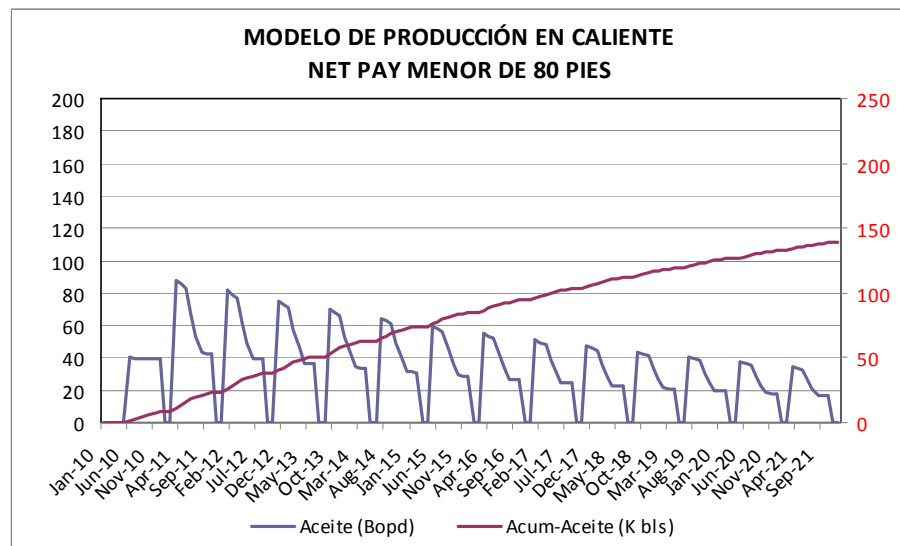


Figura 57. Pronóstico de Producción pozo tipo 2 - net pay < 80 pies.



En la Tabla 25, se presentan los resultados de la producción diaria promedio de aceite por año para cada uno de los pozos tipo. Se observa que los mayores caudales promedio por año de producción diaria de aceite se presentan en los

pozos con net pay por encima de los 80 pies (pozo tipo 2) y los menores en los pozos con valores de net pay inferiores a los 80 pies (pozos tipo 1).

Los supuestos y características establecidas en cada uno de los tipos de pozo que se tuvieron en cuenta para la realización del pronóstico de producción en caliente del Área Moriche Buffer, al igual que el aceite acumulado que se recuperará al 2021 dependiendo del tipo de pozo, se presentan en la Tabla 25.

En la Tabla 27 y Figura 58 se presentan los resultados de producción diaria promedio de fluidos por año (bajo condiciones de producción en caliente) para el Área Moriche Buffer. De acuerdo con esto, se observa que bajo este escenario de producción en caliente, el máximo caudal promedio por año de producción diaria de aceite será del orden de los 17530 BOPD en el año 2012, con una recuperación de petróleo al final del 2021 de aproximadamente 47.4 MMBls, equivalente a un factor de recobro del 18.4% con respecto al OOIP de 257 MMBls.

Tabla 25. Resultados Pronostico de Producción Pozos tipo - Área Moriche Buffer.

PROMEDIO ANUAL BOPD		
AÑO	TIPO DE POZO	
	2	1
2010	52	35
2011	75	42
2012	77	51
2013	65	45
2014	56	38
2015	48	34
2016	47	26
2017	48	32
2018	41	28
2019	35	24
2020	30	21
2021	29	17

Tabla 26. Características Pozos Tipo Área Moriche Buffer.

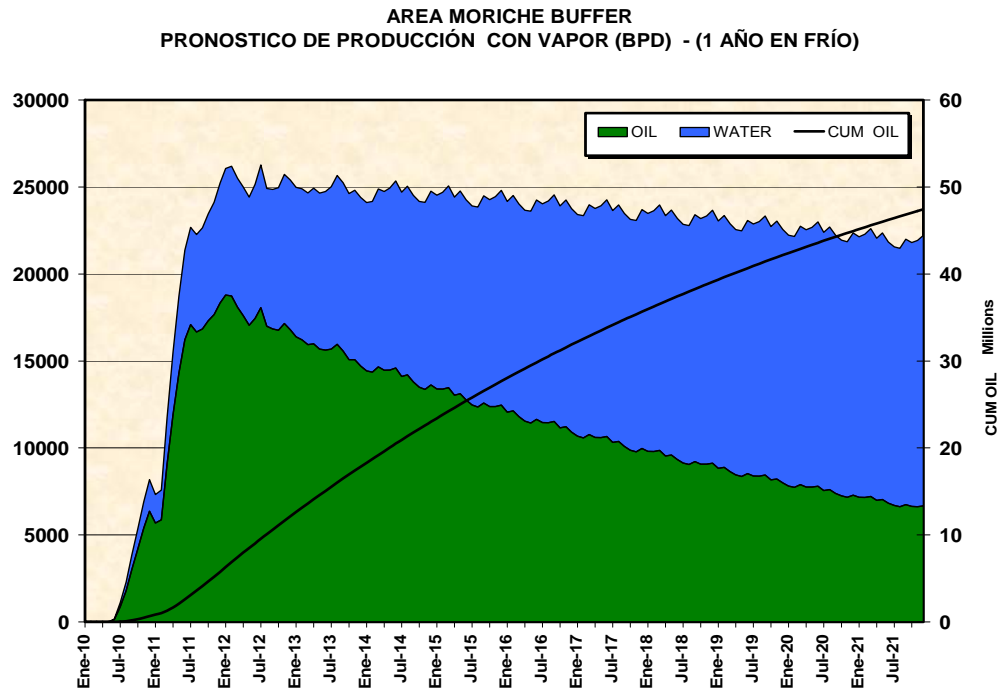
Característica	TIPOS DE POZO	
	1	2
Net Pay (ft)	< 80	> 80
Caudal Inicial Frio (BOP)	40	65
Caudal Inicial Caliente (BOP)	88	135
Aceite Acumulado (BLS)	138800	214000

El pronóstico de producción de agua, se realizó teniendo en cuenta los resultados del comportamiento histórico del Campo Nare Sur. De acuerdo con esto, se obtuvo que el máximo caudal de agua promedio diario por año será del orden de los 15160 BPD con un BSW del 68% al final del 2021.

Tabla 27. Pronostico de Producción en Caliente – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)

AREA MORICHE BUFFER EN CALIENTE PROMEDIO ANUAL PRONOSTICO DE PRODUCCION (B/D)			
PROMEDIO ANUAL B/D			
AÑO	OIL	AGUA	LIQUIDO
2010	1813	507	2320
2011	13915	4637	18552
2012	17528	7846	25374
2013	15656	9227	24884
2014	14131	10494	24626
2015	12812	11649	24462
2016	11524	12556	24080
2017	10355	13290	23645
2018	9381	13998	23379
2019	8437	14479	22916
2020	7581	14821	22402
2021	6862	15161	22023

Figura 58. Pronóstico de Producción de Fluidos en caliente - Área Moriche Buffer (1 año en frío). – Plan de Desarrollo actual.



Escenario Caliente – Primeros 2 años en Frío.

- 286 pozos convencionales (verticales y desviados), con ángulos de desviaciones en el rango de 20 a 50 grados, con objetivos de producción en Zona B.
- Disponibilidad de 10 taladros de tipo convencional, para adelantar la campaña de perforación; 147 pozos durante el 2010 y 139 pozos durante el 2011.
- Se dará inicio a la perforación en el mes de Abril/2010. Los primeros pozos empezaran a producir a partir de Mayo del mismo año.
- La estimulación con vapor se iniciará en el mes de Enero/2011.
- Los primeros pozos se estimularán por primera vez después de 19 meses de producción en frío después de haberse iniciado el proyecto, aproximadamente. Se proyecta que las facilidades de inyección y los problemas de evacuación de

crudos estarán solucionados a finales del 2011. Para los pozos perforados al final de la campaña 2011, el tiempo de producción en frío podrá reducirse.

- Días de inyección: 7 a 10 días. Remojo de 2 a 3 días. Tiempo de producción: 8 meses aproximadamente.
- Calidad del vapor en fondo de pozo: 70%.
- Vapor inyectado entre 30 – 40 MMBTU/pie de espesor neto petrolífero.
- Se estimaron 15 ciclos de inyección de vapor por pozo.
- 32 estimulaciones por mes, para un promedio anual de 382 estimulaciones.
- Cantidad de calor inyectado por ciclo: 3000 MMBTU promedio por pozo, que variará dependiendo del espesor neto petrolífero de cada pozo.
- Se establecieron modelos de pozo, dependiendo de sus espesores productivos. Los caudales iniciales en caliente de estos tipos de pozos son:
Pozo Tipo 1: net pay menor a 80 pies: 88 BOPD.
Pozo Tipo 2: net pay menor a 80 pies: 135 BOPD.
- La tasa máxima producción por pozo, después de la primera estimulación y las declinaciones durante los 8 meses de duración de cada uno de los ciclos, dependiendo del tipo de pozo fueron obtenidas a partir de resultados de modelos analíticos y simulaciones numéricas.
- La producción de agua se calculó con base en las estadísticas de producción del Campo Nare Sur.
- Los pozos producirán durante todo el tiempo bajo consideraciones de estimulación térmica, hasta que se determine el límite económico del proyecto.

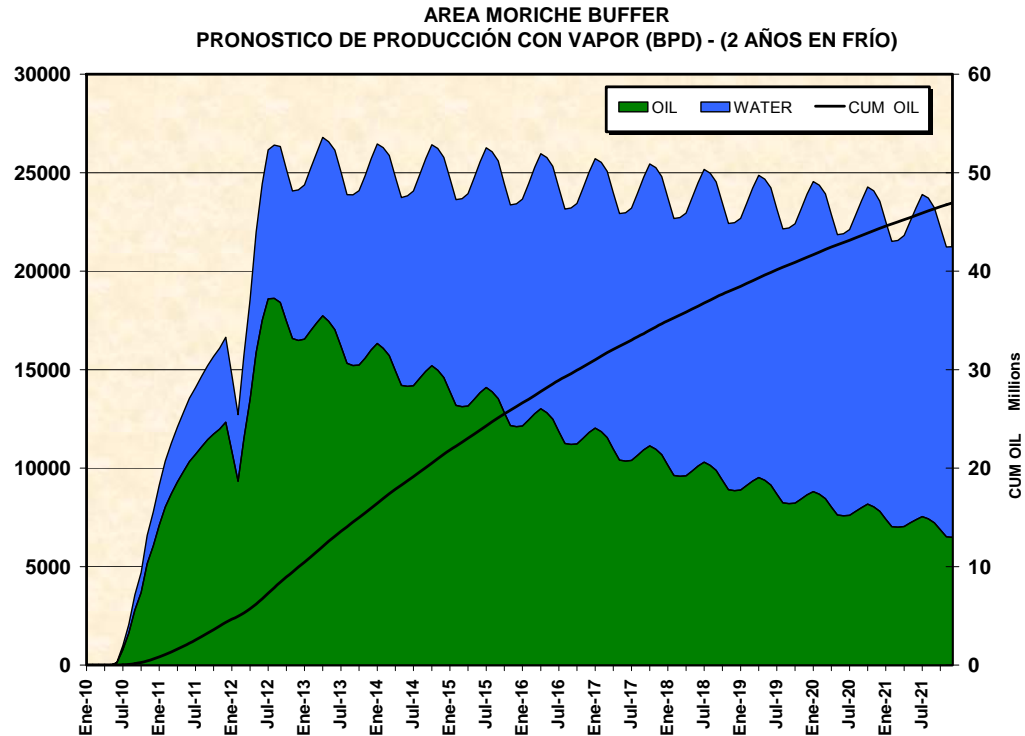
En la Tabla 28 y Figura 59 se presentan los resultados de producción diaria promedia de fluidos por año (bajo condiciones de producción en caliente) para el Área Moriche Buffer. De acuerdo con esto, se observa que bajo este escenario de producción en caliente, el máximo caudal promedio por año de producción diaria de aceite será del orden de los 16390 BOPD en el año 2012, con una

recuperación de petróleo al final del 2021 de aproximadamente 47.0 MMBIs, equivalente a un factor de recobro del 18.3% con respecto al OOIP de 257 MMBIs. El pronóstico de producción de agua, se realizó teniendo en cuenta los resultados del comportamiento histórico del Campo Nare Sur. De acuerdo con esto, se obtuvo que el máximo caudal de agua promedio diario por año será del orden de los 15290 BPD con un BSW del 68% al final del 2021.

Tabla 28. Pronóstico de Producción en Caliente – Área Moriche Buffer. (Plan de Desarrollo actual)

AREA MORICHE BUFFER EN CALIENTE PROMEDIO ANUAL PRONOSTICO DE PRODUCCION (B/D)			
PROMEDIO ANUAL B/D			
AÑO	OIL	AGUA	LIQUIDO
2010	1683	470	2153
2011	10214	3255	13469
2012	15397	6306	21703
2013	16388	8827	25215
2014	14989	10347	25336
2015	13272	11344	24616
2016	12044	12430	24474
2017	10994	13476	24469
2018	9700	13908	23608
2019	8818	14604	23422
2020	8050	15275	23325
2021	7098	15293	22391

Figura 59.- Pronóstico de Producción de Fluidos en caliente - Área Moriche Buffer. (2 años en frío) – Plan de Desarrollo actual.

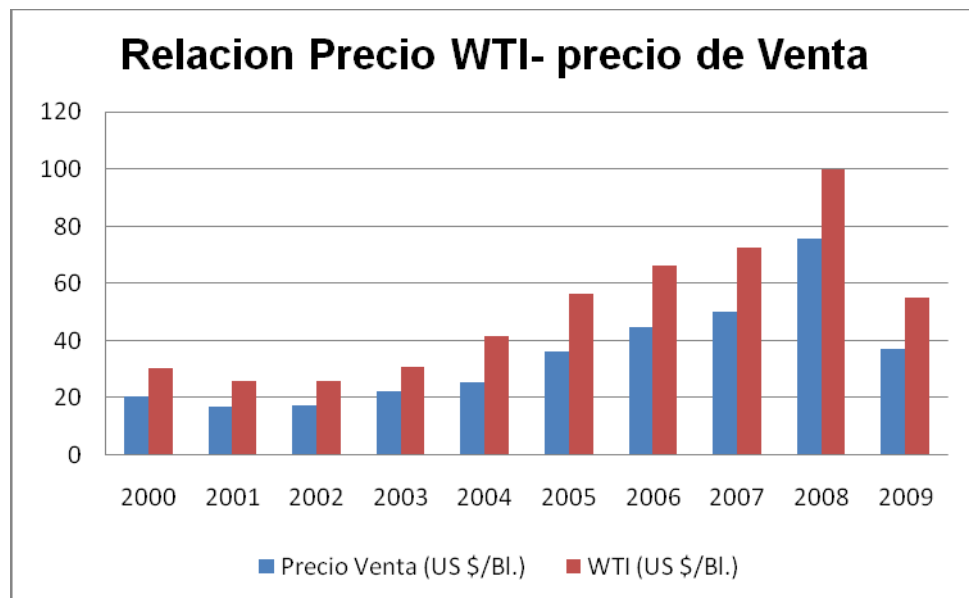


4.4.3 Precio de Crudo. Como parte del Contrato de Asociación Nare, el precio de venta para el crudo a producir en el Campo Moriche, tiene dentro una de sus opciones el precio determinado mediante una cesta de combustóleo, que está regulado por contrato suscrito entre Ecopetrol y Mansarovar y los ajustes correspondientes que se hacen periódicamente, igualmente ventas como parte de la mezcla Vasconia, y ventas locales.

En la Figura 60 se presenta el comportamiento histórico de los precios de venta del crudo de la Asociación Nare y el precio WTI bajo el esquema de liquidación anteriormente descrito. El diferencial entre el precio del WTI y el final de venta de los últimos 10 años y en diferentes evaluaciones tanto de Ecopetrol S.A. como de

Mansarovar Energy Colombia Ltd. (MECL) ha sido en promedio cercano al 70 %, para la evaluación de la comercialidad se estimó un 67 % de valor ajustado por calidad, que es ligeramente inferior al menor valor comercial que se recibe en la actualidad por la venta del crudo, en promedio para la evaluación se considera un precio del orden de 40.47 US \$/Bl.

Figura 60. Comportamiento Real del WTI y precios de venta del crudo-Asociación Nare.



Se tomaron los históricos 2008 y 2009, el mejor estimado 2010 y un precio “flat” de 60 US\$/BL para el WTI durante el 2011 al 2021, afectado por el estimado de ajuste por calidad de un 67 % del valor del WTI.

4.4.4 Regalías. Dado que se contempla una Solicitud de Comercialidad del Campo Moriche y que al Área Moriche le es aplicable el régimen de regalías

escalonadas estipulado en la Ley 756 de 2002, éstas han sido calculadas con base en la siguiente fórmula:

Producción < = a 5000 bopd: Regalías = 6%

Producción > a 5000 bopd: Regalía = $[8 + (\text{producción en miles} - 5) * 0.1] * 0.75$

En la presente evaluación las regalías se estimaron incluyendo en el porcentaje calculado de regalías, el acumulado esperado de producción del campo.

4.4.5 Socios. De acuerdo con los términos del contrato vigente, el esquema de participación en la Asociación Nare correspondiente al 50% ECOPETROL y 50% Mansarovar Energy Colombia Ltda (derechos adquiridos de Omimex de Colombia).

4.4.6 Impuestos:

Renta

El impuesto de renta es de 34% para el 2007 y de 33% para el 2008 en adelante. La ley establece una deducción de 40% sobre las inversiones en activos fijos reales productivos, para este ejercicio no se asume este beneficio por la incertidumbre a futuro del mismo.

Esta deducción potenciará positivamente el proyecto si se mantiene para los años de mayor inversión que son los primeros del proyecto y los que más afectan el Valor Presente Neto del proyecto.

Transporte

Impuesto determinado por el Ministerio de Minas y Energía y pagadero por el cliente del Oleoducto, en este caso Ecopetrol y Mansarovar. Se paga el 6% del valor generado por el transporte de crudo y de diluyente.

4.4.7 Sobrecargo Administrativo. El porcentaje actual del Contrato de Asociación Nare para el sobrecargo administrativo o pago por “overhead” del 10% sobre los gastos o inversiones.

La evaluación se realiza sin el sobrecargo administrativo de las inversiones.

4.5 INDICADORES

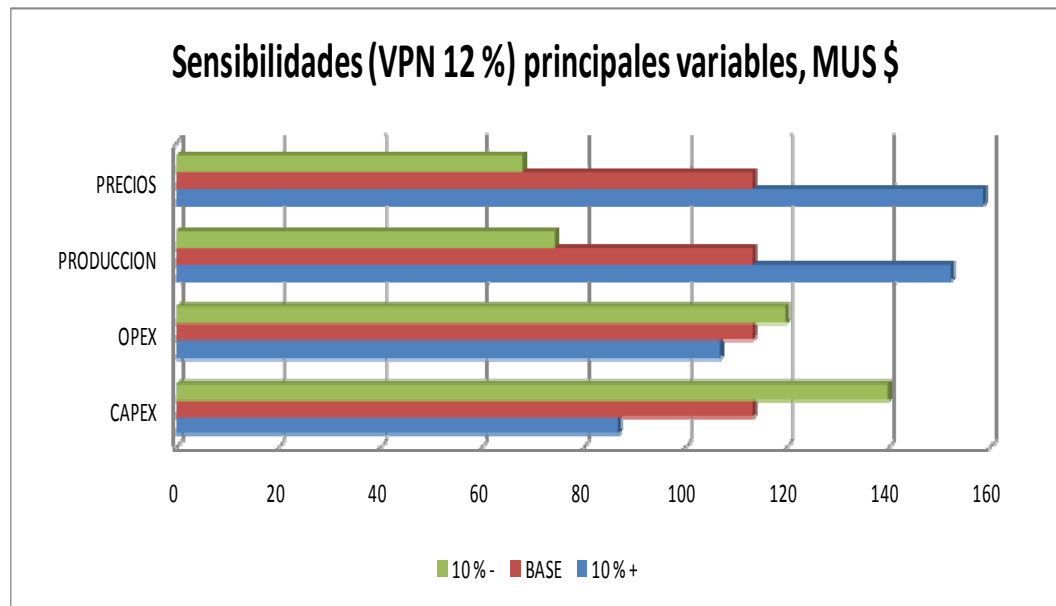
Se evaluó el caso en frío con la perforación de los 147 pozos en el primer año y dos casos en caliente, el primero inyectando vapor al iniciar segundo año de producción en el 2011, el otro caso inyectando vapor al comienzo del tercer año de producción en el 2012.

4.5.1 Resultados Moriche Buffer en Frío. Un resumen de los indicadores financieros para el Plan de Desarrollo bajo condiciones en frío, se presenta a continuación en la Tabla 28 y gráficamente en la Figura 61, en la cual se muestra el análisis de la sensibilidad de cuatro variables principales: CAPEX, OPEX, Precio y producción.

Tabla 29. Resumen de Indicadores Financieros – Escenario en Frío – Moriche Buffer.

Moriche sin estimulación con vapor	
	Valor
VPN(12) BASE MUS \$	113.4
TIR (%)	23.7%
Tiempo de repago (años)	5.88
CAPEX MUS \$	410.93
PRECIO VENTA US \$/BL.	40.47
OPEX (Incluye transporte) US	3.4
PRODUCCION MBLs	33.90
Regalias	Variables Crudo pesado inicia en 6 %.

Figura 61. Indicadores Financieros y Análisis de sensibilidad (Condiciones en Frío).



Sensibilizando las variables mencionadas el VPN (12 %) estimado estaría entre 68 y 158 MMUS\$.

Tabla 30. Resumen del VPN

Moriche sin vapor	Tasas de Descuento		
	12%	10%	8%
VPN BASE MUS \$	113.40	149.11	191.20
TIR (%)	23.7%	23.7%	23.7%
Tiempo de repago (años)	5.88	5.88	5.88

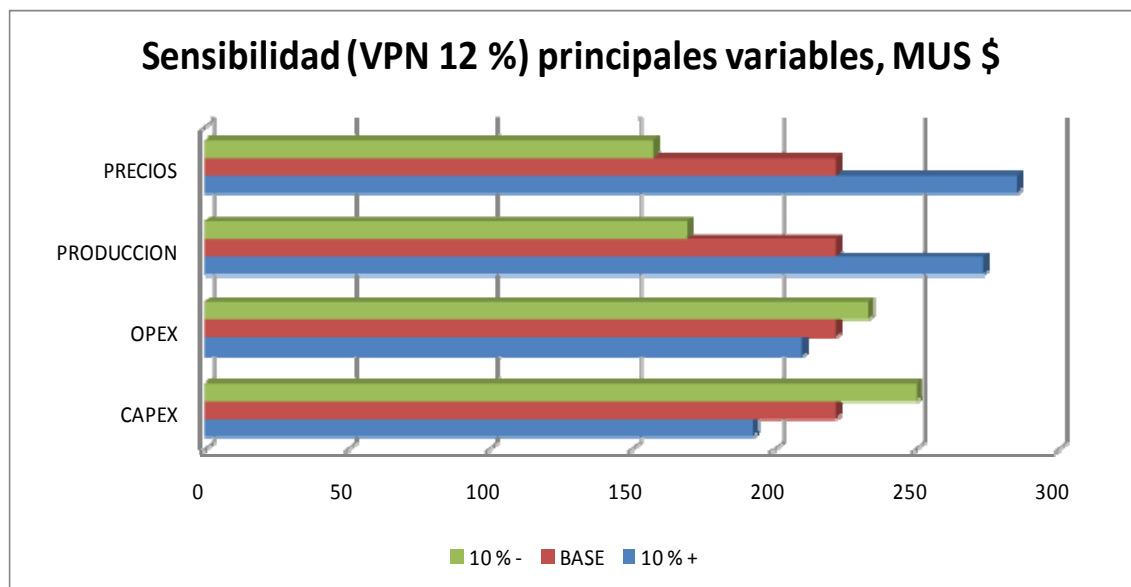
Dependiendo del costo de capital de los proyectos que se considere el VPN se sitúa entre 113.4 y 191.2 MMUS\$.

4.5.2 Moriche Buffer Inyección Vapor – Un Año Frío. El resumen de los indicadores financieros para el Plan de Desarrollo bajo condiciones de producción en caliente, considerando el caso de inicio de la inyección de vapor al cabo de un año de haberse iniciado el proyecto, esto es, en Enero del 2011, se presentan a continuación en la Tabla 31 y gráficamente en la Figura 62, en la que se muestra la sensibilidad del proyecto a cuatro variables principales: CAPEX, OPEX, Precio y producción.

Tabla 31. Indicadores Financieros – Escenario Caliente – Mor. Buffer (Inyección en 2011)

Moriche Caso 1 inyeccion de vapor 2011	
	Valor
VPN(12) BASE MUS \$	221.91
TIR (%)	33%
Tiempo de repago (años)	5.00
CAPEX MUS \$	452.27
PRECIO VENTA US \$/BL.	40.47
OPEX (Incluye transporte) US \$/BI	5,3
PRODUCCION MBLs	47.44
Regalias	Variables Crudo pesado inicia en 6 %.

Figura 62. Indicadores Financieros y análisis de sensibilidad (En Caliente a partir de 2011).



Sensibilizando las variables mencionadas el VPN (12 %) estimado estaría entre 158 y 286 MMUS\$. Consistente con el nivel de reservas a recuperar el escenario en caliente para Moriche Buffer muestra las mejores expectativas económicas.

Tabla 32. Resumen del VPN

Primer año en frío	Tasas de Descuento		
	12%	10%	8%
VPN BASE MUS \$	221,91	268,92	323,94
TIR (%)	33%	33%	33%
Tiempo de repago (años)	5.0	5.0	5.0

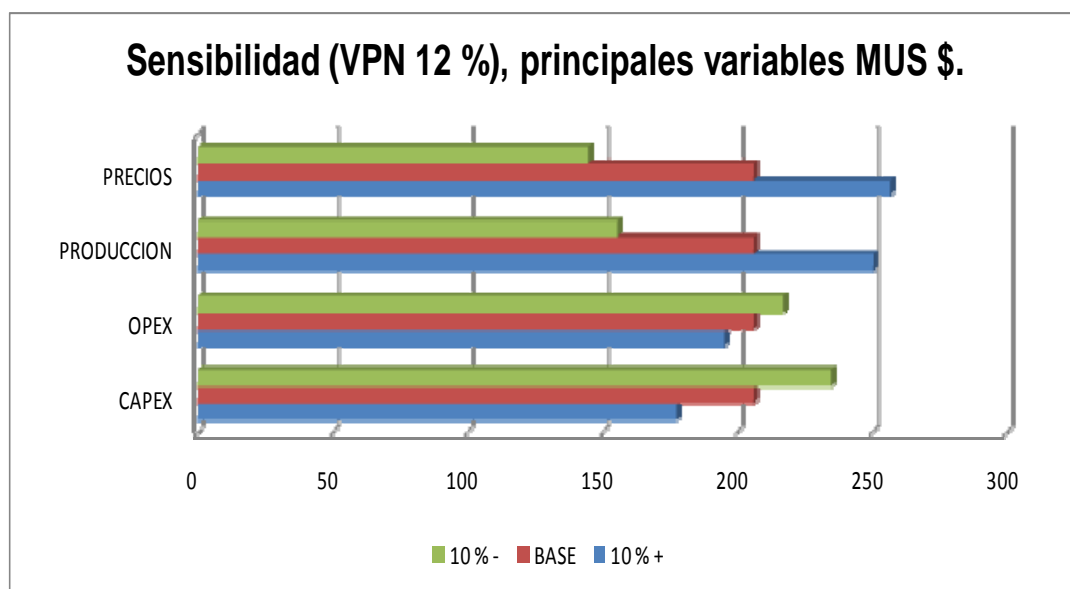
Dependiendo del costo de capital de lo proyecto que se considere el VPN se sitúa entre 221.91 y 323.94 MMUS \$.

4.5.3 Moriche Buffer Inyección de Vapor – 2 Años en Frío. El resumen de los indicadores financieros para el plan desarrollo bajo condiciones en caliente, para el caso de inyección después de dos años de producción en frío en el 2012, se presentan a continuación y gráficamente la sensibilidad de cuatro variables principales: el CAPEX, el OPEX, Precio y producción. Tabla 33 y Figura 63

Tabla 33.- Indicadores Financieros – Escenario Caliente – Mor. Buffer (Inyección - en 2012)

Moriche Buffer con vapor desde 2012	
	Valor
VPN(12) BASE MUS \$	206,429
TIR (%)	30%
Tiempo de repago (años)	5.3
CAPEX MUS \$	452154.9
PRECIO VENTA US \$/BL	40.47
OPEX US \$/BI	4.99
PRODUCCION MBLS	46.96
Regalias Variables Crudo pesado inicia en 6 %.	

Figura 63. Indicadores Financieros y análisis de sensibilidad – (En caliente a partir de 2012)



Sensibilizando las variables mencionadas el VPN (12 %) estimado estaría entre 144.5 y 257 MMUS\$.

Consistente con el nivel de reservas a recuperar el escenario en caliente para Moriche Buffer muestra las mejores expectativas económicas, este escenario es mejor que la producción en frío, un poco menor que el escenario de inyección de vapor a partir del año 2011.

Tabla 34. Resumen del VPN

Primer año en frío	Tasas de Descuento		
	12%	10%	8%
VPN BASE MUS \$	206,42	254.16	310.19
TIR (%)	30%	30%	30%
Tiempo de repago (años)	5.3	5.3	5.3

Dependiendo del costo de capital del proyecto que se considere el VPN se sitúa entre 206.42 y 310.19 MMUS\$.

4.5.4 Resumen. A continuación se presenta un resumen de los principales indicadores financieros de los escenarios evaluados para el campo Moriche Buffer.

Tabla 35. Tabla resumen de indicadores

	VPN (12 %) MUS \$	TIR (%)	Tiempo de pago (años)	Inversiones MUS \$	Lifting Cost US \$/BI	Reservas MBIs
Sin vapor	113.4	23,7	5,88	410.93	3,4	33,9
Con vapor 147 pozos 1er año en frío	221.9	33	4,99	452.27	5,3	47,44
Con vapor 147 pozos 2 años en frío	206.42	30	5,3	452.16	5	46,96

Los escenarios con estimulación con vapor son los de mejores expectativas, en especial cuando se inyecta vapor desde el 2011. Igualmente se aprecia que diferir la inyección de vapor en el plan de explotación tiene un efecto de aproximadamente 15 MUS \$. Se estiman inversiones totales para el caso en frío de 410.93 MMUS\$, para producir 33,9 MMBLS en 12 años, con un costo de 12.12 US\$/BL. Para los dos casos con vapor considerados en la evaluación, se establece que para el primer caso de inyección desde el 2011, las inversiones se estiman en 452,27 MMUS\$, para recuperar 47,44 MMBLS en el mismo periodo de 12 años, costo de inversión de 9.53 US\$/BL.

Para el segundo caso iniciando la inyección de vapor en el 2012, las inversiones estimadas son de 452,16 MMUS\$, para recuperar 46,96 MMBLS en el mismo periodo con un costo por barril de inversión de 9,62 US\$/BL. Con respecto a la producción debida a la inyección con vapor, teniendo en cuenta que el escenario en frío estima recuperar 33,9 MMBLS y la diferencia es lo que se espera recuperar mediante la estimulación para cada caso de los dos escenarios con vapor, en el caso de inyección a partir del 2011, el costo de inversión para generación de vapor

por barril sería de 1,34 US\$/bl. Para el proyecto que inicia la inyección en el 2012 el costo de inversión por barril sería de 1,39 US\$/BL.

Sobre los resultados finales se puede establecer que la razón de US\$ (VPN 12 %)/ US \$ de inversión a realizar en el escenario de producción en frío es de 0.28, mientras que en los casos con vapor, esta misma relación es de 0.49 en el escenario de inyección desde el 2011 y de 0.46 para el caso de inyección a partir del 2012.

Las tasas de retorno de los casos evaluados bajo los supuestos presentados anteriormente, varían entre 23.7% para el caso en frío hasta un 33% en el caso de inyección a partir del 2011, con un caso intermedio de 30% para la inyección de vapor desde el 2012.

5. RIESGOS TÉCNICOS

La opción de la inyección de vapor cíclica para mejorar los niveles de producción implica que se deban tener en cuenta, además del aspecto financiero, variables técnicas y operacionales que si no se manejan de forma adecuada pueden causar que los beneficios que se ganan en petróleo incremental, se pierdan por daños que causa el vapor dentro del pozo y/o yacimiento. A continuación se presentan los principales problemas operacionales que vienen asociados con la inyección de vapor y que se han detectado en otros campos similares y otros que se vislumbra pueden ocurrir basados en los estudios de laboratorio que se ha hecho a la formación productora y el fluido producido. Estos se pueden resumir en dos: Daño en la estructura mecánica del pozo y daño a la formación.

5.1 PRODUCCIÓN DE ARENA Y DAÑO MECÁNICO

Debido a las altas temperaturas y presiones que se maneja cuando se inyectan los pozos, la estructura mecánica del pozo sufre daño acelerado debido a la abrasión que producen los granos de arena que se desprenden de la formación por el arrastre del vapor a altas velocidades en toda la estructura metálica del pozo y del sistema de bombeo artificial.

La producción de arena es uno de los más extensos y costosos problemas asociados en los proyectos de recobro térmico. En cualquier operación, la arena traída desde el yacimiento por los fluidos producidos puede (1) perjudicar la producción por el llenado del pozo, (2) reducir la producción debido al funcionamiento no adecuado de las bombas de subsuelo, (3) requiere reemplazar equipos a causa de la erosión y, (4) requiere costosas operaciones de reacondicionamiento de pozos en casos en que los niveles de arena depositados

dentro del pozo taponan los intervalos productores y en ocasiones más graves, ocurre que la tubería de producción queda atrapada (pegada) dentro del pozo, y se puede perder el mismo.

En campo Jazmín, un campo vecino, donde se aplica de forma masiva la inyección de vapor cíclica, después de 8 años de explotación petrolífera, se tienen graves problemas asociados a la producción de arena, el 90% de los pozos tienen taponado algún intervalo productor, y aproximadamente el 5% de los pozos se ha tenido que cerrar por arenamiento severo.

Esta circunstancia hace que antes de iniciar un proyecto de inyección cíclica de vapor en Moriche se tenga que evaluar las diferentes opciones que hay para controlar y mitigar este problema y evitar así que se presenten de la forma tan frecuente como se ha presentado en Jazmin.

Para contrarrestar este efecto se ha estudiado la posibilidad de mejorar el completamiento de pozos utilizando juntas de expansión que evitan que la dilatación térmica del revestimiento dañe al mismo cuando sus extremos se encuentran fijos. Así mismo otro tipo de mallas para evitar el paso de la arena del yacimiento al pozo, más resistentes.

Todas estas opciones se están evaluando aun y no se ha definido cual o cuales son la más conveniente, sin embargo antes de iniciar la inyección es imperativo haber concluido estos estudios.

5.2 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS Y MIGRACIÓN DE FINOS (DAÑO A LA FORMACIÓN)

Como resultado de los diferentes análisis de núcleos de Zona B (Básicos, SEM, DRX, etc.) realizados en pozos del Área Moriche, se ha determinado la existencia

de materiales arcillosos, tales como: Smectita, Illita y Kaolinita, los cuales pueden afectar en algún momento el proceso de desarrollo (perforación) y explotación del campo, debido al carácter hinchable al contacto con agua dulce especialmente o al carácter migratorio de los otros. En general, se han detectado contenidos arcillosos promedios del orden del 35% (como porcentaje en peso), de los cuales 13.5% como Smectita, 9.8% de Caolinita y 2.5% de Clorita, entre otros. Los efectos negativos del hinchamiento de arcillas o de la migración de estas, es que obstruyen las gargantas de los poros de la roca contenedora del aceite y reducen drásticamente la permeabilidad y por lo tanto la productividad de los pozos de petróleo. Este efecto es el que se llama daño a la formación.

Teniendo en cuenta la factibilidad de la inyección de vapor en el área, se han adelantado algunas pruebas de laboratorio relacionadas con la sensibilidad de la formación a la inyección de agua suavizada, utilizada para la generación del vapor.

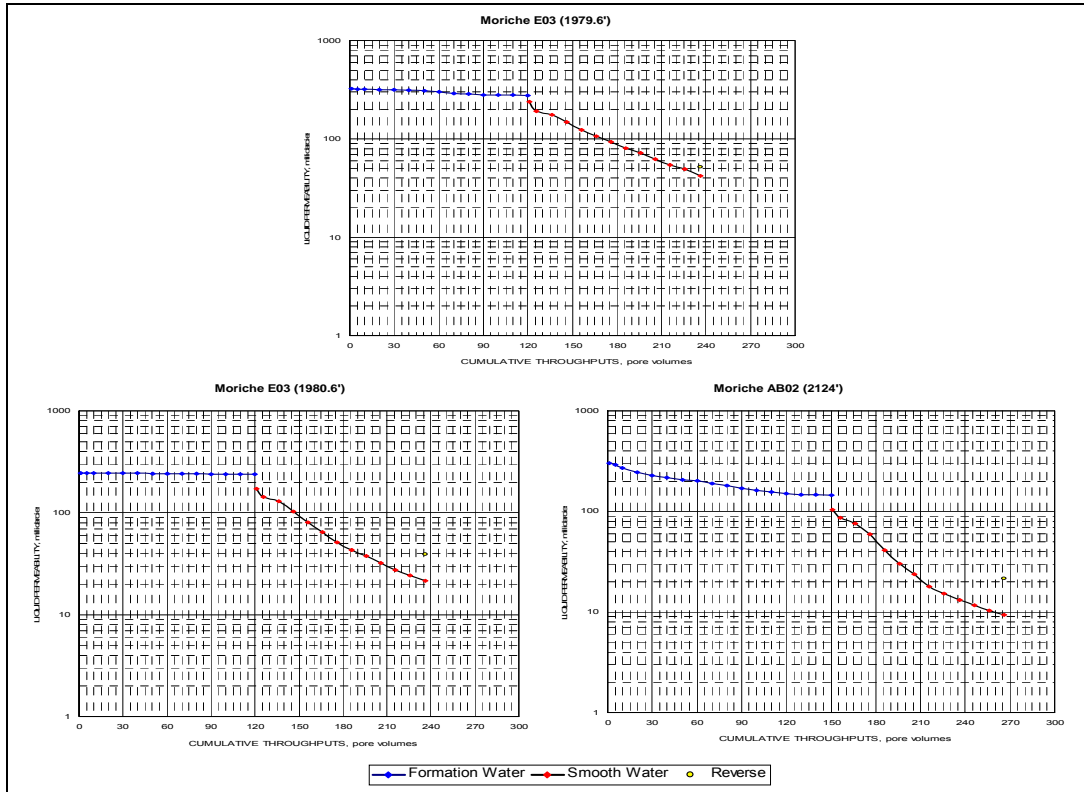
Para tal fin, en una fase inicial, se tomaron 16 muestras de núcleos de los pozos corazonados (Moriche Q02, AB02 y E03) para evaluar sus características petrofísicas de porosidad y permeabilidad, análisis SEM y DRX y de acuerdo con estos resultados, seleccionar muestras representativas para adelantar las mencionadas pruebas de sensibilidad de la formación a los fluidos inyectados. De estas pruebas, algunas se realizaron para:

- Evaluar en frío, el comportamiento de la incompatibilidad de la formación al contacto con el agua suavizada.
- Dependiendo de los resultados anteriores, evaluar el uso de inhibidores de arcillas y determinar concentración óptima del mismo para mitigar el efecto de dicha incompatibilidad.

- Finalmente, determinar las condiciones óptimas de concentración del inhibidor de arcillas para realizar las pruebas de sensibilidad de la formación a fluidos a inyectar en caliente (inyección de vapor).
- Esta selección se realizó tratando de escoger muestras que fueran representativas de los diferentes grados de porosidad y permeabilidad, así como del contenido de arcillas en las zonas de interés petrolífero.

En la Figura 64 se muestran los resultados de la sensibilidad de roca fluido utilizando inicialmente agua de formación y posteriormente agua suavizada. Se observa drástica caída de la permeabilidad una vez se inicia la inyección de agua suavizada.

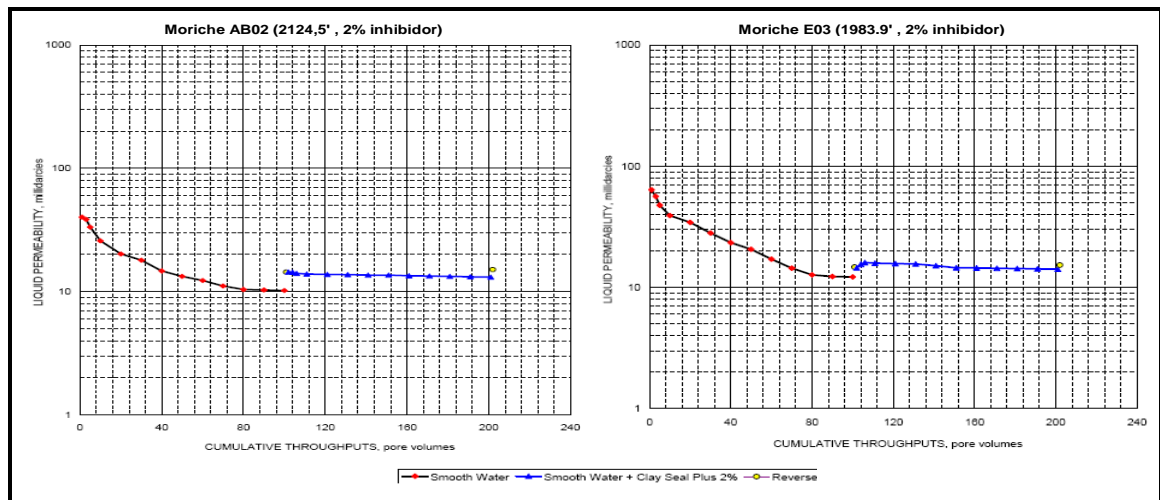
Figura 64. Resultados Sensibilidad Roca Fluido – Campo Moriche



Adicional a las pruebas antes citadas, se seleccionaron 2 nuevas muestras con el fin de realizar la sensibilidad de fluidos utilizando inhibidor de arcillas (solamente agua suavizada) y poder comparar estos comportamientos y determinar la magnitud de los posibles beneficios con el uso del inhibidor. El procedimiento seguido fue el siguiente:

- Saturar las muestras con Agua Suavizada (Determinar permeabilidad al líquido, llevarla hasta 100 Vp y medir cada 10 Vp la permeabilidad).
- Inyectar agua suavizada más Clay Seal Plus al 2%, según volúmenes porosos establecidos.
- Determinar permeabilidad en ambas direcciones.
- Realizar análisis SEM POST después de la inyección de agua suavizada.

Figura 65. Resultado Sensibilidad Roca Fluido – Clay Seal Plus 2%.



Para determinar la sensibilidad de la formación a la Inyección de Vapor, se hicieron unas pruebas que fueron llevadas a cabo en los laboratorios de Core Lab ubicados en Bakersfield (USA).

Se inyectó vapor a una temperatura de 400 °F con una calidad del 70% e inhibidor de arcilla (Clay Seal Plus) hasta alcanzar condiciones de Saturación de Aceite residual (Sor).

Los resultados de los análisis básicos realizados a las muestras después del proceso de la inyección del vapor, señalaron una reducción de las permeabilidades relativas al crudo, variando entre un 2.8% hasta un 24.3% con respecto a las condiciones iniciales antes de la inyección, para una reducción en promedio de 13.4%.

La permeabilidad al aire disminuyó en promedio 67.7% en las muestras que se les realizó la inyección de vapor con Clay Seal Plus al 2% y en 70.1% en las muestras en las cuales se utilizó inhibidor al 4%. Con respecto a la porosidad, esta se redujo en promedio 17.2% en las muestras que se realizó la inyección con Clay Seal Plus al 2% y en 21.3% en las muestras que se utilizó inhibidor al 4%.

La considerable reducción de permeabilidad al aire entre los resultados de los análisis básicos antes y después de la inyección, se debe probablemente a los efectos de compactación durante el proceso de confinamiento; sin embargo, no deben descartarse efectos de la migración de finos (posiblemente caolinita) y el hinchamiento de arcillas (mezcla illite/smectite) durante la inyección de vapor.

De acuerdo con lo anterior, es evidente la necesidad de continuar con pruebas adicionales de laboratorio con otros inhibidores de arcillas con el fin de identificar a aquellos que evaluados técnica y financieramente, reduzcan al máximo posible los daños de formación debido a los procesos térmicos.

CONCLUSIONES

- Antes de iniciar el proyecto de inyección de vapor cíclico es imprescindible definir claramente el plan de acción para contrarrestar y/o mitigar los efectos negativos que tienen que ver con producción de arena, deterioro de la estructura metálica e hinchamiento de arcillas, causados por la inyección de vapor. Adicionalmente, una vez terminados los estudios técnicos, se debe complementar la evaluación financiera incluyendo los costos e inversiones asociadas a las opciones de mitigación.
- Los resultados de las pruebas de producción bajo condiciones en caliente, llevadas a cabo en el Área Moriche (Sector Comercial y Sector Buffer) muestran viabilidad técnico / financiera al desarrollo del Área por estimulación cíclica con vapor.
- El OOIP más probable estimado para la totalidad del área (3773 acres) es de 280 MMBLS de petróleo. Para el área con Plan de Desarrollo actual, el OOIP estimado se encuentra en un rango de 425 MMBLS a 132 MMBLS con un valor más probable de 257 MMBLS. El factor de recobro al 2021 para un escenario en caliente se estimó en 18%, para un escenario de producción en frío se estimó en 13% al 2021.
- Se recobrarán 47.4 MMBLS para el escenario de estimulación con vapor a partir de Enero del 2011, 47 MMBLS para el escenario caliente a partir de Enero del 2012 y 33.9 MMBLS bajo condiciones de producción en frío, determinado por analogía de campos vecinos y corroborado mediante simulación analítica y numérica.

- El plan predice un caudal máximo promedio por año de 17530 BOPD en el 2012 bajo condiciones de producción en caliente a partir de Enero del 2011; de 16390 BOPD en el 2013 bajo el escenario de inyección de vapor a partir de Enero del 2012 y de 11535 BOPD en un escenario de producción en frío en el año 2012.
- Para el desarrollo del proyecto se requiere una inversión de 410.93 MMUS\$ para el escenario de producción en frío, de 452.27 MMUS\$ para el escenario de producción en caliente a partir de Enero de 2011 y de 452.16 MMUS\$ para el escenario de producción en caliente a partir de Enero de 2012. El resumen de los indicadores financieros son: 113.4 MMUS\$ como valor presente neto (VPN) y 23.7% como tasa interna de retorno (TIR) para el escenario de producción en frío; 221.91 MMUS\$ de VPN y 33% de TIR para el escenario de producción en caliente a partir de Enero de 2011; 206.43 MMUS\$ de VPN y 30% de TIR para el escenario de producción en caliente a partir de Enero de 2012.
- Los métodos de evaluación financiera debe ir de la mano con la evaluación técnica, para lograr un buen resultado, ya que cada uno analiza el proyecto desde diferentes puntos de vista, lo cual ocasiona que la respuesta obtenida al evaluarlos por sí solos, pueda generar incertidumbre o un resultado que nos proporciones una visión total del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Se propone inyección cíclica de vapor (“Huff-Puff”) con el fin de reducir la viscosidad del aceite y mejorar las tasas de producción y el factor último de recobro.
- No obstante que los indicadores financieros son más favorables para el caso de inyección de vapor a partir de Enero de 2011, las condiciones operacionales y de evacuación del crudo, sugieren la viabilidad técnico-financiera del escenario de inyección con vapor a partir de Enero de 2012.
- Concluir los estudios técnicos para determinar las mejores técnicas para evitar que los problemas operacionales causados por la inyección de vapor causen daños irreversibles sobre los pozos y la formación. Estas alternativas deben implementarse antes de iniciar los procesos de inyección de vapor cíclico.

BIBLIOGRAFIA

1. S.M. ALI, Farouq. Oil Recovery By steam injection. "Producers publishing company, INC. BOX 372. Braford, Pennsylvania.1970.
2. ADAMS, R. H. and KHAN, A.M.: "cyclic Steam Injection Project Performance analysis and some results of a continuous Steam Displacement Pilot". SPE 1916, 1960.
3. BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of oil Recovery". 1998.
4. BULLINGER, Clarence E. Engineering Economy. Third Edition, Mac Graw hill, Book Company Inc. Tokio, 1958, Chapter 4.
5. BURSELL, C.G. nad PITTMAN, G.M: "Performance of Steam Displacement the Kern River Field". SPE 5017. 1975.
6. COLMENARES, Juan Manuel. Evaluación del yacimiento de las arenas productoras de crudo pesado en el campo Jazmín Valle Medio del Magdalena. Bogotá, 2002, 78p. Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Petróleos.
7. E.R. RANGEL- GERMAN, S. CAMACHO-ROMERO, & W.THEOKRITOFF. Thermal Simulation and Economic Evaluation of Heavy Oil Projects. SPE 10406 – MS (2006).
8. GÓMEZ, GONZALO. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos por inyección Cíclica y continua de Vapor (1989).

9. PÁEZ, Ruth. “Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados”. UIS, 2003.
10. Tesis de Grado: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. “EVALUACION TECNICA DE LAS PÉRDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE PRESENTES EN LOS POZOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR- CAMPO TECA”, 2004.
11. Tesis de Grado: Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. “ANALISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE APLICADO A LA EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE INYECCION DE VAPOR”, 2003.
12. TEXAS PETROLEUM COMPANY, Manual de operación de Tratamiento de agua y generación de vapor. Campo Teca Vol. 1/3.
13. VENECIA, Luís Eduardo. “análisis técnico del recobro mejorado con vapor”. PDVSA, 1999.

ANEXOS

Anexo A. Pozos Exploratorios

Para poder simular los escenarios de producción en frío (sin inyección de vapor) y en caliente (con inyección de vapor) se analiza toda la información de producción disponible hasta el momento obtenida durante la etapa exploratoria que comienza en 1983 y se extiende hasta la fecha. Dicha etapa incluye la puesta en producción y recopilación de pruebas de 23 pozos que se han perforado en el Área Moriche: 19 en el Sector Moriche Buffer y 4 pozos más en el Sector Comercial.

A excepción de los 5 pozos que registraron alto corte de agua (Mor Norte 03, Mor Norte 04, Mor Norte 07, Mor Sur 02 y Mor Sur 04) y de los 2 pozos que han sido abandonados por ausencia de intervalos petrolíferos (Moriche Sur 05 y Moriche Sur 08), en los restantes se ha obtenido atractiva producción de petróleo.

De acuerdo con la información disponible se ha establecido una producción inicial promedio en frío de 40 a 65 BOPD dependiendo del espesor neto petrolífero abierto a producción; las expectativas iniciales en caliente han sido definidas entre 87 a 135 BOPD.

La información y análisis de dicha información se presenta a continuación:

A.1 RESULTADOS DE POZOS EXPLORATORIOS.

En la Tabla A.1, se presenta en resumen datos de producción (prueba oficial de completamiento, producción en frío y caliente, BS&W), zona abierta, Net Pay y el estado actual de todos los pozos exploratorios anteriormente mencionados. Se presenta a más detalle la historia de perforación y realización de pruebas de dichos pozos:

Tabla A-1: Resumen Prueba oficial completamiento pozos Exploratorios

Pozo	Net Pay (TVD)	Prueba Oficial Completamiento				Zona	Estado	Producción Fría		Producción Caliente (1 Ciclo)	
		Fecha	BFPD	BS&W [%]	BOPD			BOPD	BSW %	BOPD	BSW %
Laurel 01	64	2-Dec-83	20	44	11	B	Activo	11	44	N/A	N/A
Moriche 01	69	16-Aug-01	54	5	51	B	Activo	51	5	155	11.2
Balso 01	75	23-Aug-01	20	30	14	B	Activo	18	4.35	14	30
Moriche L 01	42	8-Jan-08	15	0.7	15	B	Activo	15	1.5	67	31
Moriche AA 01	89	22-Feb-08	32	5.8	30	B	Activo	30	1.9	N/A	N/A
Moriche Sur 01	65	30-Jun-07	66	1.8	65	B	Activo	65	1.8	45	25
Moriche Sur 02	N/A	8-Dec-07	60	100	0	B	Cerrado	0	100	N/A	N/A
Moriche Sur 03	75	27-Jan-08	81	2	79	B	Activo	79	2	61	16
Moriche Sur 04	N/A	22-Jun-08	92	44	52	B	Cerrado	52	44	N/A	N/A
Moriche Sur 05	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Abandonado	N/A	N/A	N/A	N/A
Moriche Sur 08	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Abandonado	N/A	N/A	N/A	N/A
Moriche Sur 10	56	30-Mar-09	59	5	56	B	Activo	56	5.08	N/A	N/A
Moriche Sur 11	44	16-Jun-08	27	2	26	B	Activo	26	2	11	5
Moriche Norte 01	63	3-Oct-07	99	0.5	99	B	Activo	84	0.5	148	18
Moriche Norte 02	88	26-May-08	41	11	36	B	Activo	29	11	N/A	N/A
Moriche Norte 03	33	22-Jun-08	24	51	12	B	Activo	13	51	N/A	N/A
Moriche Norte 04	58	10-Jan-08	70	100	0	B	Activo	0	100	N/A	N/A
Moriche Norte 05	95	24-Apr-08	60	1	59	B	Activo	45	1	70	21
Moriche Norte 06	67	19-Apr-08	26	70	8	B	Activo	18	70	N/A	N/A
Moriche Norte 07	61	1-Jan-09	41	68	13	A, B	Activo	13	68	N/A	N/A
Moriche Norte 09	52	21-Mar-09	51	1.9	50	B	Activo	54	1.92	N/A	N/A

A.2 RESULTADOS DE POZOS DE DESARROLLO.

Además de los pozos exploratorios, contiguo a la zona de interés, se ha desarrollado comercialmente una zona perteneciente al mismo yacimiento y que sirve como información de soporte.

A.2.1 Producción en frío pozos convencionales área comercial.

A continuación, se presentan los resultados de la producción en frío y respuesta a la inyección de vapor de los pozos que se han estimulado en el área comercial los cuales fueron completados en Zona B.

En dichas figuras se presentan los resultados de las pruebas oficiales de completamiento de los pozos del sector comercial y del comportamiento de producción en frío de algunos de los diferentes pozos del campo. En general se observa que el BSW para el área comercial se encuentra por debajo de 5% y que la producción en frío promedia de aceite es de 40 a 45 BOPD por pozo.

A.2.2 Producción en caliente pozos convencionales área comercial.

A la fecha (Agosto de 2009), han sido estimulados con vapor en primer ciclo 17 pozos del área comercial.

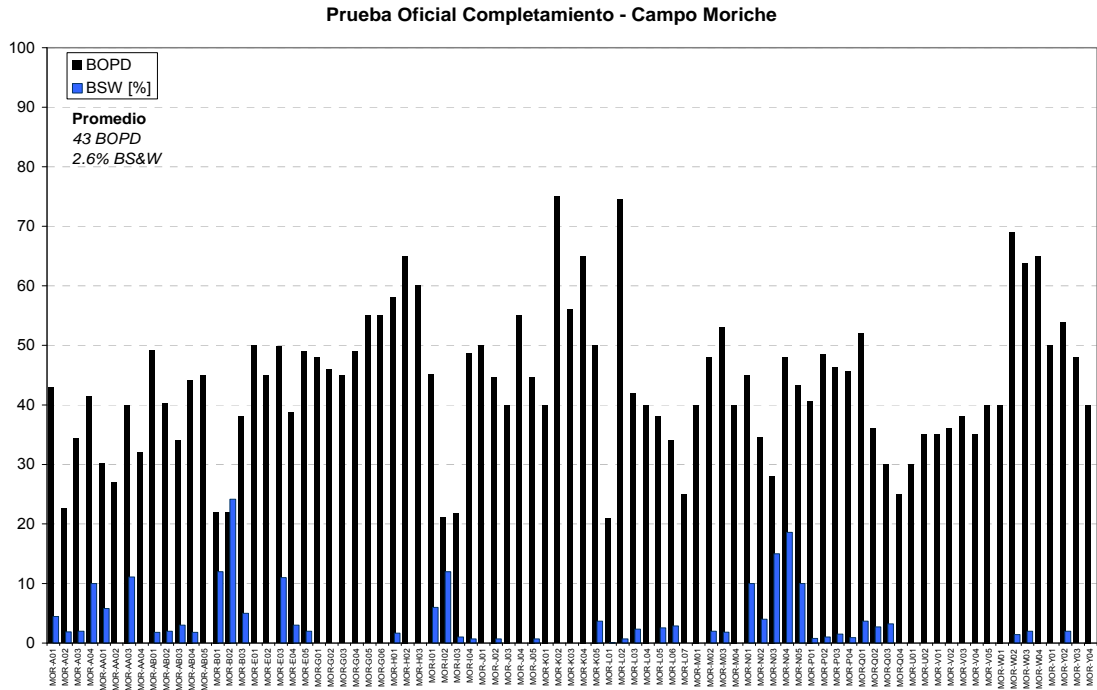
En la **Tabla A.2** se presentan los resultados de producción después de inyección y la relación petróleo vapor acumulada de los pozos del área comercial en primer ciclo.

Tabla A-2: Pruebas oficiales completamiento pozos - Campo Moriche Zona B

POZO	FECHA	BFPD	BSW [%]	BOPD	NET PAY [TVD]	Relación Bbl/Ft
MOR-A01	16-Nov-08	45	4.44	43	35	1.23
MOR-A02	21-Ago-08	23	1.9	23	35	0.64
MOR-A03	03-Dic-08	35	2	34	53	0.65
MOR-A04	21-Sep-08	46	10	41	94	0.44
MOR-AA01	22-Feb-08	32	5.8	30	89	0.34
MOR-AA02	02-Ago-08	27	0	27	41	0.66
MOR-AA03	05-Ago-08	45	11.11	40	54	0.74
MOR-AA04	14-Jul-08	32	0	32	65	0.49
MOR-AB01	03-Dic-08	50	1.8	49	101	0.48
MOR-AB02	15-Sep-08	41	2	40	126	0.32
MOR-AB03	06-Dic-08	35	3	34	66	0.52
MOR-AB04	12-Ago-08	45	1.8	44	50	0.89
MOR-AB05	20-Nov-08	45	0	45	84	0.53
MOR-B01	15-Jul-08	25	12	22	67	0.33
MOR-B02	07-Ago-08	29	24.14	22	14	1.54
MOR-B03	07-Ago-08	40	5	38	33	1.16
MOR-E01	22-Dic-08	50	0	50	44	1.13
MOR-E02	22-Dic-08	45	0	45	144	0.31
MOR-E03	19-Dic-08	56	11	50	121	0.41
MOR-E04	06-Dic-08	40	3	39	79	0.49
MOR-E05	26-Nov-08	50	2	49	68	0.72
MOR-G01	11-Abr-09	48	0	48	108	0.45
MOR-G02	11-Abr-09	46	0	46	90	0.51
MOR-G03	11-Abr-09	45	0	45	99	0.46
MOR-G04	11-Abr-09	49	0	49	73	0.67
MOR-G05	05-May-09	55	0	55	80	0.69
MOR-G06	05-May-09	55	0	55	85	0.65
MOR-H01	11-Abr-09	59	1.67	58	91	0.64
MOR-H02	11-Abr-09	65	0	65	88	0.74
MOR-H03	14-Abr-09	60	0	60	88	0.69
MOR-I01	05-Sep-08	48	6	45	77	0.59
MOR-I02	12-Ago-08	24	12	21	63	0.34
MOR-I03	27-Jul-08	22	1	22	57	0.38
MOR-I04	08-Jul-08	49	0.7	49	53	0.91
MOR-J01	30-Dic-08	50	0	50	60	0.83
MOR-J02	16-Dic-08	45	0.7	45	66	0.68
MOR-J03	15-Dic-08	40	0	40	85	0.47
MOR-J04	14-Dic-08	55	0	55	41	1.34
MOR-J05	10-Dic-08	45	0.7	45	93	0.48
MOR-K01	22-Mar-09	40	0	40	66	0.61
MOR-K02	21-Mar-09	75	0	75	86	0.87
MOR-K03	21-Mar-09	56	0	56	60	0.93

POZO	FECHA	BFPD	BSW [%]	BOPD	NET PAY [TVD]	Relación Bbl/Ft
MOR-K04	22-Mar-09	65	0	65	59	1.10
MOR-K05	22-Mar-09	52	3.7	50	71	0.70
MOR-L01	16-Feb-08	22	0.1	21	42	0.50
MOR-L02	25-Jul-08	75	0.7	74	114	0.65
MOR-L03	27-Oct-08	43	2.33	42	136	0.31
MOR-L04	27-Oct-08	40	0	40	70	0.57
MOR-L05	27-Oct-08	39	2.56	38	52	0.74
MOR-L06	27-Oct-08	35	2.86	34	67	0.51
MOR-L07	30-Ago-08	25	0	25	34	0.74
MOR-M01	06-May-09	40	0	40	100	0.40
MOR-M02	18-Abr-09	49	2	48	65	0.74
MOR-M03	18-Abr-09	54	1.82	53	86	0.61
MOR-M04	24-May-09	40	0	40	81	0.49
MOR-N01	13-Jun-08	50	10	45	64	0.70
MOR-N02	12-Jul-08	36	4	35	63	0.55
MOR-N03	15-Jul-08	33	15	28	55	0.51
MOR-N04	02-Ago-08	59	18.6	48	96	0.50
MOR-N05	02-Jul-08	48	10	43	78	0.55
MOR-P01	16-Sep-08	41	0.8	41	35	1.17
MOR-P02	18-Sep-08	49	1	49	80	0.61
MOR-P03	17-Sep-08	47	1.5	46	73	0.63
MOR-P04	18-Sep-08	46	0.9	46	62	0.74
MOR-Q01	11-Ago-08	54	3.7	52	73	0.71
MOR-Q02	11-Ago-08	37	2.7	36	95	0.38
MOR-Q03	30-Oct-08	31	3.23	30	51	0.59
MOR-Q04	30-Oct-08	25	0	25	55	0.45
MOR-U01	08-May-09	30	0	30	88	0.34
MOR-U02	07-May-09	35	0	35	93	0.38
MOR-V01	17-Mar-09	35	0	35	68	0.51
MOR-V02	18-Mar-09	36	0	36	65	0.55
MOR-V03	18-Mar-09	38	0	38	71	0.53
MOR-V04	18-Abr-09	35	0	35	38	0.92
MOR-V05	19-May-09	40	0	40	72	0.55
MOR-W01	08-Mar-09	40	0	40	54	0.74
MOR-W02	13-Mar-09	70	1.43	69	90	0.77
MOR-W03	10-Mar-09	65	2	64	86	0.74
MOR-W04	11-Mar-09	65	0	65	89	0.73
MOR-Y01	19-Feb-09	50	0	50	91	0.55
MOR-Y02	15-Feb-09	55	2	54	73	0.74
MOR-Y03	19-Feb-09	48	0	48	72	0.66
MOR-Y04	20-Feb-09	40	0	40	90	0.45

Figura A-1: Prueba oficial de completamiento pozos Moriche Comercial

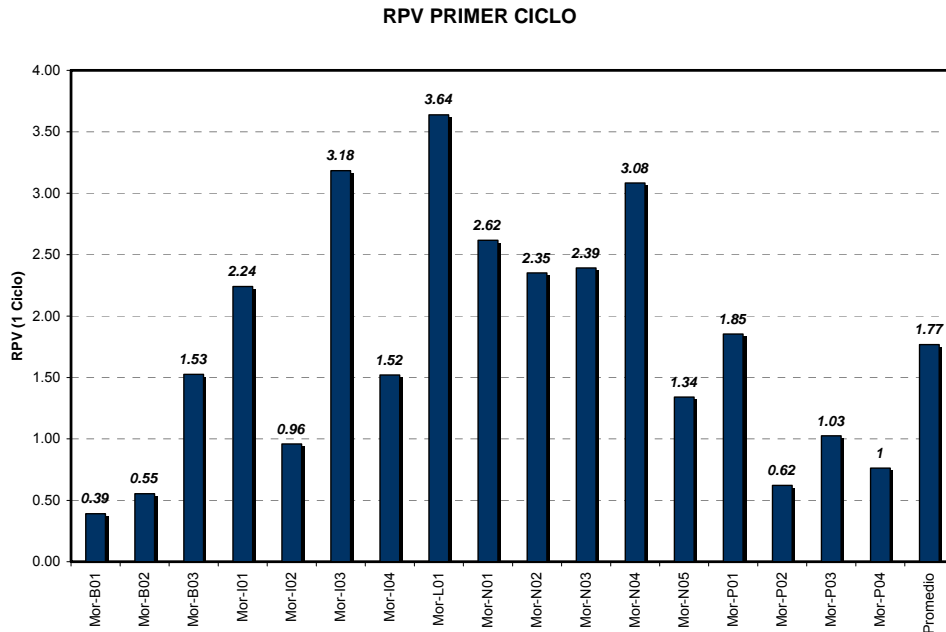


De acuerdo con los resultados de producción obtenidos hasta la fecha en los diferentes pozos exploratorios perforados en el Area Buffer de Moriche, se puede establecer que la producción en frío es del orden de 51 BOPD con 3.2 %BSW, sin tener en cuenta los pozos ubicados sobre el alto de basamento.

Tabla A-3: Producción en caliente, Campo Moriche – Pozos primer ciclo.

Pozo	Ciclo	MMBTU	Incremental Acumulado	RPV Acumulado	Producción Maxima Obtenida
Mor-B01	1	1784	697	0.39	34
Mor-B02	1	1784	988	0.55	48
Mor-B03	1	1698	2590	1.53	50
Mor-I01	1	2633	5900	2.24	105
Mor-I02	1	2052	1968	0.96	75
Mor-I03	1	3256	10364	3.18	112
Mor-I04	1	3286	4998	1.52	94
Mor-L01	1	2799	10183	3.64	78
Mor-N01	1	3322	8694	2.62	102
Mor-N02	1	3322	7813	2.35	112
Mor-N03	1	4165	9956	2.39	91
Mor-N04	1	2995	9235	3.08	100
Mor-N05	1	2779	3724	1.34	96
Mor-P01	1	2712	5028	1.85	112
Mor-P02	1	2744	1704	0.62	101
Mor-P03	1	2747	2816	1.03	113
Mor-P04	1	2727	2079	1	89
Promedio		2753	5220	1.77	89

Figura A-2: RPV primer ciclo – Pozos Moriche Comercial



Como se muestra en la y en la experiencia a la fecha indica que en los pozos del Área Comercial de Moriche que han sido estimulados con vapor se ha inyectado en promedio 2700 MMBTU por ciclo (35 MMBTU/pie) y se obtenido una relación petróleo vapor promedio (RPV) de 1.8 Bls/MMBTU.

Comportamiento de un pozo tipo estimulado con vapor

Para el análisis a la respuesta a la inyección de vapor de un pozo tipo del campo Moriche Comercial se tuvieron en cuenta los pozos probados Mor-B03, Mor-I01, Mor-I03, Mor-I04, Mor-L01, Mor-N01, Mor-N02, Mor-N03, Mor-N04, Mor-N05, Mor-01, Norte 05, Sur 01 y Sur 11. Los pozos Mor B01 y B02 no se tuvieron en cuenta dada su baja respuesta a la estimulación con vapor y los pozos Mor-P01, Mor-P02, Mor-P03, Mor-P04 y Mor-I02 fueron pozos que se inyectaron pero por problemas de restricción en la producción del campo en esos momentos, no se probaron inmediatamente, por lo tanto tampoco se tuvieron en cuenta.

Figura A-2: Comportamiento en frío de pozos de Moriche Comercial – Primer ciclo.

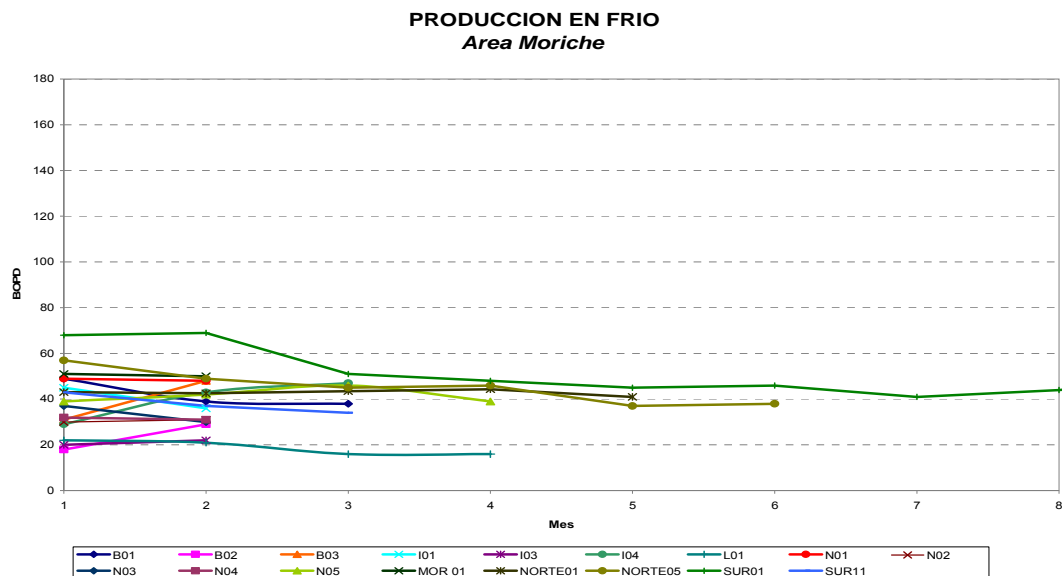


Figura A-3: Respuesta a estimulación con vapor - Moriche Comercial – Primer ciclo.

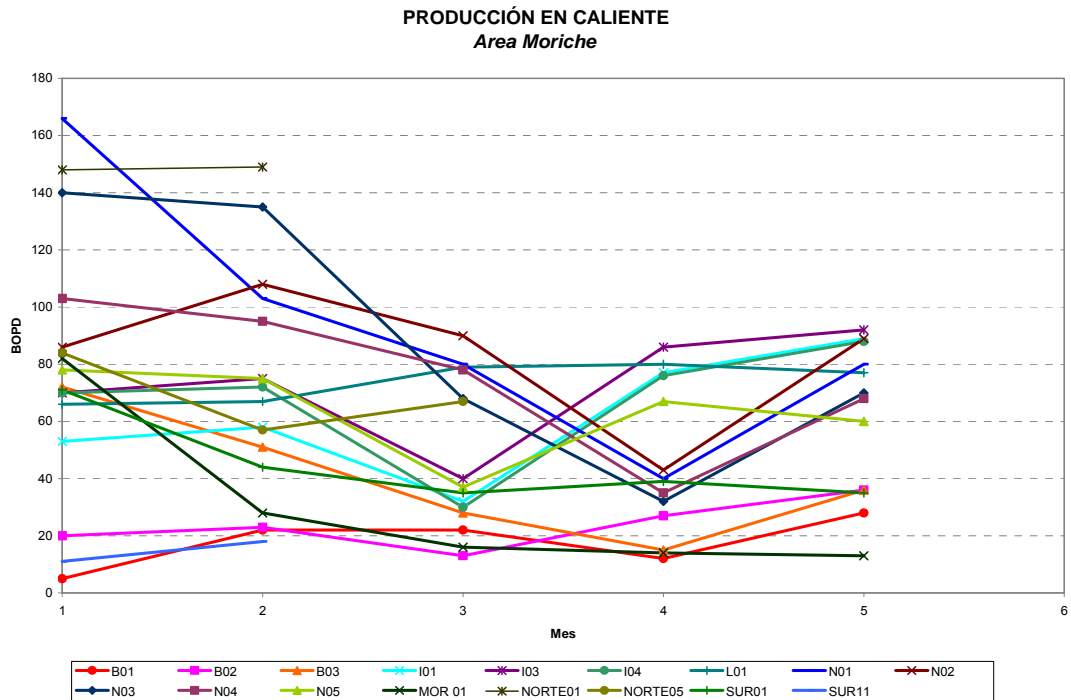
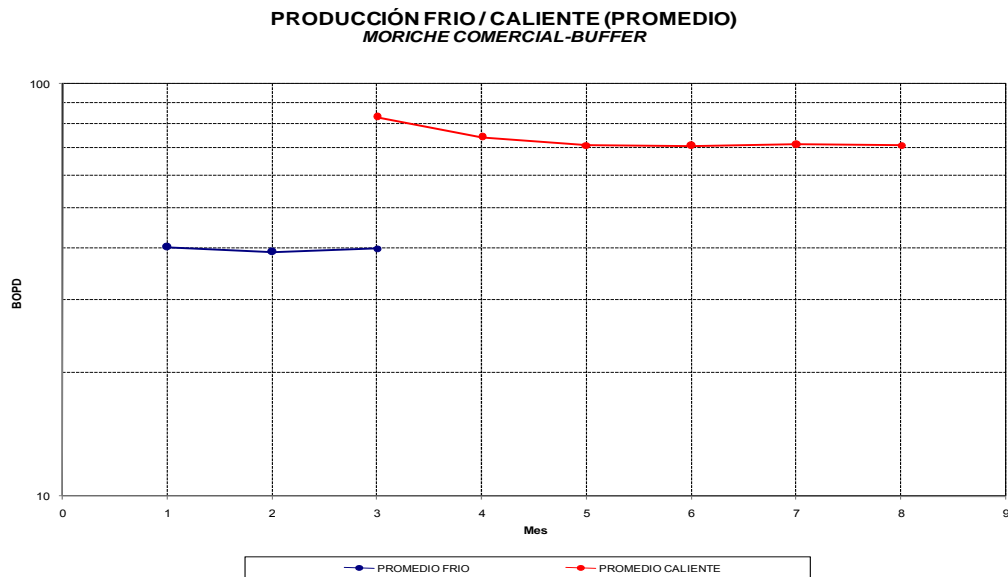


Figura A-4. Comportamiento pozo tipo estimulado con vapor. Área Moriche. Ciclo 1.



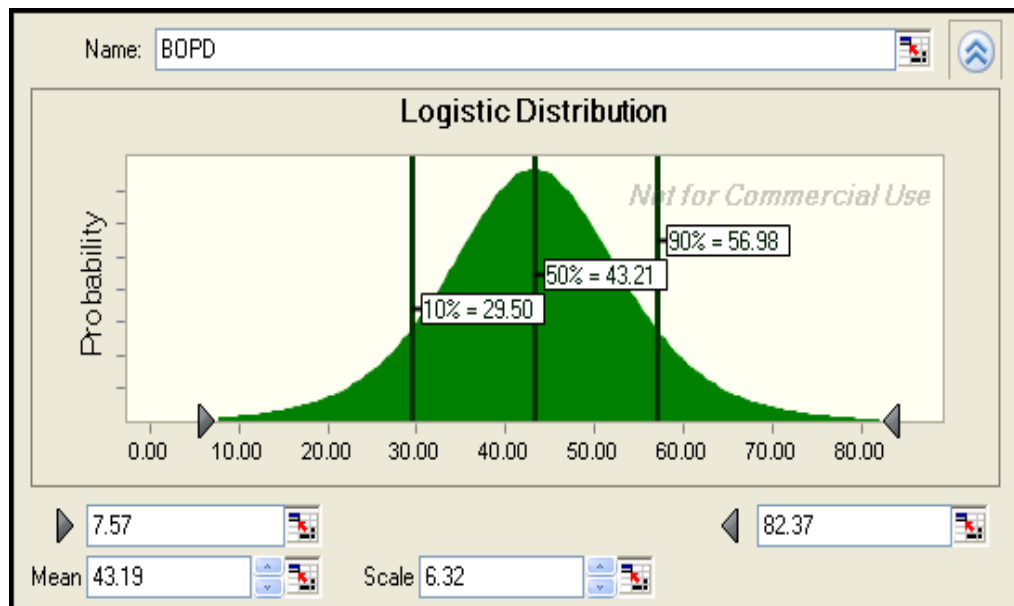
De acuerdo con las Figuras 3-3, 3-4 y 3-5, se puede observar que la producción en frío de un pozo tipo en el área comercial es de 40 BOPD promedio y en

caliente, para el primer ciclo, la tasa máxima es de 85 BOPD promedio en el primer mes y al segundo mes cae levemente a 74 BOPD promedio, equivalente a una declinación anual de 66%, después del tercer mes el caudal se ha mantenido con una declinación anual del 15.3%.

En general, de acuerdo con lo observado en el Área Moriche Buffer, el comportamiento de producción en frío de los pozos es el siguiente:

Pozos con Net Pay menores a 80 pies (TVD): se estableció un promedio de producción en frío de 40 BOPD, determinado a partir del potencial de cada uno de los pozos. En la Figura A.6 se muestra la distribución de producción teniendo en cuenta el anterior cut-off. El valor optimista (P10) es de 57 BOPD, el pesimista (P90) es de 30 BOPD y el valor más probable (P50) es de 43 BOPD.

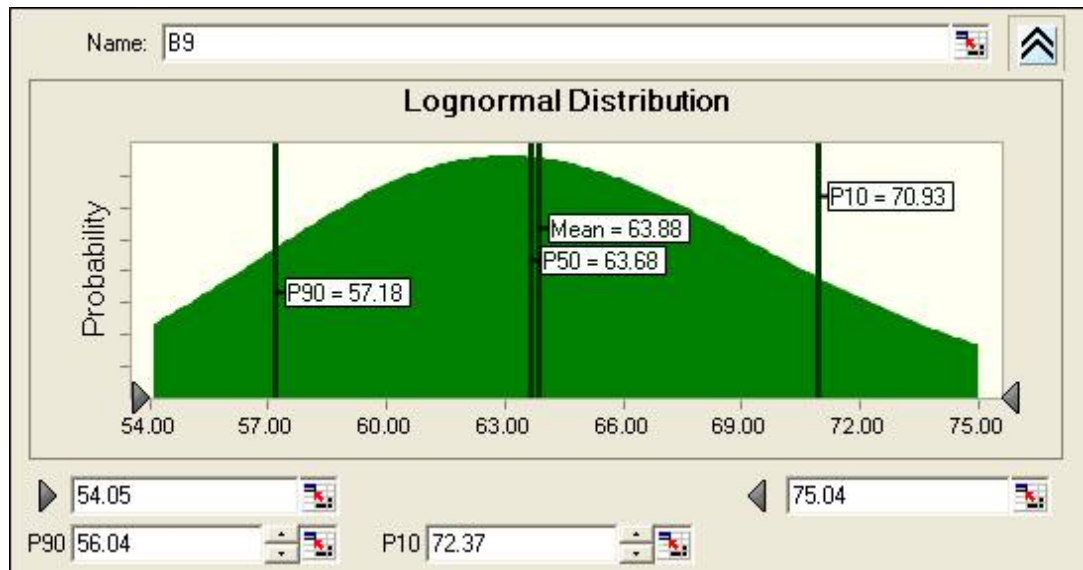
Figura A-5: Distribución producción. Pozo en frío. Área Moriche (Net pay < 80 pies).



Para pozos con Net Pay mayores a 80 pies (TVD) se estableció un promedio de producción en frío de 70 BOPD, determinado a partir del potencial de cada uno de los pozos. En la Figura A.7, se muestra la distribución de producción teniendo en

cuenta el anterior cutoff. El valor optimista de producción (P90) es de 71 BOPD, el pesimista (P10) es de 57 BOPD y el valor más probable (P50) es de 64 BOPD.

Figura A-6: Distribución producción – Pozo en frío – Área Moriche (Net pay > 80 pies)



Los anteriores supuestos se considerarán en los pronósticos de producción desarrollados para el área bajo estudio.

Es importante tener en cuenta que los pozos estimulados de la zona comercial y Sur de Buffer, a excepción del Mor-N04 y Mor-N05, se encuentran ubicados en zonas en donde el espesor neto petrolífero no es muy alto (55 pies TVD promedio). El pozo Mor-Norte01, a pesar de tener un espesor de 63 pies, ha presentado la mejor respuesta a la estimulación con vapor iniciando con tasas de producción en el primer ciclo de 150 BOPD y en el segundo ciclo de 250 BOPD.