

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA NO TÉRMICAS EN EL CAMPO CERRO NEGRO.**

REALIZADO POR:

BRAULIO JOSÉ SILVA GUERRA

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, JUNIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA NO TÉRMICAS EN EL CAMPO CERRO NEGRO.**

ASESORES

ING. IVÓN ULACIO
ASESOR ACADÉMICO

ING. JOSE I. RODRÍGUEZ
ASESOR INDUSTRIAL

BARCELONA, JUNIO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**EVALUACIÓN TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA NO TÉRMICAS EN EL CAMPO CERRO NEGRO.**

El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:

ING. M.Sc TANIA GONZÁLEZ
JURADO PRINCIPAL

ING. EDGAR BASTOS
JURADO PRINCIPAL

ING. IVÓN ULACIO
ASESOR ACADÉMICO

BARCELONA, JUNIO DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el **ARTÍCULO 41** del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

Se la dedico primeramente a Dios por darme fuerzas para lograr una de mis metas, a mi familia por haberme apoyado y a mi novia.

AGRADECIMIENTOS

Les agradezco a mis amigos y primos por los momentos que compartimos en la universidad.

A la empresa Mixta Petromonagas Bp S.A, por darme la oportunidad de la realizar pasantía en el área de yacimiento y producción.

A los ingenieros, petrofísicos, geólogos que hacen vida en la empresa Petromonagas Bp y la consultora ARC.

A mi tutor industrial y tutor académico.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xv
RESUMEN.....	xvi
INTRODUCCIÓN	xvii
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA.....	19
1.1. Planteamiento del Problema.....	19
1.2. Objetivos de la Investigación.....	20
1.2.1. Objetivo General.....	20
1.3. Justificación de la Investigación.....	20
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	22
2.1. Antecedentes Bibliográficos	22
2.2. El Petróleo Pesado.....	23
2.2.1 Definición y Clasificación	23
2.2.2. Reservas	24
2.2.3. Explotación del Petróleo Pesado en Venezuela ^[1]	26
2.2.3.1. Campo Cerro Negro	26
2.2.3.2. La Faja Petrolífera del Orinoco.....	26
2.2.4. Procesos de Recuperación Mejorada	26
2.2.4.1. CLASIFICACIÓN	27
2.2.4.1. Métodos no Convencionales Térmicos	27

2.2.4.2. No Térmicos.....	32
2.3. Procesos de Nuevas Tecnologías de Recuperación Mejorada no Térmicos	40
2.4. Inyección Química con Surfactantes.....	41
2.4.1. Introducción	41
2.4.2. Antecedentes	42
2.4.3. Características del Proceso.....	42
2.4.4. Inicialización y Desarrollo	43
2.4.5. Formación del Frente de Barrido	44
2.4.6. Limitaciones del Proceso	47
2.5. Inyección Química con Polímeros	48
2.5.1. Introducción	48
2.5.2. Antecedentes	49
2.5.3. Características del Proceso.....	51
2.5.4. Inicialización y Desarrollo	51
2.5.5. Formación del Frente de Barrido	52
2.5.6. Limitaciones del Proceso	55
2.6. Inyección Gas de CO ₂	56
2.6.1. Introducción	56
2.6.2. Antecedentes	57
2.6.3. Inicialización y Desarrollo	57
2.6.4. Formación del Frente de Barrido	59
2.6.5. Limitaciones del Proceso	60
2.6.6. Beneficios del Proceso de Recuperación Con CO ₂	60
2.7. Inyección de Vapex (Extracción de Vapor).....	61
2.7.1. Introducción	61
2.7.2. Antecedentes	64
2.7.3. Mecanismos que Intervienen durante el Proceso Vapex	65
2.8.4 Requerimientos para la Selección del Solvente a usar en un Proceso Vapex.....	66

2.8. Pozos Horizontales.....	67
2.8.1. Definición.....	67
2.8.2. Tipos de Pozos Horizontales.....	67
2.8.2.1. De Radio Largo	71
2.8.2.2. De Radio Mediano	72
2.2.2.3. De Radio Corto	73
2.8.3. El Factor Económico y los Beneficios Compensatorios.....	74
2.9. Simulación de Procesos no Térmicos	76
2.9.1. Simulación de Yacimientos	76
2.9.2. Modelos de Simulación.....	77
2.9.3. Simulador Composicional.....	78
2.10. Descripción del Área de Estudio.....	79
2.10.1. Faja Petrolífera del Orinoco	80
2.10.2. Área Carabobo	83
2.10.3. Geología Local del Área asignada a Petromonagas S.A.....	85
2.10.4. Miembro Morichal	87
2.10.5 Miembro Yabo.	91
2.10.6. Miembro Jobo	92
2.10.7. Miembro Pilon	92
2.11. Sedimentología.....	92
2.11.1. Condiciones Generales del Campo	93
CAPÍTULO III. METOLOGÍA	95
3.1. Condiciones de Pozos	96
3.2. Validación y Análisis De PVT.....	100
3.3. Ecuación de Estado	102
3.4 Regresión de PVT en Winprop	103
3.5. Limitantes de la Mezcla a Implementar en el Método Vapex	113
3.6. Simulación de Mezclas en HySys	114

3.7. Miscibilidad de la Mezcla con el Hidrocarburo	117
3.8. Modelo Estático	120
3.9. Selección de Áreas Prospectivas	122
3.10. Migración de Data del Geo-Modelador Estático (Petrel) al Simulador Dinámico (CMG).	123
3.11. Inicialización Simulación Dinámica	125
3.13. Caso Base Tres Años + Vapex (Cíclico)	127
3.14. Sensibilidades en la Simulación	128
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	130
CONCLUSIONES	139
RECOMENDACIONES	140
BIBLIOGRAFÍA	141
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	144

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1. Total de reservas de petróleo en el mundo ^[2]	25
Figura N° 2.2. Inyección de agua caliente ^[4]	28
Figura N° 2.3. Proceso de inyección continua de vapor ^[4]	29
Figura N° 2.4. Proceso de drenaje por gravedad asistido por vapor ^[4]	30
Figura N° 2.5. Esquema combustión in situ ^[4]	31
Figura N° 2.6. Proceso de combustión en reverso ^[11]	32
Figura N° 2.7. Proceso de invasión con tapones miscibles. ^[11]	38
Figura N° 2.8. Inyección de agua carbonatada. ^[11]	40
Figura N° 2.9. Lugares donde se ha aplicado inyección de surfactantes. ^[11]	42
Figura N° 2.10. Inyección miscelar. ^[11]	44
Figura N° 2.11. Recuperación mejorada con surfactante –polímero. ^[11]	47
Figura N° 2.12. Inyección de CO ₂ . ^[11]	58
Figura N° 2.13. Proceso de inyección de co ₂ . ^[11]	60
Figura N° 2.14. Descripción general del proceso VAPEX. ^[11]	63
Figura N° 2.15. Proceso de miscibilidad. ^[11]	65
Figura N° 2.16. Patrón de drenaje de un pozo horizontal. ^[7]	67
Figura N° 2.17. Representación de un pozo horizontal. ^[7]	70
Figura N° 2.18. Perfiles de pozos horizontales. ^[6]	73
Figura N° 2.19. Tipos de pozos de acuerdo a su sección horizontal. ^[6]	74
Figura N° 2.20. Sección de perforación de un pozo horizontal. ^[6]	75
Figura N° 2.21. Modelo dinámico. ^[7]	76
Figura N° 2.22. Ubicación espacial de la faja petrolífera del Orinoco. ^[2]	80
Figura N° 2.23. Estratigrafía regional de la faja petrolífera del Orinoco. ^[2]	81
Figura N° 2.24. Configuración esquemática de la faja petrolífera del Orinoco. ^[2]	82
Figura N° 2.25. En amarillo la ubicación geográfica relativa del área en estudio. ^[2]	83

Figura N° 2.26. La poligonal azul limita el área actual. ^[2]	84
Figura N° 2.27. Ubicación de las macollas de levantamiento de información técnica de los pozos de producción al oeste del campo. ^[2]	84
Figura N° 2.28. Ubicación de zona de macolla X a realizar simulación con recuperación mejorada. ^[2]	85
Figura N° 2.29. Registro tipo y descripción sedimentológica de la columna estratigráfica de interés económico en la petrolífera del Orinoco. ^[2]	86
Figura N° 2.30. Registro tipo. ^[2]	87
Figura N° 2.31. Arena de grano grueso saturada de crudo, miembro Morichal Medio, núcleo del pozo xx 9s1. ^[2]	89
Figura N° 2.32. Bioturbaciones, miembro morichal medio, núcleo del pozo xx 17. ^[2]	89
Figura N° 2.33. Intervalo heterolítico, miembro Morichal Superior, núcleo del pozo cc001. ^[2]	90
Figura N° 2.34. Bioturbación, miembro Morichal Superior, núcleo del pozo qk0301. ^[2]	90
Figura N° 2.35. Miembro Yabo y miembro Jobo, núcleo del pozo XX 17. ^[2]	91
Figura N° 3.1. Representación esquemática del procedimiento de estudio.....	95
Figura N° 3.2. Área Nor-Oeste del Campo macollas 1, 3, 4, y X.....	96
Figura N° 3.3. Diagrama de pozos convencionales en Petromonagas.....	97
Figura N° 3.4. Métodos no Térmicos estudiados para el campo de Petromonagas s.a	98
Figura N° 3.5. Prueba de balance molar, PVT CG-X02 no es consistente (%) de error mayor a un (5%).	101
Figura N° 3.6. Prueba de balance molar, PVT CG-X14 consistente (%) de error menor al (5%).....	102
Figura N° 3.7. Porcentual de la composición original del PVT seleccionado.....	104
Figura N° 3.8. Composición molar hasta el C30+.....	105

Figura N° 3.9. Porcentual de la composición originada por la regresión en WINPROP.....	106
Figura N° 3.10. Resultados de la regresión del % molar en cuanto a los componentes que conforman el hidrocarburo.	110
Figura N° 3.11. Regresión de gas en solución y volumen relativo del petróleo.....	111
Figura N° 3.12. Regresión del comportamiento de viscosidad.....	112
Figura N° 3.13. Viscosidad del simulador vs viscosidad PVT.....	112
Figura N° 3.14. Presión vs temperatura.....	113
Figura N° 3.15. Diagrama de fases de la mezcla resultante.....	116
Figura N° 3.16. Diagrama ternario de miscibilidad.....	118
Figura N° 3.18. Diagrama pseudoternario calidad 0.89.....	1
Figura N° 3.17. Diagrama pseudoternario calidad 0.95.....	1
Figura N° 3.19. Modelo estático general de la antigua operadora del campo.	120
Figura N° 3.20. Sub-modelo estático sustraído del modelo general.....	121
Figura N° 3.21. Vista de frente del modelo estático del pozo CG-X16.....	122
Figura N° 3.22. Migración del mallado del modelo estático al dinámico.	123
Figura N° 3.23. Malla de porosidad importado de petrel a CMG.....	124
Figura N° 3.24. Malla de Profundidad (ft).....	1
Figura N° 3.25. Malla de NTG.....	1
Figura N° 3.26. Modelo dinámico para simulación de caso base.....	127
Figura N° 3.27. Diagrama del pozo productor CG-X16 simulador CMG.....	128
Figura N° 3.28. Configuración del pozo inyector CG-X16.....	129
Figura N° 4.1. Producción acumulada de pseudocomponentes pesados.....	131
Figura N° 4.2. Producción de moles en la inyección cíclica (VAPEX).....	131
Figura N° 4.3. Moles inyectado a la formación.	132
Figura N° 4.4. Gas acumulado en la producción después de la inyección.....	132
Figura N° 4.5. Gas acumulado en la producción después de la inyección.....	133
Figura N° 4.6. Producción antes y después de la inyección cíclica con VAPEX. ..	133
Figura N° 4.7. Viscosidad antes de la producción.	134

Figura N° 4.8. Viscosidad durante la producción.	134
Figura N° 4.9. Viscosidad después de la inyección de la mezcla, implementación del método VAPEX.	135

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 2.1. Clasificación del MENPET para los crudos según el ° API ^[3]	24
Tabla N° 2.2. Propiedades generales de los yacimientos en Petromonagas.	94
Tabla N° 2.3. Propiedades petrofísicas generales del campo.....	94
Tabla N° 3.1. Condiciones de Completación de los Pozos.....	97
Tabla N° 3.2. Screening de métodos de recuperación mejorada (EOR) no térmicos.....	99
Tabla N° 3.3. Composición original del PVT.....	103
Tabla N° 3.4. Componentes del PVT.....	106
Tabla N° 3.5. Regresión de presión de saturación.	106
Tabla N° 3.6. Componentes que conforman el PVT en el simulador WINPROP...	109
Tabla N° 3.7. Cromatografía de gas de Petromonagas	115
Tabla N° 3.8. Unidades que forman morichal inferior en el modelo estático de OCN.....	121
Tabla N° 4.1. Resultados del Screening de Métodos de Recuperación Mejorada (EOR) no térmicos.....	130
Tabla N° 4.2. Producción natural y producción con VAPEX.....	135

RESUMEN

El presente trabajo trata sobre los procesos de recuperación mejorada no térmicos que puedan adaptarse para petróleo extrapesado que se encuentran en los campos de Petromonagas, con el fin de disminuir la viscosidad del crudo en el yacimiento y realizar un incremento en la recuperación que se tiene originalmente de la producción del área. Los procesos que fueron estudiados para ser aplicado en el Campo Cerro Negro fueron: ASP, Polímero, Alcalino, CO₂, Surfactante y Vapex. Determinando mediante un Screening que el método que satisface las características que posee el área es el proceso VAPEX, el cual trata de la inyección de componentes livianos en forma gaseosa a la misma temperatura del yacimiento; seleccionando la composición de la mezcla en un porcentaje de 60% METANO, 20% PROPANO, 12 N-BUTANO y 8% I-BUTANO. Luego se procede con la simulación del proceso VAPEX con la configuración del pozo productor y/o inyector (cíclico) en el simulador CMG, luego de realizar extensas simulaciones se obtuvo como resultado un mejoramiento en sitio del crudo, con una disminución de la viscosidad de 1600 centipoise a 1200 centipoise; aumentando la tasa de producción de 1900 BN/día con una declinación natural del 7% a 2550 BN/día; incrementando de la producción en un 25% sobre la producción original.

INTRODUCCIÓN

La recuperación asistida es generalmente considerada como la tercer o última etapa de la secuencia de procesamiento del petróleo, en ciertos casos se la considera como una producción terciaria. El primer paso o etapa inicial del procesamiento del petróleo comienza con el descubrimiento del yacimiento, utilizando los mismo recursos que la naturaleza provee para facilitar la extracción y la salida del crudo a la superficie (generalmente se utiliza la expansión de los componentes volátiles y/o el pumping o bombeo forzado para removerlo hacia la superficie. Cuando se produce una considerable disminución de esta energía, la producción declina y se ingresa en la etapa secundaria donde energía adicional es administrada al reservorio por inyección de agua. Cuando la inyección de agua deja de ser efectiva por la evaluación entre una pequeña extracción de crudo y un elevado costo de la operación, se considera de mayor provecho el tratamiento del pozo. Se inicia en este punto el tratamiento terciario o recuperación asistida del pozo de petróleo. El pozo se encuentra en la etapa final de su historia utilizable y por lo tanto se comienza a entregarle a la misma energía química y térmica con el fin de aprovecharlo y recuperar al máximo la producción. Actualmente el desarrollo de la técnica de recuperación permite aplicar este método en cualquier momento de la historia útil del pozo, siempre y cuando sea obvia la necesidad de estimular la producción.

El total de la producción de petróleo, combinando la etapa primaria y la secundaria es del orden del 40 % respecto de la cantidad original de materia prima en el lugar. Por eso, la recuperación asistida es de trascendental importancia en el trabajo con el pozo para aprovechar al máximo el rendimiento económico y útil del mismo. Antes de iniciar la recuperación asistida, el operador debe recoger tanta información como le sea posible acerca del pozo y del estatus y de las condiciones de saturación del reservorio. Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas

analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación asistida. Los procedimientos de recuperación involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas micellar solutions (que son micro-emulsiones compuestas por surfactantes, alcoholes y aceites crudos.), la inyección de vapor, y la combustión in-situ (en sitio).

Quizás el dato más crítico acerca de la recuperación asistida es la saturación de los reservorios de petróleo. La compañía (PETROMONAGAS) debe evaluar la recuperación estimable de petróleo por aplicación de la recuperación asistida en función de los gastos que se generaran por la implantación de esta técnica, o de los estudios que se deben realizar, o de los equipos nuevos que se deben adaptar a las instalaciones existentes. La elección del proceso también se halla relacionada con la cantidad de petróleo que se estima en el lugar, la profundidad del reservorio, la viscosidad del crudo, etcétera.

Consecuentemente, numerosos métodos de recuperación han sido descubiertos recientemente para la mejor adaptación a las necesidades y requerimientos del reservorio saturado.

CAPÍTULO I.

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

La Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O), es la más grande acumulación de hidrocarburos pesados del mundo, con un Petróleo Original en Sitio (POES) aproximado de 1.360 MMMBls., distribuidos en un área de 55.314 km² en el margen Sur de La Cuenca Oriental de Venezuela. La faja está dividida en cuatro áreas de Oeste a Este: Boyacá (Anteriormente Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro)

Las acumulaciones de hidrocarburo del campo de PETROMONAGAS S.A. (Antes Operadora Cerro Negro – OCN) en el Sector Carabobo de la F.P.O, tienen un petróleo original en sitio (POES) de 19.200 MMBN con una reserva total de 3.800 MMBN. Actualmente el porcentaje de recobro se estima en un 1,6%, se procederá a un estudio para implementar una tecnología que incremente dicho factor del campo.

En el campo Cerro Negro los pozos productores no se encuentran adaptados técnicamente para el recobro de hidrocarburos con métodos térmicos, ya que no cumplen con las condiciones; como el tipo de empacadura, cabezal, liner y químicos adecuados en la cementación requerida para el uso de la implementación de ese tipos de métodos, debido a esto se tienen que aplicar los métodos no térmicos de recuperación mejorada.

La Gerencia Técnica de Yacimiento de la empresa ha centrado sus esfuerzos en evaluar los mecanismos de recuperación mejorada no térmico que conduzcan regímenes de recobro económicamente rentable y factible en la vida del yacimiento.

1.2. Objetivos de la Investigación

1.2.1. Objetivo General

Evaluar las tecnologías de Recuperación Mejorada no Térmica en el Campo Cerro Negro.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Evaluar las condiciones actuales de los pozos productores del Campo Cerro Negro.
2. Analizar los métodos de recuperación mejorada no térmicos para ser aplicados en el Campo Cerro negro.
3. Estudiar el método no térmico factible para la aplicación en el Campo Cerro Negro.
4. Representar numéricamente la recuperación mejorada no térmica con el software Computer Modeling Group (CMG).

1.3. Justificación de la Investigación.

En la actualidad, existe una gran demanda de energía dada la escasez de crudos medianos y livianos, debido a esto surge la necesidad de enfocar la producción en crudos pesados y extrapesados. La REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA tiene grandes reservas de este tipo de hidrocarburo, pues ellos constituyen la mayor parte de las reservas a nivel mundial. Esto no es un trabajo fácil,

porque las condiciones que estos crudos poseen requieren de grandes inversiones de capital y tecnologías por parte de las empresas petroleras.

De acuerdo con lo planteado, la aplicación de los métodos de recuperación no térmica permiten la extracción de crudos pesados mediante la transferencia de energía (barrido) al yacimiento y específicamente al petróleo, lo que permite reducir la tensión interfacial y en algunos casos de la inyección de gas logra bajar su viscosidad y por ende este fluye con mayor facilidad. Las nuevas tecnologías prometen métodos más novedosos, como la Inyección Química (Surfactantes, Polímeros, ASP), Inyección de Gas (CO₂, combinación de hidrocarburos livianos “VAPEX”), las cuales son una modalidad de recuperación para un posible incremento del recobro en los yacimientos.

A nivel mundial, Venezuela es uno de los países que posee mayor volumen de reservas de crudos pesados y extrapesados, las cuales se encuentran concentradas en la Faja Petrolífera del Orinoco, por lo que es de gran importancia la implementación de novedosas tecnologías para la extracción de estos crudos. En base a esto, surge la necesidad de realizar proyectos de simulación numérica que proporcionen una idea del comportamiento de los yacimientos con la aplicación de nuevas tecnologías.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes Bibliográficos

Donaldson E., Chilingarian G. and Yen T., en su bibliografía titulada “Fundamentos de recuperación mejorada de petróleo y AnálisisI” en su capítulo 6, operaciones de recuperación mejorada del petróleo, el cual describe diferentes métodos de recobro del hidrocarburo. ^[1]

Donaldson E., Chilingarian G. and Yen T., en su texto titulado “**Recuperación Mejorada de Crudo II - Procesos y Operaciones**” en su capítulo 5 hace referencia de la inundación miscible, donde describe la eficiencia de la inyección de gases como agente de recuperación secundaria. ^[2]

Fayers F., en la literatura titulada “Procesos de Recuperación del Petróleo”, recopila información de los aspectos fundamentales de surfactantes-polímeros en los procesos de inundación, la dinámica de los fenómenos interfaciales relacionados con los métodos EOR, el desplazamiento miscible y su potencial para la recuperación mejorada de petróleo. ^[3]

Heinemann Z., en esta bibliografía titulada “Recobro de Petróleo”, en su capítulo 5, describe sobre el proceso de eficiencia areal del barrido. Describe la eficiencia del barrido de la zona inundada por el estudio de diferentes métodos de recuperación mejorada ^[4]

2.2. El Petróleo Pesado

2.2.1 Definición y Clasificación

El petróleo pesado es un crudo denso y viscoso cuya composición química está caracterizada por su alto contenido de asfaltenos y por la presencia de moléculas muy largas que incorporan en su mayoría azufre y hasta 90 % de metales pesados. El petróleo extrapesado es igualmente un crudo pesado, pero con una gravedad específica inferior a los 10 °API.

Básicamente, el petróleo pesado y el bitumen natural difieren del petróleo liviano por sus altas viscosidades a la temperatura del yacimiento, su alta densidad y su significativo contenido de componentes de nitrógeno, oxígeno y azufre e inclusive componentes de metales pesados. El petróleo pesado y el bitumen natural usualmente deben ser mejorados mediante la reducción del contenido de carbono o añadiendo hidrógeno a su composición molecular antes de que puedan ser usados en una refinería convencional o para la venta ^[1].

El bitumen natural es definido como un petróleo pesado con una viscosidad dinámica igual o mayor a 10.000 *cp* a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas. Se considera entonces como petróleo pesado al petróleo con una viscosidad dinámica de entre 100 y 10.000 *cp* a la temperatura del yacimiento y presión atmosférica, libre de gas ^[2]. Estas definiciones pueden servir para diferenciar el bitumen del petróleo crudo pesado ya que hay quienes no consideran al bitumen como un crudo pesado.

Cada país tiene su propia clasificación de los crudos. El petróleo que en Venezuela se puede considerar como mediano puede considerarse como pesado para otros países productores. En Venezuela, para clasificar los crudos se aplican las

definiciones oficiales del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET).

En la industria petrolera es muy común expresar la densidad relativa de un crudo o su gravedad específica en grados API o °API, unidad creada por el *American Petroleum Institute*. En esta escala, cuanto más ligero es un petróleo, mayor es su gravedad API y cuanto más pesado es el crudo, menor será su gravedad API. El agua tiene una gravedad específica de 10 °API. Los crudos venezolanos varían en su gravedad. Por ejemplo, los del Zulia pueden estar entre 15,8 y 39 °API, los de Monagas(sin incluir El Furrial) varían desde 10,3 a 28,2 °API y en Anzoátegui se encuentran crudos en su mayoría de unos 7,8 °API en promedio ^[3]. En la tabla N° 2.1 se muestra la clasificación de los crudos de acuerdo a su gravedad API:

Tabla N° 2.1. Clasificación del MENPET para los crudos según el ° API ^[3].

Tipo de Crudo	Gravedad API
Condensado	a partir de 42
Liviano	más de 30
Mediano	de 22,0 hasta 29,9
Pesado	de 10,0 hasta 21,9
Extrapesado	hasta 9,9
Bitumen	promedio 8,2

2.2.2. Reservas

Estudios recientes confirman una vez más que las reservas petroleras a nivel mundial están dominadas por petróleo pesado y extrapesado. Se espera además que en un futuro no muy lejano la explotación de hidrocarburos líquidos pudiera

eventualmente ser casi exclusivamente de este tipo de crudos, pero serán los factores de tipo económico los que determinarán el momento. En el presente, por otro lado, el mercado petrolero aún es, y por algún tiempo continuará siendo, dominado por la refinación y comercio de petróleos livianos. Esta situación y el futuro agotamiento no muy lejano de las reservas mundiales de crudos livianos claramente apuntan hacia nuevas oportunidades de negocios basadas en la explotación del petróleo pesado, oportunidades que en muchos casos ya han sido emprendidas. En la figura N° 1 se observa la cantidad de reservas que existe de cada tipo de crudo a nivel mundial:

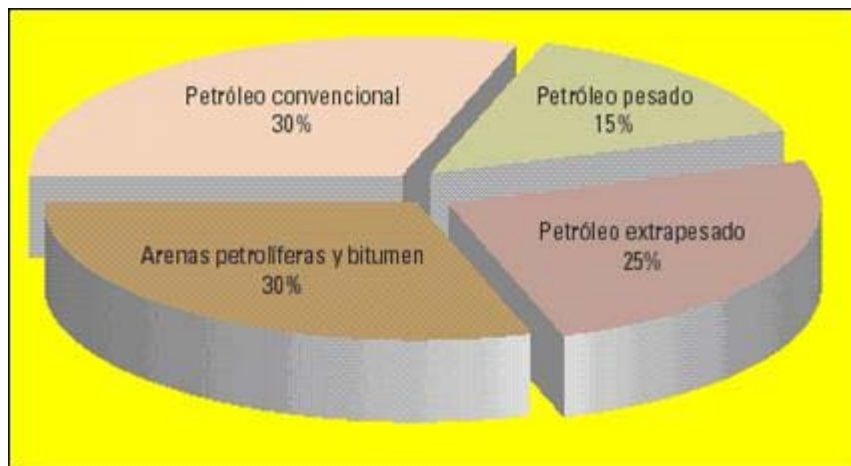


Figura N° 2.1. Total de reservas de petróleo en el mundo ^[2].

A nivel mundial, la mayor cantidad de reservas de crudos extrapesados se encuentran concentradas entre Canadá y Venezuela. No obstante, extraer y convertir estas reservas de petróleo extrapesado en crudos mejorados requiere de grandes inversiones y mejoramientos en tecnología por parte de las empresas petroleras. Esto se debe a las características desfavorables de las reservas, como lo son las altas viscosidades que dificultan la extracción del subsuelo y su posterior transporte, además de los costos en el mejoramiento o refinación al producir mayor cantidad de dióxido de sulfuro, dióxido de carbono y otros gases que para el caso de petróleo convencional.

2.2.3. Explotación del Petróleo Pesado en Venezuela ^[1]

En Venezuela, una amplia variedad de yacimientos se encuentran presentes para el propósito de explotación de petróleo pesado y el extrapesado. Los principales yacimientos de petróleo pesado están localizados en el oeste, en la cuenca del Lago de Maracaibo, y al este, al norte del río Orinoco.

2.2.3.1. Campo Cerro Negro

2.2.3.2. La Faja Petrolífera del Orinoco

En esta región en el Este de Venezuela, justo al Norte de la cuenca del río Orinoco, existe la mayor concentración de hidrocarburos del hemisferio. Las características de los yacimientos les han dado el impulso para el uso de diferentes tecnologías en la perforación de pozos, que incluyen también cambios en el diseño de pozos ya perforados. En mayor medida que el campo Cerro Negro, numerosas tecnologías de producción han sido probadas y llevadas a pruebas piloto en la Faja.

2.2.4. Procesos de Recuperación Mejorada

La recuperación mejorada de petróleo EOR se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases o químicos líquidos y/o en el uso de energía térmica.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural del yacimiento para desplazar petróleo hasta el pozo productor en donde se da una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases.

Se estima que para el año 2020, EOR representará el 50% de la producción mundial, el cual es patrón de participación es de un 55% para los proyectos térmicos, 35% para lo de inyección a gases y 10% para los químicos.

En Venezuela, el proceso dominante es la inyección cíclica de vapor con una producción cercana a los 200.000 BPD, destacándose las producciones de los Campos Lagunillas, Tía Juana y Bachaquero, las cuales han generado ganancias extraordinarias para el país.

Venezuela está programando el inicio de proyectos de inyección de nitrógeno en el occidente y oriente del país, en un futuro cercano para complementar o sustituir proyectos de inyección de gas natural. Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) realiza esfuerzos para mejorar el recobro de los yacimientos que contienen crudos livianos y medianos. De los 10 proyectos planificados, 9 incluyen laboratorios integrados de campo.

2.2.4.1. CLASIFICACIÓN

Existen diferentes métodos de recobro no convencionales, que permiten mejorar los recobros por inyección de agua. Algunos aplican calor y otros no, donde los grandes grupos son térmicos y no térmicos. Los térmicos son utilizados con preferencia para los crudos pesados, mientras los no térmicos son utilizados para crudos livianos, aunque algunos pueden ser aplicables a crudos pesados, pero han tenido poco éxito en las aplicaciones de campo.

2.2.4.1. Métodos no Convencionales Térmicos

Estos procesos son especialmente útiles para los crudos pesados (5-15 ° API), ya que la función principal de estos es disminuir la viscosidad del petróleo y

optimizar su movilidad. Cabe mencionar, que estos métodos de recuperación han alcanzado el mayor éxito en los últimos años y por ello gran porcentaje de la producción diaria de EOR en Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de ellos.

A continuación se describen brevemente los distintos métodos de recuperación térmica:

a) Inyección de agua caliente

Este método, sencillo y convincente, consiste en desplazar el petróleo inmisciblemente al inyectar agua caliente y agua fría. La zona próxima al pozo inyector se calienta y al mismo tiempo parte de ese calor se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua introducida pierde calor rápidamente y alcanza la temperatura del yacimiento, por lo que en el borde de este frente se desplaza es el petróleo no calentado. Este proceso permite disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, reducir el petróleo residual y expandir el fluido por temperatura.

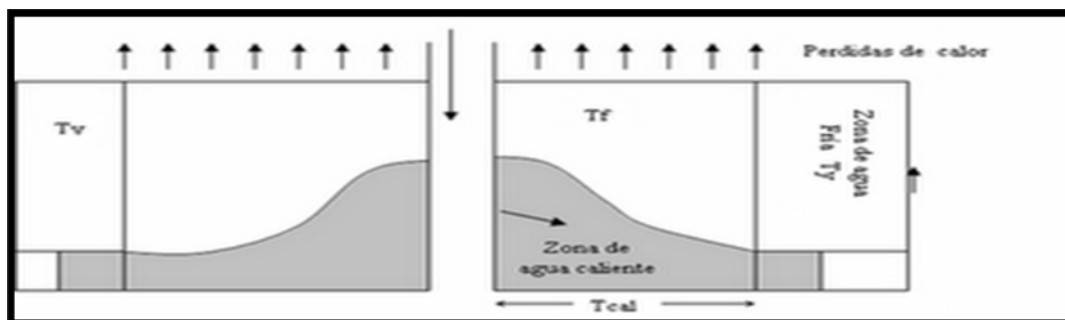


Figura N° 2.2. Inyección de agua caliente ^[4]

b) Inyección continua de vapor

Del mismo modo que la inyección de agua, este mecanismo de empuje es un arreglo entre pozos de inyección y producción. En este caso, las pérdidas de calor son mayores, por lo que el tamaño del arreglo es un punto importante a considerar. Sin embargo, al recobro de petróleo puede pasar del 50%. El proceso consiste en inyectar continuamente el vapor, formándose una zona de vapor que avanza a una tasa siempre decreciente. Para disminuir las pérdidas de calor, se debe reducir el volumen de inyección hasta un valor conveniente, más tarde se interrumpe por completo y se introduce agua caliente o fría mientras que los productores se mantienen abiertos.

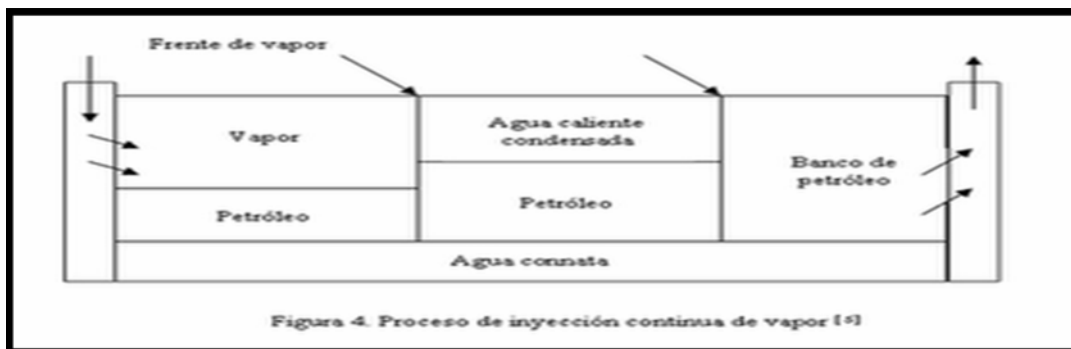


Figura N° 2.3. Proceso de inyección continua de vapor [4].

c) Inyección alternada de vapor

Este mecanismo posee diferentes etapas. Primero se inyecta un volumen de vapor preestablecido por una a tres semanas. Luego se cierra el pozo por unos días en fase de remojo de manera que el vapor se disperse uniformemente y caliente la formación. Finalmente se abre de nuevo de pozo en fase de producción hasta que este deje de ser económicamente rentable. A este proceso también se le denomina Inyección cíclica de Vapor o Remojo con Vapor, y fue descubierto en Venezuela

accidentalmente en 1957 en una prueba de inyección continua de vapor en el Campo Mene Grande.

El método se aplica en yacimientos de crudos pesados para aumentar el recobro durante el período de producción primaria. Y generalmente, luego del proceso se inicia una inyección continua de vapor. La recuperación de petróleo es baja frecuentemente porque sólo se ve afectada una parte de del yacimiento.

d) Drenaje por gravedad asistido con vapor

Se inyecta vapor continuamente cerca del fondo del yacimiento, este vapor cuando se condensa tiende a subir mientras que el petróleo calentado baja hasta el fondo, esto permite que el petróleo drene por gravedad hasta el pozo productor. A continuación en la Figura 2.3 se muestra un esquema del proceso:



Figura N° 2.4. Proceso de drenaje por gravedad asistido por vapor ^[4]

e) Combustión in situ

Consiste en quemar una cierta cantidad de petróleo en el yacimiento (aproximadamente 10%) para generar calor. “El proceso se inicia bajando un

calentador o quemador que se coloca en el pozo inyector. Luego se inyecta aire hacia fondo del pozo, se pone a funcionar el calentador hasta lograr el encendido. Después se calienta los alrededores del fondo del pozo, se saca el calentador, pero se continua con la inyección de aire para mantener el avance del frente de combustión” , lo que permite que el fluido sea menos viscoso y se pueda optimizar la producción de petróleo. Este método posee ciertas desventajas ya que se necesita suficiente cantidad de energía para generar vapor mediante la combustión del gas, otra de ellas, es que el vapor pasa por encima del yacimiento del crudo, trayendo como consecuencia que solo se recupere en un 30% del crudo del yacimiento. Existen tres tipos de procesos de combustión:

f) Combustión convencional o “hacia adelante”

La zona de combustión avanza en la misma dirección del flujo de fluidos. El aire se inyecta para oxidar el petróleo, produciendo grandes volúmenes de gas. Delante de la zona de combustión, ocurre el craqueo del petróleo, originando el depósito de las fracciones más pesadas, en esa misma zona existe una segregación por gravedad lo que genera que la temperatura del pozo aumente y que la tasa de producción sea más elevada.

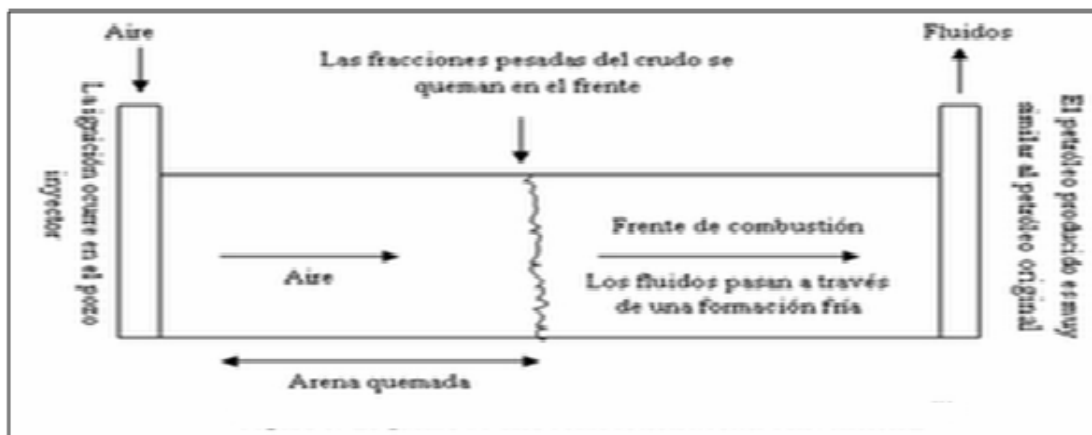


Figura N° 2.5. Esquema combustión in situ^[4]

g) Combustión en reverso

Según Berry y Parrish [10], la zona de combustión se mueve en dirección opuesta a la corriente del aire, a donde exista más concentración de oxígeno. Los fluidos producidos deben fluir a través de las zonas de altas temperaturas hacia los productores, haciendo que ocurra la reducción de la viscosidad del petróleo por un factor de 10.000 o más. Esto lo hace fluir fácilmente hacia los productores. Es utilizado en petróleos viscosos.

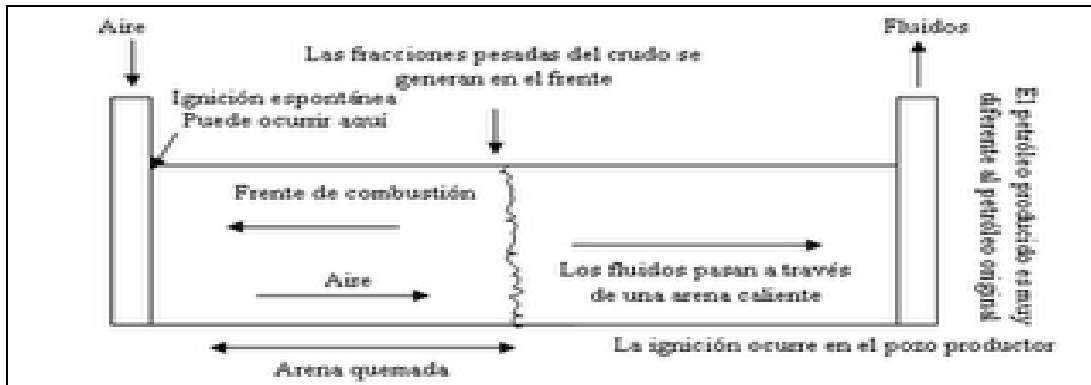


Figura N° 2.6. Proceso de combustión en reverso ^[11]

h) Combustión húmeda

Se inyecta agua alternada con aire. Al reducirse la viscosidad del petróleo frío se extiende la zona del vapor o zona caliente, esto hace que el petróleo se mueva más fácilmente dependiendo de la cantidad del crudo quemado y la tasa de inyección del aire.

2.2.4.2. No Térmicos

Los métodos de producción en frío son aquellos que no requieren el agregar de calor, pueden ser utilizados cuando la viscosidad del petróleo pesado en condiciones

de yacimiento es lo suficientemente baja como para permitir que el petróleo fluya a regímenes económicos. Los métodos asistidos termalmente se utilizan cuando el petróleo debe ser calentado para fluir.

Algunos petróleos pesados pueden ser producidos a partir de pozos, por producción primaria en frío. Gran parte del petróleo de la Faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, está siendo recuperado actualmente mediante producción en frío, tal es el caso de los yacimientos de las áreas marinas de Brasil.

La recuperación secundaria utiliza una metodología donde se aporta energía al yacimiento, logrando incrementar la energía natural del mismo y provocando un incremento en el recobro y en la vida del yacimiento. Entre los métodos utilizados de recuperación secundaria se encuentran: la inyección de agua para desplazar petróleo (waterflooding), inyección de gas, inyección alternada de agua y gas, y mantenimiento de presión por inyección de fluidos.

Sin embargo, existen tres factores físicos que contribuyen a que parte de ese petróleo no se pueda producir, quedando altas saturaciones remanentes de hidrocarburo en el yacimiento. Entre estos factores se tienen:

- Alta viscosidad del petróleo.
- Fuerzas interfaciales grandes.
- Heterogeneidad del yacimiento.

La recuperación terciaria o mejorada de petróleo surge a raíz de la necesidad de recuperar los volúmenes remanentes de petróleo en el yacimiento. La recuperación mejorada incluye métodos que utilizan recursos externos, energía y materiales para recobrar petróleo que con métodos convencionales no es posible obtener. La recuperación mejorada de petróleo puede ser clasificada de la siguiente manera:

Métodos químicos: Entre los métodos químicos están la inyección de polímeros, surfactantes, soda cáustica, álcalis y geles entre otros.

Métodos miscibles: Entre los métodos de desplazamiento miscible se presentan la inyección de gases hidrocarburos, dióxido de carbono y nitrógeno.

El objetivo de la recuperación mejorada de petróleo es movilizar el petróleo residual que queda en el yacimiento. Esto se puede lograr mejorando el desplazamiento microscópico del petróleo y la eficiencia volumétrica de barrido. La eficiencia en el desplazamiento del petróleo se puede lograr por la disminución de la viscosidad en la recuperación, reducción de las fuerzas capilares o la tensión interfacial por los métodos químicos o mejorando la eficiencia volumétrica de barrido con la disminución de la movilidad del agua a raíz de la inyección de polímeros. Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles.

- **Invasiones químicas**

La mayoría de los procesos químicos involucran la inyección de materiales que usualmente no se encuentran en los yacimientos.

- **Inyección con Polímeros.**

La invasión con polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir el agua de inyección un tapón de polímeros de alto peso molecular antes de que esta sea inyectada en el yacimiento, ésta propiedad hace que mejore la razón de movilidad agua-petróleo, lo cual da como resultado un mejor desplazamiento y un barrido más completo que en la invasión con agua convencional.

Con polímeros, se forma un banco de petróleo que de empuja como en la inyección de agua convencional.

- **Inyección con Surfactantes.**

El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. En algunas de las primeras investigaciones en las inyecciones con surfactantes, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por la gravedad.

Habitualmente, para asegurarse de que la movilidad esté bien controlada, el tapón de surfactante se empuja con un determinado volumen de solución de polímeros. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

- **Inyección de alcalinas o procesos de inversión de humectabilidad**

La inyección de soluciones alcalinas emplean un proceso de emulsificación en el sitio, este método de EOR requiere adicionar al agua de inyección de ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda cáustica o carbonato de sodio, las cuales reaccionan con los ácidos orgánicos que contiene el petróleo del yacimiento.

- **Inyección Micelar.**

La inyección micelar o microemulsión es un proceso muy complejo, pero es un método terciario de recuperación de petróleo muy promisorio para petróleos livianos. Ha sido extensamente probado en el laboratorio y existen varias pruebas de campo con resultados exitosos.

La técnica consiste en la inyección de un tapón micelar seguido por un volumen de solución de polímero, el cual se empuja con agua; a menudo se inyecta un prefluo delante del tapón micelar para condicionar la roca. La solución micelar que se utiliza es el elemento clave del proceso y está formada por agua, un hidrocarburo, 10-15% de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado, el cual este último se utiliza para controlar la viscosidad y el comportamiento de fase.

- **Inyección de Espuma.**

Las espumas son acumulaciones de burbuja de gas separadas unas de otras por películas gruesas de líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que la estabiliza, y se realiza a una razón de movilidad menor que la inyección de gas o líquido solos. La calidad de la espuma se define como la razón entre el volumen de gas contenido y el volumen total de la espuma. Es altamente eficiente ya que las espumas se ubican primero en los poros más grandes, donde tienden a obstruir el flujo, los poros pequeños son invadidos luego, mientras que las secciones más permeables se van llenando de espuma y la eficiencia del barrido vertical se mejora.

- **Desplazamientos miscibles.**

Este proceso consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo existente. En condiciones ideales, el fluido desplazante y el petróleo se mezclan en una banda estrecha que se expande a medida que se mueve en el medio poroso, y desplaza todo el petróleo que se encuentra delante como un pistón.

El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo por otro y cuando los dos son miscibles en todas las proporciones, es decir, la miscibilidad entre los dos se alcanza por varios contactos y el correspondiente equilibrio de fases.

- **Proceso de tapones miscibles**

Consiste en la inyección de algún solvente líquido miscible al petróleo del yacimiento al entrar en contacto con este. La figura 3 muestra un esquema del desplazamiento de petróleo por un tapón de propano u otro LPG, seguido de agua. Para mejorar la movilidad de los fluidos se inyecta al agua y el gas de manera alternada. Asimismo, debe alcanzarse una presión considerable que permita la miscibilidad tanto entre el tapón y el petróleo, como entre el tapón y el gas desplazante.

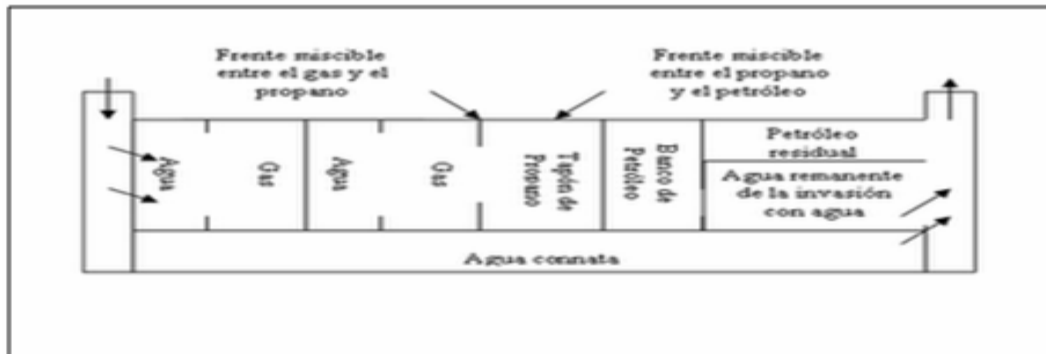


Figura N° 2.7. Proceso de invasión con tapones miscibles. ^[11]

- **Proceso con gas enriquecido o empuje con gas condensante.**

En este caso el tapón inyectado es de metano enriquecido con etano, propano o butano y este es seguido de gas pobre y agua. En la formación se encuentra una zona rica en C2 y C4 miscible al petróleo, debido a que este absorbe los componentes enriquecidos del gas. Para lograr la operación debe lograrse una presión en el rango de 1.450 a 2.800 lpc.

- **Empuje con gas vaporizante o de alta presión.**

Consiste en la inyección continua de gas pobre como el metano o el etano a una presión por encima de 2.900 lpc para formar una zona de miscibilidad. Esta zona se alcanza en un punto más alejado del punto de inyección, a unos 100 pies antes de que el gas haya vaporizado suficiente C2 al C6 para ser miscible.

- **Inyección alternada de agua y gas**

Este proceso, conocido como proceso WAG, consiste en inyectar tapones de agua y gas de manera alternada hasta que dichos fluidos lleguen al pozo productor, de tal forma que el tapón de agua no llegue a conseguir fluido miscible en el banco.

- **Inyección usando solventes**

Se les llama solventes a la mayoría de los fluidos que son miscibles con el petróleo de manera parcial. El proceso de inyección de solventes es uno de los primeros métodos que se empleó para extraer petróleo. Este consiste en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazarlo por medio de otro tapón de gas seco. Este mecanismo cumple funciones importantes como son la extracción del crudo, disolución, disminución de la viscosidad, incremento del petróleo y el empuje por gas en solución, siendo el principal la extracción. Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran: alcoholes orgánicos, cetonas, hidrocarburos refinados, gas condensado del petróleo (LPG), gas natural y gas licuado (LNG), dióxido de carbono, aire, nitrógeno, gases de combustión y otros.

- **Empujes con gas**

La inyección de gas disminuye la tensión interfacial y mejora la movilidad del petróleo. Gracias a ello el desplazamiento de miscibles e inmiscibles pueden lograr altas eficiencias en la recuperación el crudo que queda en las zonas barridas y no barridas. El objetivo de utilizar dióxido de carbono u otro gas junto con el agua, es reducir la viscosidad del petróleo y aumentar la presión del yacimiento. A continuación se explican algunas de estas técnicas:

- **Inyección cíclica de gas**

En este proceso se introduce un tapón de gas, generalmente CO₂, en el pozo, luego cerrarlo por un tiempo de remojo para lograr el equilibrio de las fases, y posteriormente reabrirlo.

- **Inyección de agua carbonatada.**

Como se representa en la figura 4, este proceso consiste en introducir dióxido de carbono al agua que se inyecta, con la finalidad de reducir la viscosidad y facilitar la movilidad. Para remover el agua carbonatada se inyecta agua al final.

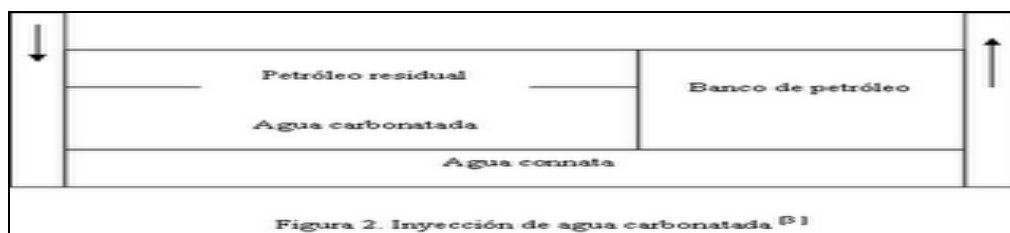


Figura N° 2.8. Inyección de agua carbonatada. [11]

2.3. Procesos de Nuevas Tecnologías de Recuperación Mejorada no Térmicos

Típicamente sólo 30 por ciento del aceite de un pozo petrolero puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales o incluso de los ya abandonados; esto se debe a que la mayor cantidad del petróleo se encuentra en el medio poroso o matriz, es decir, en la roca: llámese areniscas, calizas o carbonatos, por citar algunos ejemplos. Existen tecnologías, procesos o mecanismos conocidos como: Recuperación Terciaria o Mejorada de Petróleo (EOR por sus siglas en inglés “Enhanced Oil Recovery”), cuya aplicación puede ayudar a recuperar entre 10 y 20 por ciento del petróleo original en sitio, lo cual podría parecer poco, pero resulta

increíble para la industria petrolera de acuerdo con las tasas de recuperación y producción actuales. Para la extracción o recuperación del petróleo existen tres mecanismos básicos llamados simple y llanamente: Primario, Secundario y Terciario; la recuperación es primaria cuando al iniciar la producción, la presión de los fluidos al interior del yacimiento es suficiente para forzar la salida natural del petróleo a través del pozo. Durante la vida productiva del yacimiento la presión descenderá y es entonces cuando se requiere hacer Recuperación Secundaria, que es la inyección de agua o de gas para compensar la pérdida de presión y la ayuda mediante bombas para extraer el petróleo. Al paso del tiempo por más agua o gas que se inyecte y aunque se usen avanzados sistemas de bombeo ya no se recupera más petróleo, y la declinación comienza, en este punto debe aplicarse Recuperación Terciaria o Mejorada, la cual tiene varios métodos entre los que se encuentran el uso de químicos como los Polímeros y Surfactantes, Térmicos (Estimulación con vapor y combustión en sitio), Miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, vibracionales, de perforación horizontal, entre otros.

2.4. Inyección Química con Surfactantes

2.4.1. Introducción

El principal objetivo de este proceso es recuperar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. En algunas de las primeras investigaciones en las invasiones con surfactante, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorable y la segregación por la gravedad.

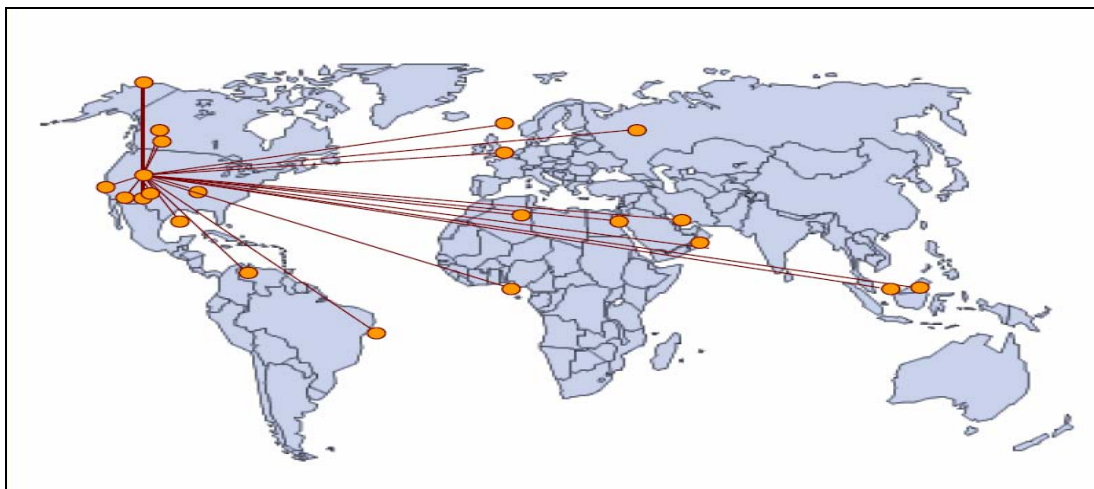


Figura N° 2.9. Lugares donde se ha aplicado inyección de surfactantes.^[11]

2.4.2. Antecedentes

En los años 70 se realizó un gran esfuerzo de investigación financiado por la industria petrolera para estudiar procedimientos susceptibles para recuperar el petróleo abandonado. Estos métodos llamados de recuperación asistida o mejorada del petróleo (RMP en español, EOR en Inglés), implican la inyección de fluidos destinados a desplazar el petróleo. Uno de los métodos químicos de los más prometedores desde el punto de vista de la recuperación final, pero de los más complejos desde el punto de vista técnico, es la inyección de surfactante para producir bajas tensiones o micro emulsiones.

2.4.3. Características del Proceso

Los surfactantes son eficaces en la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Petróleo sulfonatos o comerciales tensioactivos son de uso frecuente. Un surfactante acuoso babosa se sigue con una babosa de polímeros, y el producto químico dos babosas son impulsados con salmuera.

2.4.4. Inicialización y Desarrollo

Al bajar la tensión interfacial, los glóbulos de petróleo se movilizan y se forma un banco de aceite (desplazamiento difásico agua-aceite) que llega a los pozos productores. Dado el impacto económico, se realizaron numerosos estudios sobre este tema y se dispone hoy en día de centenares de referencias cuyo interés no se limita simplemente a la RMP. En efecto todo lo que se ha aprendido sobre los sistemas surfactante-agua-petróleo en los estudios sobre la RMP, ha permitido avanzar a muy grandes pasos en dos ramas vecinas, las cuales habían permanecido en el empirismo hasta la década de los 70: las emulsiones y las espumas.

En el caso del drenaje con solución de surfactantes se inyecta la solución tensoactiva, la cual se empuja con una solución de polímeros hidrosolubles suficientemente viscosa para producir un buen barrido. Al bajar la tensión interfacial, los glóbulos de petróleo se movilizan y se forma un banco de petróleo (desplazamiento difásico agua-petróleo) que llega a los pozos productores.

Dado el impacto económico, se realizaron numerosos estudios sobre este tema y se dispone hoy en día de centenares de referencias cuyo interés no se limita simplemente a la RMP. En efecto todo lo que se ha aprendido sobre los sistemas surfactante-agua-aceite en los estudios sobre la RMP, ha permitido avanzar a muy grandes pasos en dos ramas vecinas, las emulsiones y las espumas.

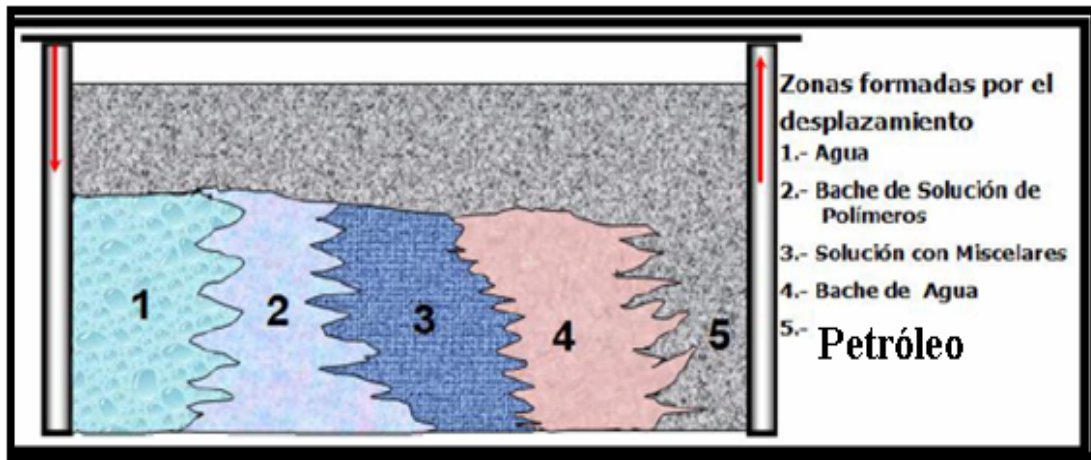


Figura N° 2.10. Inyección miscelar. ^[11]

2.4.5. Formación del Frente de Barrido

Es la zona que corresponde al estado inicial del yacimiento después del drenaje con agua. La saturación de aceite es típicamente 30%, apenas un poco superior a S_{OR} . Se puede decir que el aceite se encuentra en forma de glóbulos desconectados atrapados en los poros por fuerzas capilares.

(1) Esta zona corresponde al **banco de petróleo**, es decir a un estado en el cual ambos fluidos presentan continuidad. En esta zona se produce un flujo bifásico. La saturación de petróleo es notablemente más alta que en la zona (1) y esto se debe a que el tapón de surfactante (3) está empujando hacia adelante una cierta cantidad de aceite movilizado. Este petróleo coalesce con el petróleo atrapado y aumenta la saturación. Cuando el banco de hidrocarburo alcanza el pozo productor.

(2) Empieza la recuperación mejorada de crudo. Si el método se aplica en lugar de la recuperación secundaria, la saturación del crudo en (1) es mucho mayor que S_{OR} y el banco de crudo se extiende en todo el yacimiento; sin embargo, la saturación es mucho más alta delante del tapón de surfactante, típicamente del orden de 50-60%.

(3) El frente del tapón del surfactante es la zona donde la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el aceite atrapado y la moviliza. La movilización se efectúa por los mecanismos vistos anteriormente, más que todo por baja tensión interfacial e hinchamiento. Las condiciones físico-químicas cerca de la formulación óptima hacen que las emulsiones formadas sean muy inestables, y que las gotas coalescan inmediatamente al contactarse.

En consecuencia, los glóbulos de hidrocarburo movilizados coalescen entre sí y con los glóbulos atrapados para formar una fase de hidrocarburo continua. Hay evidencia de que, mediante el proceso de coalescencia e interconexión, el crudo se desplaza más rápidamente que el agua y que por lo tanto el banco de crudo se forma delante del tapón de surfactante. Esto es lógico si se examinan los fenómenos involucrados; de una parte la saturación de hidrocarburo aumenta considerablemente en la zona de movilización y por lo tanto la permeabilidad relativa aumenta también y el crudo se desplaza más rápidamente que el agua. Este desplazamiento produce un aumento de saturación en el banco de crudo y la relación RAP en este depende de las movilidades relativas.

(4) En un proceso que funciona idealmente, todo el crudo está movilizado al pasar el frente del tapón de surfactante. La zona (4) actúa por lo tanto sólo como una reserva para compensar las pérdidas de surfactante por adsorción sobre la roca o transferencia hacia el crudo.

Desde el punto de vista práctico, permite también que el surfactante penetre en las zonas menos permeables, y permite compensar ciertas inestabilidades. Hay también otras razones para inyectar un tapón del orden de 10% de volumen de poro al 5-10% de surfactante/alcohol, las cuales se discutirán más adelante.

El frente del tapón de surfactante se va gastando poco a poco y por lo tanto el tamaño del tapón de surfactante se va reduciendo a medida que transcurre el proceso. Además de reducirse en tamaño este tapón puede diluirse con el agua de la formación y el fluido que lo sigue, es decir que lo empuje. Peor aún el fluido que empuja el tapón de surfactante puede producir digitaciones, es decir inestabilidades.

Para evitar o reducir al máximo la degradación del tapón de surfactante cuando este progresa en el yacimiento, se empuja con un fluido viscoso, que es una solución de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido. Ya que el tapón de surfactante es más viscoso que el agua (por el surfactante), y que en el frente se producen emulsiones (que aumentan la viscosidad), es imprescindible disponer de un fluido de viscosidad de por lo menos 50-100 cp para evitar inestabilidades de tipo digitación producidas por una relación desfavorable de las movilidades.

Por razones económicas no se puede sin embargo inyectar polímeros hasta tanto el tapón de surfactante haya llegado al pozo productor. Se usa en general un tapón de 10-20% de volumen de poro, y la concentración de polímero va bajando lentamente en la cola del tapón, es decir que la transición con la zona (6) es continua. (6) Finalmenté se empuja el tapón de polímero con una inyección de agua. Se toman las precauciones necesarias para que los fenómenos de digitación y penetración del agua en el tapón del polímero sean lo menos severos posibles. Se usa un tapón de polímero con "cola decreciente" y una velocidad de inyección baja.

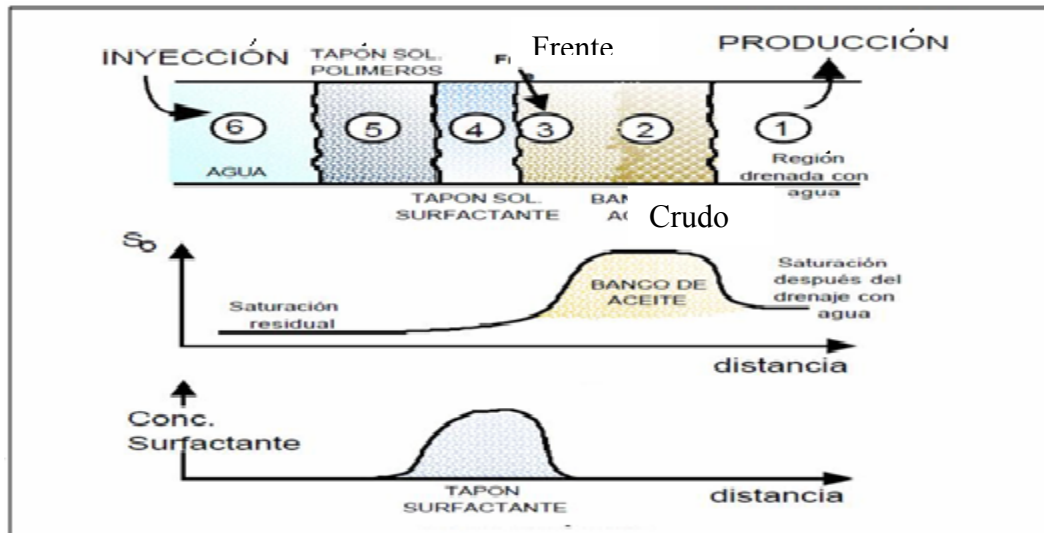


Figura N° 2.11. Recuperación mejorada con surfactante –polímero. ^[11]

2.4.6. Limitaciones del Proceso

Los métodos químicos de recuperación mejorada involucran la inyección de un fluido o de varios fluidos de alta complejidad química. Al estar estos fluidos en contacto con el petróleo y el sólido del yacimiento, los cuales han estado en equilibrio físico-químico durante millones de años con la salmuera connata, pueden producirse varios fenómenos de transferencia de masa: adsorción, intercambio iónico, entre otros.

Al desplazarse estos fluidos en el yacimiento pueden además producirse fenómenos de no-equilibrio. Todos estos fenómenos complican considerablemente el problema de obtención y el mantenimiento de una formulación óptima a lo largo del proceso, que ya no es muy simple aún en un tubo de ensayo cuando se controlan todas las variables.

Está limitado por dos factores desfavorables: de una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo digitación y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia no se puede prácticamente aumentar la velocidad "v" mucho más allá del típico 1 pie/día.

2.5. Inyección Química con Polímeros

2.5.1. Introducción

El principio básico que sigue este método es el agua puede hacerse más viscosa a partir de la adición de un polímero soluble en agua, lo cual conduce a una mejoría en la relación de movilidad agua/petróleo y de esta manera se puede mejorar la eficiencia de barrido y por tanto un mayor porcentaje de recuperación.

Existen varios tipos de moléculas que pueden ayudar a mejorar la producción; básicamente lo que hacen es reducir la tensión superficial o interfacial con el fin de mejorar la movilidad y/o cambiar la mojabilidad de la roca donde se encuentra el hidrocarburo. Cada yacimiento es único debido a las propiedades de sus crudos y del medio poroso donde se encuentran, por tanto, es necesario diseñar las soluciones de manera específica para cada proyecto; los químicos empleados, las concentraciones y el volumen a inyectar dependerán de las propiedades de los fluidos y de la formación. La aplicación de las técnicas de recuperación mejorada está directamente relacionada con el precio internacional del crudo, ya que esto representa una inversión adicional para la extracción del crudo; sin embargo, a medida que el petróleo se agote y su costo siga aumentando, el uso de estas tecnologías será cada vez más importante; en promedio, con precios internacionales por arriba de \$60 dólares el barril, las tecnologías de EOR son perfectamente factibles y necesarias, pues se dice que la época del petróleo barato o de fácil acceso ha llegado a su fin.

En la actualidad hay muchos operadores que ya usan o han utilizado técnicas de EOR con muy buenos resultados, debido a que el objetivo de extraer más petróleo de la tierra con altos retornos de la inversión se ha cumplido; ejemplos de eso hay bastantes, muchos están publicados en documentos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE por sus siglas en inglés “Society Petroleum Engineering”); sin embargo, no son todos, ya que muchos buenos resultados tienen carácter de confidenciales y los operadores no los revelan.

Una de las técnicas que ha dado extraordinarios resultados es el uso de geles y polímeros en un proceso conocido como Water flooding o Mejora del perfil de inyección y control de agua para bloquear fracturas y arenas con altas permeabilidades, evitando así conducir el agua de manera preferencial, tanto en pozos productores como en pozos inyectores, constituyendo un gran avance en el campo de las tecnologías químicas. Una vez que se produce la gelificación in situ, la entrada del flujo de agua al pozo se reduce generalmente a menos de 25 por ciento de las tasas de producción previas al tratamiento. Esta reducción en la permeabilidad al agua incrementa la permeabilidad al petróleo y permite que éste circule con mayor facilidad desde la roca matriz hacia el pozo.

Los beneficios sobre los costos operativos son muchos: una menor cantidad de agua en superficie, el posible reemplazo de costosas bombas electro-sumergibles por bombas de varilla, una mayor producción de petróleo debido a una mejor extracción del yacimiento y menos reparaciones al pozo, entre otras más.

2.5.2. Antecedentes

El trabajo se describe el proceso de obtención y optimización de un tapón micelar y de los tapones de la solución amortiguadora para un sistema de flujo micelar/ polímero. Se presenta resultados experimentales del efecto de la velocidad

de avance del frente de invasión y del uso de soluciones alcalinas como preflujo. El yacimiento fue simulado en el laboratorio mediante núcleo de arena no consolidada de la Faja Petrolífera del Orinoco, los cuales fueron saturados con crudo de 8,7 °API y agua con características similares a la de los yacimientos del área Cerro Negro. La efectividad de este tipo de proceso se observó de pruebas de recuperación terciaria, en las cuales se obtuvo un recobro de hasta un 53,46% del POES. Se realizaron pruebas de desplazamiento utilizando varias velocidades de flujo. Los resultados obtenidos indican una clara influencia de la velocidad en el proceso, lográndose un recobro máximo de 64,56% del POES para una velocidad de 4,0 pies/día.

Se introdujo una modificación al proceso Maraflood mediante la inyección de soluciones alcalinas delante del tapón de microemulsión a manera de preflujo. Se hicieron pruebas de desplazamiento para optimizar este tapón, obteniéndose un máximo recobro de 81,3% para un tapón de 15% del volumen poroso de hidróxido de sodio.

La recuperación mejorada de petróleo por métodos convencionales resulta en recobros donde una cantidad significativa de petróleo permanece en sitio debido a factores tales como barrido parcial del yacimiento o entrapamiento de petróleo por fuerzas capilares en las zonas invadidas. Estos factores se tornan críticos en la recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, donde la inyección de calor es utilizada para aumentar el recobro de los yacimientos. Dadas las grandes reservas de crudos pesados y extrapesados existentes en Venezuela y conocidas las limitaciones de los métodos y tecnología de recuperación utilizadas en la actualidad, se plantea la necesidad de investigar técnicas de producción y recuperación que puedan ser aplicables a yacimientos de características similares a la Faja Petrolífera del Orinoco. Este trabajo es un estudio de laboratorio tendiente a lograr el diseño de un proceso de recuperación mejorada utilizando un sistema de flujo micelar/polímero, aplicable a yacimientos del área Cerro Negro, Faja Petrolífera del Orinoco y tiene

como objetivo analizar diferentes factores como la composición y tamaño de los tapones desplazantes, la velocidad de avance del frente de invasión y el uso de soluciones alcalinas como preflujo en este tipo de procesos.

2.5.3. Características del Proceso

La inundación por polímeros consiste en agregar polímeros al agua subterránea, para hacer decrecer su movilidad. El resultado es un incremento en su viscosidad y a la vez decrece la permeabilidad de la fase acuosa que ocurre con algunos polímeros, causa una de su baja el radio de movilidad. Esta baja incrementa la eficiencia de la inundación a través de un aumento de la eficiencia de recuperación y una disminución de la zona de saturación de petróleo. La irreversible saturación del petróleo no decrece hasta que la saturación del petróleo lo haga. La mayor eficiencia en la recuperación constituye el incentivo económico para la utilización de inundación por polímeros, generalmente, la inundación por polímeros puede ser económicamente viable únicamente cuando el radio de movilidad de las aguas subterráneas es grande, el reservorio es altamente heterogéneo o una combinación de los mismo.

2.5.4. Inicialización y Desarrollo

La optimización del desarrollo de un reservorio requiere de muchas evaluaciones que involucren diferentes combinaciones de las variables de decisión, tal como las propiedades del reservorio, localización de pozos y parámetros de cronograma de producción, que permitan lograr finalmente la mejor estrategia económica.

Antes de iniciar la recuperación asistida, el operador debe recoger tanta información como le sea posible acerca del pozo y del estatus y de las condiciones de saturación del reservorio.

Este estudio se realiza mediante ensayos que involucran técnicas analíticas y geológicas acerca de la morfología del terreno. Toda esta cadena de información fundamenta las bases racionales para la predicción de reservas recuperables de petróleo mediante las distintas técnicas que puede involucrar una recuperación asistida. Los procedimientos de recuperación involucran la inyección de compuestos químicos disueltos en agua, inyección de gases miscibles en alternación con las aplicaciones de agua, la inyección de las denominadas micellar solutions.

2.5.5. Formación del Frente de Barrido

Se realizaron un total de 17 pruebas de desplazamiento. Las condiciones del yacimiento fueron 150°F y 1.600 Lpc. Los núcleos fueron inicialmente saturados con agua de 16000 ppm de cloruro de sodio y luego saturados con crudo Cerro Negro de 8,7 ° API hasta obtener la saturación residual de agua. En los casos en que se inyectó preflujo se utilizaron soluciones de hidróxido de sodio al 0,1% en ppm ortosilicato de sodio al 0,08 y 0,2% en peso respectivamente. Estas concentraciones presentaron valores bajos de tensión interfacial. En todos los casos se utilizó agua fresca para desplazar la solución amortiguadora.

Optimización del tamaño de los tapones de las soluciones micelar amortiguadora. La base del éxito de los procesos micelar/polímero, radica en el tapón micelar o microemulsión. Este tapón es diseñado para obtener miscibilidad con el petróleo y con los tapones posteriores. Se observa que micro emulsiones son preparadas de acuerdo a un diagrama de fases, en el cual los tres componentes son: surfactantes, agua y petróleo. De acuerdo a resultados anteriores es posible sustituir

los surfactantes comerciales y preparar emulsiones estables con algunos crudos. Este tipo de emulsiones de petróleo en agua logran estabilidad debido a la acción de asfáltenos y resinas que contienen ácidos y bases orgánicas, que resultan favorecidas con PH ácidos.

Las emulsiones utilizadas en este estudio fueron preparadas con el destilado corte-2 del crudo y agua de pH 4 según resultados obtenidos de experimentos realizados con crudo Boscán. Estudios similares han sido realizados por otros investigadores, lográndose resultados favorables en la recuperación mejorada de petróleo pesado.

Las variables críticas que afectan la estabilidad de las emulsiones han sido estudiadas y los resultados indican que un alto contenido de surfactantes favorece el recobro de petróleo, lográndose mayor estabilidad. Se encontró además que es posible obtener emulsiones más estables con los crudos pesados, ya que son capaces de aceptar más agua, siendo mayor la estabilidad a menor pH. De las muestras analizadas se consideró 40% crudo, 40% agua, 20% corte-2 y 25% de NaCL en el agua como óptima, tomando en cuenta tres parámetros básicos: viscosidad, salinidad y estabilidad a altas temperaturas. Las tres primeras pruebas de desplazamiento fueron utilizadas para obtener el tamaño óptimo del tapón micelar. Para el tapón 5% Vp se observa un recobro de 30,87% del POES. El tamaño de este tapón debe ser por lo menos 6% Vp para contrarrestar el fenómeno de adsorción del sulfonato sobre los granos de la roca. Esta adsorción es debida a un mecanismo de atrapamiento, siendo éste mayor a bajas tasas de flujo por efecto de deterioro de la microemulsión.

Los polímeros utilizados en las pruebas fueron de tipo poliacrilamidas, demostrándose la efectividad del proceso, al utilizar tapones secuenciales de polímeros en orden decreciente. El tamaño del tapón y su concentración son los que más afectan la movilidad del banco amortiguador donde se concluye que gobernando

estos factores es posible ejercer un mejor control de la movilidad, y donde los tapones menores ocasionan reducción en el recobro de petróleo. En última instancia, las consideraciones económicas las que dictarán el tamaño del tapón amortiguador.

En las tres primeras pruebas se utilizó un 48% Vp del polímero **Hércule 424**, dividido a partes iguales para las tres concentraciones (4.000, 1.500, 500). Las cuatro pruebas siguientes sirvieron para obtener el diseño del tapón de solución amortiguadora. Resulto que el recobro de petróleo es mayor. Los resultados obtenidos son atribuibles al tamaño del tapón y a la concentración de polímeros utilizada. Además se puede observar que a mayor concentración, se logra un mayor recobro de petróleo. Para las pruebas subsiguientes se utilizaron tapones de solución amortiguadora iguales.

Efecto de la velocidad de frente de invasión ($q/A\emptyset$), se llevaron a cabo estudios reológicos para determinar el comportamiento de la microemulsión y los polímeros en viscosímetros y en el medio poroso. Se encontró que la microemulsión optimizada se comporta como un fluido Newtoniano, pudiendo mantener estable su movilidad prácticamente durante todo el proceso, independientemente de la tasa de corte aplicada, sin embargo, se ha encontrado que la movilidad de la microemulsión puede verse alterada a bajas tasas de flujo debido a la absorción de surfactantes que se produce en la roca mediante un mecanismo de entrapamiento. Las soluciones micelares exhiben un comportamiento Newtoniano a bajas tasas de corte, mientras que a altas tasas se comportan como no Newtonianos. Las tasas de flujo en los yacimientos son tales que las soluciones micelares se comporta como fluido Newtoniano.

Para el polímero **Hércules 424** se encontró que se comporta como fluido no Newtoniano pseudoplásticos. Resultados similares han sido presentados en otros trabajos en los que se indica que la solución amortiguadora se verá afectada por las

tasas de corte aplicadas. Según estudios realizados las moléculas de polímero retenidas en los canales de flujo se expanden al aumentar la velocidad del flujo, originando una resistencia al flujo que hace aumentar la viscosidad aparente. El efecto de la velocidad ha sido estudiado por otros autores quienes observan que ésta aumenta al incrementar la tasa de flujo y el peso molecular y disminuye al reducirse el tamaño de los poros. Concluyen además que la viscosidad de la solución de polímeros disminuye cuando el esfuerzo cortante se incrementa.

La velocidad de flujo puede también afectar las propiedades físicas del yacimiento. Donde se encontró que al aumentar las tasas de flujo disminuye la permeabilidad efectiva, ya que la movilidad de la solución decrece de 5 a 20 veces más de lo esperado en el medio poroso. En donde se indica además que a altas velocidades ocurre una mayor retención de polímeros ocurriendo ésta a través de todo el medio poroso.

Se tiene que para el polímero de 4.000 ppm la movilidad es similar a la de la microemulsión para ciertas tasas de flujo, lo cual es uno de los requisitos para un adecuado control de la movilidad. La propiedad de los polímeros de ser afectado en su comportamiento reológico por las tasas de flujo, indica que es necesario utilizar este factor como medio para ejercer un mejor control de la movilidad.

2.5.6. Limitaciones del Proceso

1. Límites del campo y geometría del yacimiento.
2. Propiedades de la roca.
3. Localización de los contactos gas/petróleo y agua/petróleo si estuvieran presentes.
4. Características de los fluidos del yacimiento.
5. Condiciones de presión y temperatura inicial del yacimiento.

6. Profundidad de la arena prospectiva.
7. Saturación de fluidos en el medio poroso.

Una vez conocidos todos estos parámetros, se procede a la elección del tipo de completación más idónea para la inyección de polímeros. En caso de existir un pozo productor abandonado, para ahorrar gastos este puede ser usado con tal fin.

Generalmente el tipo de completación utilizada es una completación sencilla, debido a los bajos costos que esta representa. Otro tipo de completación implicaría gastos innecesarios. Cabe resaltar, que la tubería de inyección debe ser altamente resistiva a la corrosión; debido a que se están inyectando compuestos químicos que deterioran rápidamente la misma.

2.5.7. Beneficios del Proceso de Recuperación con Polímeros

1. Mejoran el barrido vertical.
2. Son muy viscosas cuando son altamente diluidas.
3. Mejora la razón de movilidad agua- petróleo.
4. Son los más aplicables en pruebas de campo.
5. Factor económico.

2.6. Inyección Gas de CO₂

2.6.1. Introducción

El dióxido de carbono en estado líquido es el agente miscible preferido para el recobro de Petróleo pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con CO₂ es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano

hasta el C30. Como resultado, la invasión con dióxido de carbono se aplica a un amplio rango de yacimientos, con presiones de inyección de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en los procesos con gas vaporizante.

El CO₂ también reduce la viscosidad del petróleo (un efecto que es muy importante en los crudos pesados) y causa su hinchamiento, pero el principal mecanismo en los crudos livianos es el desplazamiento miscible.

2.6.2. Antecedentes

Este aparece al ser más accesible y a un menor costo comparado con el metano; y el criterio Screening muestra que un importante porcentaje de yacimientos profundos pueden conocer los requerimientos para flujo miscible de CO₂. La densidad así como la solubilidad del CO₂ en petróleo decrece con la temperatura, así que los PMM requeridos para un crudo dado debe incrementar con aumentos en la temperatura. Como la temperatura de un yacimiento normalmente incrementa con la profundidad, los PMM también deben incrementar con la profundidad. Afortunadamente, la presión requerida para fracturar un yacimiento incrementa mucho más rápido que la temperatura con la profundidad.

2.6.3. Inicialización y Desarrollo

Consiste en la inyección de gas y desplazamiento del crudo por soluciones miscibles como se observa en la figura 8. La adición de dióxido de carbono es una de las técnicas más utilizadas en las instalaciones de recuperación en la actualidad. El mecanismo principal para la movilización del petróleo por gases miscibles es:

- Disminución de la viscosidad del fluido hasta solubilización del gas en el crudo.
- Aumento del volumen de la fase oleica.

La solución de dióxido de carbono, la cual es altamente soluble en el petróleo crudo cuando se aplica a alta presión, provoca un aumento de la movilidad del petróleo. Tres tipos de inyección de dióxido de carbono han sido descubiertas y aplicadas:

1. Inyección del gas en porciones seguidas de la adición de agua, como se ilustra en la figura 8.
2. Inyección de agua saturada con el dióxido de carbono.
3. Inyección del gas a presión elevada.

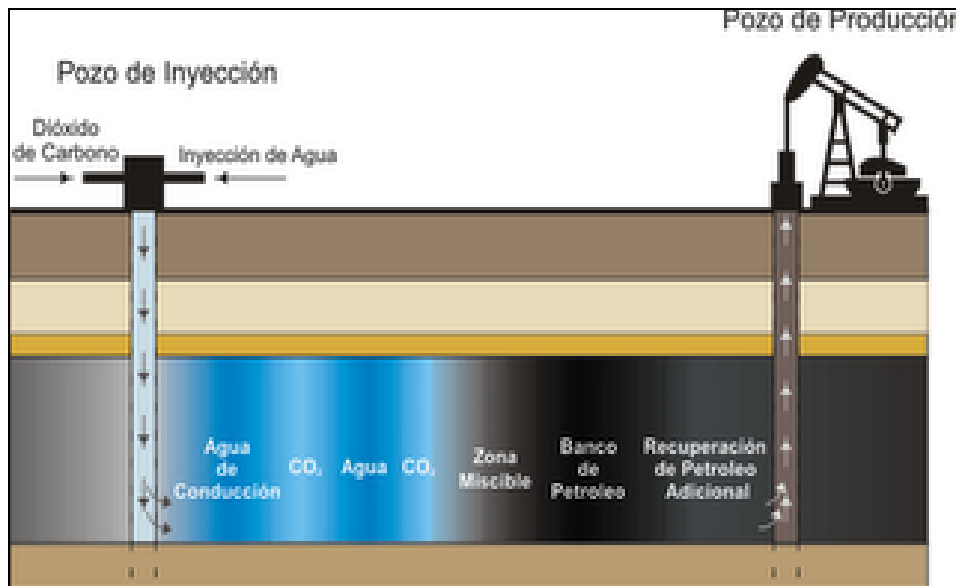


Figura N° 2.12. Inyección de CO₂.^[11]

2.6.4. Formación del Frente de Barrido

En campos de hidrocarburos, las operaciones EOR/EGR aportan un beneficio económico que puede contrarrestar los costos de la captura, el transporte y el almacenamiento de CO₂. En operaciones EOR, el CO₂ mejora la movilidad del crudo si se alcanza la miscibilidad, ya que se reduce su viscosidad al tiempo que se mantiene o incrementa la presión del yacimiento. En caso de inmiscibilidad del CO₂, éste se utiliza para represarizar el depósito, empujando el crudo hacia los pozos productores. Una vez agotados, los campos petrolíferos pueden utilizarse como almacén de CO₂, siendo similar al almacenamiento en formaciones permeables profundas con agua salina.

En los campos de gas sucede algo semejante. En ambos casos, a medida que disminuye la presión del hidrocarburo, en la roca almacén se crea un importante volumen de poros relleno de gas a baja presión, que no suele ser colmatado por el flujo de agua y que puede ser utilizado para almacenar CO₂. No hay experiencias de almacenar CO₂ en campos de gas, pero no parecen existir barreras técnicas para ello. Sí son frecuentes, en cambio, las experiencias de almacenamiento de gas natural en formaciones geológicas en distintos países.

De no poderse llevar a cabo las opciones EOR o EGR, es más probable el uso de reservorios de gas frente a los de petróleo porque se suele extraer hasta un 90 % de las reservas existentes, quedando gran cantidad de espacio disponible cuando no ha sido saturado por el agua.

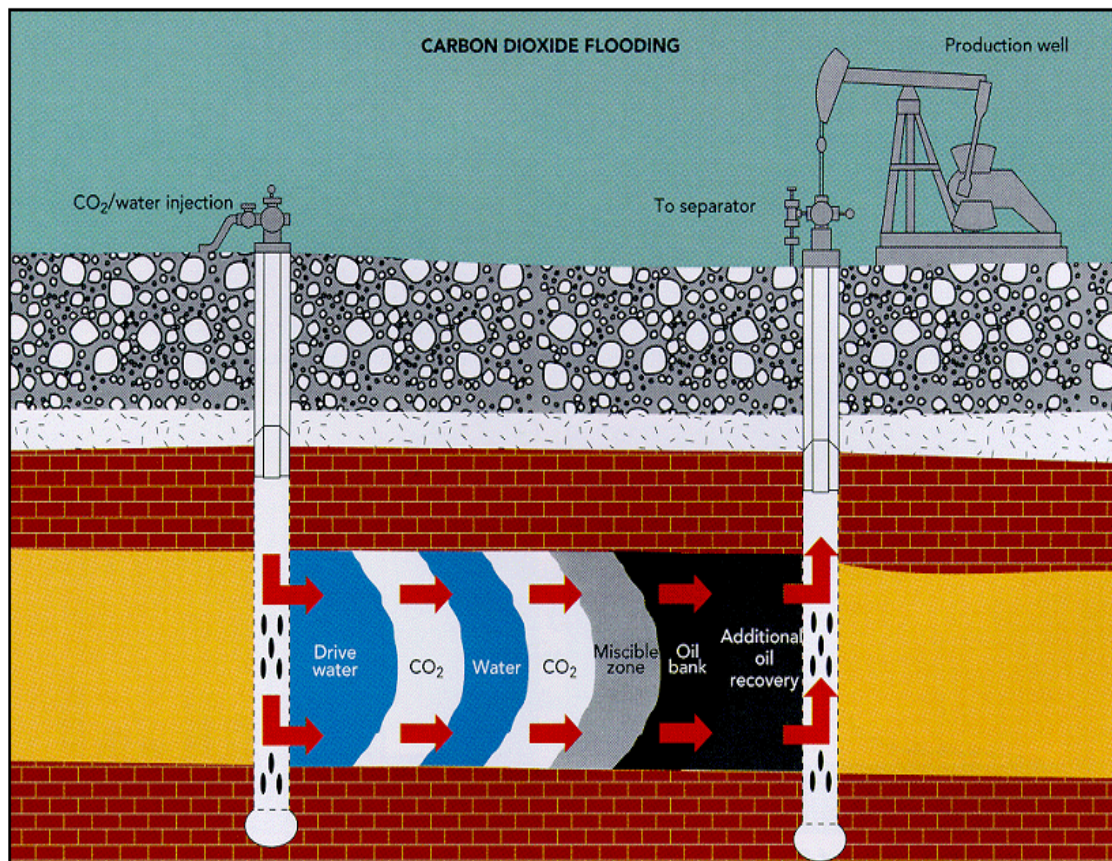


Figura N° 2.13. Proceso de inyección de CO₂.^[11]

2.6.5. Limitaciones del Proceso

- Proceso caro si no se encuentran disponibles grandes cantidades de CO₂.
- Problemas de corrosión por el CO₂.

2.6.6. Beneficios del Proceso de Recuperación Con CO₂

- Reduce la viscosidad del aceite. Al incrementar el volumen de la FASE Líquida libera fluidos de las zonas de baja porosidad.

- Reduce la tensión interfacial. Disminuye el factor de retención de aceite y roca.
- Incrementa o mantiene la presión del yacimiento. Mantiene niveles de producción aceptables, reduce la invasión del agua en tal caso que tenga un acuífero asociado.
- Incrementa la eficiencia de los procesos de producción de hidrocarburos.
- Incorpora reservas por medios de proyectos de procesos de recuperación adicional.

2.7. Inyección de Vapex (Extracción de Vapor)

2.7.1. Introducción

El proceso VAPEX (Extracción de vapor) por lo general usa un par de pozos horizontales uno encima del otro y también desplazados horizontalmente. Este proceso utiliza un solvente de hidrocarburo liviano en el rango de propano y butano (o alguna combinación de hidrocarburos livianos) inyectado en el pozo horizontal superior, en un pozo productor/injector y en dos pozos laterales inyectores y el productor en el medio de estos. El solvente se difunde en el petróleo pesado o bitúmen diluyéndolo y, al final, reduciendo su viscosidad para permitirle drenar por gravedad al pozo de producción horizontal inferior. Las condiciones de operación son controladas con el objetivo de mantener el solvente en la fase de vapor muy cercano a su presión de vapor para así aumentar al máximo los efectos de dilución del solvente. El solvente también puede tener efectos de remoción de asfalto sobre el crudo pesado o bitúmen dependiendo de la composición del solvente.

Aunque la presión de operación es muchas veces controlada por la presión de inyectividad del yacimiento, la temperatura de operación debe ser cercana a la

temperatura del yacimiento. Esto elimina la necesidad de completaciones térmicas y reduce los costos.

La temperatura y la presión del yacimiento son parámetros claves en la selección del solvente a usar debido a que, la presión del punto de rocío debe ser mayor o igual a la presión del yacimiento. Como VAPEX es una técnica análoga a SAGD es afectada de igual manera por la permeabilidad horizontal, viscosidad, saturación de petróleo y gravedad API, lo que significa, que el área en interés debe tener alta permeabilidad, gravedad API característica de crudos pesados y extra pesados.

La idea de utilizar un solvente para la recuperación de petróleo pesado y asfalto fue propuesta en 1974, cuando Allen presentó por primera vez una variación de la estimulación cíclica de vapor (CSS), proceso en el que los ciclos alternos de vapor de agua y disolventes como propano o butano se utilizaron. Había otras pruebas experimentales de base solvente métodos de recuperación de petróleo pesado a partir de entonces (Allen y Redford, 1976; Nenniger 1979; Dun et al 1989). Sin embargo, las tasas de producción de petróleo eran desalentadoras en los ensayos experimentales a escala de laboratorio abandonado la investigación en este ámbito. El avance tecnológico de la perforación de pozos horizontales revitalizado la idea de usar solventes para la recuperación de petróleo pesado y asfalto. En 1989, Butler y Mokrys presentó extracción de vapor de proceso (VAPEX) como disolvente-análogo de la bien establecida de vapor drenaje por gravedad asistido (SAGD) proceso (Butler y Mokrys 1989). Aunque ha habido algunos ensayos a escala piloto de campo del proceso de VAPEX, los resultados no han sido publicados por razones de confidencialidad (Nenniger y Dunn 2008).

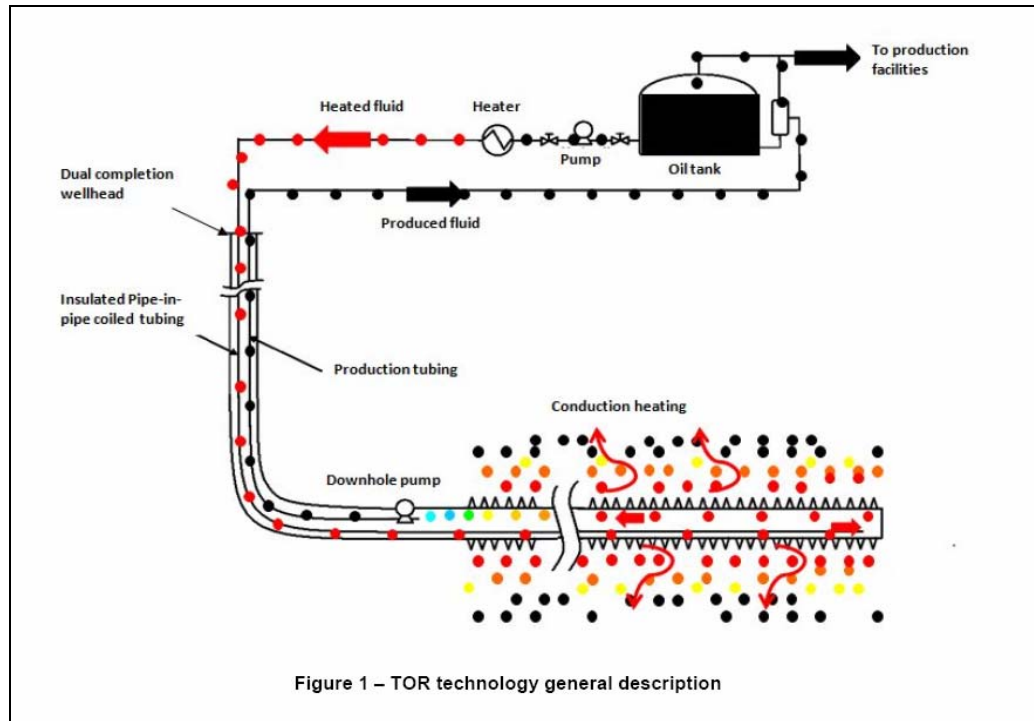


Figura N° 2.14. Descripción general del proceso VAPEX.^[11]

Rendimiento VAPEX depende de la viscosidad y la densidad de la fase líquida que se forma en el borde de la cámara de vapor. Con el fin de diseñar y optimizar VAPEX y otros procesos a base de solvente, es fundamental para poder determinar la difusividad del disolvente en el petróleo pesado, identificar las fases que se forman en las mezclas de hidrocarburo con el disolvente y pesada a diferentes temperaturas y presiones, y determinar la densidad y la viscosidad de la fase líquida. Otros procesos a base de solvente (vapor e inyección de solvente para la recuperación de petróleo pesado y extracción con disolventes de las arenas petrolíferas) requieren datos similares

2.7.2. Antecedentes

La idea de recobro de petróleo pesado por medio del uso de solventes no es nada nuevo ya que existen trabajos de investigación que se remontan desde los años 70. Entre los estudios realizados a partir de esta fecha tenemos:

- Allen (1974), probó el proceso de inyección cíclico de vapor en la cual propano y etano fue inyectado en ciclos para extraer un bitumen de Athabasca que se encontraba en un modelo empacado.
- Allen (1976), estudió la inyección de un solvente líquido con un gas no condensable a la presión y temperatura del yacimiento. El propósito del uso de un gas no condensable fue para prevenir la formación de un banco de bitumen impermeable.
- Nenniger (1979), en su patente, describió un proceso para el recobro de hidrocarburos de arenas saturadas con petróleo por medio de la inyección de un solvente en estado gaseoso dentro de la formación a una presión que no excedía en un 95% la presión de saturación de vapor del solvente y a una temperatura menor que la temperatura crítica del gas, esto para asegurar que el solvente se mantuviera como un gas a condiciones de yacimiento.
- Redford (1981), describió un proceso que envuelve la inyección simultánea de vapor, gas y hidrocarburo diluido dentro de la formación para recobrar petróleo pesado observándose efectos beneficiosos dando pie para su posterior aplicación.

Para la década de 1980 comienza a hacerse cada día más popular el uso de pozos horizontales y la combinación de este tipo de pozos con el fin de que el drenaje por gravedad sea el principal mecanismo de producción.

Butler (1989), utilizó la combinación de un pozo inyector y productor horizontal análogo al proceso SAGD con el fin de obtener mayor área entre el solvente inyectado y el crudo producido permitiendo mayor interacción entre los

fluidos y un mayor efecto del drenaje por gravedad. Introduciéndose el término VAPEX (vapor extracción).

2.7.3. Mecanismos que Intervienen durante el Proceso Vapex

- **Transferencia de masa molecular:**

Este mecanismo se caracteriza por transferir una sustancia a través de otra a escala molecular, es decir cuando se ponen en contacto dos fases que tienen diferentes composiciones la sustancia que se difunde abandona un lugar de una región de alta concentración y pasa a un lugar de baja concentración, como el caso de VAPEX, donde ocurre básicamente una redistribución de las moléculas pesadas del crudo al solvente que presenta moléculas livianas. Existen dos tipos de transferencia de masa:

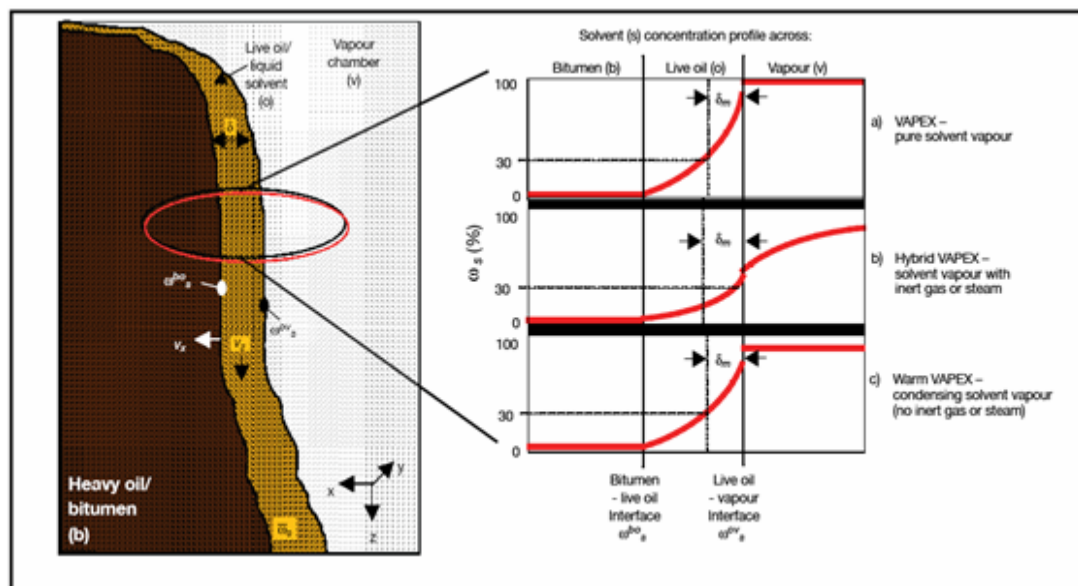


Figura N° 2.15. Proceso de miscibilidad. [11]

a) Molecular: La masa puede transferirse por medio del movimiento molecular fortuito en los fluidos (movimiento individual de las moléculas).

b) Convectiva: La masa puede transferirse debido al movimiento global del fluido. Puede ocurrir que el movimiento se efectúe en régimen laminar o turbulento. El flujo turbulento resulta del movimiento de grandes grupos de moléculas y es influenciado por las características dinámicas del flujo; tales como densidad, viscosidad, etc.

- **Drenaje por Gravedad:**

En un yacimiento, el drenaje por gravedad ocurre por efecto de la diferencia de densidad de los fluidos presentes, en el cual ocurre que el fluido menos denso se mueva hacia arriba y el más denso hacia abajo (Gas/Petróleo, Gas/Petróleo/Agua, Petróleo/Agua). En el VAPEX a pesar del proceso de transferencia de masa, el crudo aún sigue siendo más pesado que el solvente y por diferencia de densidades entre estos fluidos (crudo y solvente), el crudo drena a la parte más baja del yacimiento por efecto de gravedad, mientras que el solvente se mantiene en la parte superior

2.8.4 Requerimientos para la Selección del Solvente a usar en un Proceso Vapex

Para la selección del solvente que se usará en un proceso VAPEX, se deben de considerar varios aspectos como lo son:

- El solvente debe encontrarse en estado gaseoso a condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

- El solvente a inyectar es un hidrocarburo vaporizado de bajo peso molecular ya que estos son capaces de redistribuirse molecularmente en el crudo. Por ejemplo Metano, Etano, Propano, Butano y mezcla de ellos.
- La presión de rocío del solvente o de la mezcla del solvente debe ser igual o mayor a la presión del yacimiento.
- Cuando se desea llevar a cabo el proceso a presiones muy por encima a la presión de vapor del solvente puro se debe de usar mezclas de solventes o mezclas de solventes con un gas no condensable.
- El solvente no requiere ser calentado por lo que se inyecta a la temperatura a la cual se encuentra el yacimiento.

2.8. Pozos Horizontales

2.8.1. Definición

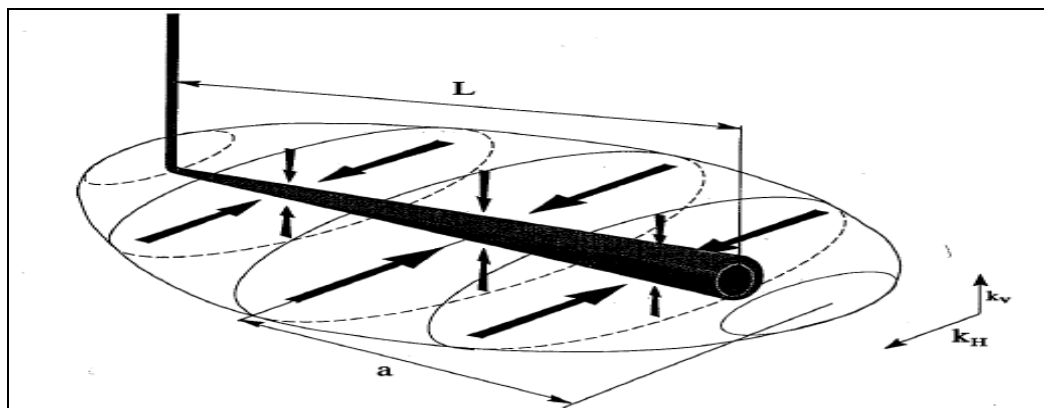


Figura N° 2.16. Patrón de drenaje de un pozo horizontal. [7]

2.8.2. Tipos de Pozos Horizontales

Los pozos direccionales pueden clasificarse de acuerdo a la forma que toma el ángulo de inclinación en:

- **Tipo Tangencial:**

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
- Ángulo de inclinación moderado.
- Generalmente puntos de arranques someros.
- Menor riesgo de pega.

- **En Forma de “J”:**

Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.

- **En Forma de “S”:**

En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:

Tipo “S”: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).

“S” Especial: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

- **Inclinados o de alto Ángulo:**

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan taladros especiales inclinados. Los Taladros Inclinados son equipos cuya cabria puede moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45° . Entre las características más resaltantes del equipo se pueden mencionar:

- Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de 45° de desviación vertical.
- Brazo hidráulico para manejar tubulares que puede ser accionado desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del encuellador de los taladros convencionales.
- Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para enroscar y desenroscar la tubería, que se desliza a través de un sistema de rieles instalado en la estructura de torre.
- Sistema hidráulico especial para darle el torque apropiado a cada conexión de los tubulares.

- Los equipos auxiliares del taladro permanecen fijos durante la perforación, lo que incrementa la vida útil de los mismos, por disminución el deterioro al que son sometidos durante la mudanza entre pozo y pozo.

- Capacidad de movilización mediante un sistema de orugas, lo cual reduce los tiempo de mudanza.

a) Horizontales:

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo.

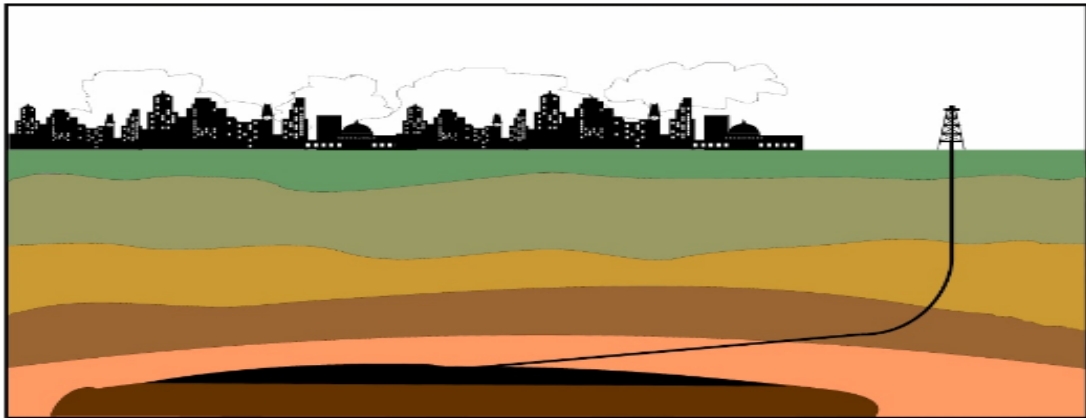


Figura N° 2.17. Representación de un pozo horizontal. ^[7]

Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal.

2.8.2.1. De Radio Largo

Se caracteriza por tener tasas de construcción de 2 a 8 grados por cada 100 pies, lo que resulta en radios de 2.865 a 716 pies. Este perfil se perfora con herramientas de perforación direccional convencionales. Se han perforado secciones horizontales de hasta 8.000 pies.

Sin embargo, la definición puede variar con el tamaño del hueco. Una mejor definición que el motor usado en el modo de deslizamiento para perforar la sección de construcción puede ser rotado en la misma sección y que la curvatura del pozo en la sección no es lo suficientemente alta para causar fallas por la fatiga en la tubería de perforación. Esta definición sugiere que la máxima tasa de construcción alcanzada para un hueco grande será menor que la máxima BUR para un pozo de diámetro pequeño. Otra característica de los pozos convencionales, es que el máximo ángulo de una sección puede permitir que los registros eléctricos se corran con cable usando la fuerza de gravedad, sin ser empujados a fondo o bombeados. Este criterio limita normalmente la inclinación de los pozos de 65 a 80 grados dependiendo de los factores de fricción (FF). Los FF son función primaria del tipo de formación y del fluido de perforación, pero pueden incluir efectos de los escalones u orillas y los puntos de contacto del ensamblaje de fondo (BHA por sus siglas en inglés). Aunque por definición, el máximo ángulo de estos pozos permitiría que fueran registrados con cable. Los avances en la exactitud y características de las herramientas de MWD y de registro mientras se perfora (LWD por sus siglas en inglés), han permitido que estas se conviertan en la opción preferida para los pozos convencionales.

En los pozos direccionales convencionales, debido a que el ángulo del pozo es lo suficientemente bajo, se usan los collares de perforación en el BHA para añadir peso a la broca. La parte más débil del collar de perforación es la conexión; por lo consiguiente, se debe evitar rotar los collares de perforación en curvaturas altas.

2.8.2.2. De Radio Mediano

Los pozos de radio medio alcanzan tasas de construcción de ángulo de 8 a 30°/100 pies con radios de 716 a 191 pies y con curvas de 30 a 60° con radios de 191 a 65 pies y secciones laterales de hasta 8.000 pies de desplazamiento. Estas curvas se alcanzan con motores convencionales y especiales en ciertas aplicaciones. Generalmente se usa para pozos tipo re-entry.

Los pozos de radio medio usan muchos de los componentes de BHA y herramientas de planeación de los pozos de radio largo. La principal diferencia es que las tasas de construcción de los pozos de radio medio imponen algunas limitaciones a la habilidad de rotar y esas limitaciones afectan el perfil diseñado.

Los pozos de radio medio se caracterizan por:

- El BHA usado para construir la sección de construcción no puede ser rotado debido a los altos esfuerzos sobre las conexiones de los motores y MWD. En el mejor de los casos se puede rotar limitadamente.
- Debido a la curvatura de la sección de construcción, el componente del esfuerzo de la tubería de perforación debido al doblamiento es lo suficientemente alto para que la rotación deba ser hecha únicamente en tensión.
- Como regla general, las tasas de construcción de radio medio solo se usan para pozos de alto ángulo o pozos horizontales.

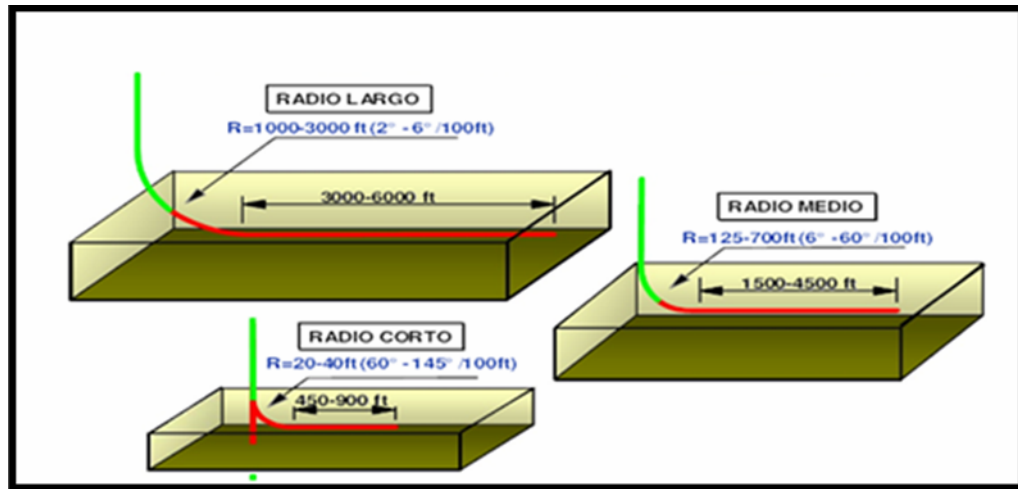


Figura N° 2.18. Perfiles de pozos horizontales. [6]

2.2.2.3. De Radio Corto

Tienen curvas de 60° hasta 200°/100 pies y se alcanzan radios desde 95 a 28 pies en los casos más extremos. Las aplicaciones de los pozos radio corto y ultra corto son escasas y se realizan con motores y MWD articulados usualmente para pozos tipo re-entry evitando zonas superiores problemáticas en pozos someros.

- Son precisos para drenar el yacimiento que el de radio medio largo.
- Se pueden aislar zonas problemáticas inmediatas a la zona productora.

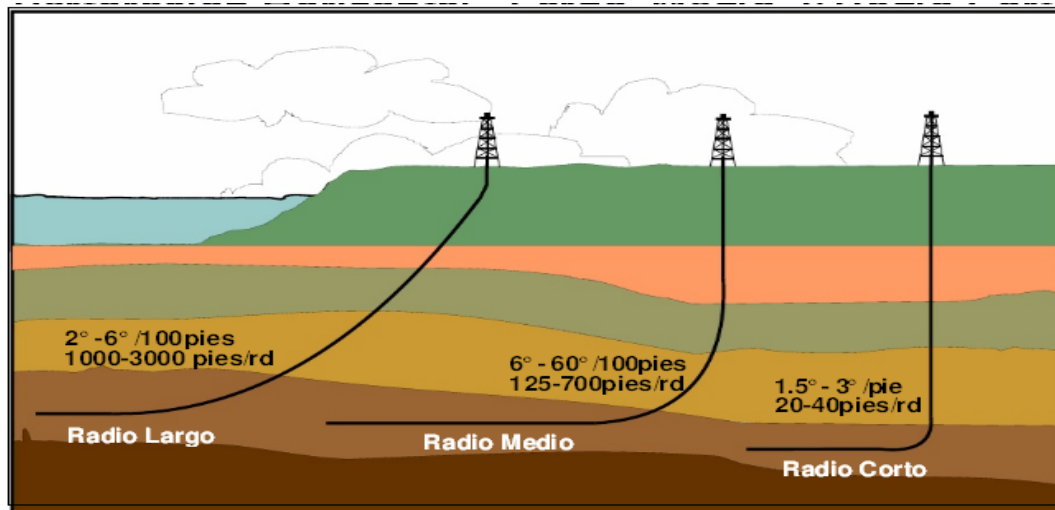


Figura N° 2.19. Tipos de pozos de acuerdo a su sección horizontal. [6].

2.8.3. El Factor Económico y los Beneficios Compensatorios

- Recuperación final y drenaje del reservorio.
- Productividad en reservorios consolidados.
- Espaciado de pozos y reducción de la cantidad de pozos en proyectos de desarrollo/rellenado.
- Control de problemas de conificación gas/agua.

Los pozos horizontales perforados adecuadamente pueden producir los siguientes beneficios:

- Los pozos horizontales pueden aumentar las tasas de producción 3 a 4 veces por encima de los pozos verticales.
- El costo extra de los pozos horizontales se paga con el aumento de las tasas de producción.
- En reservorios muy permeables, los pozos horizontales pueden reducir la cantidad de pozos y mejorar las tasas iniciales de producción/vida del pozo.
- En reservorios fracturados, delgados y discontinuos, los pozos horizontales incrementan significativamente la recuperación final debido al drenaje mas eficiente

- El desarrollo de campos marginales puede resultar económicamente factible debido a la reducida cantidad de pozos requeridos para explotar el reservorio.

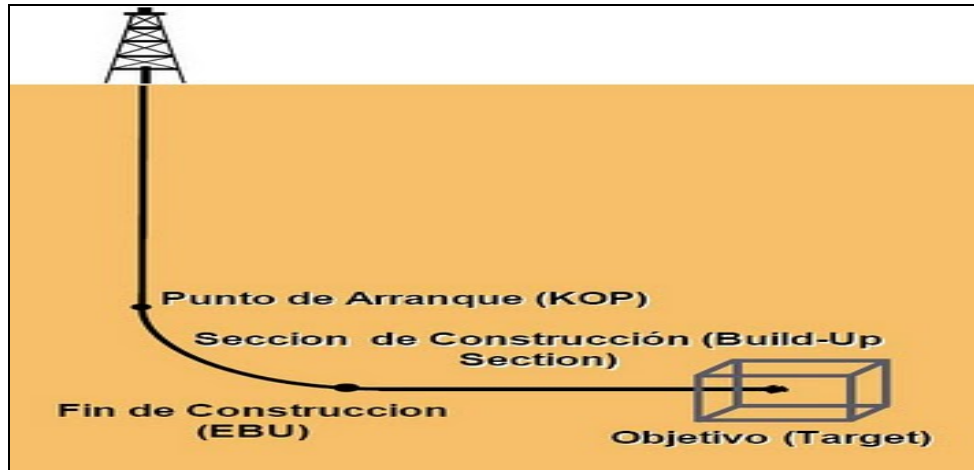


Figura N° 2.20. Sección de perforación de un pozo horizontal. ^[6]

Las razones por lo que la productividad en un pozo horizontal es mayor que en uno vertical es por los siguientes motivos:

- Tiene mayor área de contacto con el yacimiento.
- Para igual caudal de producción ocasiona menor caída de presión.
- El volumen de drenaje inducido por el pozo o sección horizontal es de tal configuración geométrica que los fluidos del yacimiento transitan menor distancia para llegar al pozo.
- Aprovecha mejor la capacidad de transporte de fluidos ofrecida por el hoyo que en el caso vertical.

2.9. Simulación de Procesos no Térmicos

2.9.1. Simulación de Yacimientos

Un simulador de yacimientos se puede definir como un conjunto de herramientas computacionales que con algoritmos apropiados resuelve las ecuaciones matemáticas que representan al modelo del yacimiento. El simulador de yacimientos trabaja con las ecuaciones fundamentales que rigen el comportamiento de la roca y de los fluidos del yacimiento a lo largo de su historia, las cuales están fundamentadas en El Principio de Conservación de la Masa, La Ley de Darcy y las variables que definen las propiedades de la roca y de los fluido.

La simulación numérica de yacimientos se refiere a la construcción y puesta en operación de un modelo numérico cuyo comportamiento refleje adecuadamente el comportamiento real del yacimiento. Aunque el modelo mismo obviamente carece de la realidad del yacimiento, el comportamiento de un modelo válido, se aproximará bastante al comportamiento real del yacimiento.

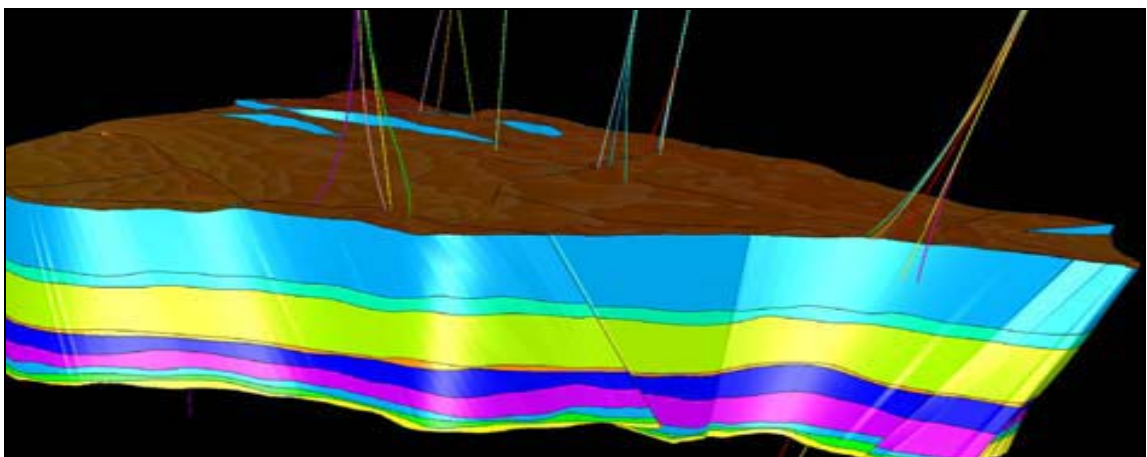


Figura N° 2.21. Modelo dinámico.^[7]

El modelo matemático completo resulta de la combinación de ecuaciones que gobiernan los procesos físicos que ocurren dentro del sistema (entre otros, el flujo de fluidos en un medio poroso), condiciones límites o de borde y condiciones iniciales. Para resolver el modelo matemático se tienen que determinar los valores de parámetros independientes que satisfagan conjuntamente las condiciones enumeradas y las ecuaciones que describen los procesos físicos.

2.9.2. Modelos de Simulación

- **Dinámicos:** Utilizados para representar sistemas cuyo estado varía con el tiempo.
- **Matemáticos:** Representan la realidad en forma abstracta de muy diversas maneras.
- **Físicos:** Son aquellos en que la realidad es representada por algo tangible, construido en escala o que por lo menos se comporta en forma análoga a esa realidad (maquetas, prototipos, modelos analógicos, etc.).
- **Numéricos:** Se tiene el comportamiento numérico de las variables intervinientes. No se obtiene ninguna solución analítica.
- **Discretos:** Representan sistemas cuyos cambios de estado son de saltos. Las variables varían en forma discontinua.

2.9.3. Simulador Composicional

En los esquemas de recuperación mejorada que consideran la inyección de gas o de solvente, el proceso puede ser inmisible o miscible, según la composición del fluido inyectado y del petróleo del yacimiento, al igual que de la presión y temperatura del yacimiento. Como ejemplos de tales procesos serían el empuje por gas en solución enriquecido, el empuje por gas en solución a alta presión, la inyección de CO₂ y la reinyección del yacimiento con condensado de gas. La simulación de estos procesos requiere el manejo especial tanto del aspecto termodinámico como del aspecto de flujo de fluido del yacimiento. GEM constituye un simulador de composición eficiente y multidimensional de la ecuación de estado (EOS) con la capacidad de simular todos los mecanismos importantes del proceso de inyección de gas miscible, es decir, la vaporización y el hinchamiento de petróleo, la condensación de gas, la viscosidad y reducción de la tensión interfacial y la formulación de un banco de solvente miscible a través de contactos múltiples. Utiliza la ecuación de estado de peng-robinson o la de soave-redlich-kwong para predecir las composiciones y densidades del equilibrio fásico de la fase oleica y gaseosa, apoyando varios esquemas para computar propiedades asociadas, tales como las viscosidades de petróleo y gas.

El método de sustitución sucesiva cuasi-newton, (qnss) según fue desarrollado en CMG se utiliza para resolver las ecuaciones no lineales asociadas con los cálculos de vaporización instantánea. Una prueba de estabilidad robusta con base en el análisis de energía de gibbs se utiliza para detectar los casos de fase única. El software de la ecuación de estado WINPROP de CMG se puede utilizar para preparar los datos de ecuación de estado para GEM.

2.10. Descripción del Área de Estudio

La Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O), Figura 12, es la más grande acumulación de hidrocarburos pesados del mundo, con un Petróleo Original en Sitio (POES) aproximado de 1.360 MMBbls., distribuidos en un área de 55.314 km² en la margen Sur de de La Cuenca Oriental de Venezuela. La faja está dividida en cuatro áreas de Oeste a Este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo.

La nueva área asignada para su explotación a la empresa mixta PETROMONAGAS S.A. (Antes Operadora Cerro Negro – OCN) en el Sector Carabobo de la F.P.O; la misma se realizó mediante estudios Geológicos, Geofísicos, Petrofísicos y de Ingeniería de yacimientos.

La Faja Petrolífera del Orinoco, consiste en varios bloques rígidos separados por fallas. No existe ninguna evidencia de grandes pliegues dentro del área de la faja. En La Provincia Oriental (Área de Carabobo y Ayacucho) las fallas son de tipo tensional normal y poseen tres direcciones preferenciales:

1. Orientación Este - Oeste, correspondiente al corte de una línea de quiebre al Norte de Ayacucho y Carabobo.
2. Orientación Norte - Este, tendencia paralela a la dirección predominante de las rocas más viejas en el Escudo de Guayana.
3. Orientación Norte - Oeste, orientación prominente que refleja las tendencias topográficas Pre-terciarias.

El desplazamiento promedio vertical de las fallas es aproximadamente 180 pies sin tener en cuenta la orientación. Las trampas pueden ser por acuñaamiento estratigráfico o por truncamientos estructurales. Las principales arenas se asocian a meandros de un sistema fluvial que fluía hacia el Norte desde el Escudo de Guayana.

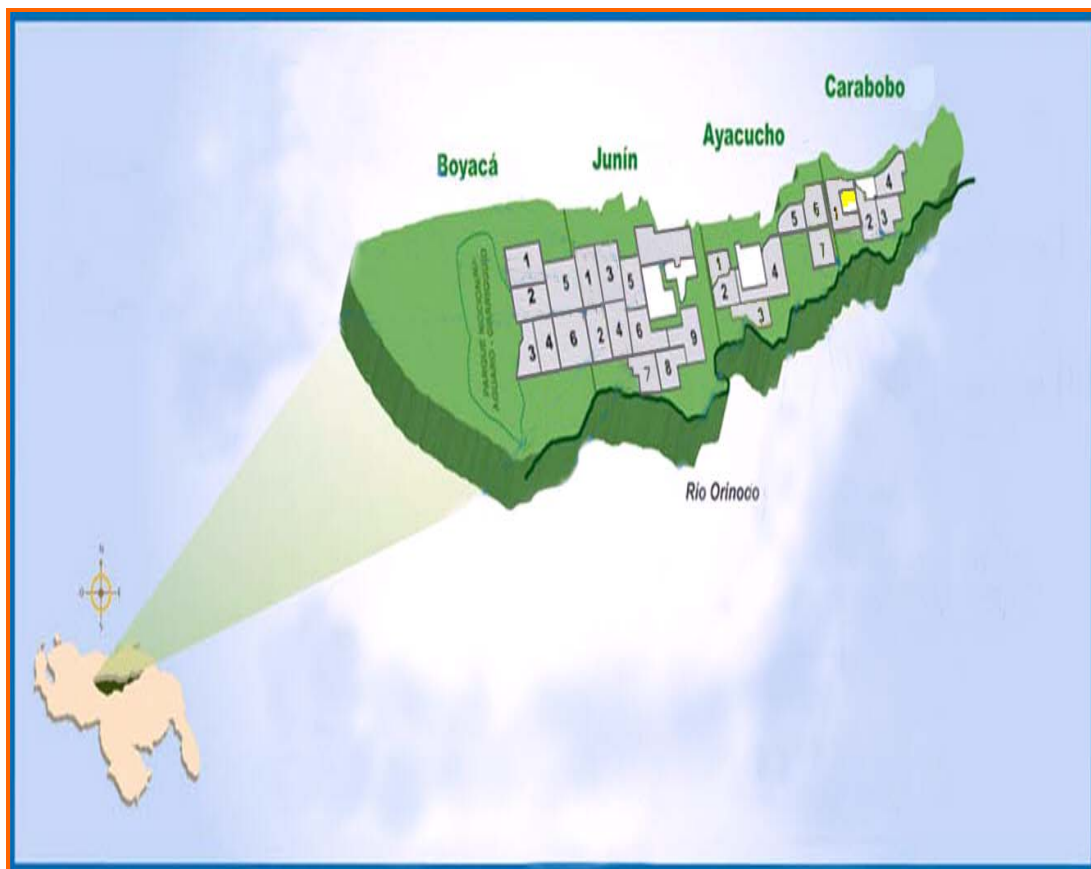


Figura N° 2.22. Ubicación espacial de la faja petrolífera del Orinoco. ^[2]

2.10.1. Faja Petrolífera del Orinoco

La columna estratigráfica de La Faja Petrolífera del Orinoco incluye rocas de edades Pre-cámbricas, Jurásicas, Cretácicas y Terciarias al Reciente. Muchos autores se han ocupado del análisis sedimentológico de La Faja Petrolífera del Orinoco.

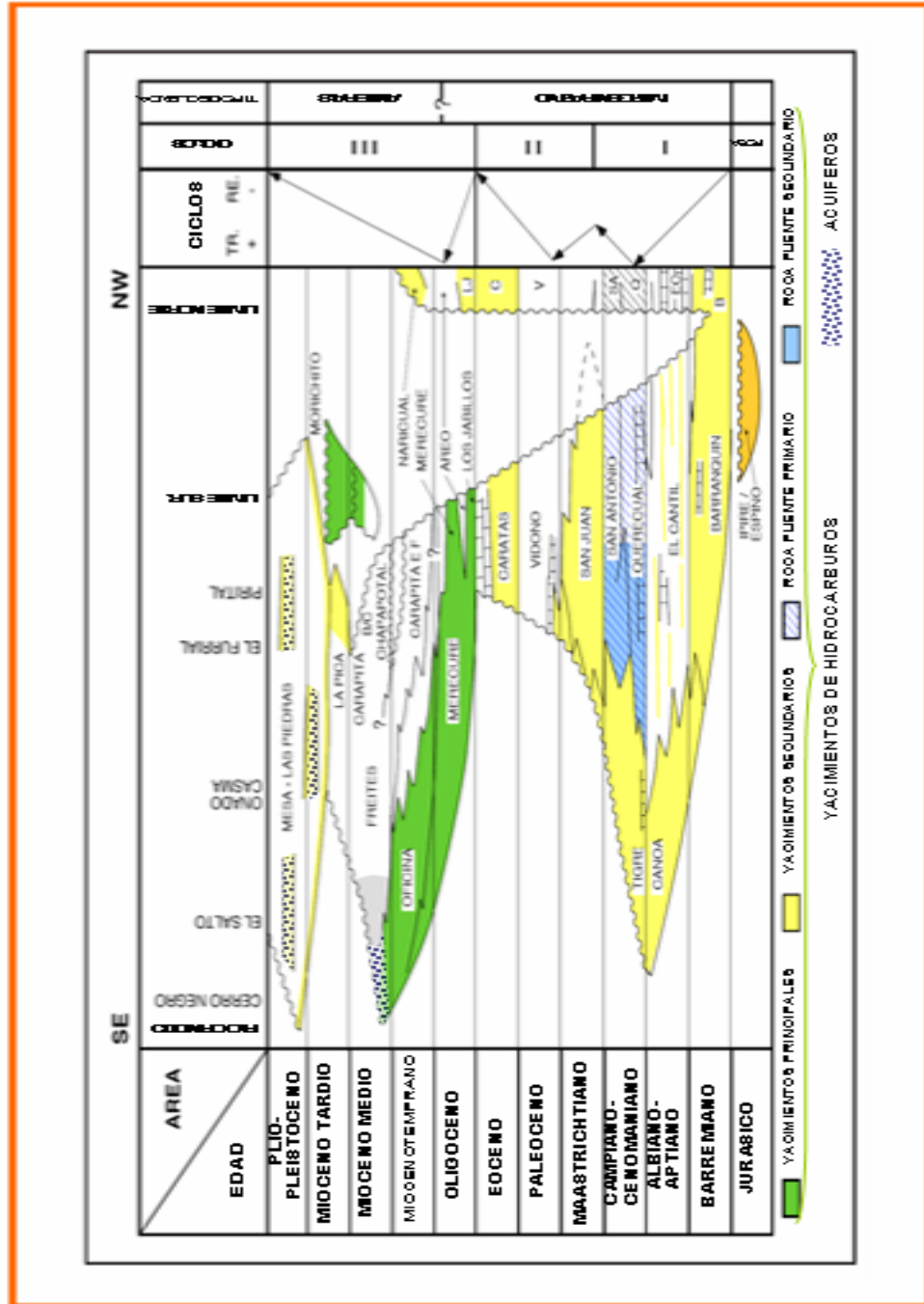


Figura N° 2.23. Estratigrafía regional de la faja petrolífera del Orinoco. [21]

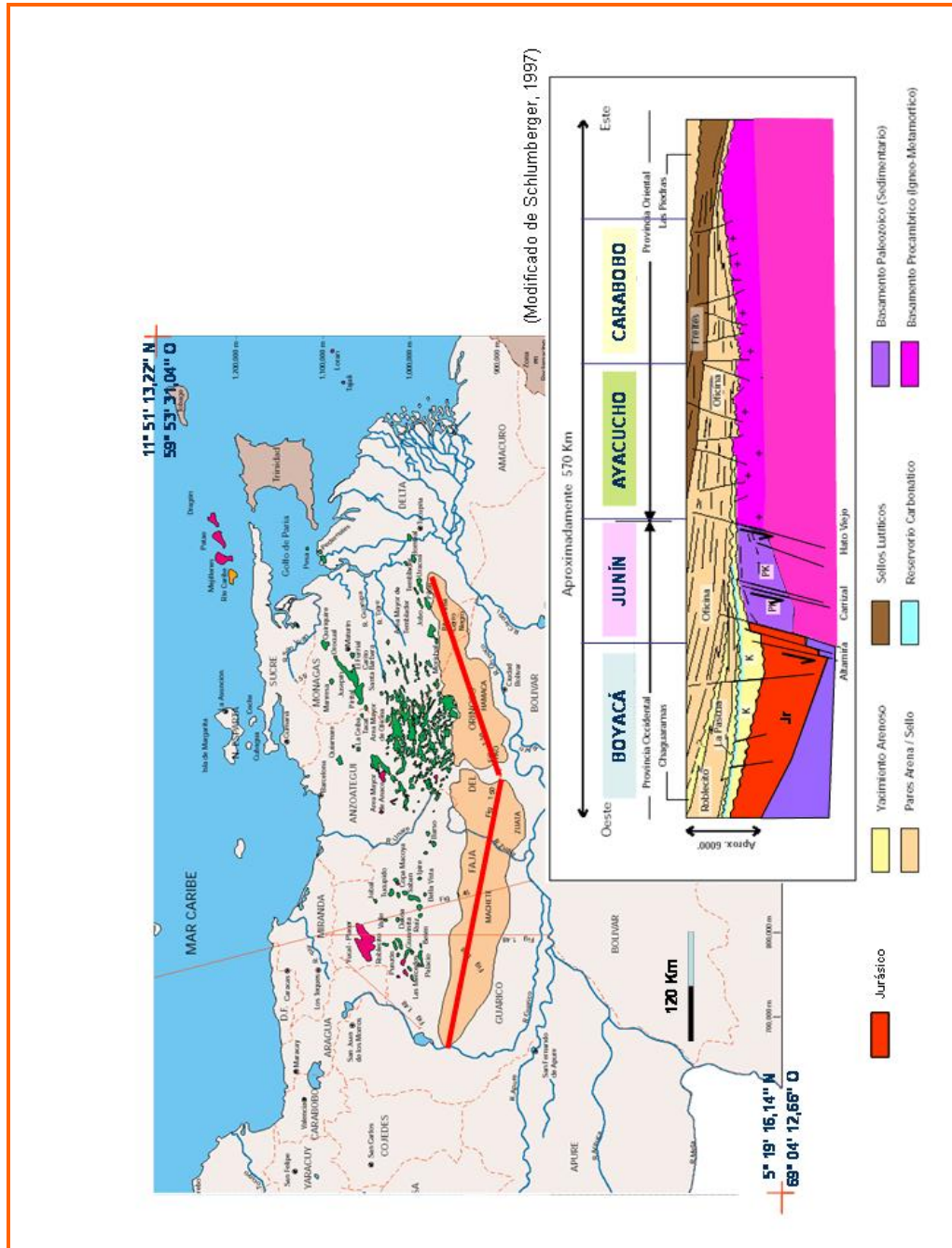


Figura N° 2.24. Configuración esquemática de la faja petrolífera del Orinoco. [2]

2.10.2. Área Carabobo

El Campo Cerro Negro se encuentra ubicado en el Oriente de Venezuela, en Área del Carabobo, perteneciente a la Faja Petrolífera del Orinoco, al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela - Subcuenca de Maturín, (Figura 14) El área asignada tiene una superficie de ciento ochenta y cuatro con ochenta y seis kilómetros cuadrados (184,86 Km²) dentro del Municipio Independencia del Estado Anzoátegui. (Figura 15)

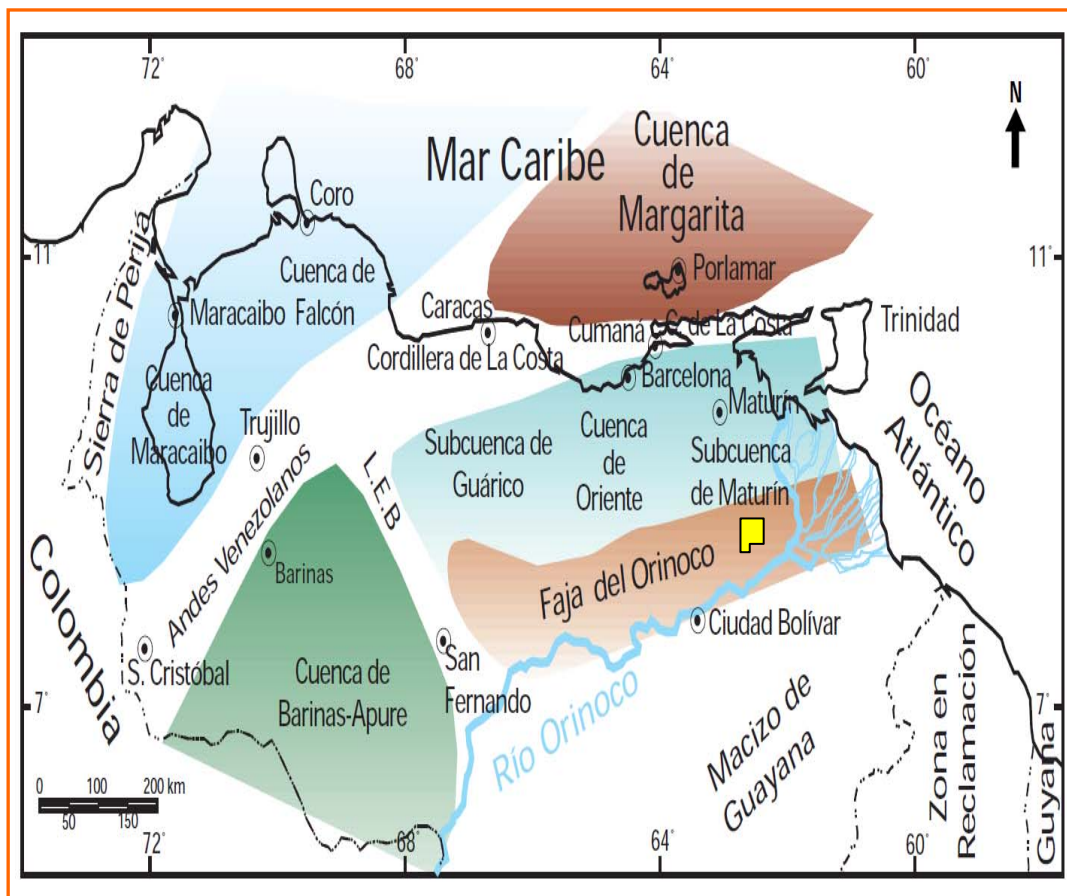


Figura N° 2.25. En amarillo la ubicación geográfica relativa del área en estudio.^[2]

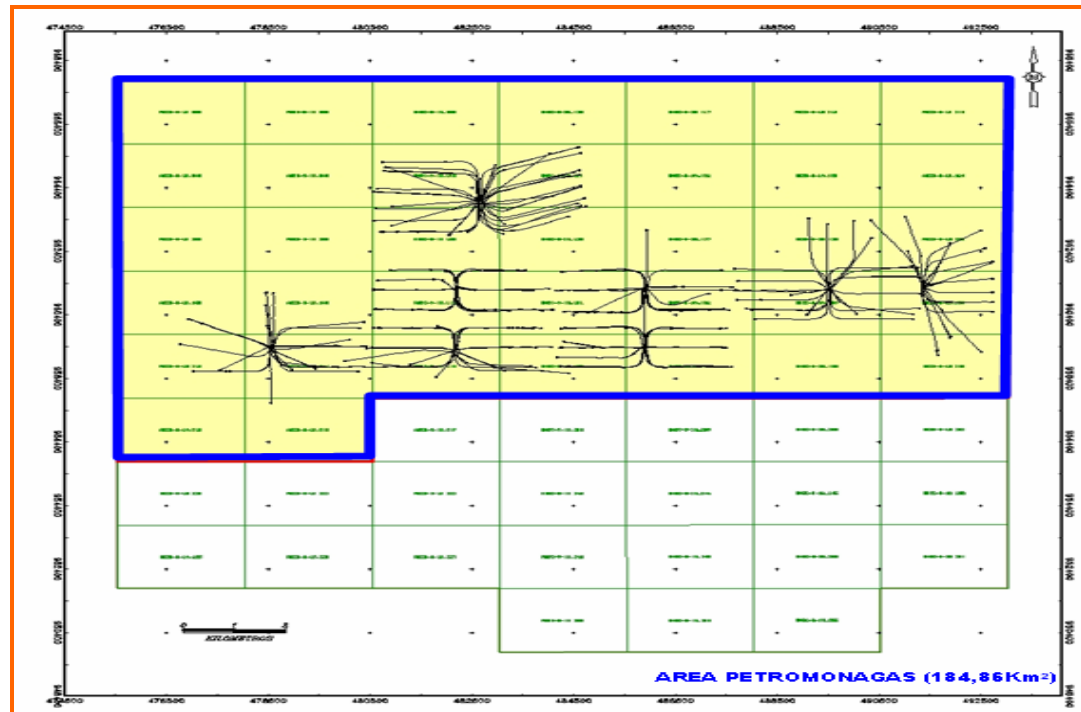


Figura N° 2.26. La poligonal azul limita el área actual. [2]

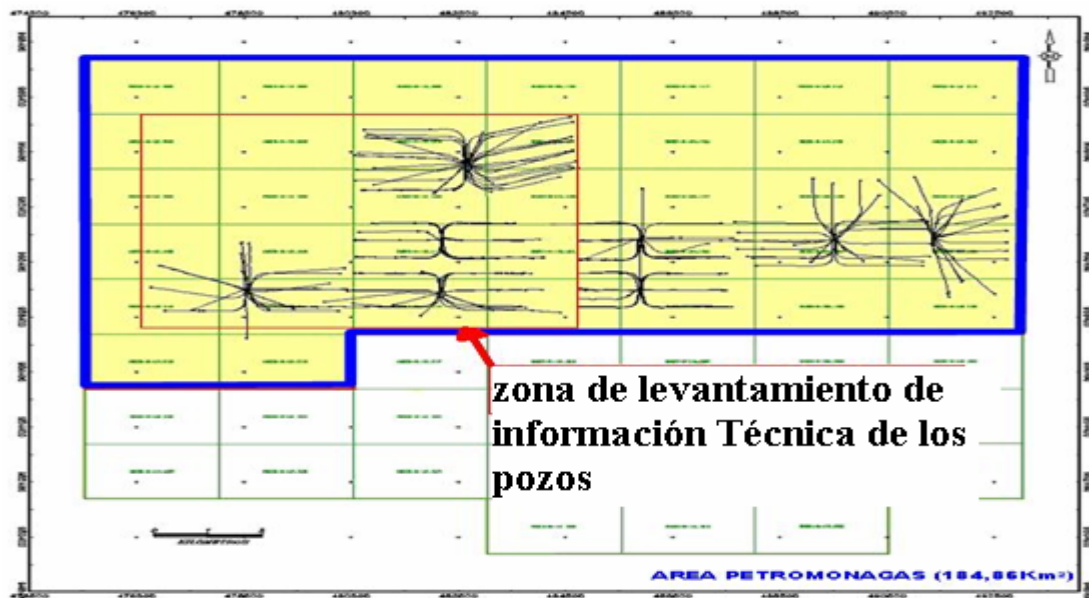


Figura N° 2.27. Ubicación de las macollas de levantamiento de información técnica de los pozos de producción al oeste del campo. [2]

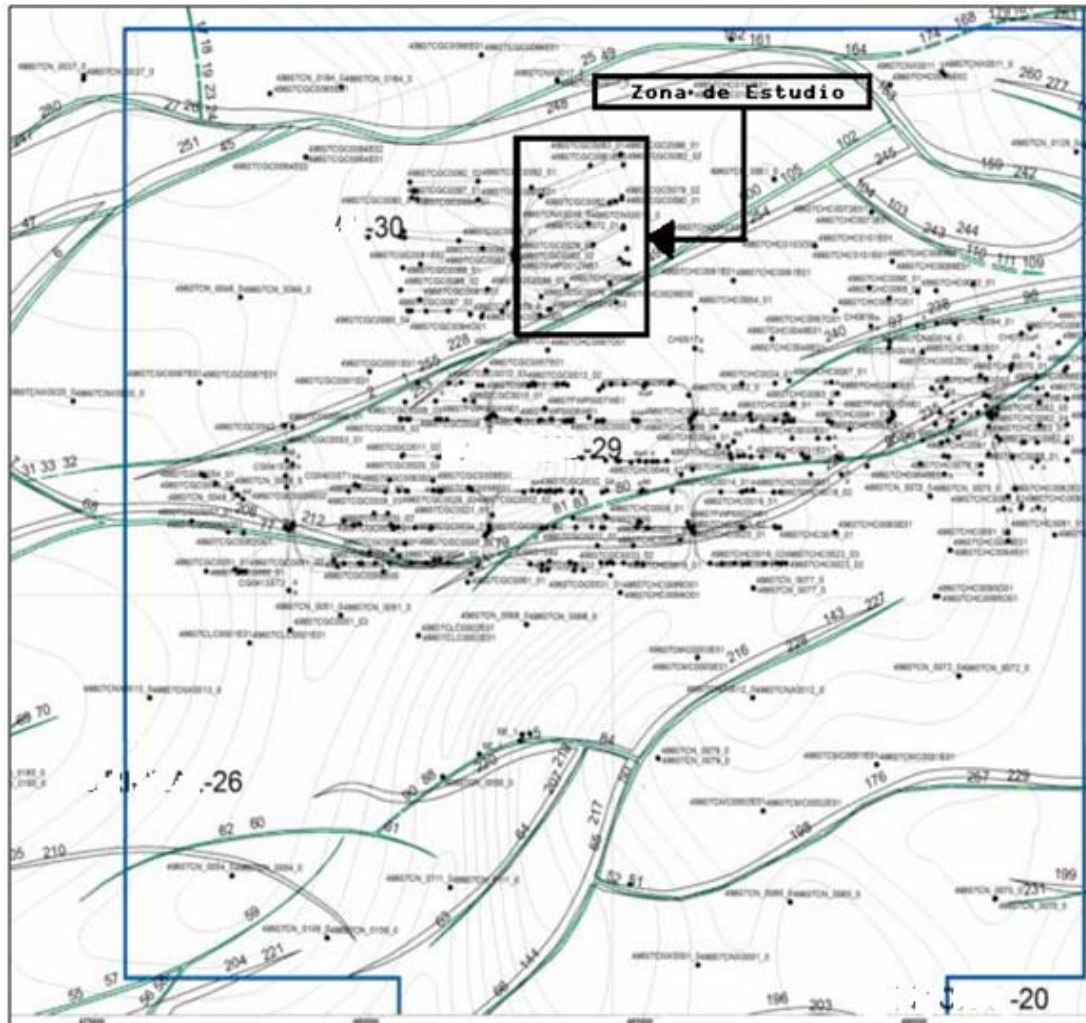


Figura N° 2.28. Ubicación de zona de macolla X a realizar simulación con recuperación mejorada. [2]

2.10.3. Geología Local del Área asignada a Petromonagas S.A.

Para el obtener el mejor modelo geológico posible se utilizaron dos metodologías bien diferenciadas: La primera corresponde a criterios sedimentológicos que definen Unidades Sedimentarias Mayores; es decir se determinó de base a tope: Una Unidad de Carácter Continental; seguida de una Unidad de Carácter Transicional, finalizando con una Unidad de Carácter Marino

Figura 14. La segunda corresponde a criterios Litoestratigráficos tradicionales, es decir se subdivide la columna sedimentaria en Formaciones y Miembros con una edad geológica determinada Figura 19.

En 1985 Audemar describe la Formación Oficina en tres unidades para el área de Carabobo: La Unidad I se le da el nombre de Miembro Morichal, la Unidad II: Miembro Yabo y la Unidad III: Miembros Jobo y Pilón, esta subdivisión se aprecia en la Figura 19.

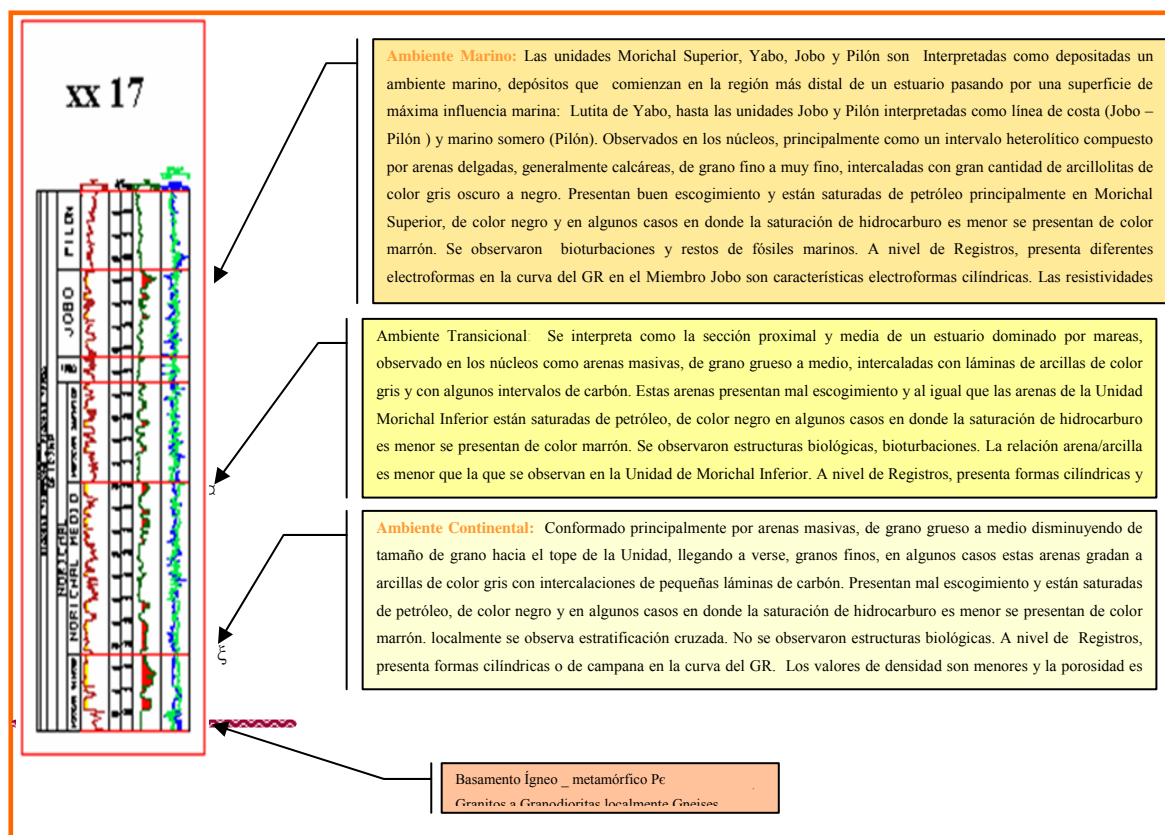


Figura N° 2.29. Registro tipo y descripción sedimentológica de la columna estratigráfica de interés económico en la petrolífera del Orinoco. [2]

- **Litoestratigrafía**

Como se aprecia en el registro tipo (Pozo XX -17), la Formación Oficina fue definida en cuatro (4) miembros de base a tope: Morichal, Yabo, Jobo y Pílon, aunque estos son descritos en forma extensa en la literatura geológica Venezolana, a continuación se detallan estos miembros de la Formación Morichal.

2.10.4. Miembro Morichal

Principal reservorio del área este Miembro fue subdividido en tres unidades de base a tope:

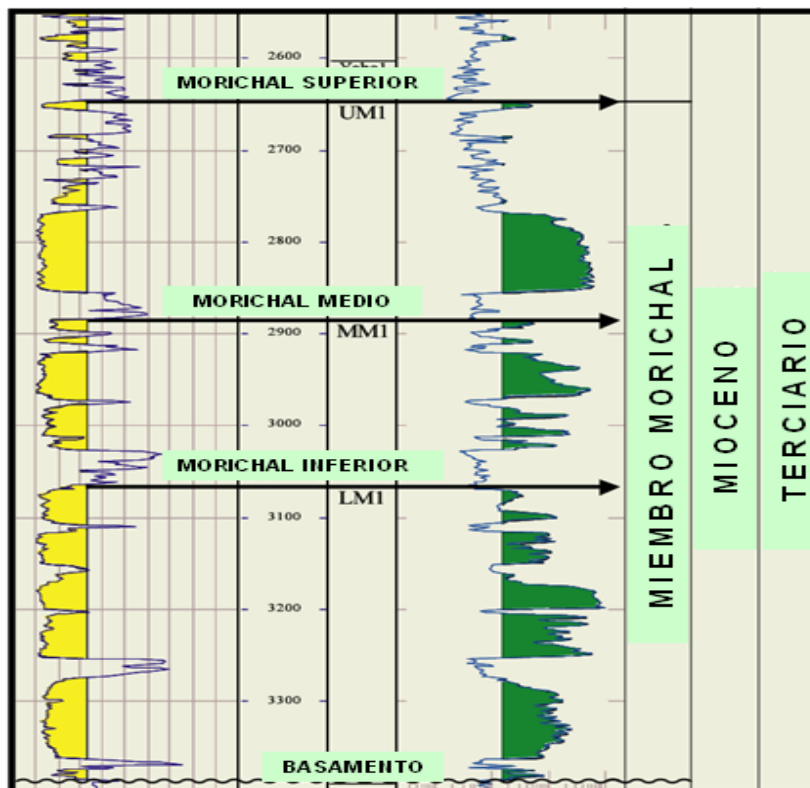


Figura N° 2.30. Registro tipo. ^[2]

- **Unidad Morichal Inferior**

Observado en los núcleos, principalmente como arenas masivas, de grano grueso a medio (Figura 20) disminuyendo de tamaño de grano hacia el tope de la Unidad, llegando a verse, granos finos, en algunos casos estas arenas gradan a arcillas de color gris (Figura 19) con intercalaciones de pequeñas láminas de carbón. Presentan mal escogimiento y están saturadas de petróleo, de color negro y en algunos casos en donde la saturación de hidrocarburo es menor se presentan de color marrón. En el núcleo del pozo XX63ST1, se observó estratificación cruzada (Figura 20). No se observaron estructuras biológicas. A nivel de Registros, presenta formas cilíndricas o de campana en la curva del GR. Los valores de densidad son menores y la porosidad es mayor a las que se observan en el basamento; la resistividades son altas, correspondiendo a la presencia de crudo. El contacto inferior con el basamento es claramente discordante, el cambio a la unidad inmediatamente superior esta marcada por la aparición de bioturbaciones lo que indica el paso a de un ambiente fluvial de ríos entrelazados a un ambiente transicional.

- **Unidad Morichal Medio**

Observado en los núcleos:, como arenas masivas, de grano grueso a medio (Figura 21), intercaladas con láminas de arcillas (Figura 22) de color gris y con algunos intervalos de carbón (Figura 23). Estas arenas presentan mal escogimiento y al igual que las arenas de la Unidad Morichal Inferior están saturadas de petróleo, de color negro (Figura 21) y en algunos casos en donde la saturación de hidrocarburo es menor se presentan de color marrón. Se observaron estructuras biológicas, bioturbaciones (Figura 24). La relación arena/arcilla es menor que la que se observan en la Unidad de Morichal Inferior. A nivel de Registros, presenta formas cilíndricas y de campana en la curva del GR. Las curvas de densidad y de porosidad se acercan

entre sí sin llegar a juntarse; las resistividades son altas, respondiendo a la presencia de crudo. Se encuentra en contacto concordante con las unidades inferior y superior, el cambio a la unidad superior es concordante y está marcado por la aparición de fósiles marinos lo que indica el paso de un ambiente transicional a un ambiente marino somero.



Figura N° 2.31. Arena de grano grueso saturada de crudo, miembro Morichal Medio, núcleo del pozo xx 9s1. ^[2]



Figura N° 2.32. Bioturbaciones, miembro morichal medio, núcleo del pozo xx 17. ^[2]

- **Unidad Morichal Superior**

Observado en los núcleos, principalmente como un intervalo heterolítico (Figura 25), compuesto por arenas delgadas, generalmente calcáreas, de grano fino a

muy fino, intercaladas con gran cantidad de arcillolitas de color gris oscuro a negro. Presentan buen escogimiento y están saturadas de petróleo, de color negro y en algunos casos en donde la saturación de hidrocarburo es menor se presentan de color marrón. Se observaron bioturbaciones y restos de fósiles marinos A nivel de Registros, presenta diferentes electroformas en la curva del GR. Las resistividades son altas, correspondiendo a la presencia de crudo. Al igual que las unidades inferiores el contacto con los miembros superiores es concordante.



Figura N° 2.33. Intervalo heterolítico, miembro Morichal Superior, núcleo del pozo cc001. ^[2]

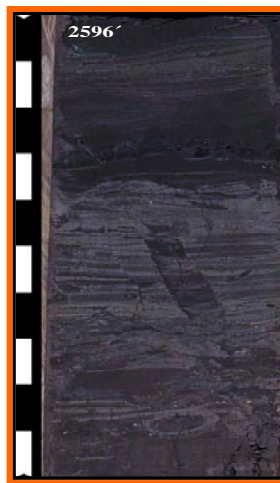


Figura N° 2.34. Bioturbación, miembro Morichal Superior, núcleo del pozo qk0301. ^[2]

2.10.5 Miembro Yabo.

Observado en el núcleo del pozo: XX17 (Figura 20), como una intercalación de arcillolitas de color gris con intercalaciones de arenas muy delgadas. Se observaron restos de fósiles marinos. A nivel de Registros, presenta formas de picos delgados en la curva del GR y entradas profundas de la curva. Las curvas de resistividades son bajas debido a la ausencia de crudo. Este miembro representa un nivel regional un punto de máxima influencia marina.

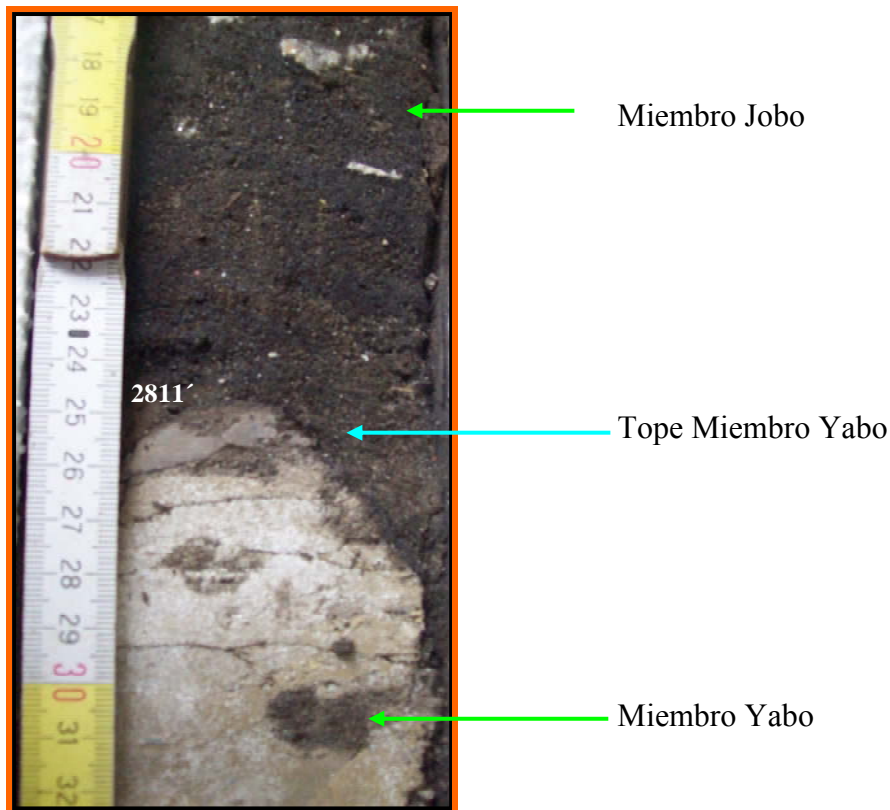


Figura N° 2.35. Miembro Yabo y miembro Jobo, núcleo del pozo XX 17. ^[2]

2.10.6. Miembro Jobo

Se observó una parte en los núcleos XX 17 (Figura 25). Se definió principalmente sobre la base del registro tipo XX 17, de la descripción litológica extendida por Santos y Frontado; 1987 a Cerro Negro: “Arenas poco consolidadas, de grano fino a medio, las cuales son importantes productoras de petróleo pesado, lutitas laminadas y algunas capas de lignito” (sic). A nivel de registros, presenta un predominio de formas cilíndricas, en la curva del GR. Los valores de densidad y de porosidad son mayores que los que se observa en el Miembro Yabo; muchas veces las resistividades son altas, correspondiendo a la presencia de crudo en otros casos las resistividades son bajas correspondiendo a la presencia de agua.

2.10.7. Miembro Pílon

No se observó en ningún núcleo. Se definió sobre la base del registro tipo XX 17 (Figura20), y de la descripción litológica extendida por Santos y Frontado; 1987 a Cerro Negro: “Intervalo de lutitas gris oscuro, arenosas, calcáreas, glauconíticas y piríticas, con delgadas intercalaciones de caliza”. A nivel de registros, presenta formas de campana, en la curva del GR. Algunas veces la curva de densidad aumenta sustancialmente alcanzando valores de 2,65 gr. /cm³ coincidiendo con la disminución sustancial de la porosidad, debido a la presencia de carbonatos – calizas. En el área presenta poca saturación de hidrocarburos, sus contactos son concordantes y representa el tope de la Formación Morochal. Oficina en el área de estudio.

2.11. Sedimentología

A continuación presentan los resultados del Modelo Sedimentológico del Miembro Morichal de la Formación Oficina principal reservorio del Campo Cerro Negro I. El modelo fue generado con la finalidad de definir las unidades

sedimentarias que se desarrollan en el área, con el objeto de optimizar los esquemas de explotación a partir de la información de los registros de 102 pozos estratigráficos y del análisis sedimentológico de 8 pozos con núcleos. El estudio se puede resumir en dos etapas, la primera consistió en la determinación de los ambientes sedimentarios y su evolución en el tiempo 1D (análisis de unidades sedimentarias en los núcleos), mientras que en la segunda etapa se identificó la geometría y extensión lateral de los cuerpos sedimentarios, considerando su evolución 3D (tiempo y espacio). Los resultados obtenidos en este estudio reflejan - indican que las Unidades Morichal Inferior, se desarrollaron dentro de una secuencia transgresiva que evoluciona desde facies arenosas de ambiente continental (canales fluviales), depositadas discordantemente sobre un Basamento Ígneo – Metamórfico a facies heterolíticas de ambientes transicionales (estuario) representadas por canales y barras estuarinas, (Morichal Medio y Superior) Las cartas sedimentológicas, secciones estratigráficas y mapas de espesores ambientales, respaldan la interpretación del estudio y son integrados al Modelo Geológico.

2.11.1. Condiciones Generales del Campo

Las condiciones Generales de las propiedades Petrofísicas y de Yacimiento donde se procederá a la investigación de la Recuperación Mejorada No Térmica son:

Tabla N° 2.2. Propiedades generales de los yacimientos en Petromonagas.

Información de Yacimiento	Mínimo	Máximo	Unidad
Porosidad promedio	32		%
Permeabilidad promedio	7		Darcy
Gravedad API	7,5	8,5	^a API
Viscosidad de Petróleo	1500	5000	cps
Temperatura	120	140	^a F
Corte de agua promedio	3,0	4,0	%
Promedio de RGP	500		PCN/BN
Presión de yacimiento @11/10	1.000	1.200	Lpc
Gradiente de presión	0,44		Lpc / pie
Producción promedio por pozo	800		BPPD

Tabla N° 2.3. Propiedades petrofísicas generales del campo.

Información Petrofísica	Mínimo	Máximo	Unidad
Salinidad del Agua	2.700	4.000	ppm
Resistividad del Agua	0,23	1,34	Ohmio*m
Densidad de la roca	2,68		grm/cc
Factor de Cementación	1,23	2	
Porosidad efectiva	28		%
Saturación de Agua	20	30	%
Resistividad	9	14	Ohmio*m
Volumen poroso saturado de Petróleo	14	16	%

CAPÍTULO III. METOLOGÍA

El presente Trabajo Especial de Grado, consiste en analizar los métodos de Recuperación Mejorada No Térmicas que puedan ser aplicadas con las condiciones actuales que presenta el campo en estudio, los mecanismo que se propusieron para ser evaluados en este proyecto son los siguientes: Inyección de CO₂, Surfactantes, Alcalino, Polímeros, ASP(Combinación Alcalino, Surfactante, Polímero) y VAPEX (extracción por Vapor), cada uno de estos será analizado y evaluado obteniendo el mas adecuado para posteriormente ser simulado en un área del campo.

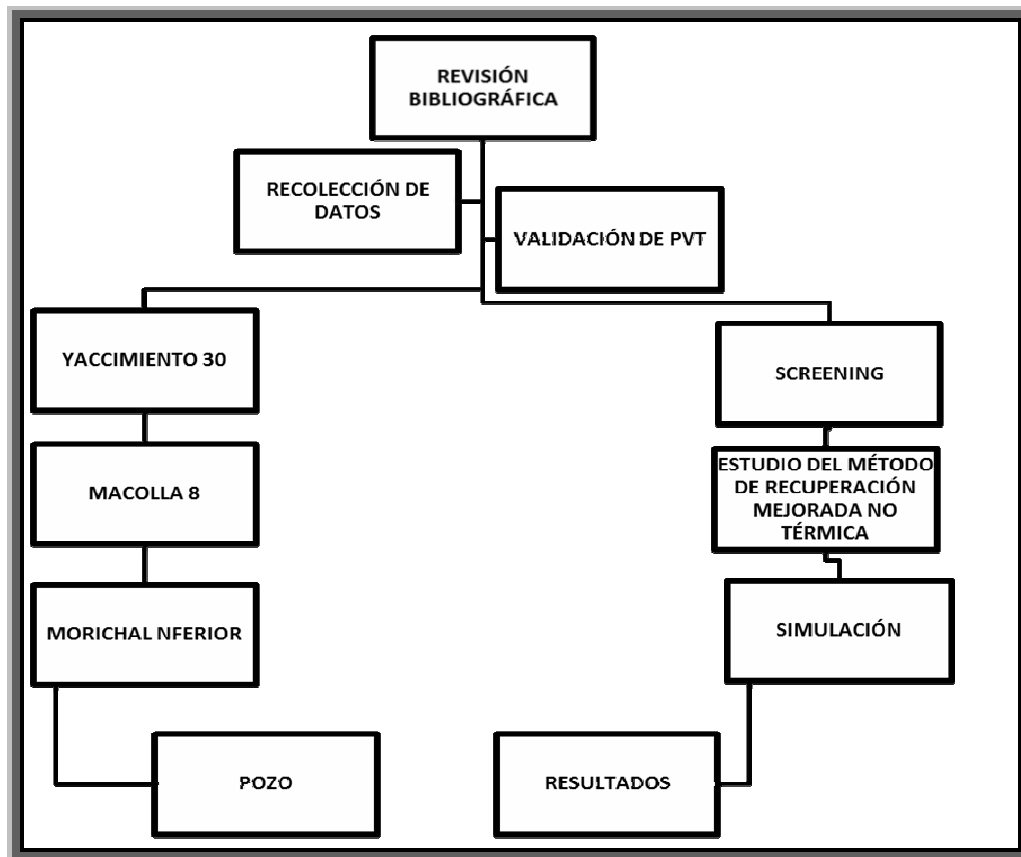


Figura N° 3.1. Representación esquemática del procedimiento de estudio.

3.1. Condiciones de Pozos

Se llevó a cabo un estudio técnico de los pozos en cuanto a su completación haciendo énfasis sobre la clase de material utilizado de acuerdo al tipo de tubería de producción, liner, lechada de segmentación, tipo de cabezal, tipo de rosca, bomba y empaadura.

Este procedimiento se realizó en el área Nor-Oeste del campo, donde se encuentran las macollas 1,3, 4 y X con un total de 79 pozos en producción, se procedió la revisión de las completaciones (equipos y materiales) encontrando que los mismos son convencionales (no-térmicas) por lo que se aplicara la evaluación de métodos de recuperación mejorada aplicables a esta área del campo.

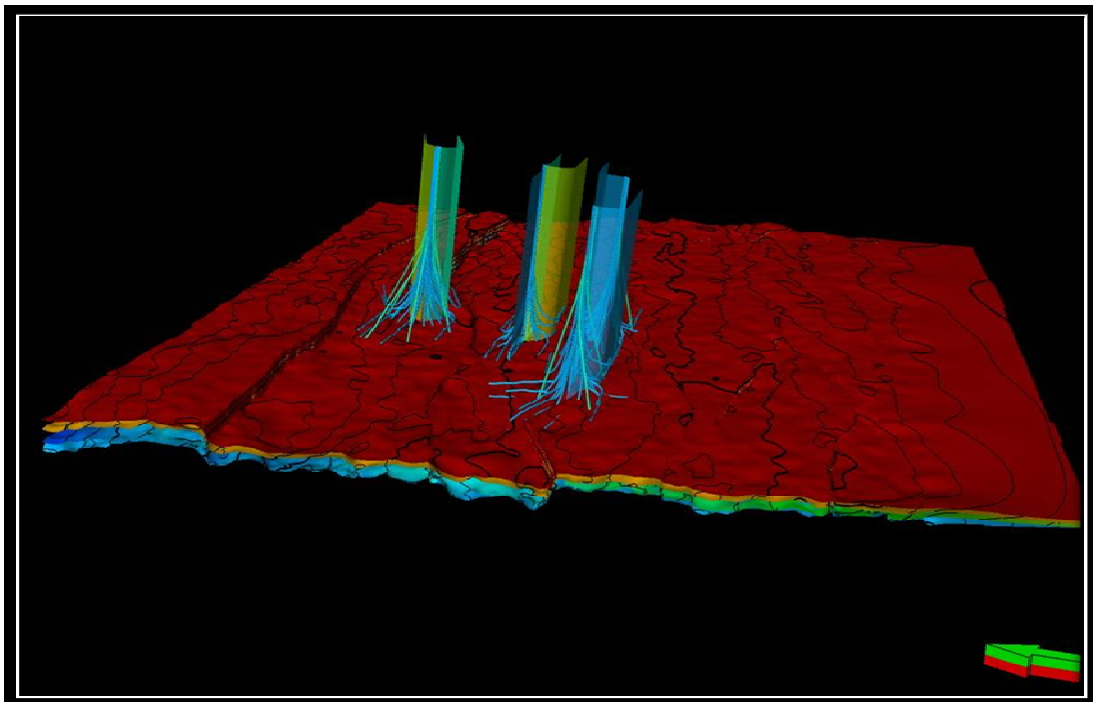


Figura N° 3.2. Área Nor-Oeste del Campo macollas 1, 3, 4, y X.

Tabla N° 3.1. Condiciones de Completación de los Pozos.

Macolla	Tipo de Cabezal	Tipo de Empacadura	Grado del Acero	Tipo de Lechada	Método De Producción
1	*	*	J55	Convencional *	PCP
3	*	*	J55	Convencional *	PCP
4	*	*	J55	Convencional *	PCP
8	*	*	J55	Convencional *	PCP

* No Térmico

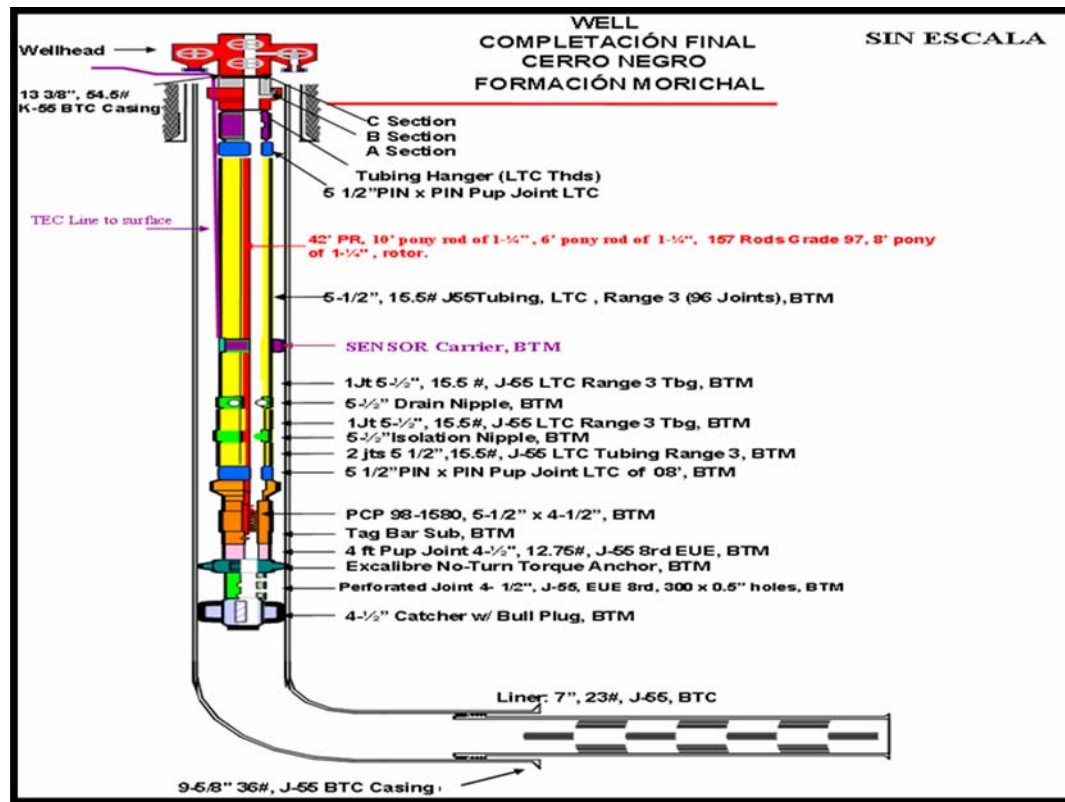


Figura N° 3.3. Diagrama de pozos convencionales en Petromonagas.

Acorde a las características Generales del Campo, tabla N°3 y N°4, se procederá a un estudio sobre Métodos de Recuperación Mejorada No Térmicos que puedan ser aplicados de acuerdo a sus parámetros de funcionalidad a estas condiciones.

Los métodos de recuperación mejorada no térmicas que serán evaluados en la investigación son los siguientes: Inyección de Polímeros, Surfactante, Alcalino, ASP, CO₂ y VAPEX.



Figura N° 3.4. Métodos no Térmicos estudiados para el campo de Petromonagas s.a

Se realiza una tabla donde se encontraran las características mas importantes de los diferentes miembros que forman Morichal, de igual manera, también se añaden en esta los parámetros de los métodos nombrados en la figura n° 29, se efectúa un Screening tomando en cuentas los factores más importantes para la implementación de cada método entre ellos tenemos: Gravedad API del petróleo de tanque,

viscosidad, saturación de agua, arena neta petrolífera, permeabilidad, profundidad y temperatura, etc. Con estos parámetros se ejecutó una selección y descarte de los métodos mencionados en el en la figura n° 29, se seleccionó el método que se encuentre entre los rangos Petrofísicos y de yacimiento que posee actualmente el área en estudio, descartando los demás procesos no térmicos que no cumplan con alguna especificación del yacimiento.

Tabla N° 3.2. Screening de métodos de recuperación mejorada (EOR) no térmicos.

MACOLLA No:X POZO: CGC X02P		API	μ	P	SW	ANP	Kh	PROF.	T	PHIE	VSHALE	$K^*H/Voil$
Parámetros												
MIEMBRO			cP	Lpc	%		md	Pies	°F	%	%	md^*Piel/Cp
PILON					34.8	17	1,400	2626.01		40.4	12.9	
JOB0					33.1	30	4,100	2819.40		33.7	16.3	
YAB0					*****	0.00	*****	2864.52		*****	*****	
M.S	8.2	2440		1218	27.3	63.50	1,740	2670.00	127	34.2	11.8	45
M.M	8.2	1676		1325	20.9	113	5,460	2977.00	132	31.6	8	368
M.I	8.2	1440		1250	18.3	175	5,880	3288.00	138	34	6.5	715
PROPIEDADES												
PROPIEDADES DEL PETRÓLEO												
YACIMIENTO												
PROCESO EOR	API	μ	Comp.	So	ANP	Kh	Prof	T				
INYECCIÓN DE GAS												
Cp												
					%	Pies	md	Pies	°F			
CO2				C5A								
	>25	<10		C20	>30	<50	NC	>2500	NC	>20	<35	<1800
INYECCIÓN QUÍMICA												
SW												
POLIMERO	>25	<100	NC	>10	NC	>10	<9000	<200				
ALKALINO	13-25	<200	NC	>10	NC	>20	<9000	<200				
ASP	13-25	<300	NC	>10	NC	>25	<9000	<200				
SW												
VAPEX	<15	>200	NC	<40	>50	>500	<4500	NC	>20	<35	<1800	

Los parámetros de operación de los métodos que integra el Screening tabla n° 5, fueron sustraídos de bibliografías [14], [15], [16].

Observando la Tabla N° 5, se aprecia que en ella, que esta contenida los parámetros de los métodos de recuperación mejorada no térmica que se están evaluando, como las características del yacimiento. El método que se evaluara es el que tenga la mayoría de sus parámetros de aplicabilidad iguales al que posee el yacimiento.

Determinado el proceso a utilizar en la investigación se procederá a desarrollar los pasos necesarios requeridos por el método para ser aplicado en el área de investigación.

3.2. Validación y Análisis De PVT

Es necesaria un PVT representativo, cercano a la zona de estudio para seguir con la investigación del proceso de recuperación no térmica que se aplicara (VAPEX).

Se procede a buscar los análisis PVT que fueron realizados en Morichal Inferior, ya que es el área en estudio.

El resultado de los PVT en Morichal Inferior cercanos al área en estudio fueron los siguientes: CG-X02 Pozo Observador, CG-X14 Pozo Productor, a continuación se llevara a cabo un chequeo de la Data experimental para analizar que no tengan errores de medición, a través de la validación comprobando la veracidad de la información de estos estudios, se escogió para la realización de las acciones de validez el PVT CG-X02, por encontrarse mas cercano al sitio de investigación (Macolla X,flanco derecho, Morichal Inferior, se procede a efectuar las pruebas de Función "Y",

Balance de Materiales y Desigualdad con las ecuaciones y correlaciones adecuadas, utilizando la hoja de cálculo de validación del **Doctor Adafel Rincón**.

Luego de haber realizado las pruebas, dio como resultado que fue valido el análisis de Función “Y”, Desigualdad, pero en el análisis de Balance de Materiales arrojó un resultado distinto al de la Data experimental con una diferencia mayor al (5%) en todos los puntos donde se realizó, por ende por no cumplir con uno de los análisis, este PVT no es confiables para ser utilizado en estudios integrados de yacimientos, **no es consistente**.

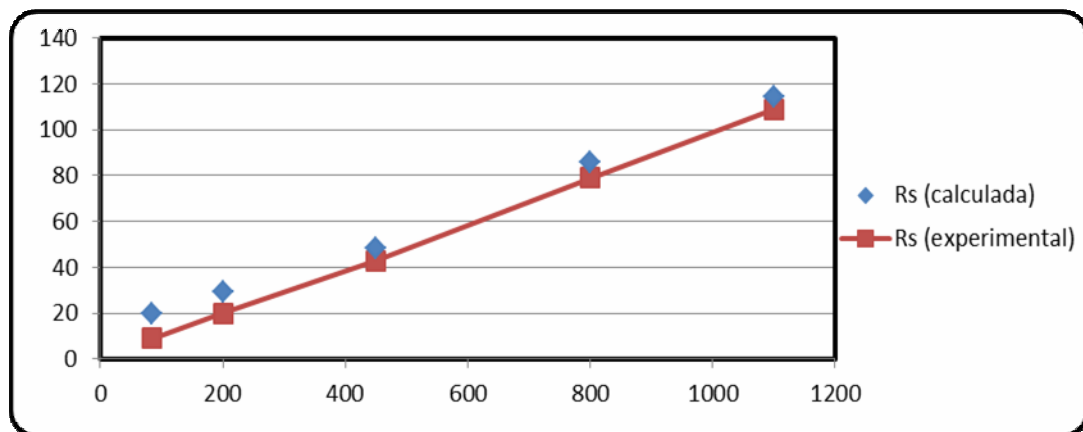


Figura N° 3.5. Prueba de balance molar, PVT CG-X02 no es consistente (%) de error mayor a un (5%).

Se procede a analizar otro PVT en Morichal Inferior, este se encuentra Sur-Oeste de la zona de investigación, en Macolla 3 en el Pozo CG X14, se procedió a realizar los análisis de Validación anteriormente descritos, los resultados arrojados fueron satisfactorios, ya que superó la prueba de Desigualdad, Función “Y” y Balance de Materiales, concluyendo que el PVT CG-X14 es Representativo, por ende se efectúa las investigaciones con el PVT mencionado.

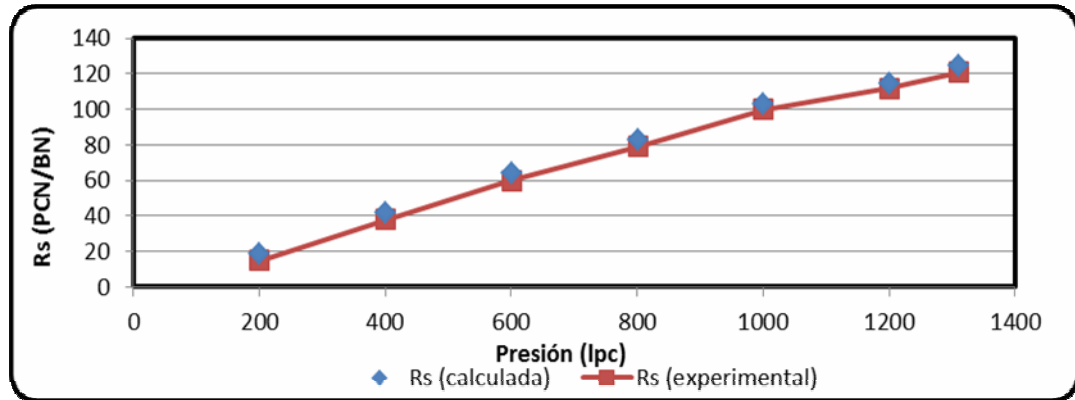


Figura N° 3.6. Prueba de balance molar, PVT CG-X14 consistente (%) de error menor al (5%).

PVT CG-X14 Consistente.

3.3. Ecuación de Estado

Se utilizara una ecuación de estado cubica de dos parámetros ya que es comúnmente considerada como la mejor hasta ahora, se utilizara Peng-Robinson debido a su simplicidad, precisión y por estar en los simuladores HYSYS y WINPROP, que posteriormente serán utilizados para las distintas simulaciones, regresiones y diagramas de fases en la investigación del método VAPEX.

Ecuación de Peng-Robinson:

$$P = \frac{RT}{v_m - b} - \frac{a\alpha}{v_m^2 + 2bv_m - b^2}$$

Ec (1)

Donde: R = constante de los gases (8,31451 J/mol·K)

$$\alpha = \frac{0.45723553R^2 T}{P_c}$$

Ec (2)

$$b = \frac{0,07779607RT_c}{P_c}$$

Ec (3)

$$\alpha = (1 + (0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2)(1 - T_r^{0,5}))^2 \quad \text{Ec (4)}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad \text{Ec (5)}$$

3.4 Regresión de PVT en Winprop

Se procede a realizar regresiones del comportamiento de las distintas propiedades del PVT escogido en la fase anterior.

Se realiza la regresión en de los componentes que forman el hidrocarburo, originalmente el PVT que se está utilizando tiene su composición hasta el (C11+), a continuación serán representados en un diagrama y grafico porcentual:

Tabla N° 3.3. Composición original del PVT.

Componentes Originales	Fluido Total(% Molar)
Nitrogeno	0.06
Metano	31.48
Dioxido de Carbono	2.3
Etano	0.29
Propano	0.49
I-Butano	0.21
N-Butano	0.39
I-Pentano	0.23
N-Pentano	0.23
Hexanos	0.45

Heptanos	0.57
Octanos	0.25
Nonanos	0.92
Decanos	0.7
Undecanos+	61.43
Total	Σ 100

Se observa en la figura n° 32, que la mezcla de HC está compuesto mayormente por C11+ en un 61% y 32% con C1, restando un 7% compuesto de componentes desde el C2 hasta C10 y otros compuestos como el CO₂ y N₂.

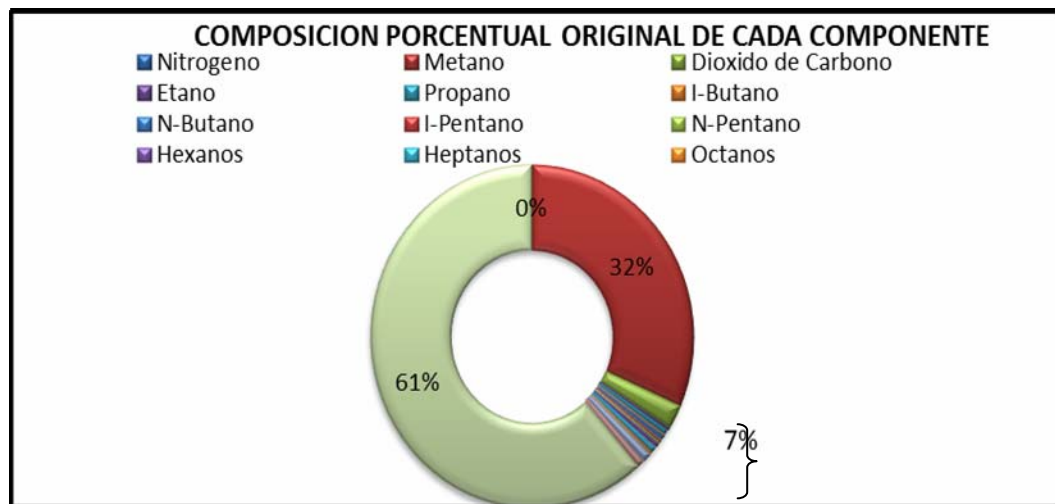


Figura N° 3.7. Porcentual de la composición original del PVT seleccionado.

Es necesario realizar un ajuste a la ecuación de estado, se implementara la de Peng-Robinson, con la finalidad de cotejar el comportamiento de las fases del hidrocarburo.

El siguiente paso consiste en obtener el porcentaje de cada componente que forma el fluido hasta el C30+, es decir en este punto se realizan regresiones sobre los

componentes originales para obtener la magnitud porcentual de estos, que van desde el C12 hasta el C30+, es realizado con la finalidad de obtener un mejor ajuste del comportamiento en el hidrocarburo. Los datos necesarios para realizar esta regresión fue introducir el % de la composición original hasta el C10, el peso molecular, gravedad específica y fracción molar de la fracción pesada C11+, dando el siguiente resultado en la regresión:

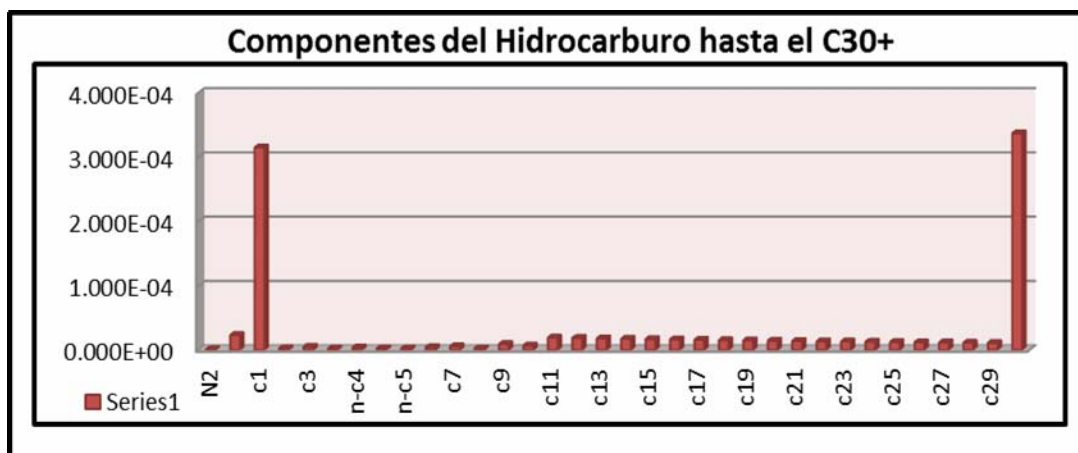


Figura N° 3.8. Composición molar hasta el C30+.

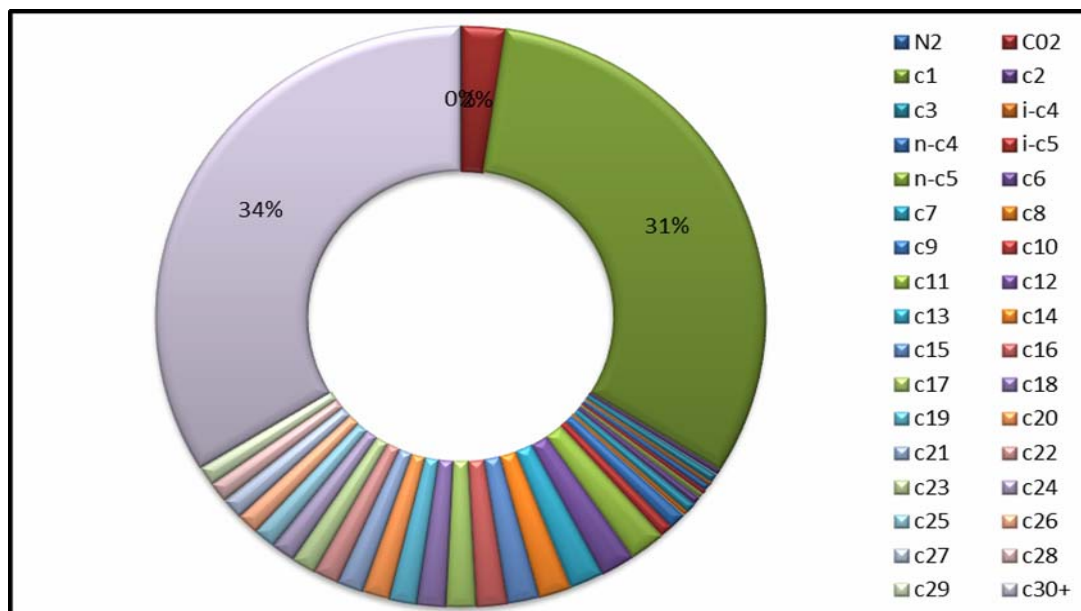


Figura N° 3.9. Porcentual de la composición originada por la regresión en WINPROP.

En este punto se observa claramente en la figura n° 34, el proceso incrementa el número de componentes pesados al que contiene originalmente el PVT, se realiza para obtener un mejor comportamiento del fluido, así como, al simular se observar sin dificultad el efecto ó alteración que ocurren en los componentes a raíz del método VAPEX.

Tabla N° 3.4. Componentes del PVT

Componentes		Impurezas	
C1	31%	N2+Co2	2%
C2 a C29	33%		
C30+	34%		
Σ	98%		

Se continúa con la siguiente regresión, se realiza el cotejo de la presión de saturación del fluido con los datos obtenidos del laboratorio, Wimprop, Wang y Pope [16], aconsejan que al realizar el cálculo de la presión de saturación, se cambien a cero (0) los coeficientes de interacción binaria, para que los componentes que forman la solución tengan un comportamiento cercano al ideal. Se procede a llevar a cabo los consejos anteriormente mencionados, se introdujo la data necesaria para el cálculo y se obtuvo el siguiente resultado:

Tabla N° 3.5. Regresión de presión de saturación.

Psat PVT (Psia)	Regresión WINPROP (Psia)	Error %
1310	1311	0.07

En la tabla N° 8, el resultado del cotejo demuestra hasta este punto que la regresión tiene un comportamiento similar al del PVT.

Una vez cotejada la presión de saturación, se lleva a cabo un agrupamiento (Grouping) de las fracciones más pesadas de este análisis, el procedimiento en el simulador es conocido como “Lumping”, se realiza el agrupamiento con el fin de disminuir el tiempo de simulación, cabe destacar que el agrupamiento se realiza desde el componente C7 hasta el C30+. Hay recomendaciones por Wang y Pope [16], sugieren lo siguiente y comentado anteriormente:

1. Si se va a inyectar C1, N2 y CO2 o otro componente liviano se deben dejar puros estos componentes en la mezcla (no unirlos con otros) en razón que las propiedades del gas de inyección necesitan ser modeladas con precisión y llevar un buen control de los volúmenes inyectados y producidos.

2. Al menos dos, tres ó más pseudocomponentes son necesarios para caracterizar la fracción C7+. Además, los componentes C2 y C6 pueden ser agrupados en dos pseudocomponentes o más si se requiere simular el componente de la mezcla en superficie.

3. En el desplazamiento miscible se deben detallar más los componentes intermedios C5 a C15 para describir adecuadamente la transferencia de masa en los procesos de vaporización y condensación.

4. Usualmente el C7+ se divide en tres a cinco fracciones para obtener buenos resultados en el ajuste de la ecuación de estado con datos PVT.

Whitson sugiere que la fracción pesada de C7+ se agrupe en número de hidrocarburo (NH) pseudocomponentes de acuerdo a la ecuación:

$$NH=1+3.3*LOG(N-7)$$

Donde N es el número de carbonos de la fracción más pesada en la descripción original de la mezcla. Este valor se puede tomar como máximo y en la calibración de la ecuación de estado se puede probar con tres o cuatro pseudocomponentes para reducir el tiempo de computación.

Se realizó el cálculo con la ecuación de Whitson introduciendo $N = 30$ (C30+) ya que hasta ese componente requiere el simulador para realizar un mejor modelado del comportamiento de las fases del hidrocarburo, arrojando del cálculo cinco pseudocomponentes, siguiendo las recomendaciones de Whitson y Cols se puede probar con tres ó cuatro para bajar el tiempo de simulación, se realizó este proceso con 3 pseudocomponentes, se agruparon siguiendo las instrucciones del manual del simulador de CMG, indica que el primer pseudocomponente va desde el C7 al C15, el segundo desde el C16 al C29 y el tercer pseudocomponente es el C30+.

No se formaran agrupamiento en los componentes livianos, siguiendo las recomendaciones de Wang y Pope.

Una vez realizada la agrupación de los componentes pesados con solo tres pseudocomponentes queda la composición de la siguiente forma:

Tabla N° 3.6. Componentes que conforman el PVT en el simulador WINPROP.

N° de Componentes	Componentes del Hidrocarburo	% de cada componente en el Hidrocarburo
1	C02	0.022682
2	N2	0.005917
3	C1	0.310453
4	C2	0.002860
5	C3	0.004832
6	I-C4	0.002071
7	N-C4	0.003846
8	I-C5	0.002268
9	N-C5	0.002268
10	C6	0.004438
11	C7 a C15	0.113840
12	C16 a C29	0.187515
13	C30+	0.337008
	TOTAL	$\Sigma = 1$

Luego de la agrupación con tres pseudocomponentes, se observa en la Tabla N°9 y figura n° 35, se procede a realizar una nueva regresión sobre la presión de saturación con la finalidad de verificar si el esquema de agrupamiento sigue representando el comportamiento de las fases existentes ante dicho cambio. Hasta este momento se ha simplificado el número de componentes presentes y aún se logra cotejar el comportamiento del fluido.

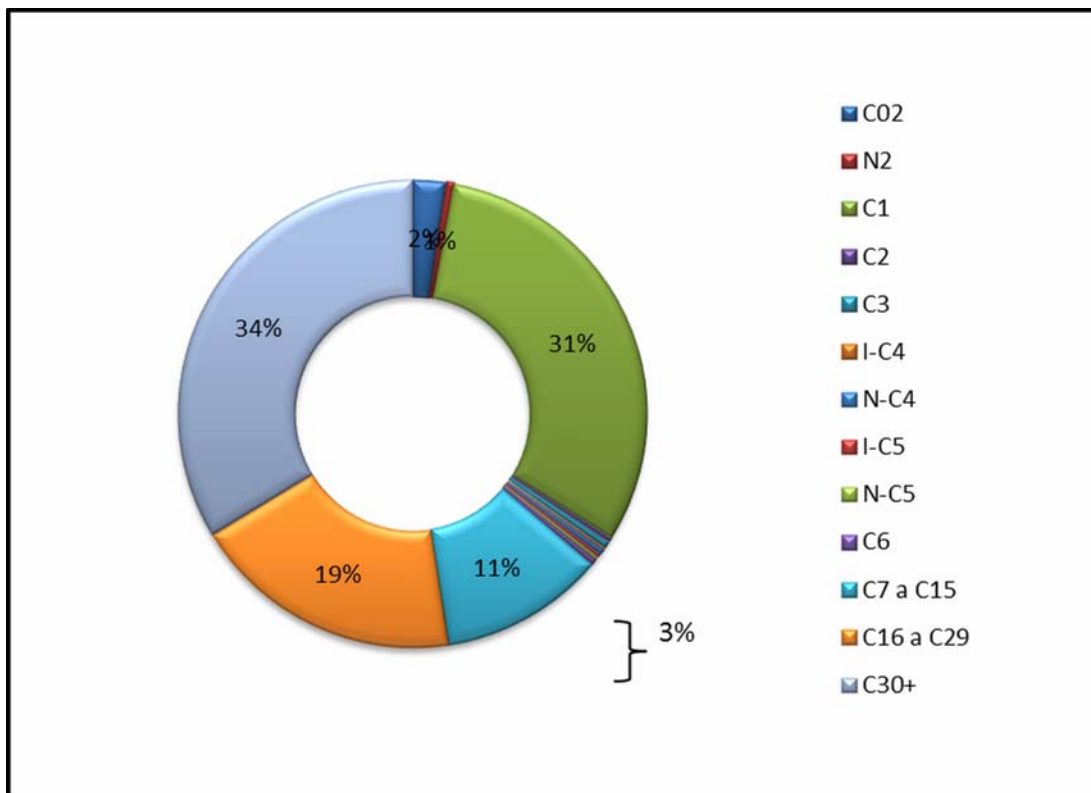


Figura N° 3.10. Resultados de la regresión del % molar en cuanto a los componentes que conforman el hidrocarburo.

Consecutivamente se origina la regresión de la prueba de liberación diferencial introduciendo los datos de factor volumétrico del petróleo (B_y/B_n), gas en solución (PCN/BN), gravedad específica del petróleo en tanque y presiones (lpc), que fueron sometidas en las pruebas de laboratorio. Para este tipo de crudo en particular resulta muy difícil ajustar los valores de densidad del crudo a condiciones de temperatura de yacimiento y las densidades del crudo a condiciones de temperatura de superficie de la gravedad específica. La principal causa de este fenómeno es el alto coeficiente de expansión térmica del fluido el cual no puede ser representado por una sola ecuación de estado, el simulador recomienda la activación de un segundo “set” de ecuaciones que permite representar las densidades del crudo a nivel de superficie y la otra a nivel de yacimiento. Continuamente se efectúa la regresión de la Gravedad específica del

Petróleo a condiciones estándar dando como resultado un match entre el resultado arrojado y el original de 8.7 °API.

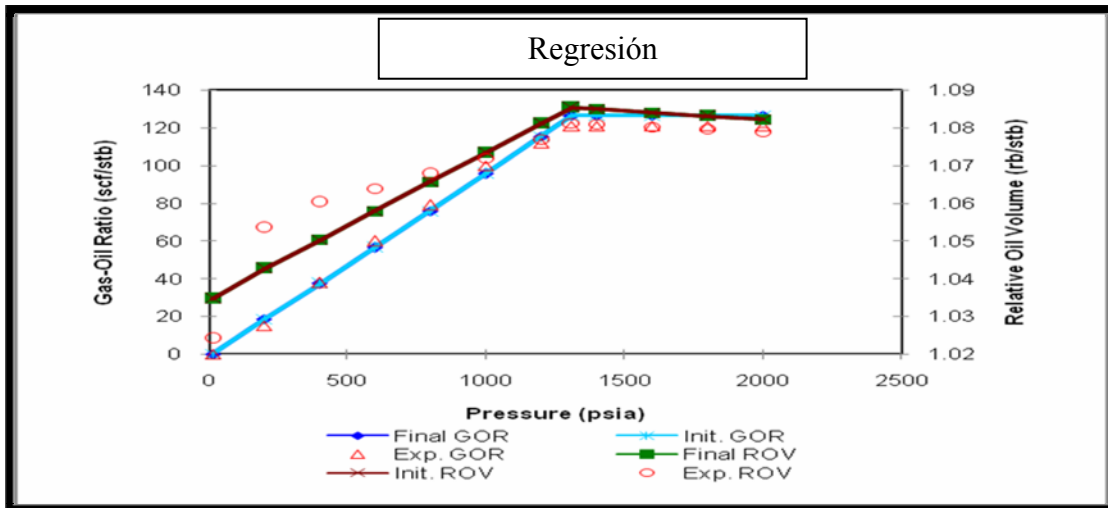


Figura N° 3.11. Regresión de gas en solución y volumen relativo del petróleo.

En la figura n° 36, se observa el resultado de las regresiones del volumen relativo y del gas en solución representando las características originales de la data PVT.

Luego se procede al ajuste de la viscosidad partiendo de regresiones sobre la Correlación de Jossi-stiel-Thodos y el método de Lee- Eakin, como el crudo es altamente viscoso tiene un comportamiento No Newtoniano (plástico), se realizara regresiones sobre los coeficientes de este modelo (Jossi-stiel-Thodos), dando los valores que se observan en la figura N°37, con la finalidad de ajustar los resultados obtenidos por la simulación y los valores obtenidos por el PVT tiene un porcentaje de error muy bajo.

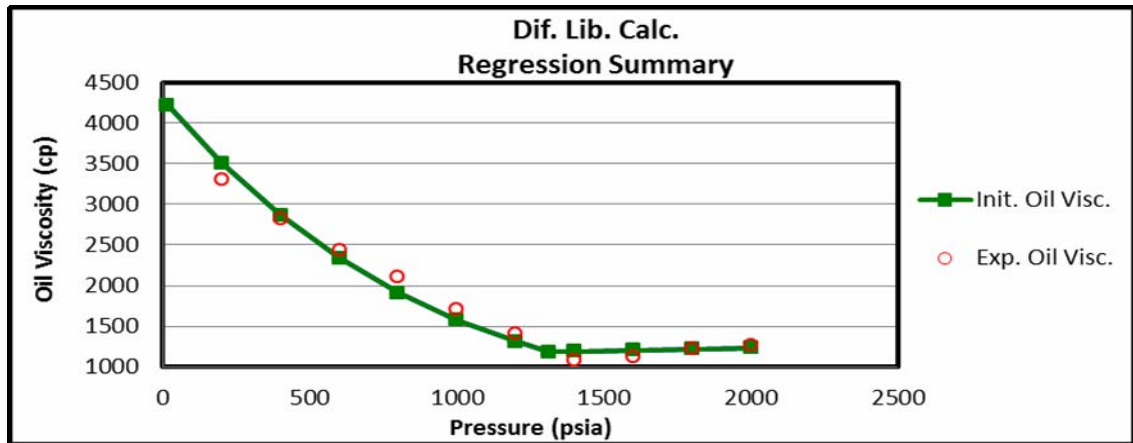


Figura N° 3.12. Regresión del comportamiento de viscosidad.

En la figura n° 38, se demuestra la Mach que existe entre la viscosidad originada por la regresión del simulador y la viscosidad original medida en laboratorio.

Existe pequeñas diferencia, pero no son muy grandes que causen efectos diferentes del comportamiento original, cabe destacar que las ecuaciones no representan en un cien por ciento las características del fluido pero son muy cercanas a la realidad.

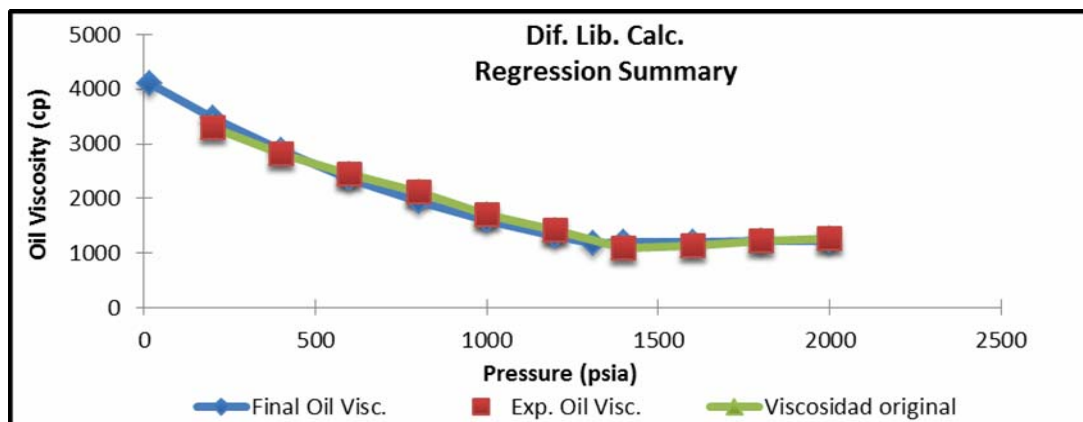


Figura N° 3.13. Viscosidad del simulador vs viscosidad PVT.

Luego de concluir las regresiones que representan los diferentes parámetros y comportamiento del hidrocarburo, se llevan todos los datos realizados al formato del simulador GEM.

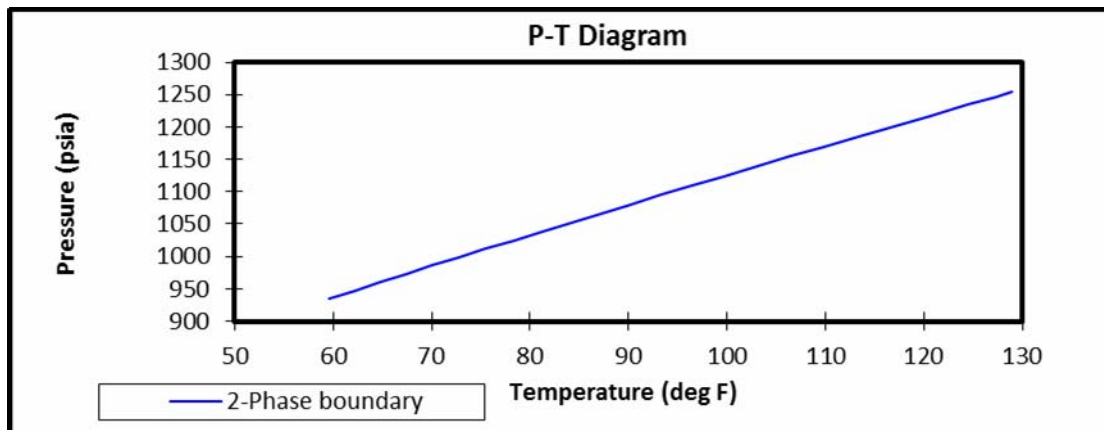


Figura N° 3.14. Presión vs temperatura.

Para verificar que los datos no se hayan alterado al migrar esta data, se reproduce el comportamiento composicional de las fases y se genera el diagrama de presión vs temperatura, observando la figura n° 39, lo demuestra que no tiene una tendencia irregular, indicando que todo el proceso de regresión y migración es estable y representativo.

3.5. Limitantes de la Mezcla a Implementar en el Método Vapex

Posteriormente se lleva un estudio para implementar la mezcla a inyectar en el pozo para la aplicación del método de Recuperación Mejorada, este tipo de método se tienen que cumplir ciertas limitaciones para que el método sea No Térmico:

Las mezclas no deben superar la temperatura del Yacimiento de **(129.9 °F)** ó **(54.38 °C)**, la mezcla se inyecta a la misma temperatura del yacimiento desde la

superficie asumiendo que no hay pérdida de energía calórica en la tubería ya sea por conducción, convección ó fricción durante todo el recorrido desde la superficie hasta la zona de inyección. La mezcla tiene que llegar a la formación lo más aproximado a la línea de saturación del diagrama de fase.

Se asume una pérdida en presión de inyección de 100 Psia, por lo extenso de la longitud de la tubería del pozo, cabe destacar que existirá un efecto sobre la calidad de la mezcla que se implementara, variando la calidad existe una variación de la eficiencia del método Vapex, reduciendo el porcentaje de recobro.

No se asume el aumento de temperatura en las inmediaciones del pozo por efecto del incremento de presión al momento de la inyección.

3.6. Simulación de Mezclas en HySys

Se procede a proponer las mezclas en el simulador petroquímico **HYSYS**, el cual trabaja con varias ecuaciones de estado, se realizaran los cálculos del diagrama con la ecuación Peng-Robinson ya que describen mejor el comportamiento de fases. Se procederá realizar con la ecuación mencionada, se llevara a cabo un estudio para realizar las mezclas, pero se tiene como limitante no exceder el porcentaje de los componentes que se produce en el campo de Petromonagas con los componentes que van a formar la mezcla.

Tabla N° 3.7. Cromatografía de gas de Petromonagas

COMPONENTES	% MOLAR	GPM
NITROGENO	0.090	0.000
METANO	91.860	0.000
CO2	6.240	0.000
ETANO	0.570	0.000
PROPANO	0.375	0.103
I-BUTANO	0.105	0.034
N-BUTANO	0.180	0.057
I-PENTANO	0.149	0.055
N-PENTANO	0.169	0.061
HEXANOS	0.171	0.070
HEPTANOS	0.058	0.027
OCTANOS	0.029	0.015
NONANOS	0.003	0.002
DECANOS	0.001	0.000
UNDECANOS +	0.000	0.000
	100	0.424

Mezcla:

Se introducen en el simulador HYSYS, los valores de los componentes con que se va a realizar esta mezcla, que son Metano (C1), Propano (C3), I-Butano (I-C4) y N-Butano (N-C4), se lleva a cabo iteraciones cambiando los porcentajes de los componentes que conforman la mezcla, hasta llegar a una composición que forme un diagrama de fases que tenga las características necesarias o similares a las condiciones del yacimiento cuando este se proceda a inyectar.

Logrando después de iterar numerosas veces el siguiente diagrama fases:

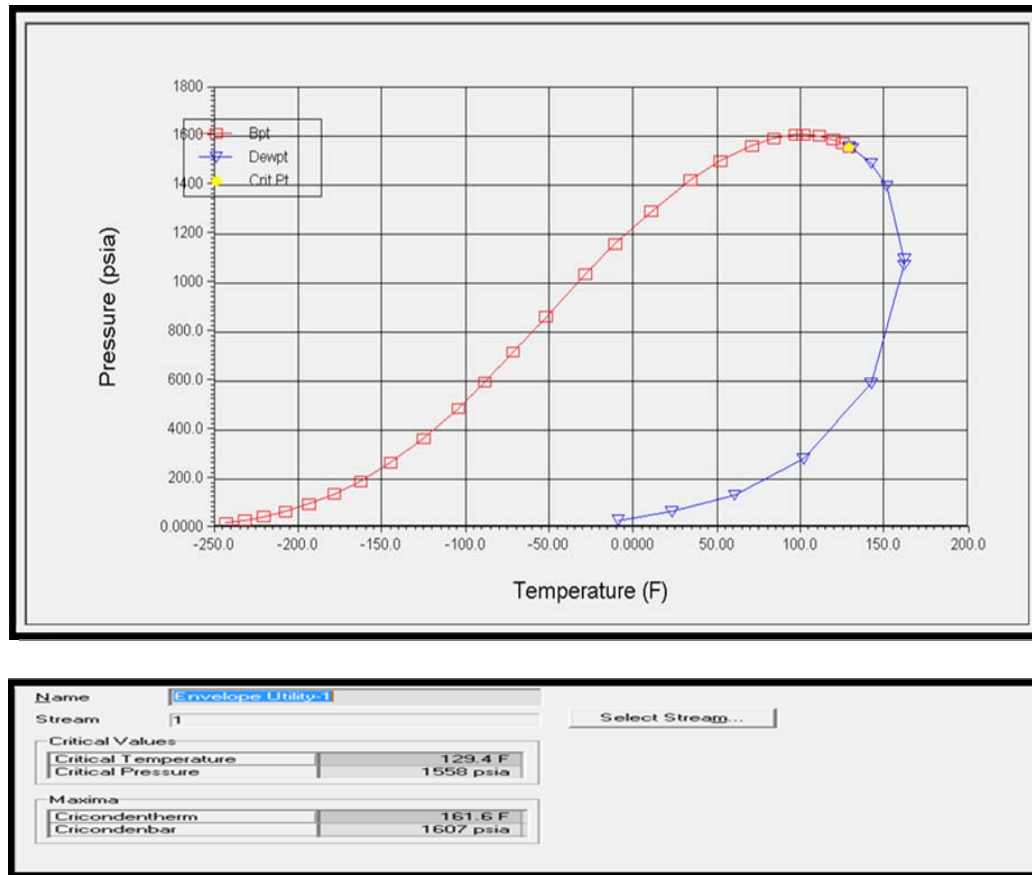


Figura N° 3.15. Diagrama de fases de la mezcla resultante.

La mezcla se puede observar la figura n° 3.15, propuesta luego de realizar las iteraciones para ser utilizada en el proceso de inyección está compuesta por un 60% Metano, 20% Propano, 12% N-Butano, 8% I-Butano, con El punto crítico de 129,4 F y 1558 (Psia). Se propone esta mezcla ya que si observamos su composición tiene 60% de metano, lo que indica que fue realizada para ser lo más económica, pero su eficiencia será evaluada a la hora de la simulación composicional en el módulo de GEM.

Como es de saber un crudo sub-saturado puede absorber con mayor facilidad componentes livianos ya que este tiene también componentes de poco peso molecular

y es más fácil su absorción que en un crudo que esté por debajo de la presión de burbuja (saturado) ya que en este ha liberado los componentes livianos, no quiere decir que el método no funcione para un crudo que esté por debajo de la presión de saturación si no que el método pierde eficiencia.

Cabe destacar que la mezcla se inyecta para llegar lo más cercano posibles a la línea de saturación ya que en esos puntos se encuentra mayor los coeficientes de difusividad que ayuda a la interacción de las moléculas del vapor, optando por una mejor miscibilidad y formar parte del hidrocarburo, cambiando las propiedades originales en los componente.

3.7. Miscibilidad de la Mezcla con el Hidrocarburo

Una vez obtenida la mezcla que se implementara en el proceso de extracción, se regresa nuevamente al simulador WINPROP para realizar un diagrama Pseudo-Ternario, que determina la miscibilidad del hidrocarburo en el yacimiento con el vapor que se le inyectará, se introduce la composición y el porcentaje de cada componente que forma la mezcla y la composición del hidrocarburo original, efectuando la regresión se determina la presión más eficiente para lograr una óptima miscibilidad.

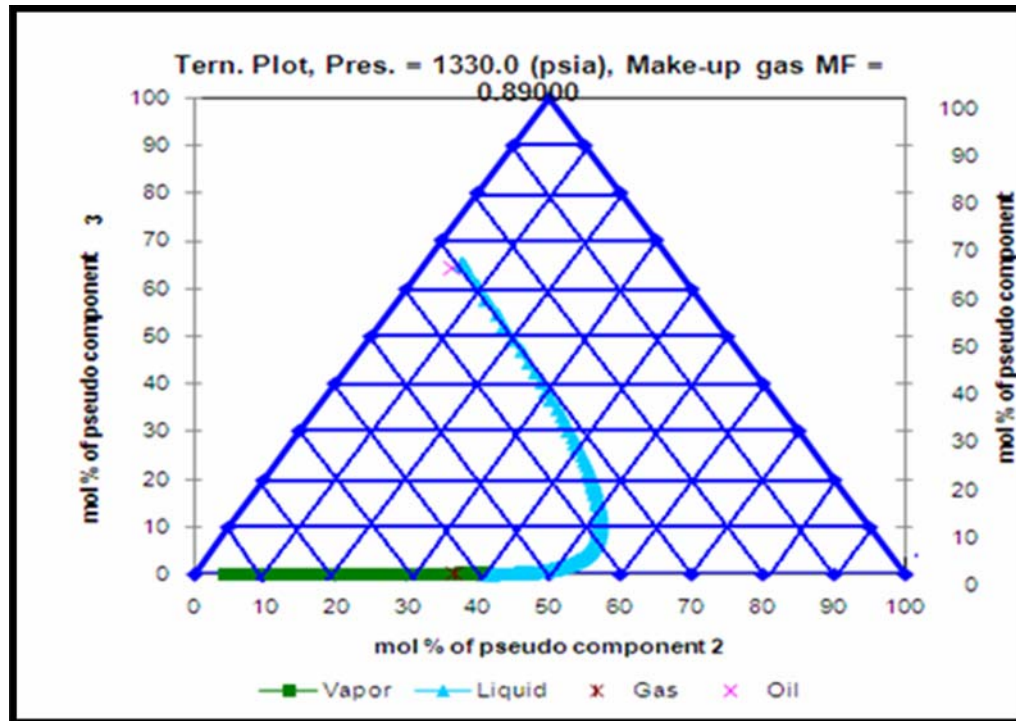


Figura N° 3.16. Diagrama ternario de miscibilidad.

Se aprecia en el diagrama, figura n° 41, como interactúa el vapor inyectado con los pseudocomponentes del gas y del hidrocarburo en el yacimiento, se observa un incremento porcentual del pseudocomponente tres (3) que está compuesto del Heptano (C7), Octano (C8), Nonano (C9), Decanos (C10) y Undecano plus (C11+), en cuanto al pseudocomponente dos (2) está formado por Etano (C2), Propano (C3), I-Butno (I-C4), N-Butano (N-C4), I-Pentano (I-C5), N-Pentano (N-C5), dióxido de Carbono (Co2), se observa un aumento por la mezcla, ya está formada por componentes que se encuentran en este pseudocomponente y se percibe el efecto de miscibilidad se cumple, en el pseudocomponente uno (1) se encuentra formado por Metano (C1) y Nitrógeno (N2), vemos que el efecto de miscibilidad es menor a un 5(%). Cabe destacar que la agrupación de los pseudocomponentes fue llevada a cabo siguiendo los pasos y recomendaciones del manual de WINPROP para realizar este proceso.

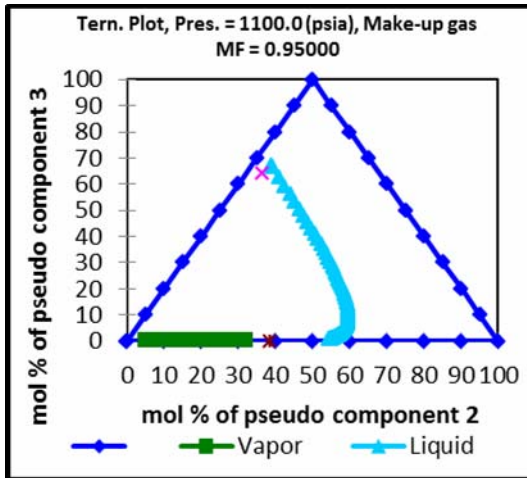


Figura N° 3.17. Diagrama pseudoternario
calidad 0.95

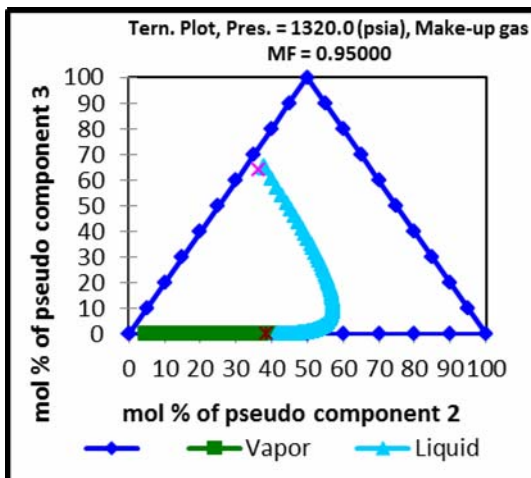


Figura N° 3.18. Diagrama pseudoternario
calidad 0.89

En la figura n° 3.17, se tiene una calidad de 0.95, en cambio en la figura n° 3.18 es de 0.89, se demuestra el efecto que tiene la calidad sobre la presión necesaria para tener una miscibilidad óptima, se observa la diferencia de 10(Psia) entre las figuras n° 3.17 y n° 3.18, aunque la variación de presión no es significativa, la variación de la calidad tiene un efecto sobre la eficiencia del proceso de miscibilidad entre el vapor de inyección y el hidrocarburo. En la figura n° 42 se tiene la misma calidad que la figura n° 43, pero a diferencia de este es inyectado a una presión de 1100 Psia, por debajo de la calculada en el simulador por su mayor eficiencia, aunque se nota un

efecto de pérdida de dilución y eficiencia en una zona del gráfico 18, existe cohesión entre los componentes inyectados y el crudo.

3.8. Modelo Estático

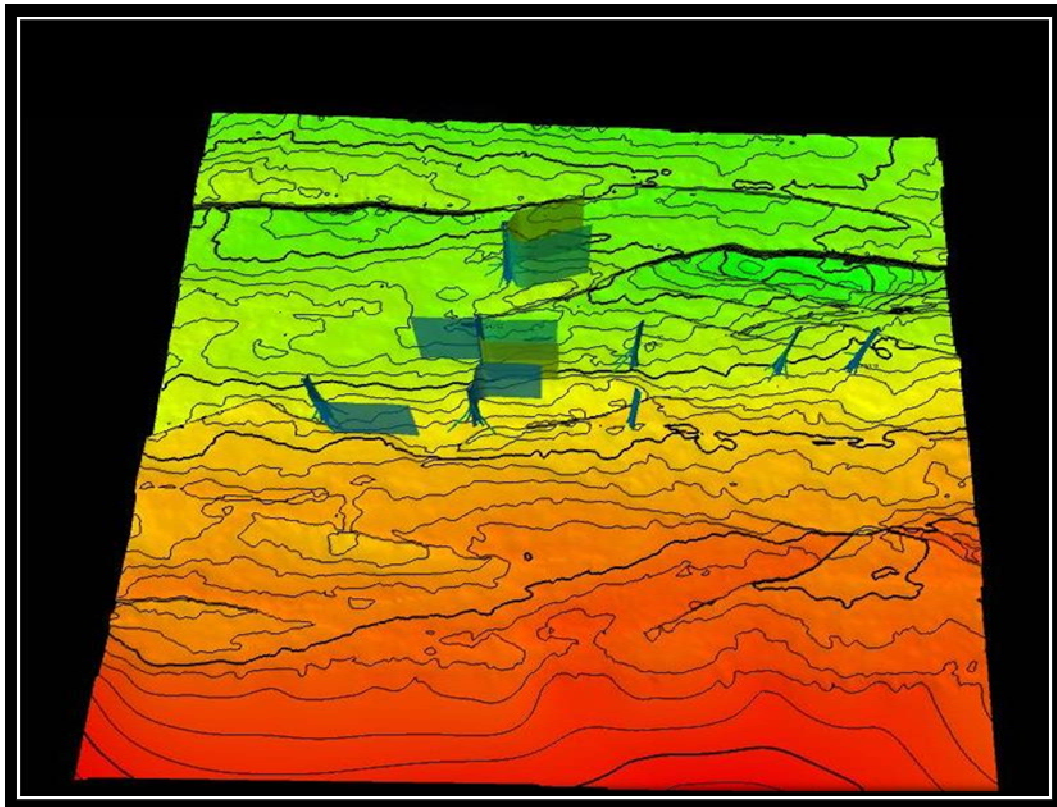


Figura N° 3.19. Modelo estático general de la antigua operadora del campo.

El modelo estático que se utilizará para la simulación, se sustrajo del modelo general de la antigua OPERADORA CERRO NEGRO (OCN) figura n° 44, el modelo recortado figura n° 45, consta de 122.016 celdas tipo “Corner Poin” de 31x41x96 de longitud 100 mts en (X,Y), con cuatro (4) unidades geológicas que corresponden a Morichal Inferior, de una profundidad promedio 2767 (ft) a 3706(ft) y un espesor 940 (ft), donde se encuentran varios pozos como el CG-X16,CG-X10ST3y el CG-

X20. Se estimó en el Geo-Modelador el POES, resultando 1044 MMBN, solamente en el área de investigación.

Tabla N° 3.8. Unidades que forman morichal inferior en el modelo estático de OCN.

Inicio de cada unidad	Fin de cada unidad	Nombre Unidad Geológica
1	21	Bur2U
22	42	Bur2L
43	69	Bur1U
70	96	Bur1L

En la tabla N°11, se observa que en el modelo estático, en morichal inferior esta integrado por cuatro unidades geológicas, con diferentes espesores entre cada unidad que la forman.

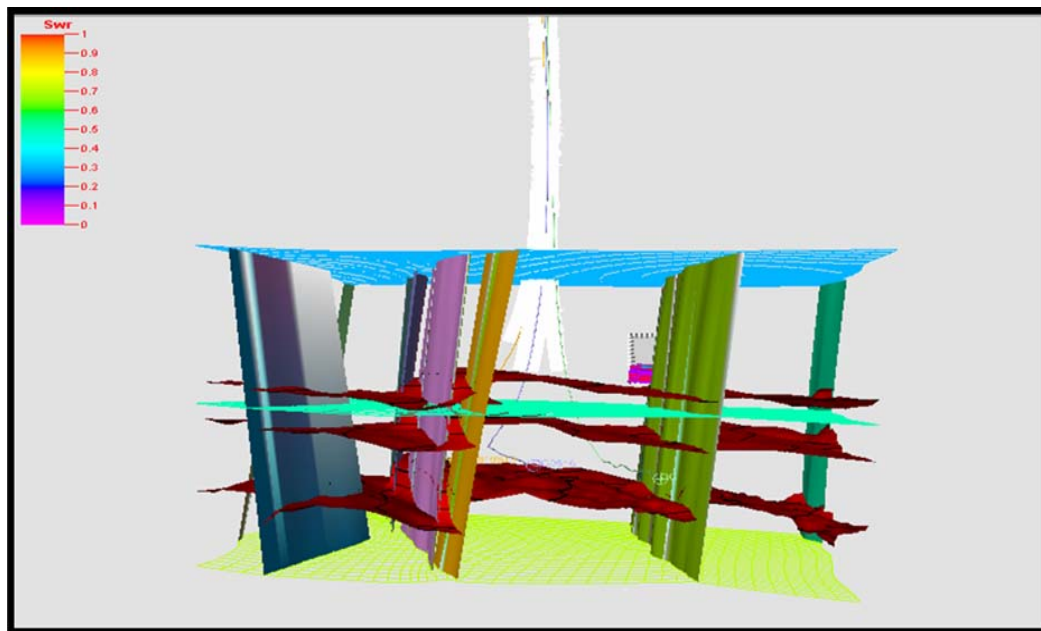


Figura N° 3.20. Sub-modelo estático sustraído del modelo general.

En la figura n° 45, se observa las fallas que se encuentran en el área de investigación, y los pozos productores que se encuentran en morichal inferior entre dos fallas en donde se aplicará el método de recuperación mejorada no térmica, también se puede observar las diferentes capas que comprenden el sub-modelo como el basamento y el tope de morichal inferior.

3.9. Selección de Áreas Prospectivas

Se seleccionó el área este de Macolla X en el miembro Morichal Inferior, en esta zona se encuentran varios pozos el CG-X10ST3, CG-X16 y CG-X20, se seleccionó el pozo de acuerdo a su representatividad en la vida de producción, el pozo que cumple con estas características de mayor confiabilidad en la producción es el CG-X16.

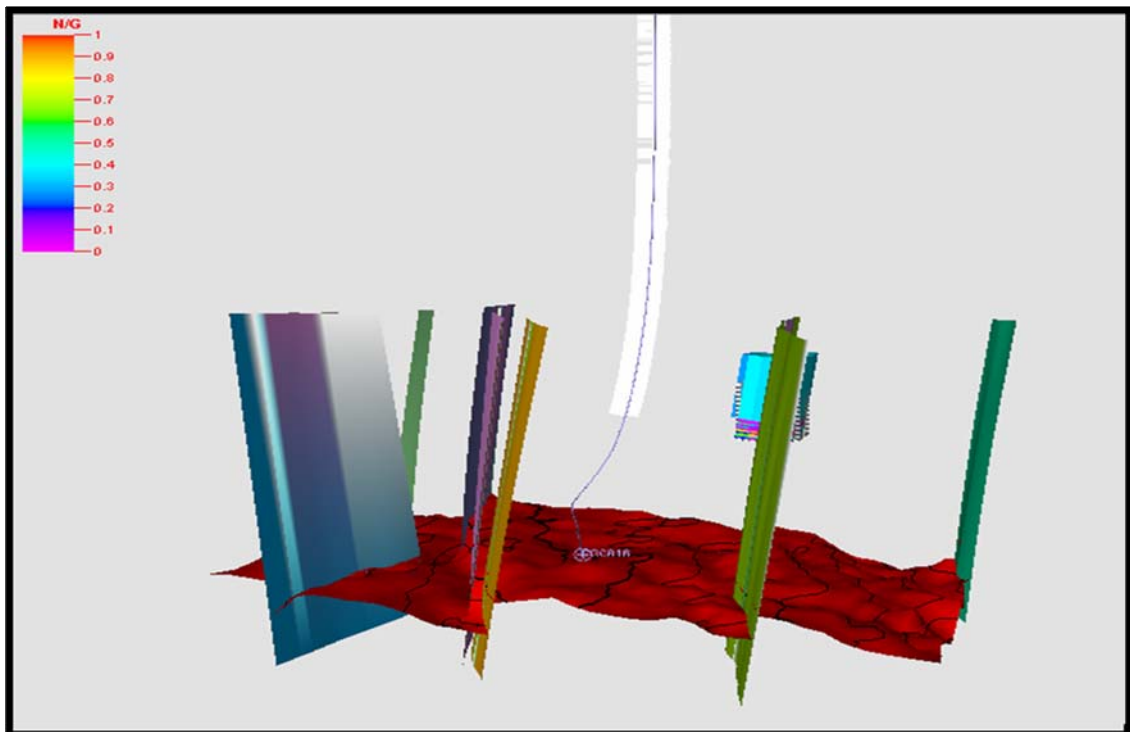


Figura N° 3.21. Vista de frente del modelo estático del pozo CG-X16.

En la figura n° 46, el pozo se encuentra en una arena de aproximadamente 130 Ft de espesor, el pozo tiene un MD de 10402 ft, TVDSS 3145 ft, con una longitud en la sección horizontal de 5316 MD ft.

3.10. Migración de Data del Geo-Modelador Estático (Petrel) al Simulador Dinámico (CMG).

Para la simulación dinámica es necesaria migrar la data del modelo estático Geo-Modelador (PETREL) al dinámico CMG, se procede a guardar un archivo que contenga la información para luego ser rescatado en el módulo de Builder del Simulador dinámico, corresponde al mallado de las diferentes propiedades de saturación de agua connata, porosidad, permeabilidad (X, Y, Z), Neg-turo, coordenadas de los pozos, representando el área de Morichal Inferior.

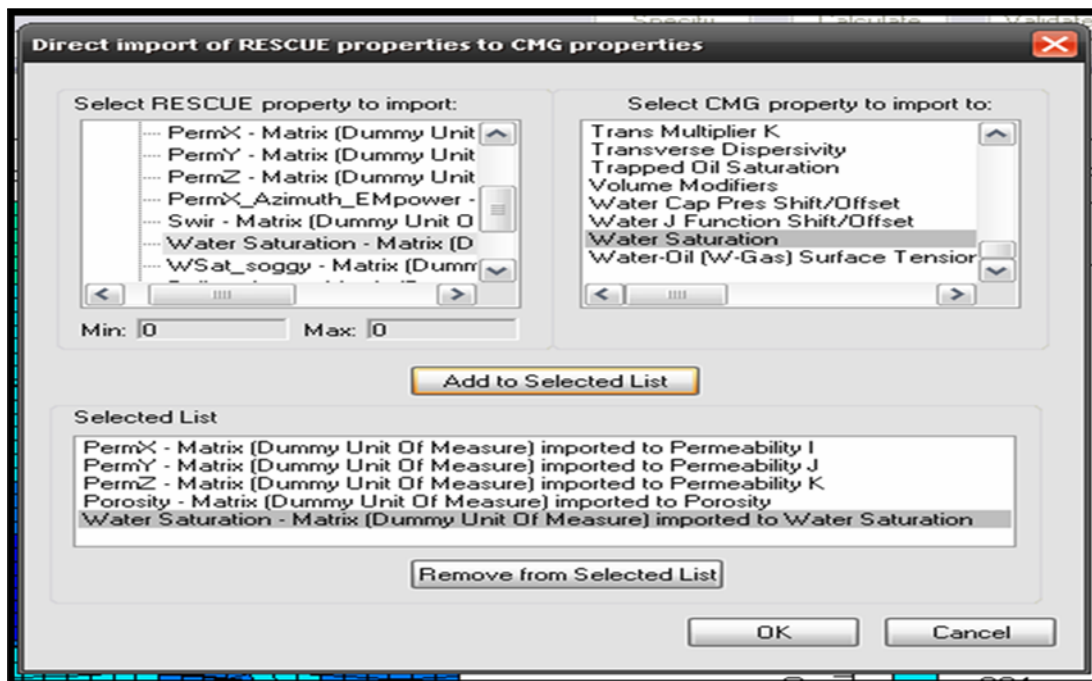


Figura N° 3.22. Migración del mallado del modelo estático al dinámico.

Se aprecia en la figura n° 47, la migración del mallado de las propiedades que será utilizada en la simulación dinámica.

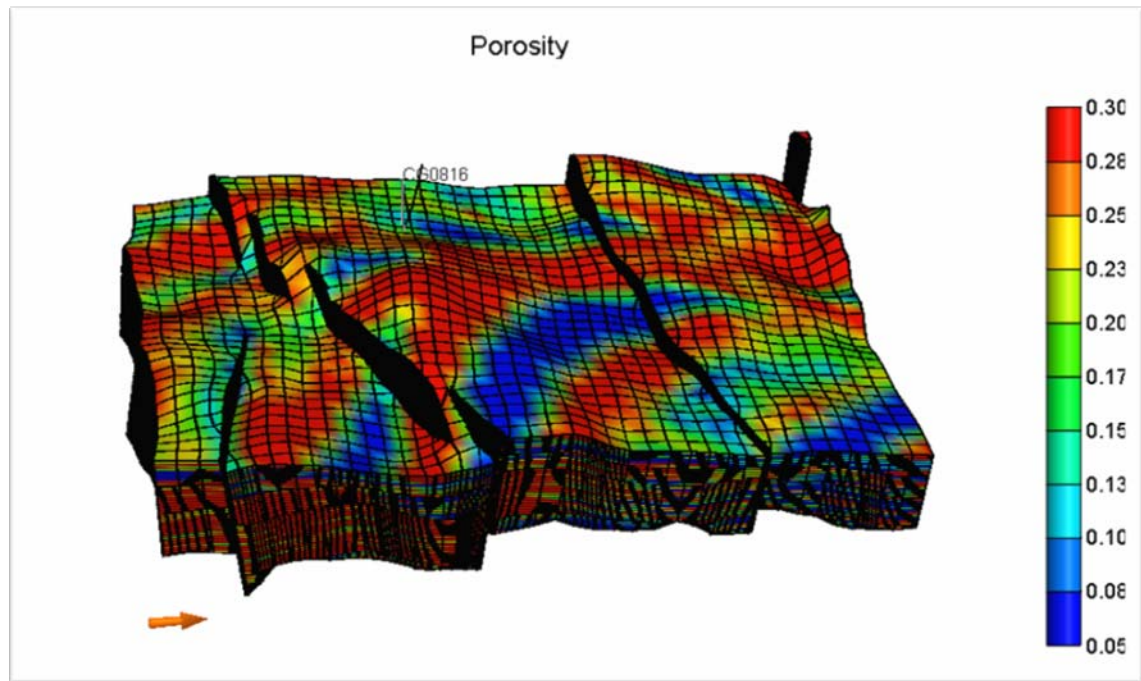


Figura N° 3.23. Malla de porosidad importado de petrel a CMG.

En las figuras n° 3.23, n° 3.24 y n° 3.25, corresponden a las mallas luego de ser migradas al simulador CMG, observando la diferencia de las propiedades de cada mallado, representan los datos sustraídos de la migración al modelo dinámico.

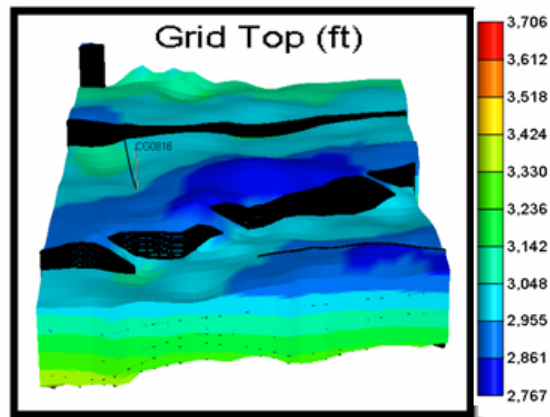


Figura N° 3.24. Malla de Profundidad (ft).

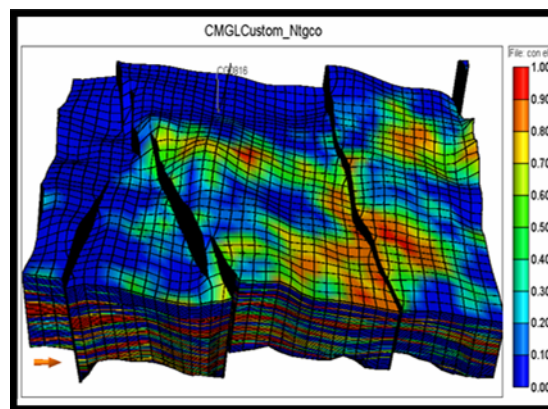


Figura N° 3.25. Malla de NTG

Una vez realizado la importación de las Mallas cargadas en el módulo de Builder, se procede a inicializar el modelo.

3.11. Inicialización Simulación Dinámica

Se procede a inicializar el modelo dinámico, se tiene que comparar el POES del área sustraída del modelo General, de 1044 MMBN, correspondiente a Morichal Inferior, este cálculo es generado por el Geo-simulador PETREL, por efecto de

migración de data de un simulador a otro, de corporaciones distintas, tienen diferentes lenguajes de programación y se alteran algunas propiedades, se realiza una simulación de prueba que emite el POES del modelo cargado en el Modulo de CMG para verificar si convergen, de no serlo se tiene que cotejar hasta que el resultado sea igual al emitido por PETREL.

En dado caso de dejar la diferencia del POES que resulta de PETREL y CMG, se estaría sobre-estimando ó sub-estimando el modelo, dando como resultado al finalizar la simulación que los valores de producción reales y simulados en el pozo son muy distintos, debido a esto es muy importante cotejar el POES. Una vez cotejado el POES se carga el PVT CG-X14, en el módulo de Winprop que reproduce satisfactoriamente el comportamiento y las características del hidrocarburo.

3.12. Caso Base 3 Años

Se procederá a realizar una simulación base con un tiempo estimado de 3 años de producción, cotejando la información de campo del pozo con los resultados del simulador, para verificar si el comportamiento y las tazas de producción son similares ó iguales, el pozo utilizado para este caso son los tres anteriormente mencionados en el área prospectiva para realizar la tarea de cotejo o Mach de la data de campo con la arrojada del simulador, dando resultados satisfactorios.

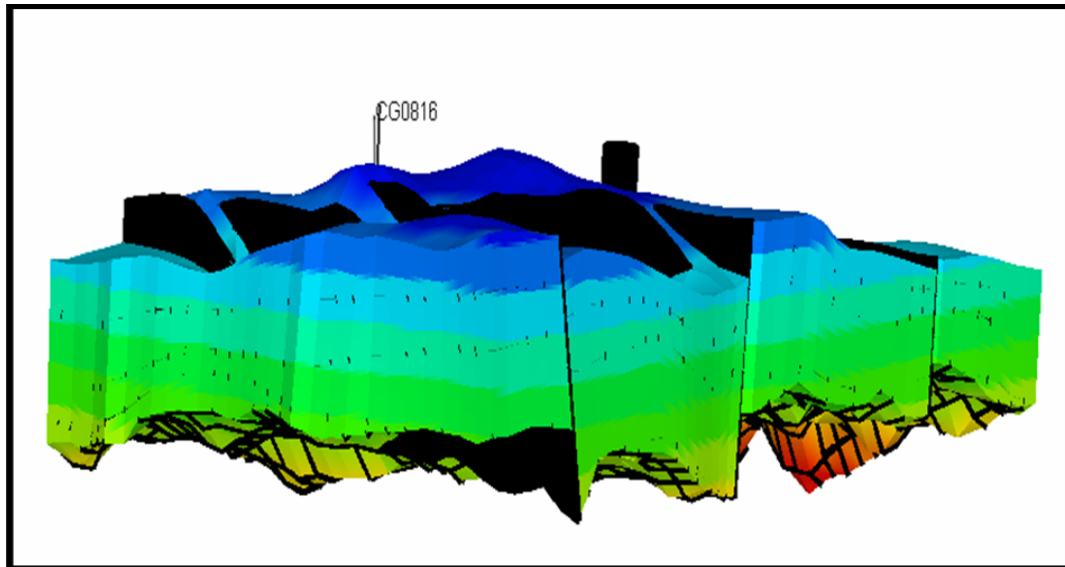


Figura N° 3.26. Modelo dinámico para simulación de caso base.

3.13. Caso Base Tres Años + Vapex (Cíclico)

El método VAPEX estándar es similar al SAGD, quiere decir que originalmente se encuentra un pozo inyector encima del pozo productor, lo novedoso de este estudio, consiste en utilizar los pozos antiguos del campo y convertirlos en pozos inyectores/productores, es decir un VAPEX Cíclico; es una configuración que no se ha probado en los Paper y bibliografías utilizadas en el estudio e implementación de este método. La inyección de la mezcla se realizará mensualmente con un total de 26 ciclos.

En el método VAPEX-Cíclico, se utilizara la mezcla propuesta en el estudio anterior que está compuesta de C1 60%, C3 20%, N-C4 12% y I-C4 8%.

3.14. Sensibilidades en la Simulación

Este proceso es realizado con 4 días de Inyección y un día de modificación del pozo de Inyector a productor, con variación de la inyección en la sección horizontal, se inyectará nada más la mitad de la sección.

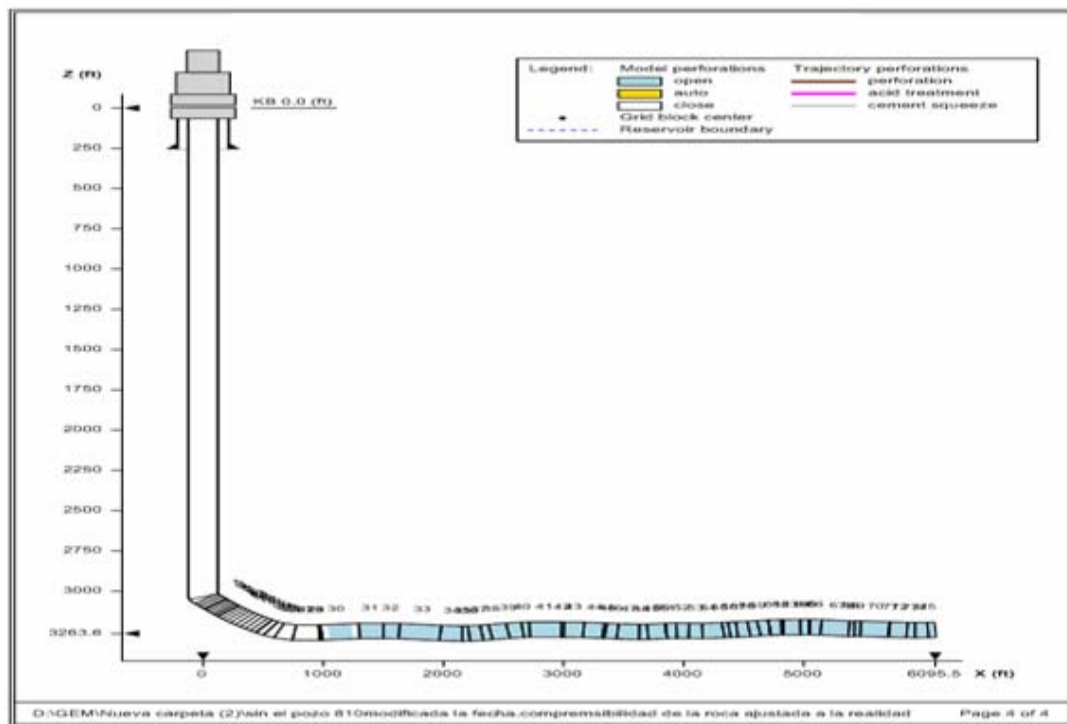


Figura N° 3.27. Diagrama del pozo productor CG-X16 simulador CMG.

En la figura n° 52 se observa el diagrama del pozo donde se procede a aplicar el método de recuperación mejorada VAPEX. El color azul significa el área de producción original del pozo.

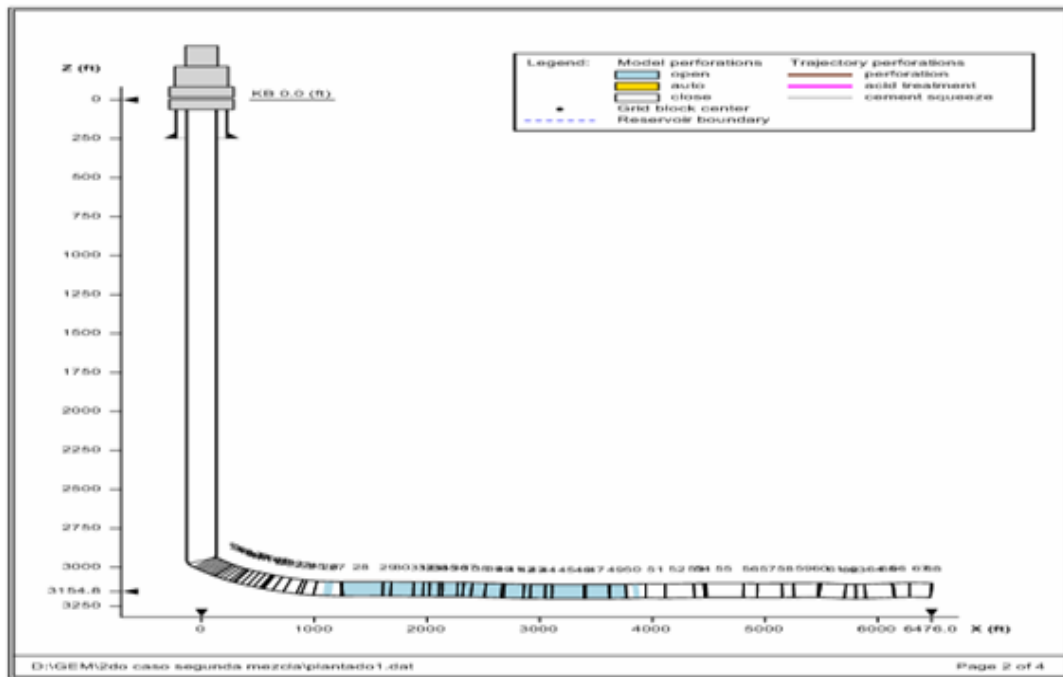


Figura N° 3.28. Configuración del pozo inyector CG-X16

La configuración del pozo inyector se aprecia en la figura n° 53, donde se inyecta solamente en la mitad de la sección horizontal, resaltada en color azul.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Tabla N° 4.1. Resultados del Screening de Métodos de Recuperación Mejorada (EOR) no térmicos.

MACOLLA No:X POZO: CGC X02P		API	μ	P	SW	ANP	Kh	PROF.	T	PHIE	VSHALE	K ^{*H} / Voil
Parámetros												
MIEMBRO			cP	Lpc	%		md	Pies	°F	%	%	mD*Pie/ Cp
PILON					34.8	17	1,400	2626.01		40.4	12.9	
JOB0					33.1	30	4,100	2819.40		33.7	16.3	
YAB0					-----	0.00	-----	2864.52		-----	-----	
M.S	8.2	2440	1218	27.3	63.50	1,740	2670.00	127	34.2	11.8	45	
M.M	8.2	1676	1325	20.9	113	5,460	2977.00	132	31.6	8	368	
M.I	8.2	1440	1250	18.3	175	5,880	3288.00	138	34	6.5	715	
PROPIEDADES DEL PETRÓLEO YACIMIENTO												
PROCESO EOR	API	μ	Comp.	So	ANP	Kh	Prof	T				
INYECCIÓN DE GAS												
		Cp			%	Pies	md	Pies	°F			
CO2	>25	<10	C5A	C20	>30	<50	NC	>2500	NC			
					SW							
INYECCIÓN QUÍMICA												
POLIMERO	>25	<100	NC	>10	NC	>10	<9000	<200				
ALKALINO	13-25	<200	NC	>10	NC	>20	<9000	<200				
ASP	13-25	<300	NC	>10	NC	>25	<9000	<200				
SW												
VAPEX	<15	>200	NC	<40	>50	>500	<4500	NC	>20	<35	<1800	

De acuerdo a las simulaciones dinámicas realizadas con el SIMULADOR CMG se obtuvieron los siguientes resultados:

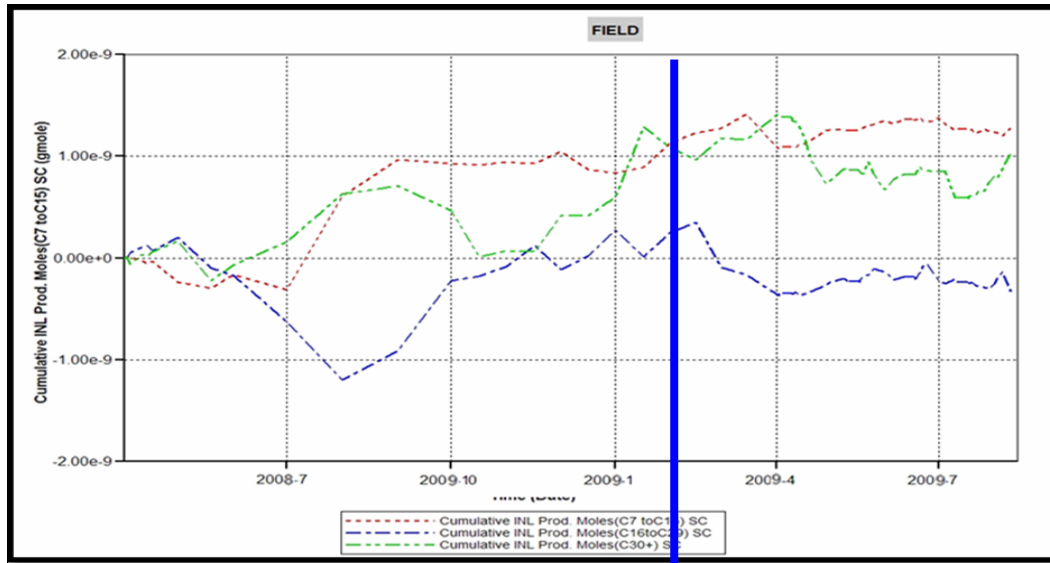


Figura N° 4.1. Producción acumulada de pseudocomponentes pesados.

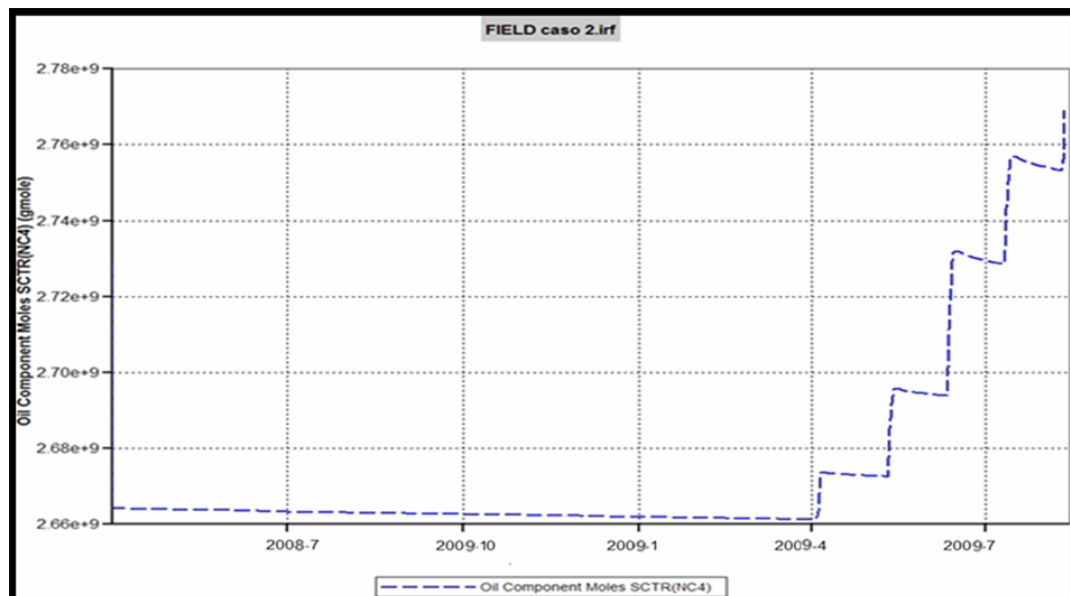


Figura N° 4.2. Producción de moles en la inyección cíclica (VAPEX).

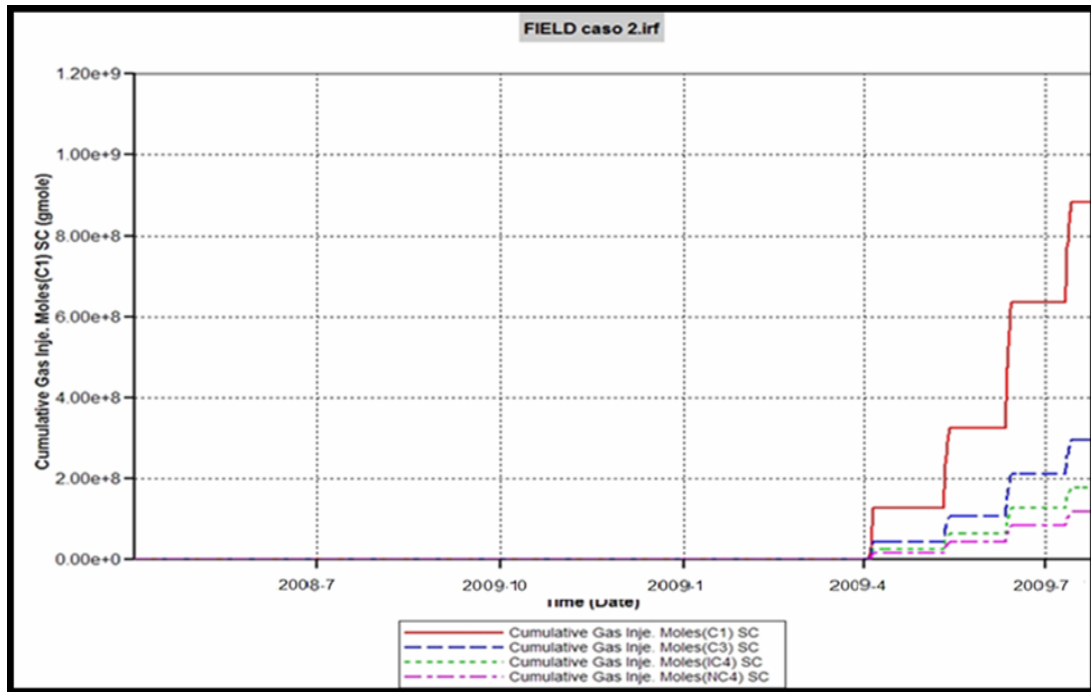


Figura N° 4.3. Moles inyectado a la formación.

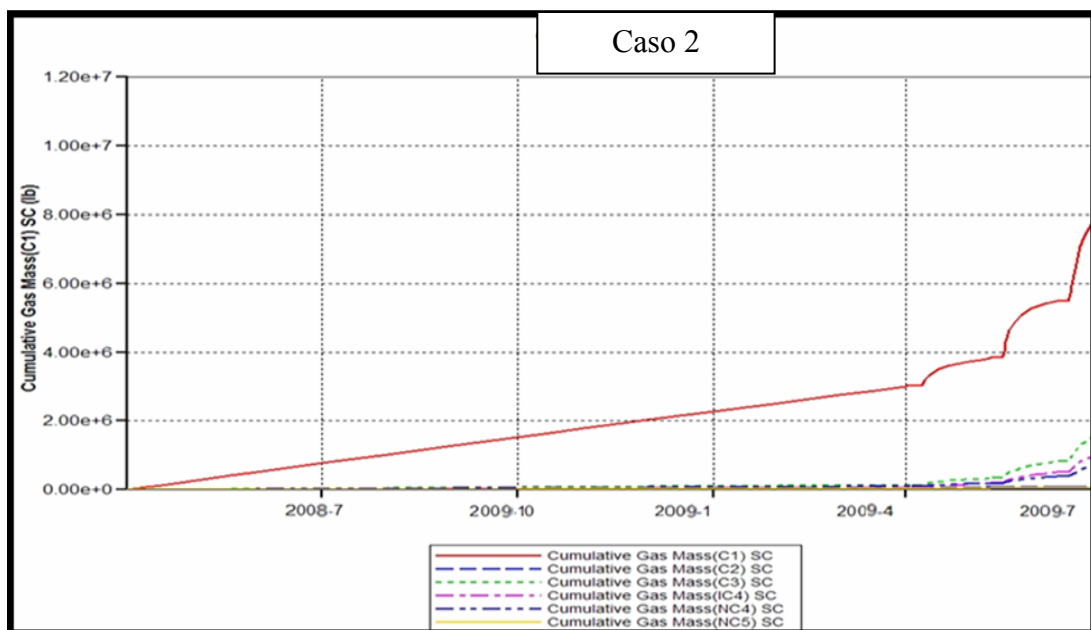


Figura N° 4.4. Gas acumulado en la producción después de la inyección.

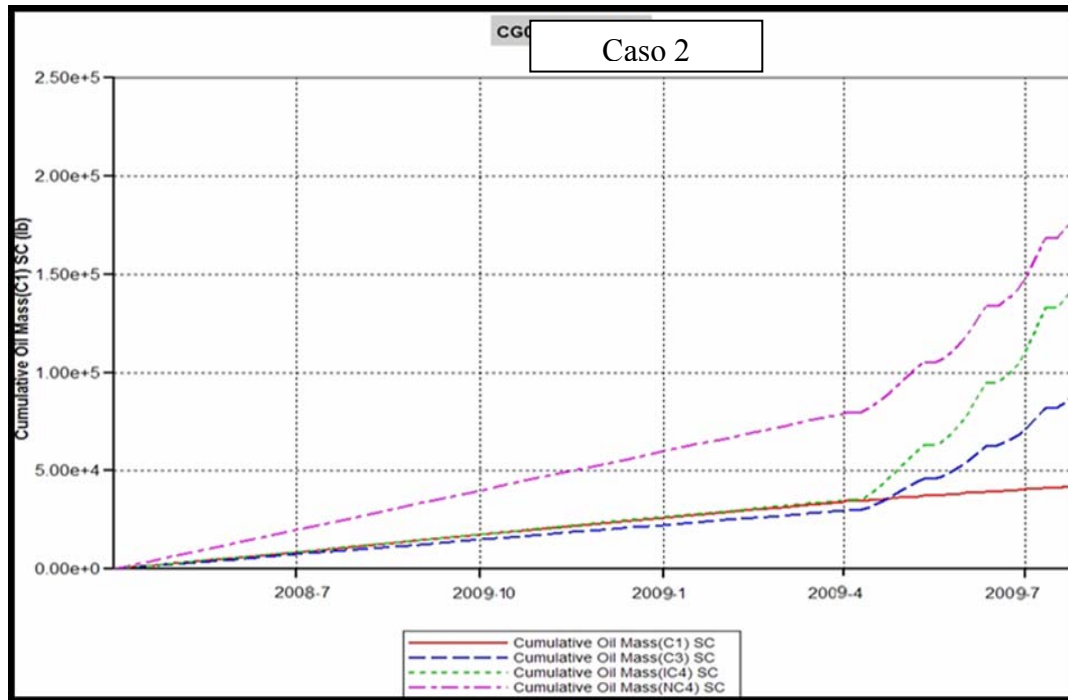


Figura N° 4.5. Gas acumulado en la producción después de la inyección.

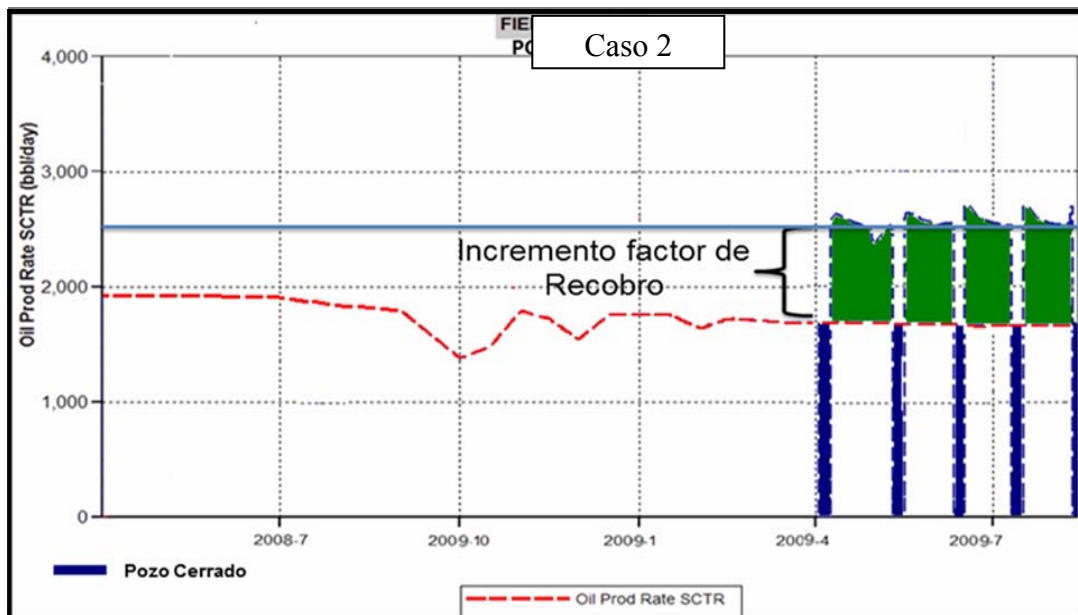


Figura N° 4.6. Producción antes y después de la inyección cíclica con VAPEX.

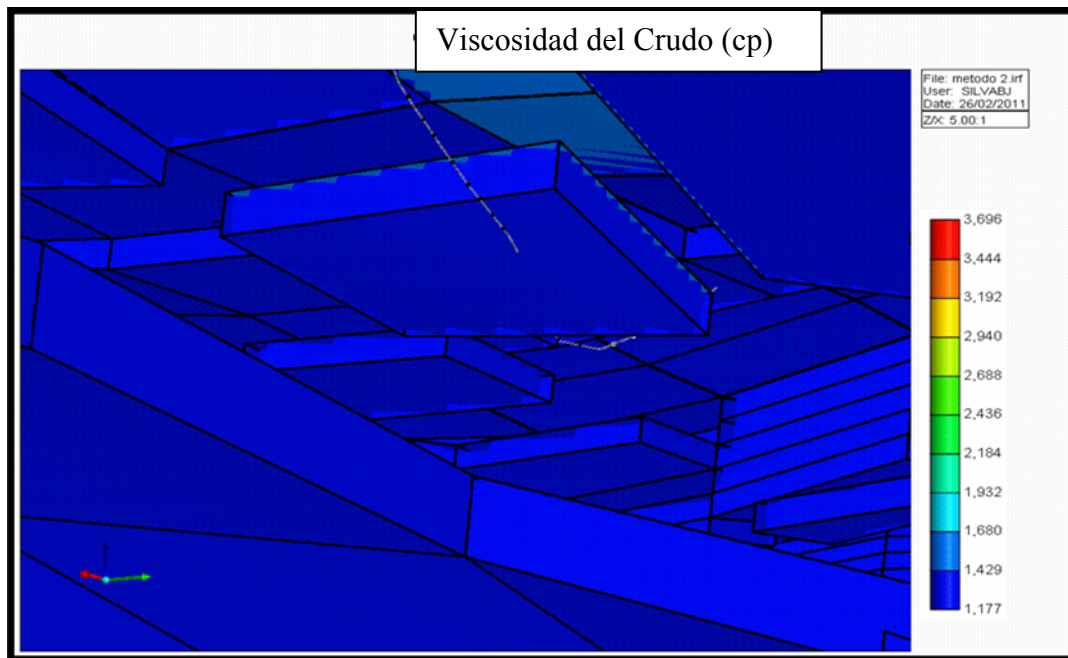


Figura N° 4.7. Viscosidad antes de la producción.

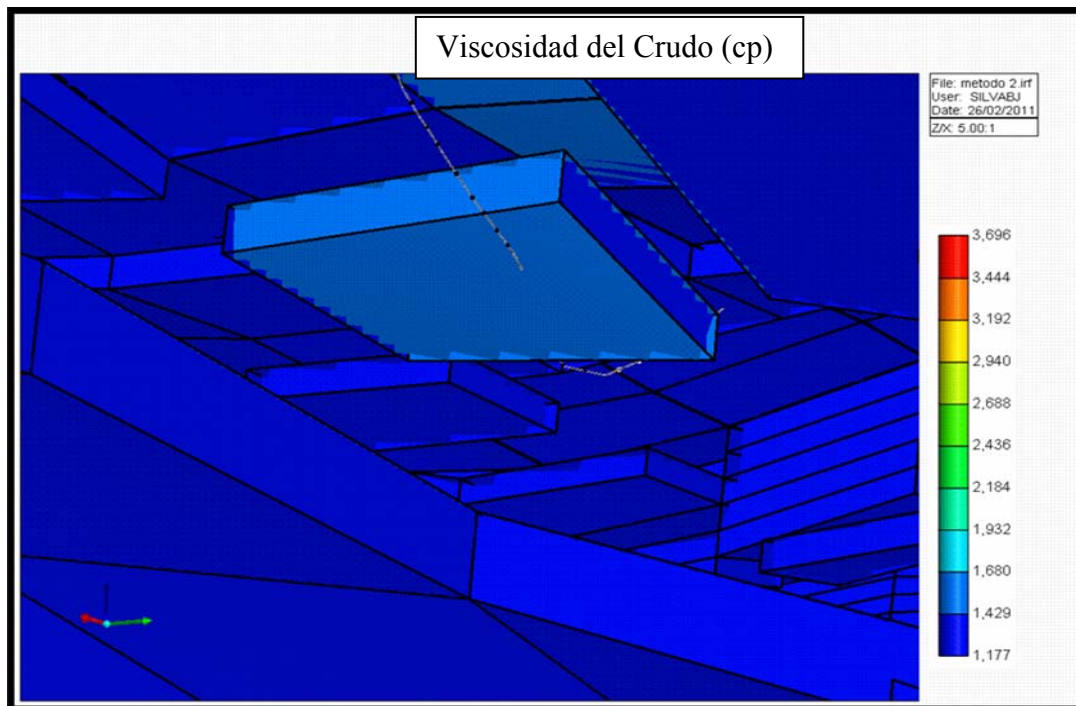


Figura N° 4.8. Viscosidad durante la producción.

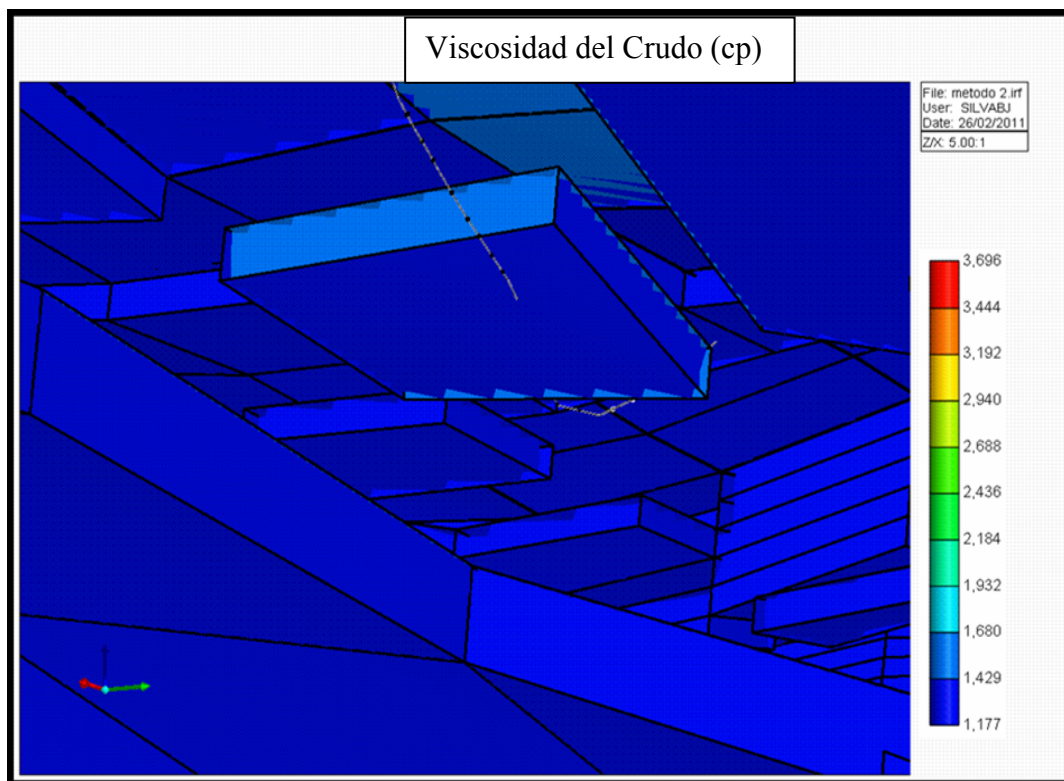


Figura N° 4.9. Viscosidad después de la inyección de la mezcla, implementación del método VAPEX.

Tabla N° 4.2. Producción natural y producción con VAPEX.

Tiempo Meses	Producción Natural (BN)	Producción cíclica con Vapex (BN)	Incremento Producción con Vapex (%)	Sin Vapex Barril 105\$	Con Vapex Barril 105\$	Incremento
4	225720	302400	25%	23 M\$	31 M\$	8 M\$
4	213720	300000	28%	22 M\$	31 M\$	9 M\$
4	201720	297600	32%	21 M\$	31 M\$	10 M\$
TOTAL Σ 12	641190	900000	28%	66 M\$	93 M\$	27 M\$

Los parámetros de los métodos que se encuentren similares con las características del yacimiento se encuentran resaltados de un color verde, en cuanto a las casillas que se encuentren en blanco quiere decir que el parámetro del método es distinta a la característica que posee el yacimiento, Se distingue en el resultado del Screening (Tabla N°12), que el método no térmico calificado es el **VAPEX**, por poseer todas sus casillas de color verde lo que indica que cumple con todos los parámetros y características (tanto propiedades petrofísicas como de yacimientos), que se encuentra en el área de estudio.

Se observa claramente en la figura n° 54, que existe un aumento en la producción de los componentes pesados, agrupados en pseudocomponentes, la agrupación desde el C7 al C15, pseudocomponente 2 está formado desde el C16 al C29, estos dos pseudocomponentes muestra un incremento en su producción, en cambio con el pseudocomponente 3 formado por el C30+, muestra un descenso en su producción.

Aunque se observa un incremento en la producción de componentes pesados, el pseudocomponente 3 disminuye su producción, quiere decir que existe precipitación de asfaltenos en la formación, hay que tener cuidado ya que podría provocar a largo plazo la disminución de la permeabilidad efectiva por obstrucción de los canales. Pero indudablemente se puede probar con otras mezclas y analizar si ocurre este mismo efecto de deposición de C30+.

En la figura n° 55, se observa que antes de la inyección existe una declinación molar del componente N-C4, eso indica que el crudo está produciendo los componentes livianos y por ende se están quedando los componentes pesados en la formación, incrementando la viscosidad, luego de la inyección, se observa en la producción un incremento en los moles de N-C4, esto indica que hay interacción entre el componente de la mezcla y el crudo en la formación, que también es indicio

de una buena miscibilidad y por realizarse esto el crudo tiende por tener más porcentaje de este compuesto reduciendo un poco su viscosidad.

En la figura n° 56, en el momento de inyección se aprecia el incremento molar de los diferentes componentes que forman la mezcla, cada componente que esta entrando a la formación se distingue por la diferencia en cuanto al porcentaje molar de cada uno de ellos es diferente.

En la figura n° 57, se observa un incremento en la producción de masa de los componentes inyectados en forma gaseosa, interpretando que existe un porcentaje que no pudo mezclarse con el crudo e igualmente es recuperado.

La figura n° 58 a diferencia de la figura n° 55, en este se encuentran todos los componentes que fueron inyectados y se observa un incremento de masa en la producción demostrando en este gráfico, el método es eficiente y se logra el objetivo de la mezcla.

En la la figura n° 59, se aprecia la producción diaria del pozo observando claramente que antes de la inyección el pozo esta produciendo una tasa (Q_0) alrededor de 1800 (bbl/día) en un periodo de tiempo, luego de la inyección, al producir nuevamente se incrementa la Q_0 a 2420 en promedio, su incremento es de aproximadamente entre 500 y 600 barriles diarios de la producción original.

Incrementando el factor de recobro en alrededor de siete por ciento, posteriormente se puede mantener su producción entre 2450BN/día y 2300 BN/día, pese a su declinación natural que esta por alrededor de cinco por ciento en la vida del pozo, de aproximadamente 6 años.

La figura n° 60, se observa una celda interceptada por el pozo donde originalmente se tiene una viscosidad de entre 1177 y 1428 centipoise.

Luego en la siguiente figura n° 61, se observa que la celda existe un incremento de viscosidad, causado por efecto de la producción, que indica que los alrededores del pozo o el radio de drenaje existe un efecto de aumento de viscosidad por salir los componentes livianos más rápidos que los pesados que forman el hidrocarburo.

La figura n° 62, se observa el momento después de la inyección con el método VAPEX cíclico, se distingue la disminución de la viscosidad que era afectada en el momento de la producción gráfico N°36, en gran parte del área de la celda se interpreta que el método disminuye la viscosidad.

El petróleo producido originalmente tiene una gravedad °API de 8.7, luego de la inyección existe una mejora del crudo en sitio incrementando su gravedad por un crudo un poco más liviano al producido originalmente.

En la tabla N°13, se encuentra la producción del pozo en intervalos de cuatro meses resultante de la simulación, se observa la producción de la simulación base y la producción con la inyección cíclica de VAPEX, se nota el incremento entre la producción base y la del método no térmico. Existe un incremento de la producción con el método VAPEX cíclico en un 28%; también se encuentra el valor bruto por la venta del crudo con el método implementado.

CONCLUSIONES

1. El proceso VAPEX es el único que cumple con las características que posee el Campo.
2. Los pozos completados hasta el periodo del 2007 no es recomendable aplicar Recuperación Térmica.
3. Los parámetros de aplicabilidad de los métodos ASP, Polímero, CO₂, Alcalino y Surfactante, son distintas de las condiciones que presenta el área en estudio.
4. El proceso de Recuperación VAPEX mejora el crudo en sitio.
5. El VAPEX reduce la viscosidad original del petróleo.
6. VAPEX cíclico puede ser considerado en los pozos con completaciones No Térmicas.
7. La mezcla pierde eficiencia si no es inyectada a óptimas condiciones de operación
(1330 Psia), (T 130°F).
8. Incremento de 28 % adicional a la producción original en un periodo de tiempo.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio de PVT en el área Nor-Oeste del Campo.
2. Seguir con la investigación del método VAPEX en su versión cíclica, por sus resultados.
3. Reforzar los estudios de Recuperación Mejorada de Petromonagas.
4. Realizar un estudio de la degradación de la cementación por el tiempo de uso en los pozos completados en forma no Térmica.
5. Realizar un proyecto PILOTO del VAPEX Cíclico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bruzual G. **CARATERIZACION FISICA DE YACIMIENTOS.** (Agosto 2007).

2. Cadenas A. **DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CERRO NEGRO.** (Diciembre 2010). Geólogo.

3. SPE/PS/CHOA 117446.(2008). **An approach for Characterization and Lumping of Plus Fractions of Heavy Oil.**

4. <http://ingenieria-de-petroleo.blogspot.com/2008/>.

5. EOR Screening Criteria Revisited- Part 1: Introduction to sceening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. J.J Taber, SPE, F.D Martin, SPE, and R.S. Seright,SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center.(2007).

6. **HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY.** Joshi Technologies International, Inc. Tulsa, OK, U.S.A.(1991).

7. Freites. A. **IMPLEMENTACIÓN DEL DISEÑO DE EXPERIMENTOS EN EL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE DEL AGOTAMIENTO NATURAL Y RECUPERACIÓN TÉRMICA DEL YACIMIENTO JCN-01, ÁREA BOYACÁ, FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.** Universidad Central de Venezuela. (2009).

8. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F. en su bibliografía titulada- “Fundamentos de recuperación mejorada de petróleo y Análisis I” en su capítulo 6, operaciones de recuperación mejorada del petróleo, el cual describe diferentes métodos de recobro del hidrocarburo.

9. Fayers, F. J. en la literatura titulada “Procesos de Recuperación del Petróleo”, recopila información de los aspectos fundamentales de surfactantes-polímeros en los procesos de inundación, la dinámica de los fenómenos interfaciales relacionados con los métodos EOR, el desplazamiento miscible y su potencial para la recuperación mejorada de petróleo.

10. Heinemann, Z. E. en esta bibliografía titulada “Recobro de Petróleo”, en su capítulo 5, describe sobre el proceso de eficiencia areal del barrido. Describe la eficiencia del barrido de la zona inundada.

11. Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F. su bibliografía titulada- “Fundamentos de recuperación mejorada de petróleo y Análisis I” en su capítulo 6, operaciones de recuperación mejorada del petróleo, el cual describe diferentes métodos de recobro del hidrocarburo.

12. PVT AND PHASE BEHAVIOUR OF PETROLEUM RESERVOIR FLUIDS. ALI DANESH. University Edinburgh, Scotland. (1998).

13. Rojas, G “**Ingeniería de Yacimiento de gas Condensado**” (segunda Edición).

14. Satter & Takur. “**INTEGRATED PETROLEUM RESERVOIR MANAGEMENT** “

15. Papers SPE 88716, SPE 35385. **Evaluation of IOR potential within Kuwait, EOR Screening criteria revisited.**

16. Paper SPE 37144. **Screening of reservoirs exploitation by application of assisted gravity drainage/VAPEX processes.**

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA NO TÉRMICAS EN EL CAMPO CERRO NEGRO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Silva Guerra Braulio José	CVLAC: V- 16.926.433 E MAIL: braulios19@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

RECUPERACIÓN MEJORADA

CRUDO EXTRAPESADO

PROCESO VAPEX

SURFACTANTE

YACIMIENTO

PRODUCCIÓN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo trata sobre los procesos de recuperación mejorada no térmicos que puedan adaptarse para petróleo extrapesado que se encuentran en los campos de Petromonagas, con el fin de disminuir la viscosidad del crudo en el yacimiento y realizar un incremento en la recuperación que se tiene originalmente de la producción del área. Los procesos que fueron estudiados para ser aplicado en el Campo Cerro Negro fueron: ASP, Polímero, Alcalino, CO₂, Surfactante y Vapex. Determinando mediante un Screening que el método que satisface las características que posee el área es el proceso VAPEX, el cual trata de la inyección de componentes livianos en forma gaseosa a la misma temperatura del yacimiento; seleccionando la composición de la mezcla en un porcentaje de 60% METANO, 20% PROPANO, 12 N-BUTANO y 8% I-BUTANO. Luego se procede con la simulación del proceso VAPEX con la configuración del pozo productor y/o inyector (cíclico) en el simulador CMG, luego de realizar extensas simulaciones se obtuvo como resultado un mejoramiento en sitio del crudo, con una disminución de la viscosidad de 1600 centipoise a 1200 centipoise; aumentando la tasa de producción de 1900 BN/día con una declinación natural del 7% a 2550 BN/día; incrementando de la producción en un 25% sobre la producción original.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL			
ULACIO, IVÓN	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 12.337.648		
	E_MAIL			
	E_MAIL			
BASTOS, EDGAR	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			
GONZÁLEZ, TANIA	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 13.565.661		
	E_MAIL	taniavicgc@hotmail.com		
	E_MAIL			
RODRÍGUEZ, JOSÉ	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:			
	E_MAIL			
	E_MAIL			

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	06	10
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de Tecnologías de Recuperación Mejorada no Térmicas en el Campo Cerro Negro.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L
M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4
5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Braulio José Silva Guerra

TUTOR

Ing. Ivón Ulacion

JURADO

Ing. Edgar Bastos

JURADO

Ing. Tania González

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño