

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE
VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO EN UN CAMPO PETROLERO DE
CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO**

VERÓNICA MARCELA QUINTANILLA BUENO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE
VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO EN UN CAMPO PETROLERO DE
CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO**

VERÓNICA MARCELA QUINTANILLA BUENO

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero
de petróleos.**

Director:

JULIO CESAR PÉREZ ANGULO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A Dios por darme la vida, la oportunidad y las bendiciones para lograr este sueño.

A mi mamá por ser la inspiración para levantarme cada día, por estar en cada momento que la necesite con su apoyo indispensable, por la dedicación, comprensión y colaboración en cada proyecto que desarrollo en mi vida.

A mi papá por brindarme su apoyo incondicional durante esta etapa y por estar con migo en cada logro.

A mis hermanos y a mi sobrina por la motivación y apoyo.

AGRADECIMIENTO

A la universidad industrial de Santander por contribuir en nuestra formación personal y profesional.

A todos los docentes que con su dedicación y esfuerzo hicieron parte importante de la materialización de esta nueva meta en mi vida.

A Mansarovar Energy por brindarme la oportunidad de tener mi primer desarrollo como profesional.

A todas las personas que de una u otra manera hicieron parte del desarrollo de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE CRUDO PESADO ESTUDIADO.....	16
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	16
1.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO DE CRUDO PESADO ESTUDIADO.....	18
1.3 GEOLOGÍA.....	18
1.3.1 Geología Estructural.....	19
1.3.2. Estratigrafía.....	19
1.3.3 Grupo Chuspas — zona de aceite / agua salada (Oligoceno indiferenciado).	22
1.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.....	22
1.4.1 Reservorios.....	23
1.4.2 Sellos.....	23
1.4.3 Trampa.....	23
1.5. CARACTERISTICAS DEL CRUDO.....	24
2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO.....	25
2.1 RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO.....	25
2.1.1 Inyección Cíclica de Vapor con Agentes Espumantes.....	29
2.1.2 Inyección de Geles.....	30
2.1.3 Inyección de Nitrógeno.....	30
2.2 GENERALIDADES DEL NITROGENO.....	31
2.3 PROCESOS DE OBTENCION DEL NITRÓGENO.....	32
2.3.1 Adsorción por Cambio de Presión.....	32
2.3.2 Separación criogénica de aire.....	33
2.3.3 Separación por membrana.....	35
2.4 GENERACIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO ESTUDIADO.....	36
2.5 PROCESO DE GENERACIÓN DE NITROGENO ATRAVÉS DE MEMBRANAS EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO.....	37

2.6 USOS DEL NITRÓGENO EN LA INDUSTRIA PETROLERA	38
2.6.1 Operaciones de pozo.	38
2.6.2 Mejoramiento de la producción	38
2.6.3 Otras aplicaciones.	39
2.7 USOS DEL NITRÓGENO EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO	39
2.7.1 Mecanismos de recuperación con la inyección de nitrógeno.	40
2.7.2 Beneficios del Nitrógeno.	42
2.7.3 Casos de aplicación	42
2.8 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO	43
2.8.1 Inyección de Nitrógeno previo a la Inyección cíclica de Vapor.	43
2.8.2 Inyección de Nitrógeno durante la Inyección cíclica de Vapor.	44
2.8.3 Inyección de Nitrógeno Posterior a la inyección cíclica de Vapor.	44
2.8.4 Proceso de Inyección de Vapor Acompañado con Nitrógeno.	44
2.8.5 Comportamiento de la pérdida de calor bajo diferentes flujos de acompañamiento de nitrógeno.....	46
3. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO EN UN CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO	49
3.1 CARACTERISTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANALISIS.....	50
3.2 CURVAS DE PRODUCCIÓN.....	51
3.3 PETRÓLEO PRODUCIDO.....	58
3.4 PRODUCCIÓN INCREMENTAL TOTAL	62
4. EVALUACIÓN FINANCIERA	63
4.1 EGRESOS DEL PROYECTO	64
4.2 INGRESOS DEL PROYECTO	65
4.3 FLUJOS DE CAJA / POZO	66
4.4 FLUJO DE CAJA TOTAL	68
5. CONCLUSIONES	69
6. RECOMENDACIONES.....	70
BIBLIOGRAFÍA.....	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización campo de crudo pesado estudiado.	17
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.....	20
Figura 3. Pozo tipo intervalos dentro del Oligoceno Indiferenciado.	21
Figura 4. Clasificación métodos EOR.	27
Figura 5. Proceso de la inyección cíclica de vapor.	28
Figura 6. Esquema separación por cambio de presión.....	33
Figura 7. Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.	34
Figura 8. Membrana de fibra hueca para recuperar nitrógeno.....	35
Figura 9. Equipo de separación de nitrógeno a través de membranas.....	36
Figura 10. Mecanismos de Recuperación con la Inyección de Nitrógeno.....	41
Figura 11. Esquema de inyección de nitrógeno.....	45
Figura 12. Pérdida de calor sin nitrógeno y con diferentes flujos de.....	47
Figura 13. Perdida de calor con diferentes flujos de inyección de nitrógeno.	47
Figura 14. Temperatura del <i>casing</i> bajo diferentes flujos de inyección N2.	48
Figura 15. Curvas de Producción pozo AC 06.....	51
Figura 16. Curvas de Producción pozo S007.....	52
Figura 17. Curvas de Producción pozo I010.....	53
Figura 18. Curvas de Producción pozo P002.	53
Figura 19. Curvas de Producción pozo AG 03.....	54
Figura 20. Curvas de Producción pozo I006.	54
Figura 21. Curvas de Producción pozo BE 01.	55
Figura 22. Curvas de Producción Pozo BA03.....	56
Figura 23. Curvas de Producción CP 02.....	56
Figura 24. Curvas de Producción pozo BK 04.	57
Figura 25. Curvas de Producción pozo AWY 02.....	57
Figura 26. Producción Incremental en el ciclo con nitrógeno.....	61
Figura 27. Nitrógeno Inyectado vs Producción Incremental.....	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características fisicoquímicas del Crudo.	24
Tabla 2. Propiedades campo colombiano estudiado.	26
Tabla 3. Características Apropriadas en Formaciones y Crudos para la implementación de la CSS.....	28
Tabla 4. Criterios de Evaluación para la Implementación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno.	40
Tabla 5. Información General Pozos Seleccionados.	50
Tabla 6. Ciclos de Inyección de los Pozos Seleccionados.	50
Tabla 7. Petróleo Producido Posterior a la Inyección Cíclica de Vapor.	58
Tabla 8. Petróleo Producido Posterior a la Inyección Cíclica de Vapor Mejorada con Nitrógeno.....	59
Tabla 9. Producción Incremental / Mes.....	60
Tabla 10. Producción Incremental Total.	62
Tabla 11. Costos de Generación del Nitrógeno Inyectado.....	64
Tabla 12. Costos Iniciales asociados al uso del nitrógeno.....	65
Tabla 13. Incremento Mensual de Producción.....	65
Tabla 14. Ingreso adicional mensual relacionado con la producción incremental.	66
Tabla 15. Flujos de Caja / pozo.	67
Tabla 16. Flujo de Caja.....	68

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

BSW: Contenido de agua y sedimentos

bb: Barriles

CVMM: Cuenca valle del Medio del Magdalena

NO: Noroeste

SE: Sureste

SO: Suroeste

NE: Noreste

%: Por ciento

mD: Milidarcy

°API: Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

°F: Grados Fahrenheit

cP: Centipoise

Psi: Libra por pulgada cuadrada (unidad de presión)

lb: Libras

ft³: Pies cúbicos

ft²: Pies cuadrados

OOIP: Petróleo original *in situ*

%m: Porcentaje en masa

%v: Porcentaje en volumen

Scf: Pie cubico a condiciones estándar

Vol/vol: Volumen/volumen

CSS: Estimulación cíclica con vapor

PSA: Adsorción por cambio de presión

Km: Kilometro

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO EN UN CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO*.

AUTOR: VERÓNICA MARCELA QUINTANILLA BUENO**

PALABRAS CLAVES: Campo de crudo pesado, Inyección de Nitrógeno, inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno, Crudos Pesado, Separación por Membranas, Mejoramiento de la producción.

La inyección cíclica de vapor (CSS) es uno de los métodos de recobro térmico más utilizados en la recuperación de crudos pesados. Este proceso es de las opciones más adecuadas para incrementar el recobro final en estos campos. Sin embargo, al final de la estimulación permanece una cantidad considerable de petróleo por recuperar en el yacimiento, por lo que es fundamental la evaluación e implementación de nuevas tecnologías que aporten en el incremento del factor de recobro de crudo en procesos de CSS para el desarrollo de los campos de petroleros.

Para incrementar el recobro mediante el proceso de la inyección cíclica de vapor se utilizó el nitrógeno como un aditivo que permite obtener beneficios adicionales a los que se han generado con la inyección de sólo vapor. Para evaluar la favorabilidad que tiene la aplicación del nitrógeno en la CSS en un campo colombiano de crudo pesado en el Magdalena Medio, se seleccionaron 11 pozos considerando parámetros del yacimiento y condiciones operacionales (arenas de mayor potencial), con el propósito de obtener resultados concretos de la eficiencia de la aplicación.

Finalmente se realizó la evaluación financiera del proyecto, basada en la respuesta de producción incremental en la aplicación de vapor con nitrógeno, respecto a la de sólo vapor, en la cual se incluye el análisis del flujo de caja generado para cada uno de los periodos en los cuales se evalúa el proyecto.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE CYCLIC STEAM INJECTION ENHANCED WITH NITROGEN IN AN OIL FIELD OF HEAVY OIL IN THE COLOMBIAN MAGDALENA MEDIO*.

AUTHOR: VERÓNICA MARCELA QUINTANILLA BUENO**

KEYWORD: Heavy oil field, Nitrogen Injection, Cyclic Steam Injection Enhanced with Nitrogen, Heavy Oils, Separation with Membranes, Production Enhancement.

Cyclic steam stimulation (CSS) is one of the most commonly used recovery thermal methods in the extraction of heavy oils. This process is one of the most suitable options to increase the final recovery in these fields. However considerable amounts of oil remains without being recovered in the reservoir at the end of the stimulation. Thus, the evaluation and implementation of new technologies that provides a boost in the recovery factor in CSS processes are vital for the development of oil fields.

Nitrogen was used as an additive in order to increase the recovery in processes of cyclic steam injection. This allows to obtain additional benefits compared to the ones that steam injection can provide. To assess the favorability that the application of nitrogen has in the CSS of a heavy oil Colombian field in the Magdalena Medio, eleven wells were chosen considering reservoir parameters and operational conditions (sands of greater potential) so that accurate results about the efficiency of the application can be obtained.

In the end a financial assessment of the project was performed based on the incremental production response in the application of steam with nitrogen using the one with only steam as reference. An analysis of cash flow registered for each one of the periods evaluated in the project is included.

* Work degree

** Faculty of Engineering Physicochemical. School of Petroleum Engineering

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos pesados es uno de los desafíos más grandes en la industria petrolera, ya que la extracción de crudos de estas características es un trabajo de alta complejidad debido a su baja movilidad, por lo que el desarrollo de tecnologías que permitan mejorar la movilidad de este tipo de crudos es un punto clave en el desarrollo de estos campos. En la industria se han desarrollado diferentes tecnologías que aportan en gran medida al incremento de la producción y el factor de recobro, mejorando la reología y la movilidad de los fluidos en el yacimiento; un ejemplo de estos son los procesos térmicos como la inyección cíclica de vapor, la inyección continua de vapor, la combustión *in situ*, entre otros.

La inyección cíclica de vapor es un método ampliamente utilizado en la industria petrolera, para la recuperación de crudos pesados y extra-pesados. Esta técnica es muy efectiva en los primeros ciclos, en donde las condiciones de los fluidos en el yacimiento son muy favorables para la extracción de los hidrocarburos. No obstante, a medida que avanzan los ciclos de inyección de vapor, la producción incremental es cada vez menor y la declinación aumenta la pendiente negativa, haciendo que los ciclos sean cada vez más cortos, lo que genera un importante incremento en los costos de levantamiento. Contradictoriamente, durante la etapa final de este proceso, el yacimiento continúa con una alta saturación de aceite remanente y un bajo factor de recobro. Esta condición abre las puertas para explorar en la búsqueda de nuevas tecnologías que permitan incrementar la producción y el factor de recobro de este tipo de yacimientos de crudos con baja °API y alta viscosidad.

En este sentido, una tecnología aún incipiente, pero que ha mostrado resultados positivos es la inyección cíclica de vapor acompañada con nitrógeno. Esta técnica

pretende atenuar la declinación del campo y aumentar la producción incremental en cada ciclo de inyección con relación a la tecnología sin inyección de nitrógeno.

El Nitrógeno es un aditivo al proceso de inyección cíclica de vapor que aporta importantes beneficios como, mantenimiento de presión, disminución en las pérdidas de calor, invasión de zonas ya drenadas y protección del cemento del revestimiento durante la etapa de inyección de vapor del pozo.

Este trabajo de grado, presenta la evaluación de la implementación de la tecnología de vapor con nitrógeno en un campo de crudo pesado en el Magdalena medio colombiano. Se identifican las principales características del yacimiento y generalidades del campo. Posteriormente, se describen las principales características que genera el nitrógeno al entrar en contacto con la roca y los fluidos del yacimiento, los procesos de obtención de nitrógeno y el proceso de inyección cíclica de Vapor-Nitrógeno. Se evalúa también la favorabilidad del uso del nitrógeno como un agente de mejora en la implementación de la inyección cíclica de vapor, haciendo un análisis de los parámetros operacionales de producción durante la aplicación de cada ciclo. Seguidamente se hace la selección de los pozos a evaluar y la descripción de sus principales características. Finalmente se desarrolla un análisis financiero de flujo de caja para cada uno de los periodos que se evalúan durante la aplicación de este proceso, en donde se puede analizar la efectividad de esta tecnología con el propósito de hacer la masificación e implementación en todo el campo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DE CRUDO PESADO ESTUDIADO

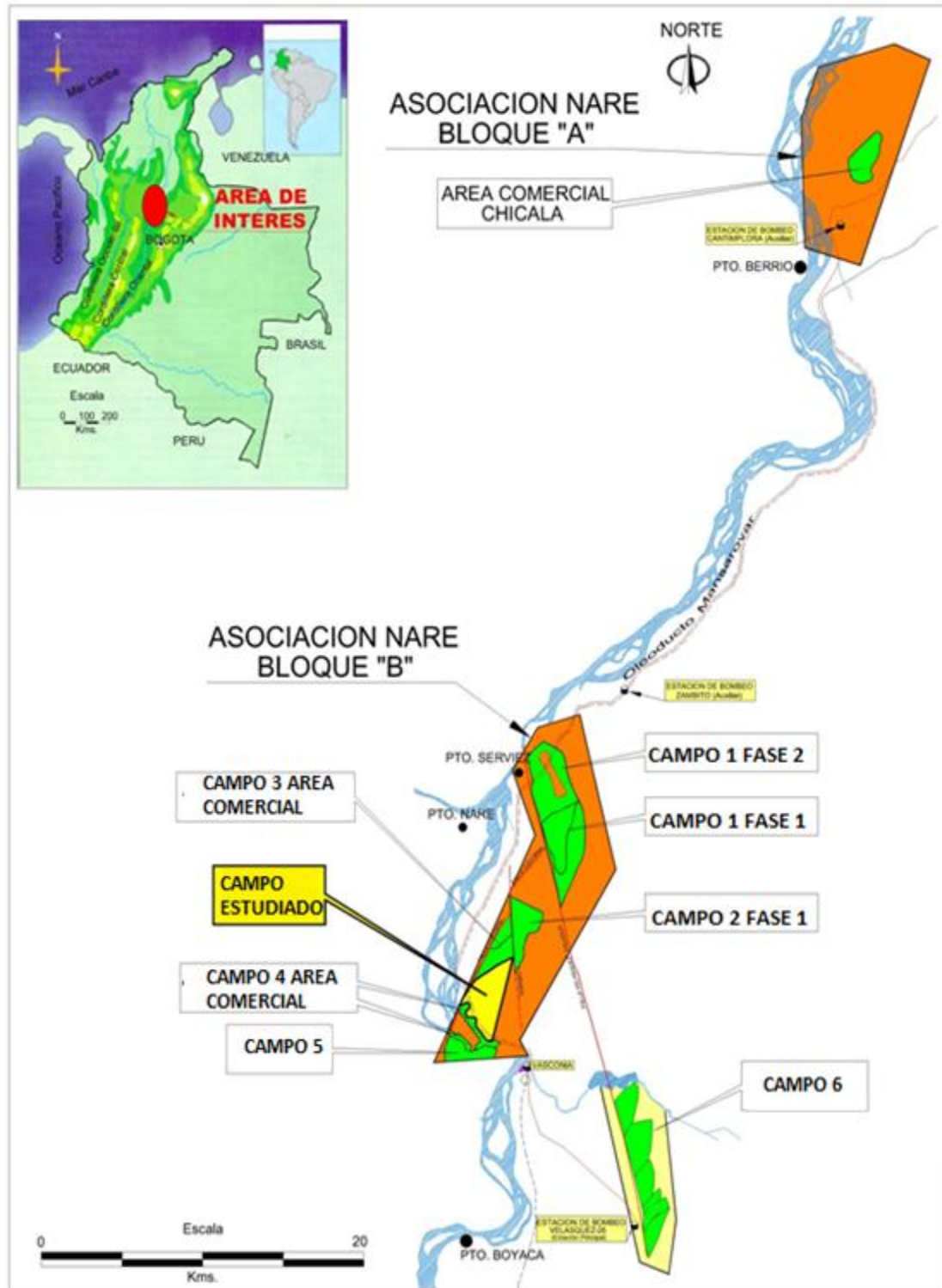
El campo objeto de estudio fue descubierto en 1982 por Texaco. Es un campo que produce un crudo entre 11,3 y 12,6 °API a 60 °F, la viscosidad se encuentra entre 8.000 y 10.000 cP en Zona A y entre 2000 a 3000 cP en Zona B. Tiene una producción diaria aproximadamente de 3400 bbl.

La zona productora está localizada en las arenas del Oligoceno de la formación Chuspas. El tope de la zona productora varía en profundidad entre 1100 pies en el noroccidente a 1250 pies en el suroriente. Las arenas productoras son fluviales con intercalaciones de capas de arcilla y están divididas en tres yacimientos llamados A, B y C de tope a fondo. El campo inició producción en Junio de 2002 y seis meses más tarde inicio la inyección cíclica de vapor, proceso térmico que actualmente se encuentra implementado. Actualmente está operado por Mansarovar Energy en asociación con Ecopetrol.

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo está ubicado en Puerto Boyacá 160 Km al noroccidente de Bogotá y 190 Km al sur de la refinería de Barrancabermeja (Figura 1). Este campo hace parte del contrato de asociación Nare bloque “B”. La estructura del Campo es monoclinal con dirección preferencial que va desde el suroccidente hacia el noreste, con un buzamiento de tres grados al oriente. La estructura del yacimiento esta principalmente controlada por dos fallas: la Falla Velásquez-Palagua, con dirección noroccidente a suroriente y la Falla Cocorná, con dirección suroccidente a nororiente.

Figura 1. Localización campo de crudo pesado estudiado.



Fuente. Departamento de Proyectos Compañía Operadora.

1.2 RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO DE CRUDO PESADO ESTUDIADO

El campo fue descubierto en 1982 por Texaco, con la perforación del primer pozo Cedro-1. El Campo inició producción en Junio de 2002 y seis meses más tarde inicio la inyección cíclica de vapor, proceso térmico que actualmente se encuentra implementado. En Noviembre de 2006, Omimex de Colombia LTD. Oficializó la venta de sus intereses a la Compañía Mansarovar Energy Colombia LTD., la cual opera el campo actualmente.

El campo cuenta con 398 pozos perforados, de los cuales aproximadamente 339 están en producción (230 en Zona A, 67 en Zona B y 42 en Zona A y B), 39 cerrados por baja producción de petróleo (alto BSW), 4 son inyectores de agua residual, 4 abastecedores de agua industrial y 12 están abandonados. La producción máxima alcanzada fue de 16748 bbl/día en Mayo de 2008. La campaña de perforación inicio en 2002 perforando el sector Básico y se dio por finalizada en 2008, cuando se desarrolló la Fase Oriental. La campaña de reacondicionamiento de pozos fue iniciada en el año 2006 con miras a mantener los niveles de producción del campo enfocados a trabajos de: aislamientos de zonas de agua, *sidetracks* y tapones de cemento en fondo.

1.3 GEOLOGÍA

El basamento presente en esta parte de la cuenca está constituido por un complejo de rocas ígneas y metamórficas de edad pre-cretácica, con buzamiento suave hacia el este, sobre el cual se ha depositado una secuencia de sedimentos de origen fluvial constituido por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas, cuya edad se halla comprendida entre el eoceno y el reciente.

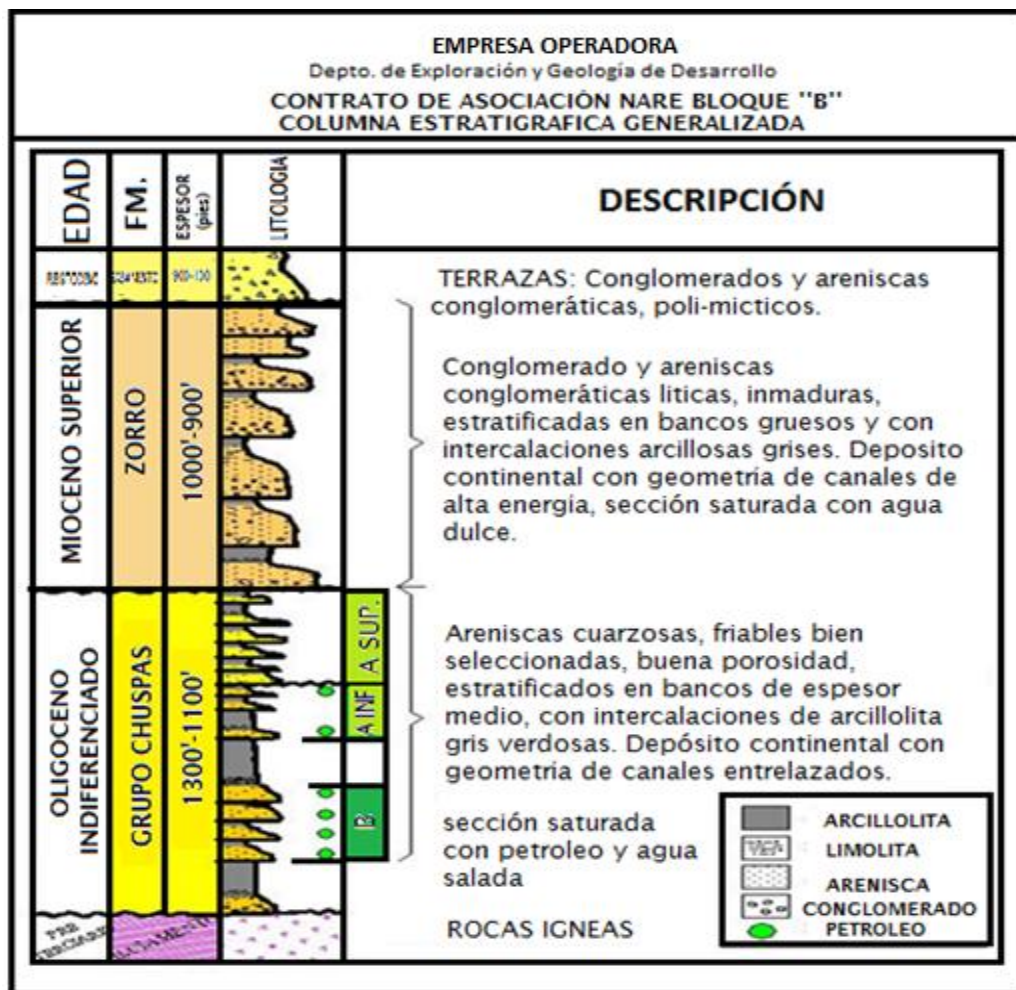
Hacia la parte oriental del bloque, la secuencia de sedimentos terciarios alcanza un espesor de alrededor de 3000 pies, mientras que hacia el occidente se reduce notablemente por acuñaamiento en la base y por truncamiento de las diferentes unidades hacia el tope.

1.3.1 Geología Estructural. El campo está localizado en el sector suroeste de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), en el cual la estructura general es un monoclinal con rumbo SO – NE y buzamiento suave hacia el este. El estilo tectónico característico del área está constituido por sistemas de fallas de rumbo, unos de dirección NO-SE y movimiento lateral sinistral, al cual pertenecen las fallas de Velásquez-Palagua y la de Chicalá y otros con dirección SW-NE y movimiento lateral derecho, al cual pertenece la Falla de Cocorná. Estos sistemas son de carácter transtensivo, por lo que generan fallas de apariencia normal, que por lo general presentan su bloque hundido hacia la cuenca. La interferencia de estos sistemas de fallas dio lugar a cierres estructurales de tamaños apreciables, que a la vez favorecieron la acumulación de importantes volúmenes de hidrocarburos, tales como los hallados en los campos Velásquez, Palagua y Moriche, relacionados a la Falla de Velásquez y en los campos Teca, Nare Sur, UnderRiver, Jazmín, Girasol y el área Abarco asociados a la Falla Cocorná.

1.3.2. Estratigrafía. La Figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada del campo estudiado y en ella se resumen las principales características litológicas de las unidades presentes. La secuencia sedimentaria presente en esta área comprende una sección inferior pre-mioceno, que la compañía Texas Petroleum denominó simplemente “Oligoceno Indiferenciado”, pero que por correlación regional podría corresponder a los denominados Grupos zorro y Chuspas conocidos ampliamente en la parte norte de la cuenca. Dicha sección está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas de origen fluvial,

depositadas en ambientes de canales de ríos trenzados y dendriformes. Esta sección está generalmente saturada de petróleo y/o agua salada. El espesor de este conjunto puede variar entre 700 y 1000 pies. La sección superior fue denominada por Texaco Zorro-Diamante, la cual reposa discordantemente sobre la sección descrita anteriormente, compuesta por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y conglomerados, normalmente saturados con agua dulce. Esta unidad puede alcanzar hasta unos 1500 pies de espesor. Por correlación regional a esta sección se le ha asignado una edad mioceno superior – pleistoceno.

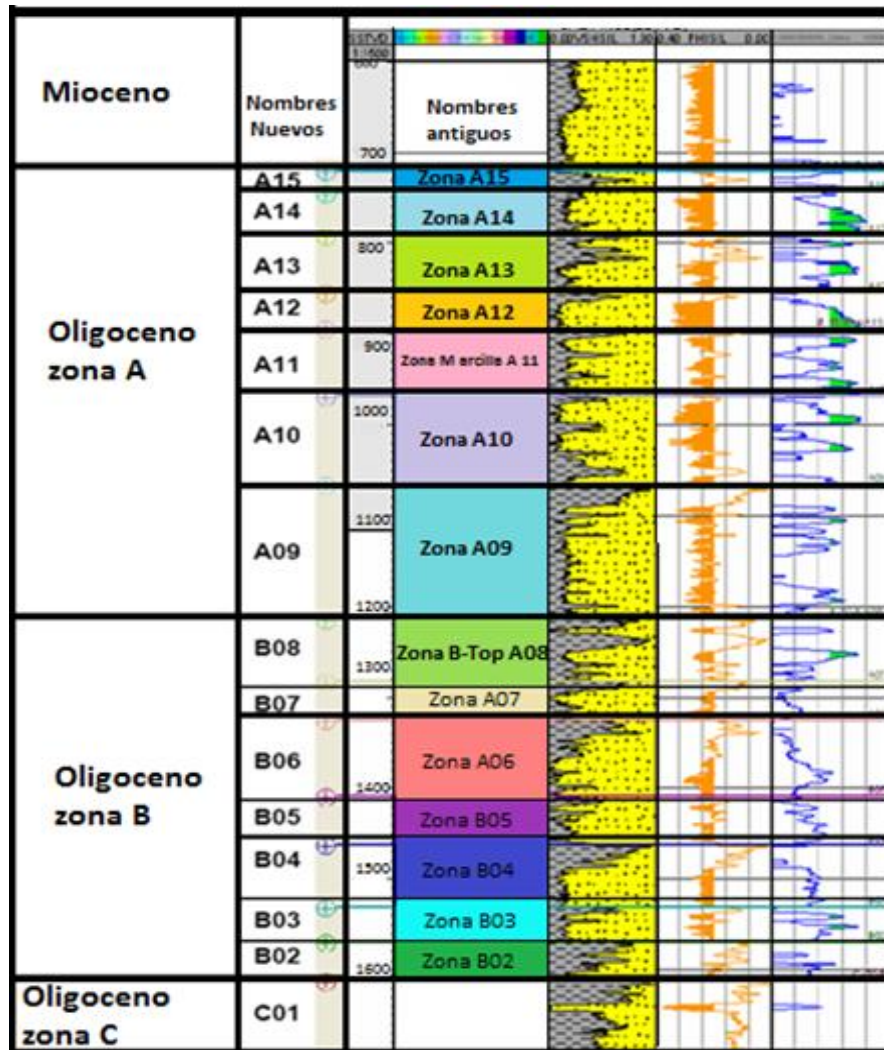
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada.



Fuente. Dirección de Geología y yacimientos Compañía Operadora.

Dentro de la sección sedimentaria inferior (sección saturada con petróleo y/o agua salada), Texaco estableció operacionalmente dos zonas productoras de hidrocarburos: una zona superior que denominó “Zona A” que puede alcanzar unos 450 pies de espesor y dos inferiores llamadas “Zona B” y “Zona C”, con un espesor de 250 pies, separadas de la Zona A por un intervalo arcilloso que puede alcanzar hasta 250 pies de espesor. A su vez cada zona fue subdividida en paquetes de arenas, desde C1 hasta A15, base a tope (Figura 3).

Figura 3. Pozo tipo intervalos dentro del Oligoceno Indiferenciado.



Fuente. Dirección Geología y yacimientos Compañía Operadora.

1.3.3 Grupo Chuspas — zona de aceite / agua salada (Oligoceno indiferenciado). El Grupo Chuspas es una secuencia de intercalaciones de areniscas friables, sublíticas a cuarzosas con arcillolitas grises - verdosas. Se encuentra suprayacida por una secuencia de intercalaciones de arcillas verdes con arenas sublíticas de grano grueso a conglomerática, saturadas de agua fresca, denominado Grupo Zorro (mioceno tardío). El Grupo Chuspas (Oligoceno Indiferenciado) está infrayacido por un basamento ígneo-metamórfico.

El Grupo Chuspas se dividió en tres zonas denominadas: Zona A, Zona B y Zona C, las cuales han sido diferenciadas y caracterizadas regionalmente de acuerdo con sus propiedades petrofísicas, disposición estructural y estratigráfica. La zona A es de especial interés, debido a que en estas se presentan las mejores acumulaciones de hidrocarburos. En ella se ha identificado un marcador regional denominado "Arcilla M". Las zonas B y C presentan acumulaciones de hidrocarburos muy pobres. En la zona A se encuentran las mejores acumulaciones de hidrocarburos en el Área del campo estudiado y por lo tanto constituyen su principal reservorio. El espesor promedio de esta zona es de 450 pies y está compuesto por intercalaciones de areniscas friables de tamaño de grano variable, desde fino a grano grueso, con niveles de arcillolitas de tonalidades grises y verdosas, no calcáreas. La zona A esta compuesta por las arena 9, 10, 11, 12, 13,14 y las arcilla M y 12. La arena 14 se ha dejado aislada en la mayoría de los pozos perforados en el área, debido a que el sello arcilloso superior es muy poco continuo.

1.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Las principales rocas generadoras en la Cuenca del VMM son las lutitas y calizas de la Formación La Luna, presentes en la parte profunda de la cuenca al este de

Velásquez. La trampa de este campo es de tipo estructural, asociada al bloque bajo de la Falla de Cocorná y corresponde a la extensión norte de algunos campos de la región, relacionados a la misma falla.

1.4.1 Reservorios. Los yacimientos están conformados por areniscas de origen fluvial depositadas en un ambiente de ríos trenzados, las cuales presentan porosidades promedio de 28%, permeabilidades promedio en el rango de 600 a 1200 mD y un espesor neto promedio de arenas petrolíferas de 160 pies. En la denominada “Zona A superior” estos cuerpos arenosos tienen espesores que varían entre 2 y 50 pies, separados por estratos arcillosos que van desde pocos pies hasta unos 30 pies de espesor. En la “Zona A Inferior” y en la “Zona B” los estratos arenosos son más delgados, llegando como máximo a alcanzar 30 pies de espesor y las intercalaciones de estratos arcillosos son más frecuentes y en general de mayor espesor que en la “Zona A” superior. Es común que los cuerpos de arena sean grano decrecientes hacia el tope, con arenas conglomeráticas en la base y arenas muy finas hacia el tope.

1.4.2 Sellos. Los sellos están conformados por las diferentes intercalaciones arcillosas dentro de las unidades que conforman el Oligoceno Indiferenciado.

1.4.3 Trampa. El mecanismo de entrapamiento en el campo, de igual manera que en los campos aledaños, es principalmente de tipo estructural, conformado por un monoclinal fallado, el cual ha desarrollado una estructura cerrada en el bloque hundido de la falla de Cocorná, la cual limita la acumulación por el Oeste¹.

¹ Documento comercialidad del operador del campo.

1.5. CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO.

En la tabla 1 se observan las características fisicoquímicas y el contenido de metales del crudo del campo colombiano de crudo pesado estudiado. Las pruebas fueron realizadas al crudo AC08.

Tabla 1. Características fisicoquímicas del Crudo.

PRUEBA	MÉTODO	UNIDAD	RESULTADO
Gravedad a 60°F	Calculada	°API	11,2
Densidad a 60°F	D-5002	lb/ft3	61,85
Azufre	D-4294	% m	1,691
Residuo Carbón Micro	D-4530	% m	9,38
Número de neutralización	D-664	lb KOH/ton	ND
Presión de Vapor	D-323	Psi	ND
Punto de Fluidez	D-97	°F	64,4
Constante grav/visc., VGC	D-2501		ND
Insolubles n-C7	D-3279	%m	1,94
Factor de Caracterización K	UOP-375		ND
Viscosidad @ 176°F (80°C)	D-445	cP	339,28
Viscosidad @ 212°F (100°C)	D-445	cP	111,5
Densidad a 59°F	D-482	%m	0,176
Agua y Sedimento	D-96	%v	3,4
Sal	ARUBA	lb/1000bbl	29,36
CONTENIDO DE METALES			
Vanadio		lb/ton	0,1648
Níquel		lb/ton	0,1336
Sodio		lb/ton	0,1432
Hierro		lb/ton	0,0492
Cobre		lb/ton	0,0002
Magnesio		lb/ton	0,0036
Calcio		lb/ton	0,6482
Punto de Inflamación	D-56	°F	ND
Ceras	UOP-46 Mod.	%m	3,4

Fuente. Assay del Crudo AC 08. Operaciones, Compañía Operadora.

2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO

La inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno se desarrolla con el propósito de atenuar la declinación del campo y aumentar la producción incremental; con el uso del nitrógeno se aumenta la capacidad de transporte de calor al actuar como aislante térmico, lo que beneficia la aplicación de la tecnología de la inyección cíclica de vapor.

2.1 RECOBRO MEJORADO EN EL CAMPO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO.

El recobro mejorado tiene como propósito recuperar parte del petróleo que queda remanente en el yacimiento después de que se haya explotado con métodos primarios, los cuales usan la energía natural del yacimiento como único mecanismo de empuje para desplazar el petróleo hacia los pozos productores, o como primer mecanismo cuando la producción no es factible por métodos primarios. Los métodos secundarios aumentan la energía natural del yacimiento mediante la inyección de agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores sin alterar las propiedades de la roca ni del fluido (utilización de fluidos inmiscibles) y mantienen la presión del mismo.

Los métodos terciarios o EOR (*enhanced oil recovery*) utilizan gases miscibles, procesos químicos y energía térmica (Figura 4) para desplazar petróleo hacia los pozos productores. Los procesos que involucran el uso de energía térmica generalmente se han implementado para la explotación de crudos de difícil extracción, como los crudos pesados y extra pesados. Estos se han vuelto de vital importancia al momento de aumentar las reservas mundiales.

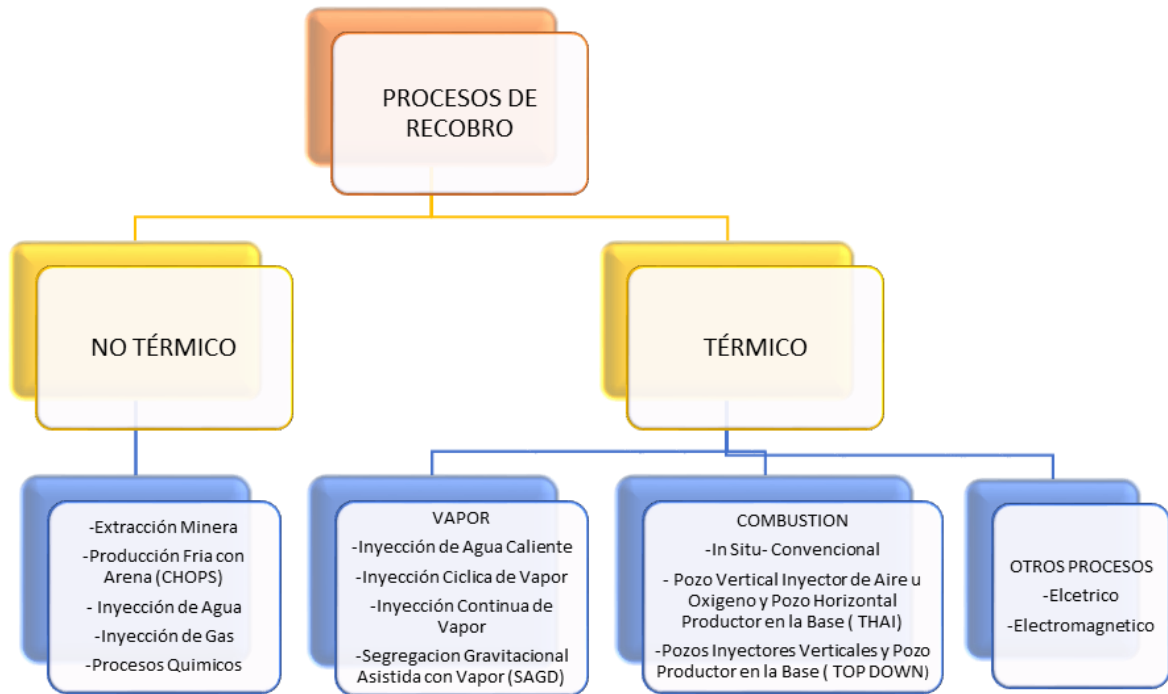
De las técnicas de recobro mejorado existentes, los métodos térmicos han demostrado ser los más efectivos en las áreas del campo estudiado. Teniendo en cuenta los costos de generación del vapor y la infraestructura desarrollada, se puede decir que la inyección cíclica de vapor es una de las opciones más adecuadas para mejorar el recobro final en estos campos. Las propiedades del campo de crudo pesado (tabla 2) favorecen la aplicación del proceso debido a su baja presión, poca profundidad y el espesor de las capas.

Tabla 2. Propiedades campo colombiano estudiado.

Campo Colombiano de Crudo Pesado			
Propiedades		ZONA A	ZONA B
Pi	psi	670	850
Ti	°F	105	115
Pb	psi	414,7	311
Rs @ Pb	scf/bbl	47	31
Bo @ Pb	vol./vol.	1,0096	1,0192
μ @ Pi, Ti	cP	8000-10000	2000-3000
μ @ Psat, Ti	cP	5590 cP @ 98 F	1403 @ 98 °F
ρ @ Pi	lb/pies ³	60,97	58,63
Gravedad API		11,2 API @ 60 °F	12,6 API @ 60 °F
Espesor neto	pies	160	35
TD promedio	pies	1890	2300
Profundidad yacimiento	pies	1450	2139
GOR	scf/bbl	70	70
BSW		15%-20%	5-15%
Porosidad total	%	28	25
Porosidad efectiva	%	24	20
Swi	%	36	45
Permeabilidad	mD	200 - 2000	300-700

Fuente. Compañía Operadora.

Figura 4. Clasificación métodos EOR.

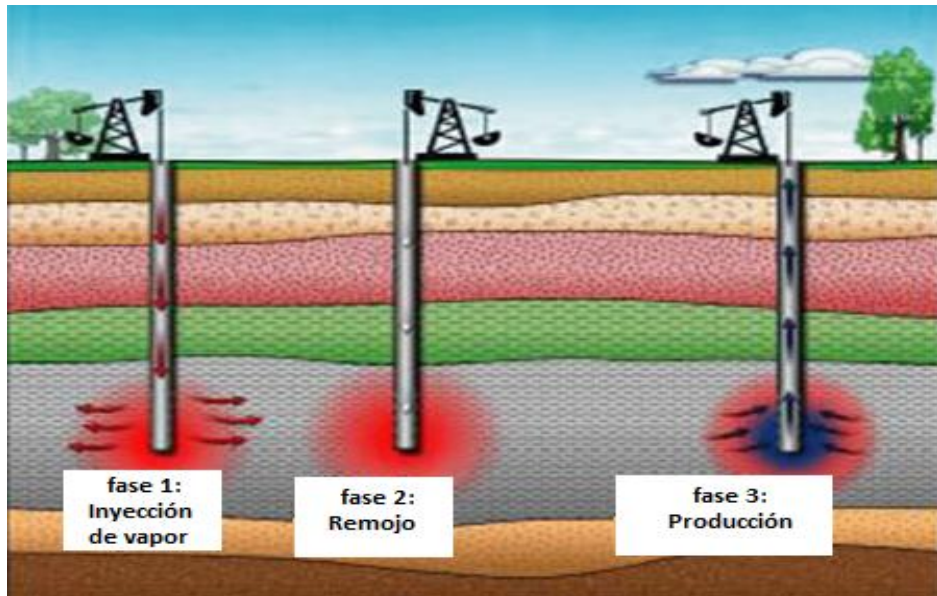


Fuente: ALVAREZ, J. PINEDA, J. “Análisis de Resultados en Inyección de Vapor Mejorado con Agente Espumante en Campo Girasol. Bucaramanga, 2014, 42p. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander.

La inyección cíclica de vapor es un efectivo proceso de recuperación térmica en el cual varios mecanismos definen el éxito del proceso, tales como: la reducción de la viscosidad, la alteración de la humectabilidad y la expansión del gas. Esta técnica fue aplicada por primera vez a finales de 1950, su proceso está constituido por tres etapas: la etapa de inyección, de remojo y de producción (Figura 5). La inyección cíclica es apropiada para formaciones y crudos con características como las expuestas en la tabla 3 (Thomas, 2008; and Speight, 2007)², el proceso ha sido variado con la adición de químicos al vapor, la inyección de gases inertes, la aplicación de pozos horizontales y la introducción del fracturamiento hidráulico.

² ALVAREZ, J. HAN, S. Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*. 2013, Vol. 2, Issue. 3. p, 116-123.

Figura 5. Proceso de la inyección cíclica de vapor.



Fuente: SUN SHINE OIL SAND. Operations. Oil Sands Technology. Recuperado de <http://www.sunshineoilsands.com/operations/oil-sands-technology.html> el 3 de febrero de 2017.

Tabla 3. Características Apropriadas en Formaciones y Crudos para la implementación de la CSS.

Características Apropriadas en Formaciones y Crudos para la implementación de la CSS	
Espesor de la arena	> 30 pies
Profundidad	< 3000 pies
Porosidad	> 0,3
Saturación de aceite	> 40%
Tipo de arena	consolidada con bajo contenido de arcilla
Gravedad API	cercana a 10
viscosidad	entre 1000 y 4000 cP
Permeabilidad	< 100 mD

Fuente. ALVAREZ, J. HAN, S.

Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*. 2013, Vol. 2, Issue. 3. p, 116-123.

Con estas nuevas tecnologías el promedio de la recuperación ha aumentado. La inyección cíclica de vapor es hoy en día el método de recobro térmico más ampliamente usado en la producción de crudo pesado, ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil aplicación y bajos costos.³

Actualmente esta técnica se desarrolla en el campo estudiado con el fin de aumentar la temperatura del yacimiento, reducir el daño de los pozos, disminuir la viscosidad del crudo e incrementar el factor de recobro. Después de varios ciclos de aplicación de esta técnica se empieza a presentar una declinación acelerada en la producción sin generarse producción incremental, razón por la cual se busca generar un aumento en la respuesta a cada estimulación, por lo que se propone junto con la inyección cíclica de vapor, la inyección de geles, espumas y/o nitrógeno.

2.1.1 Inyección Cíclica de Vapor con Agentes Espumantes. La espuma es definida como una dispersión de volumen relativamente grande de gas en una fase continua de líquido, en la formación de la espuma se encuentran tres películas que forman un ángulo de 120° cada una. Las espumas son formadas cuando se presenta un contacto entre el gas y el líquido en presencia de agitación al ser inyectada en el pozo. La aplicación de la inyección de espuma resistente a altas temperaturas se plantea como un método de recobro que actúa ya sea, como un agente de control de movilidad, aumentando la viscosidad y disminuyendo la permeabilidad relativa del fluido de inyección, y/o como un agente de bloqueo, sellando zonas de alta conductividad por donde el agua fácilmente se canaliza, generando una mejora la producción de aceite.⁴

³ CHAN SARIOGLU, G. Numerical Modeling of Cyclically Steamed and Fractured Oil- sands Reservoirs. Artículo SPE 22369. 1992, 1p.

⁴: ALVAREZ, J. PINEDA, J. "Análisis de Resultados en Inyección de Vapor Mejorado con Agente Espumante en Campo Girasol. Bucaramanga, 2014, 42p. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

2.1.2 Inyección de Geles. La canalización del vapor a través de zonas de alta permeabilidad y zonas fracturadas generalmente es un problema durante la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor en yacimientos heterogéneos, las intercalaciones de arcilla y la heterogeneidad vertical resulta en el drenaje apresurado en las zonas más permeables, afectando el proceso de recuperación en zonas con permeabilidades menores. Este fenómeno disminuye la eficiencia del proceso y no se obtiene el factor de recobro esperado⁵. Con el propósito de alterar la permeabilidad de las zonas canalizadas y desviar el fluido hacia zonas menos permeables, donde el vapor no ha hecho una inundación eficiente y aún se encuentran zonas de alta saturación de aceite, se plantea la inyección de gel para generar bloqueos en algunas zonas, permitiendo que se produzca una inyección selectiva. La selección de los estratos a inyectar genera un mayor control de canalización del vapor en las zonas de mayor conductividad y en las zonas fracturadas, de tal manera logra aumentar la invasión de vapor en zonas menos calentadas y con mayor saturación de aceite⁶.

2.1.3 Inyección de Nitrógeno. La inyección de nitrógeno como un agente de mejora en la inyección cíclica de vapor genera aumento de la capacidad de transporte de calor, disminuye la pérdida de calor en el pozo, reduce la saturación de aceite remanente, mejora el flujo de crudo debido a la dispersión, compresión y el cambio de flujo del aceite, disminuye la viscosidad del crudo cuando este adquiere miscibilidad, expande el crudo aumentando la elasticidad de la formación para la conducción de energía, mejora la tasa de producción de agua mediante la

⁵ MUÑOZ, S. MENESES, M. DELGADILLO, L." Estudio del Efecto de la Inyección de Geles en Yacimientos Fracturados y no Fracturados. *Revista Fuentes*.2009, vol. 7, num. 2. p, 5-15.

⁶ MUÑOZ, S. PALMA, J. HOYOS, R. NARANJO, C. ARDILA, L. RINCON, M. NARANJO, C. .Evaluation of Different Strategies for Selective Steam Injection in Stratified Heavy-Oil Reservoirs. *Articulo SPE 171143-MS*. 2014.

expansión del volumen de barrido de vapor, y beneficia la compensación de la energía *in-situ* y el efecto de destilación del vapor .⁷

2.2 GENERALIDADES DEL NITROGENO

El nitrógeno es un elemento químico de símbolo N y número atómico 7. A condiciones normales, forma un gas biatómico que constituye el 78% del aire atmosférico y el 3% del cuerpo humano. El punto de ebullición del nitrógeno es de -320,44°F. Las principales características del nitrógeno son:

- Es inodoro, incoloro, no es tóxico, no es combustible
- Tiene baja conductividad térmica
- En condiciones atmosféricas, es gaseoso.
- Transportado como líquido (- 320°F y 15 psi)
- Gran relación de expansión (696 *pies*³ estándar / *pies*³ líquido)
- Densidad nitrógeno líquido (0,0780 lb/ *pies*³)
- Densidad nitrógeno gaseoso (relativo al aire) @ 68°F (0,97)

Este elemento está presente en la atmósfera no solo como N₂ sino también en una gran variedad de compuestos. Al ser un gas poco reactivo se emplea también para crear atmósferas protectoras, y como gas criogénico para obtener temperaturas de -319,27 °F de manera sencilla y económica. El nitrógeno se produce en grandes volúmenes en forma gaseosa y líquida mediante destilación criogénica, que produce nitrógeno de alta pureza. En volúmenes más bajos se obtiene en forma de gas por oscilación en la presión

⁷ LIU, D. LI, W. Flue Gas Enhanced Oil Recovery (EOR) as a High Efficient Development Technology for Offshore Heavy Oil in China. *ACADEMIC JOURNALS*. 2013. Vol. 4(5). p, 127-142.

de adsorción, obteniendo nitrógeno de menor pureza⁸. Para la recuperación del petróleo remanente, el interés en el nitrógeno se enfoca principalmente en un gas con gran energía disponible a costos razonables en función de la producción.

2.3 PROCESOS DE OBTENCION DEL NITRÓGENO

Los procesos de separación de nitrógeno se dividen en tres métodos generales que son:

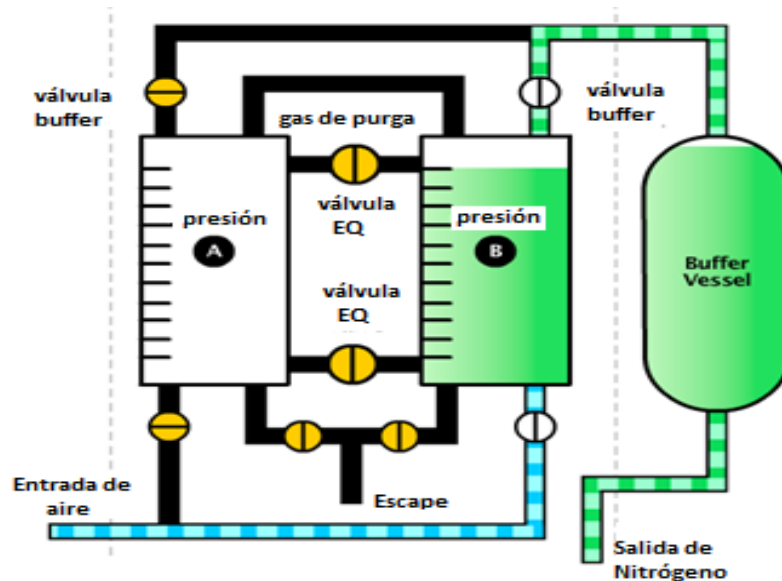
- Adsorción por cambio de presión
- Destilación criogénica
- Separación por membranas

2.3.1 Adsorción por Cambio de Presión. Esta tecnología de separación se denomina adsorción por cambio de presión (PSA), puesto que la presión en el proceso varía de 0 a 141,5 psi para adsorber oxígeno y de 141,5 a 0 psi para des-adsorber y ventear los gases sobrantes.

Los pares de columnas de aluminio extruido de doble cámara, rellenos con un tamiz de carbón molecular (CMS), están unidos mediante un colector superior e inferior para generar un sistema de dos lechos (Figura 6). El aire comprimido penetra por la parte inferior del lecho situado "en línea" y fluye hacia arriba a través del CMS. El CMS adsorbe preferentemente oxígeno y gases traza, dejando que el nitrógeno lo atraviese.

⁸ CHEMISTRY EXPLAINED, Foundations and Applications. Nitrogen Chemical Element. Recuperado de <http://www.chemistryexplained.com/elements/L-P/Nitrogen.html> el 25 de noviembre de 2016.

Figura 6. Esquema separación por cambio de presión.



Fuente. NITROMATIC. Generadores de Nitrógeno, Tecnología PSA. Recuperado de <http://www.nitromatic.com/tecnologia/tecnologia-psa/> 25 de noviembre de 2016.

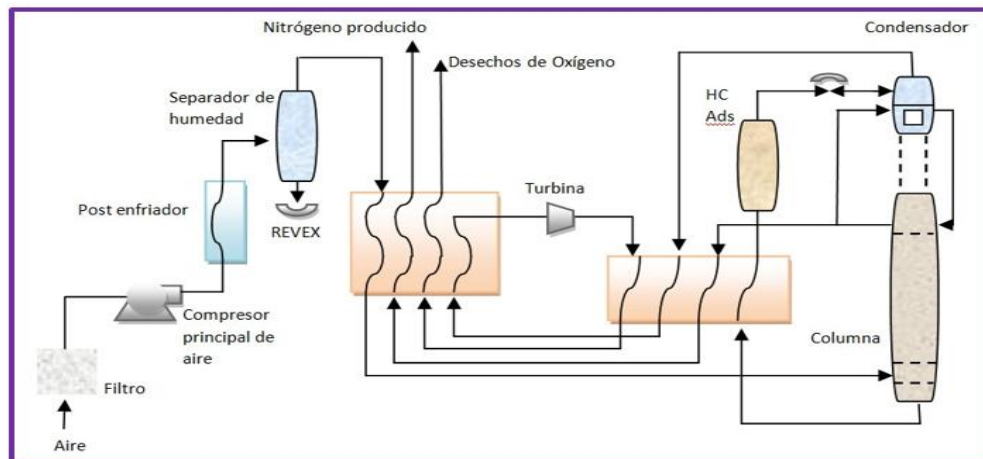
Transcurrido un tiempo prefijado, el sistema de control cambia automáticamente el lecho al modo de regeneración. El CMS expulsa todos los contaminantes y una pequeña parte del gas nitrógeno de salida se expande en el lecho para acelerar la regeneración. En el mismo momento, el segundo lecho pasa a estar en línea y se encarga del proceso de separación. Los lechos CMS alternan entre los modos de separación y regeneración para asegurar una producción continua e ininterrumpida de nitrógeno.⁹

2.3.2 Separación criogénica de aire. Los rangos de recuperación del nitrógeno están desde 45% a 57%. Han existido muchas mejoras en la tecnología del

⁹ NITROMATIC. Generadores de Nitrógeno, Tecnología PSA. Recuperado de <http://www.nitromatic.com/tecnologia/tecnologia-psa/> 25 de noviembre de 2016.

ciclo de separación del aire generadas por el uso del nitrógeno en la recuperación mejorada. El gran volumen y los requerimientos de alta presión en la recuperación mejorada han fomentado el desarrollo de ciclos con alta recuperación de nitrógeno. La selección del ciclo para una aplicación de recuperación mejorada dada dependerá de los requerimientos del volumen, presión y de los costos de energía. La recuperación de los residuos de oxígeno de la planta de nitrógeno puede impactar también la selección del ciclo¹⁰. La Inyección de Nitrógeno ha sido utilizada en muchos proyectos de EOR, un ejemplo es la primer planta criogénica en sitio instalada por SunOil en al Campo Fordoche en Point Coupee Parish, Louisiana en 1977.¹¹

Figura 7. Esquema del Ciclo de Expansión de Residuos.



Fuente. HIDALGO, A. AGUIRRE, M. “Estudio Técnico - Económico de Inyección Alternativa de Nitrógeno Huff & Puff Para Recuperación Mejorada con Petróleo en Pozos del Campo GGV. Ecuador, 2015, P.62. Tesis de Grado. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

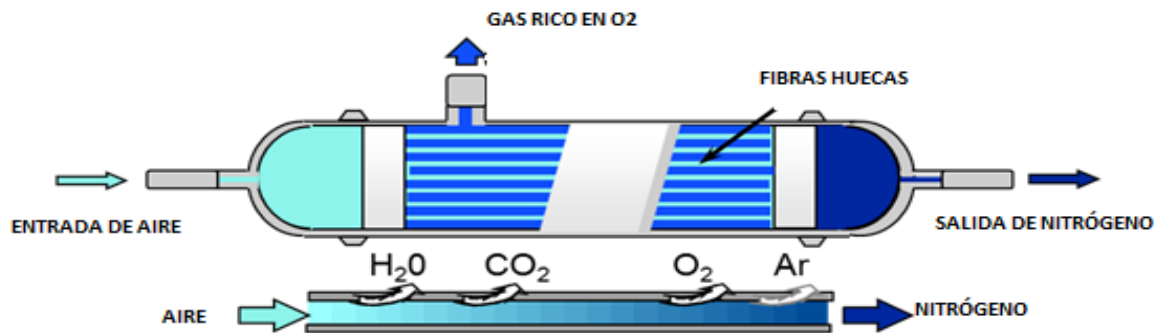
¹⁰ Metzler, K.J., Hvizdos L.J. y Hegarty, W.P., “INTEGRATED AIR SEPARATION FACILITIES FOR HYDROCARBON AND SULPHUR RECOVERY”, Paper reviewed and accepted for publication by the Editorial Board of the Journal of Canadian Petroleum Technology, Noviembre-Diciembre 1989, Volumen 28, No.6, PETSOC 89-06-06, p. 51-58.

¹¹ HIDALGO, A. AGUIRRE, M. “Estudio Técnico - Económico de Inyección Alternativa de Nitrógeno Huff & Puff Para Recuperación Mejorada con Petróleo en Pozos del Campo GGV. Ecuador, 2015, P.62. Tesis de Grado. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

Esta primera planta utilizó un ciclo de expansión de residuos que se muestra en la siguiente figura (Figura 7), en el cual se recuperaba aproximadamente el 50% del nitrógeno del aire que era el gas de alimentación.

2.3.3 Separación por membrana. La membrana de separación de nitrógeno utiliza la tecnología de membrana de fibra hueca (Figura 8) para recuperar nitrógeno del aire comprimido. El aire atmosférico contiene 78% de nitrógeno, 21% de oxígeno, y 1% de otros gases. La membrana utiliza el principio de permeación selectiva para producir nitrógeno de alta pureza. Cada gas tiene una velocidad de permeación característica, que es una función de su capacidad de disolver y difundir a través de una membrana.

Figura 8. Membrana de fibra hueca para recuperar nitrógeno.



Fuente: Compañía Operadora.

El aire comprimido fluye por el interior de fibras huecas, el oxígeno, el dióxido de carbono, el vapor de agua y una pequeña cantidad de gases lentos pasan rápidamente a través de la pared de la membrana en el exterior de las fibras, dejando atrás el nitrógeno que viaja a través de la fibra hasta que alcanza el extremo del separador. El gas enriquecido en oxígeno o permeado se ventila desde el separador de membrana a presión atmosférica. La fuerza impulsora

para la separación es la diferencia entre la presión parcial del gas en el interior de la fibra hueca y la presión en el exterior¹².

2.4 GENERACIÓN DE NITRÓGENO EN EL CAMPO ESTUDIADO

La separación de nitrógeno a partir del aire en un proceso de generación a través de membranas es aplicada extensamente en la industria petrolera. Es una técnica que involucra facilidad de transporte de los equipos, bajos costos y facilidad de generación, alta tasa de separación y fácil mantenimiento. El equipo de generación de nitrógeno (figura 9) es portátil, lo que facilita el transporte del gas hacia el pozo que se desea inyectar.

Figura 9. Equipo de separación de nitrógeno a través de membranas.



¹² AIR PRODUCTS. Prism Pa Nitrogen. Recuperado de <http://www.airproducts.com/~media/Files/PDF/products/supply-options/prism-membrane/prism-pa-nitrogen-membrane-separators.pdf?la=en> el 25 de noviembre de 2016.

Todos los equipos se instalan y fijan en dos cajas tipo trineo, se aplica el sistema de compresor de aire de modelo *XRVS 1300Cd* de *Atlas*, se instala y fija en el mismo cuerpo del trineo con la máquina fría y seca, sistema de separación con membrana, el filtro de aire y el sistema central de control. Se aplican producciones de alta calidad. Se aplica el equipo de aumento de presión de nitrógeno de modelo *CFA32* de *Cameron*, el cual se instala y fija con el generador en el mismo cuerpo del trineo. Equipos auxiliares: caja, el tanque de combustible, iluminación, conexiones a proceso y otros productos de alta calidad.

2.5 PROCESO DE GENERACIÓN DE NITROGENO ATRAVÉS DE MEMBRANAS EN EL CAMPO DE CRUDO PESADO.

El proceso de separación de nitrógeno a partir del aire, se lleva a cabo a través del equipo de separación con membranas de fibra hueca mostrado en el índice anterior. Las fases del proceso son explicadas a continuación.

- El aire natural entra en el equipo de acondicionamiento del sistema de separación de aceite y gas por membrana. Después de la acción del compresor (impulsado por el motor generador de diésel), ocurre la separación y el enfriamiento.
- El equipo de tratamiento de aire filtra los aceites y aguas residuales por etapas y controla la temperatura del aire. Después del tratamiento, el aire comprimido, seco, puro y termostático entra en el equipo de producción de nitrógeno.

- El equipo separa el nitrógeno del oxígeno después del tratamiento de aire. El nitrógeno de baja presión producido pasa a las tuberías de usuarios o al equipo de aumento de presión. El aire separado con mucho oxígeno se agrupa y descarga a la atmósfera.
- El nitrógeno de baja presión que llega a la pureza o presión requerida por el equipo de aumento de presión que está impulsado por el motor diésel, se eleva hasta la presión necesitada por el usuario. Después de eso, se descarga a la tubería del usuario.

2.6 USOS DEL NITRÓGENO EN LA INDUSTRIA PETROLERA

El nitrógeno es utilizado ampliamente en la industria petrolera por su seguridad, estabilidad, bajo costo, y funcionalidad. Es empleado en operaciones de pozo y mejoramiento de la producción, entre otras aplicaciones.

2.6.1 Operaciones de pozo. Es utilizado en levantamiento por gas, descarga de fluidos, inducción de flujo y limpieza de arenas con espuma de nitrógeno.

2.6.2 Mejoramiento de la producción. Es utilizado en inyección cíclica, como aditivo en la estimulación con vapor, para producir desde la capa de gas y mejorando el perfil de inyección con espumas. Este gas disminuye la entrada de agua del fondo, funciona como aislante térmico y mantiene la presión en el yacimiento¹³.

¹³ FLORES YENQUE, L. Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Nitrógeno en el Noroeste Peruano. Perú, 2009, p 18-19. Tesis de Grado. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.

2.6.3 Otras aplicaciones. Es utilizado en limpieza tuberías, pruebas de presión, desplazamiento, perforación bajo balance, extracción de crudo pesado, detección de fuga de helio y cañoneo con arena.¹⁴

2.7 USOS DEL NITRÓGENO EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO

La Inyección de gases inertes es usada ampliamente en campos de explotación de petróleo como un método de recobro mejorado¹⁵. La inyección con gas nitrógeno es una aplicación muy versátil y de bajos costos. Además, no genera problemas de corrosión. Este gas es inyectado generalmente con el propósito de mantener la presión del yacimiento. El bajo costo del nitrógeno en relación con otros gases como el gas natural, el dióxido de carbono y algunos gases derivados de los hidrocarburos¹⁶, ha hecho de esta tecnología una alternativa económica de recuperación¹⁷. La inyección de nitrógeno junto con vapor genera beneficios como: la disminución de la pérdida de energía a lo largo de la trayectoria del vapor, aumento del área de invasión debido a que inyectar nitrógeno en baches antes y durante la inyección de vapor, este actúa ocupando los espacios porosos ya drenados del yacimiento y evita que el vapor llegue a los mismos, por lo tanto se genera un mayor contacto con el vapor en áreas con buenas saturaciones de aceite donde con estimulaciones anteriores no se habían contactado. Este gas también adiciona presión al yacimiento cuando se genera la expansión, aumenta y cambia el flujo de aceite debido a la compresión y

¹⁴ LOPEZ MARIN, L. PetroQuimex La Revista de la Industria Petrolera. El Nitrógeno, Útil En Todas las Operaciones Petroleras. p, 51-55.

¹⁵LOPERA CASTRO, S. RESTREPO, A. Y OCAMPO FLOREZ, A. Fluidos Divergentes Como Alternativa de Recobro Mejorado en Yacimientos Naturalmente Fracturados: Un estudio Experimental. Medellín, 2009, 66p. Universidad Nacional de Colombia.

¹⁶ HIDALGO, A. AGUIRRE, M. "Estudio Técnico - Económico de Inyección Alterna de Nitrógeno Huff & Puff Para Recuperación Mejorada con Petróleo en Pozos del Campo GGV. Ecuador, 2015, P.52. Tesis de Grado. Universidad Estatal Península de Santa Helena.

¹⁷ AL-ANAZI, B. Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. Seg Recorder. Riyadh, Saudi Arabia. 2008. p, 29-31. King Saud University.

dispersión, puede empujar el crudo remanente a través de la diferenciación por gravedad, entrar en la capa de infiltración baja y empujar crudo en emulsión. Bajo ciertas condiciones el gas puede llegar a ser miscible con el crudo, disminuyendo su viscosidad y de ese modo, mejorando aún más la recuperación.

Para evaluar el potencial de la inyección de nitrógeno en los campos petroleros se han desarrollado varios proyectos de EOR con el análisis de datos comerciales (Clancy 1985, Taber 1997)¹⁸.

Tabla 4. Criterios de Evaluación para la Implementación de un Proyecto de Inyección de Nitrógeno.

Método EOR	Rango de Gravedad (°API)	Rango de Profundidad (pies)	Rango de Viscosidad (cP)	Recobro Incremental (%OOIP)	Eficiencia de Barrido (bbl/ton)
CO ₂ miscible	22-50	2.460-29.500	<10	12%	2,4
N ₂ miscible	35-50	5.900-29.500	<10	10%	2,4
N ₂ inmisible	12-50	1.804-5.900	<600	5%	1,7

Fuente. ULRICH HEUCKE, LAG. Nitrogen Injection has IOR/EOR Solution for North African Oil Fields. *ARTICULO SPE 175730-MS*. 2015. 7p.

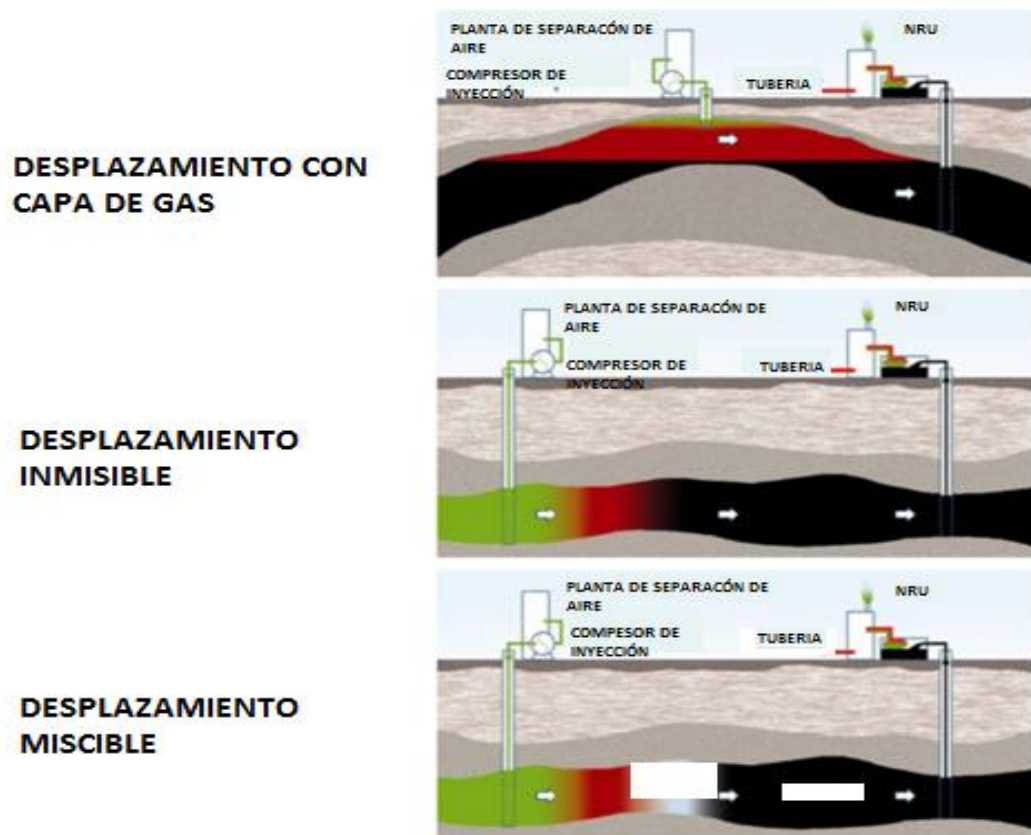
Tres parámetros críticos para la inyección de nitrógeno han sido definidos: la gravedad API del aceite, la profundidad del yacimiento, que es relacionada con la presión del yacimiento, y la viscosidad del aceite (Tabla 4). Otros parámetros como la permeabilidad o temperatura no son críticos.

2.7.1 Mecanismos de recuperación con la inyección de nitrógeno. La inyección de nitrógeno puede mejorar la recuperación a través de tres

¹⁸ ULRICH HEUCKE, LAG. "Nitrogen Injection has IOR/EOR Solution for North African Oil Fields" *Articulo SPE 175730-MS*. 2015. 7p.

mecanismos de desplazamiento como se ilustra en la Figura 10. En yacimientos con estructuras en forma de domos o inclinados con capa de gas, la capa de gas puede ser desplazada con nitrógeno para reemplazar los hidrocarburos en el yacimiento, por lo tanto, la presión del yacimiento se mantiene, permitiendo continuar con la producción del petróleo y el gas asociado. En yacimientos con estructuras inclinadas y con baja viscosidad promedio de crudo, el desplazamiento inmiscible del aceite con el nitrógeno es posible con la inyección de este gas dentro del estrato con el fluido a alta presión, con lo cual se genera empuje del aceite hacia el pozo productor.

Figura 10. Mecanismos de Recuperación con la Inyección de Nitrógeno.



Fuente. ULRICH HEUCKE, LAG. Nitrogen Injection has IOR/EOR Solution for North African Oil Fields. *ARTUCULO SPE 175730-MS*. 2015. 3p.

En yacimientos profundos con alta presión, el desplazamiento miscible del aceite puede ser obtenido con el flujo del nitrógeno, que inyectado crea una zona miscible, donde los hidrocarburos livianos generan una mezcla con el nitrógeno. Este se disuelve en el aceite y reduce su viscosidad. La zona miscible permite un mecanismo del banco de aceite hacia el pozo productor. Un incremento en el contenido de nitrógeno en el gas asociado al petróleo puede ser observado solo años después de empezar la inyección de nitrógeno en el yacimiento¹⁹.

2.7.2 Beneficios del Nitrógeno. El Nitrógeno puede ser usado en ambientes peligrosos ya que no reaccionara con ningún elemento químico, almacenado como líquido y convertido a gas permite grandes volúmenes de inyección de gas sin la necesidad de un espacio grande de almacenamiento. El nitrógeno gaseoso es mucho más fácil de comprimir que el líquido, permite grandes volúmenes de flujo a altas tasas a través de trayectorias de flujo restringidas, puede ser producido en sitio a través de separación por membranas, es aplicado como componente individual y no requiere componentes adicionales para control de la corrosión, no altera la humectabilidad de la roca, es un gas ligero y puede ser aplicado en yacimientos con bajas permeabilidades.

2.7.3 Casos de aplicación. Varios proyectos exitosos de inyección de nitrógeno en el recobro mejorado se han desarrollado mostrando resultados positivos en la respuesta de la estimulación, algunos de ellos son: en onshore Gas Field, Abu Dhabi, UAE. La inyección de una mezcla de nitrógeno y gas hidrocarburo en un yacimiento de gas condensado para mantener la presión y evitar la condensación debido a la disminución de la presión por debajo del punto de rocío. El objetivo de utilizar gas nitrógeno era reemplazar parcialmente algunas inyecciones de gas

¹⁹ ULRICH HEUCKE, LAG. Nitrogen Injection as IOR/EOR Solution for North African Oil Fields. *Articulo SPE 175730-MS*. 2015. 3p.

hidrocarburo²⁰. Otro ejemplo es en el campo Cantarell en México, donde en el año 2000 el nitrógeno fue inyectado dentro de la capa de gas a través de 7 pozos inyectores. La respuesta de producción no demoró mucho después de la estimulación y la producción de petróleo alcanzó su punto máximo en 2004, con 2,15 millones de barriles por día con 220 pozos en producción²¹. Por último, la evaluación en los campos del norte de África donde se ve un muy buen potencial para la aplicación de la tecnología. Un total de 48 campos en Argelia, 49 en Egipto, 50 en Libia y 19 en Túnez han sido identificados con buen potencial para la inyección de nitrógeno con un factor de recobro incremental de 10% del OOIP.²²

2.8 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO

El nitrógeno puede ampliar el volumen de conformidad del vapor y suplir energía a la formación. La buena expansión no sólo ahorra en el volumen de inyección de vapor sino que también aumenta la energía elástica al desplazar el crudo. Además, como el nitrógeno cuenta con una función de aislamiento de calor se fortalece la capacidad de transporte de energía.

2.8.1 Inyección de Nitrógeno previo a la Inyección cíclica de Vapor. El nitrógeno es inyectado previo a la inyección de vapor, entre el *tubing* y el *casing*, con el objetivo de se genere un efecto de aislante térmico y de este modo proteger

²⁰ HAMZA, M. MAHMOOD, A. JEELANI, O. A Case History of Nitrogen Injection Monitoring in Rich Recycled Gas Condensate Reservoir, Onshore Gas Field, Abu Dhabi, UAE. Artículo SPE 177790. 2015. 1p.

²¹ MORALES SALAZAR, Juan. Inyección de Nitrógeno como Proceso de Recuperación de Hidrocarburos. Mexico, 2011, p 66-78. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

²² ULRICH HEUCKE, LAG. Nitrogen Injection has IOR/EOR Solution for North African Oil Fields. Artículo SPE 175730-MS. 2015. 3p.

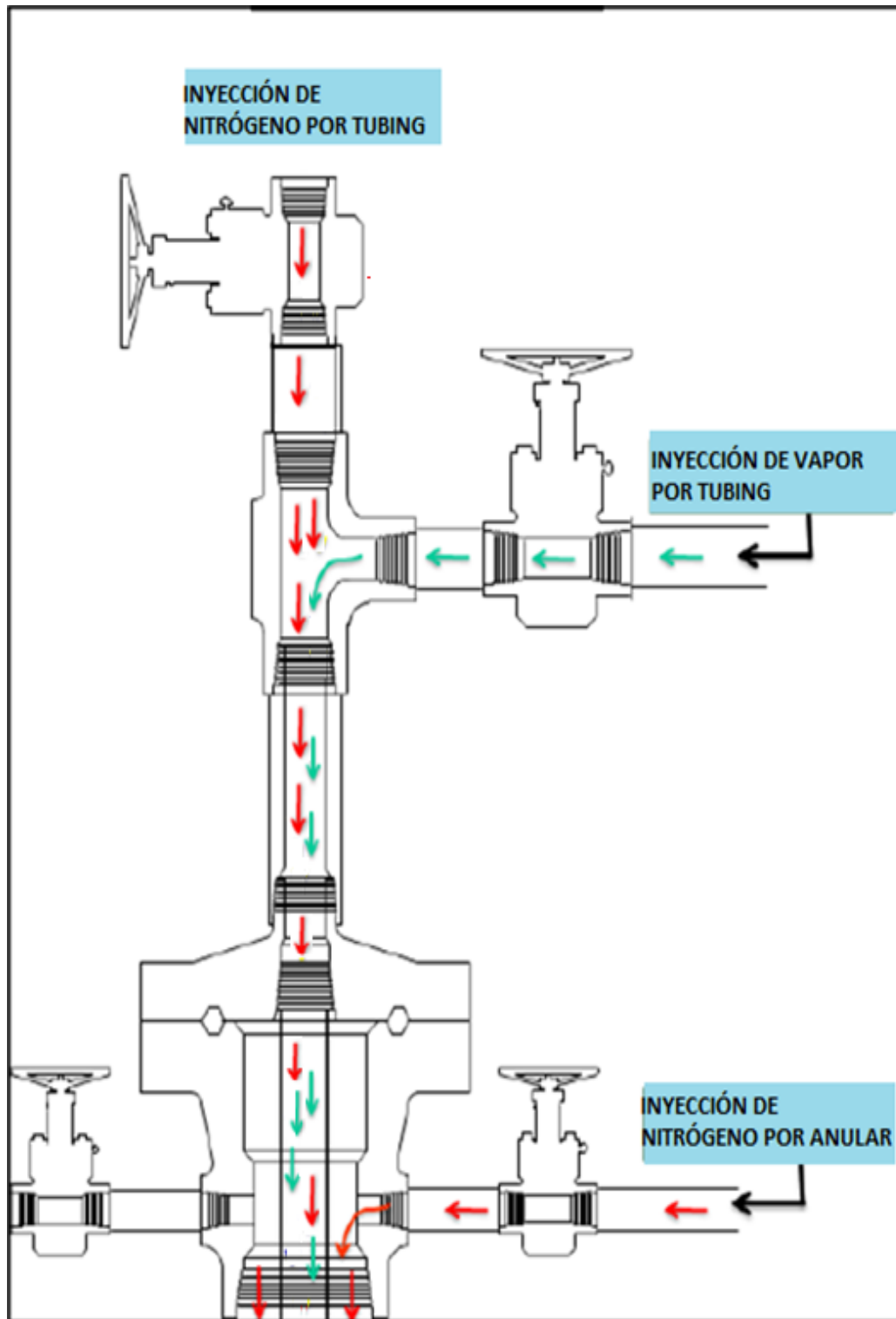
la integridad del cemento. Posterior al inicio de la inyección de vapor se continúa la inyección para reducir las pérdidas de calor a través de la distancia que debe recorrer el vapor para llegar a la zona destinada para la inyección.

2.8.2 Inyección de Nitrógeno durante la Inyección cíclica de Vapor. La inyección de nitrógeno como agente de mejora en la inyección cíclica de vapor durante la estimulación, genera un aumento en la capacidad de transporte de calor, disminuye la pérdida de calor en el pozo y reduce la saturación de aceite remanente. El nitrógeno invade primero el medio poroso en zonas con mayor permeabilidad permitiendo que el vapor llegue a ocupar zonas con saturación de aceite que no se habían calentado en ciclos anteriores. De este modo, el área de barrido del vapor aumenta y se produce una mayor recuperación de fluidos hidrocarburos.

2.8.3 Inyección de Nitrógeno Posterior a la inyección cíclica de Vapor. La inyección de nitrógeno posterior la inyección de vapor es utilizada para aumentar la presión del yacimiento, además incrementar el área de invasión del vapor debido a la capacidad de expansión y velocidad del flujo. El nitrógeno genera cierto desplazamiento sobre el vapor permitiendo que el frente de invasión avance un poco más, por lo que se crea un mayor contacto en el medio poroso, lo que produce un aumento en la producción del ciclo.

2.8.4 Proceso de Inyección de Vapor Acompañado con Nitrógeno. El nitrógeno es inyectado por el anular y el vapor es inyectado por el *tubing* (figura 11). Cuando pasa el flujo de vapor en el *tubing* y de nitrógeno en la anular, el calor del vapor en el *tubing* pasa continuamente al nitrógeno en el anular, parte del vapor saturado es condensado para liberar el calor latente de vaporización.

Figura 11. Esquema de inyección de nitrógeno.



Fuente. Compañía Operadora.

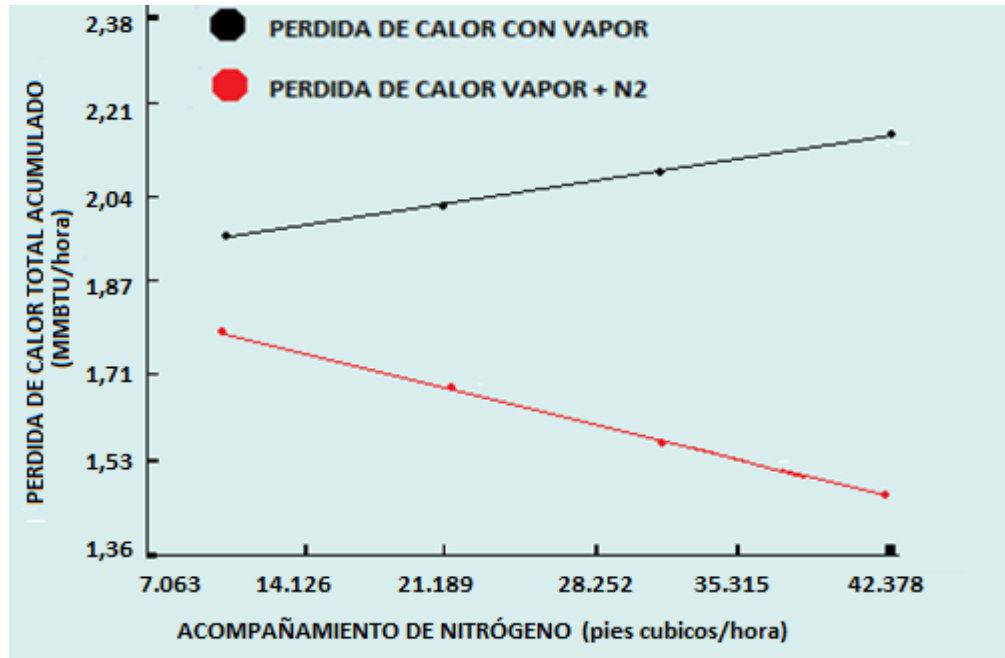
El nitrógeno calentado en el espacio anular lleva parte del calor que es inyectado a la formación con el vapor. A continuación los pasos para empezar la inyección de vapor.

- Levantar la sarta de bombeo.
- Conectar las tuberías de nitrógeno y de inyección de vapor en el pozo.
- Comenzar la inyección de nitrógeno a través del espacio anular.
- Inyectar vapor y nitrógeno a través de la tubería de acuerdo con el requerimiento.
- Detener la inyección de vapor después de conseguir el volumen de inyección.
- Detener la inyección de nitrógeno entre 3-5 horas después de terminar la inyección de vapor.
- El tiempo de remojo es 3-52 horas, después de flujo abierto.
- Cuando no haya flujo de vapor, se baja la sarta de bombeo y comienza la recuperación de petróleo.

2.8.5 Comportamiento de la pérdida de calor bajo diferentes flujos de acompañamiento de nitrógeno. Con el aumento del flujo de acompañamiento en el anular, la pérdida de calor en el *tubing* disminuye gradualmente (Figura 12 y 13). El calor perdido por el vapor es tomado por el nitrógeno, el cual transporta este calor a través del anular y posteriormente es tomado por la formación.

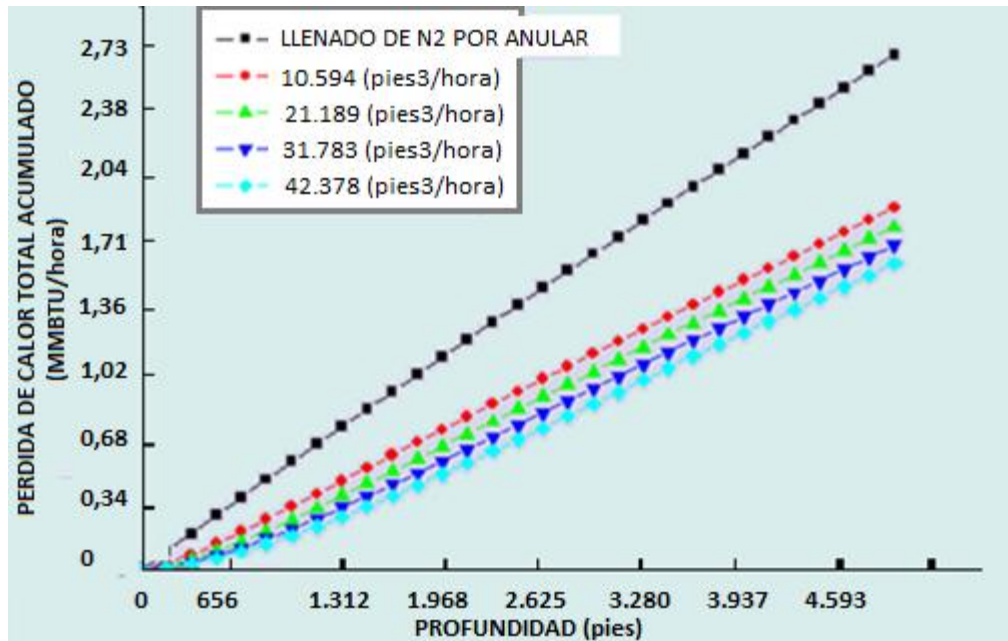
La temperatura del nitrógeno que llega al fondo del pozo a través del anular es más alta que la temperatura del nitrógeno que se está inyectando a través del anular en superficie, debido a que está evitando la pérdida de calor a través del revestimiento generando un efecto de aislante térmico, y la temperatura del revestimiento en el fondo del pozo es menor (Figura 14).

Figura 12. Pérdida de calor sin nitrógeno y con diferentes flujos de Nitrógeno.



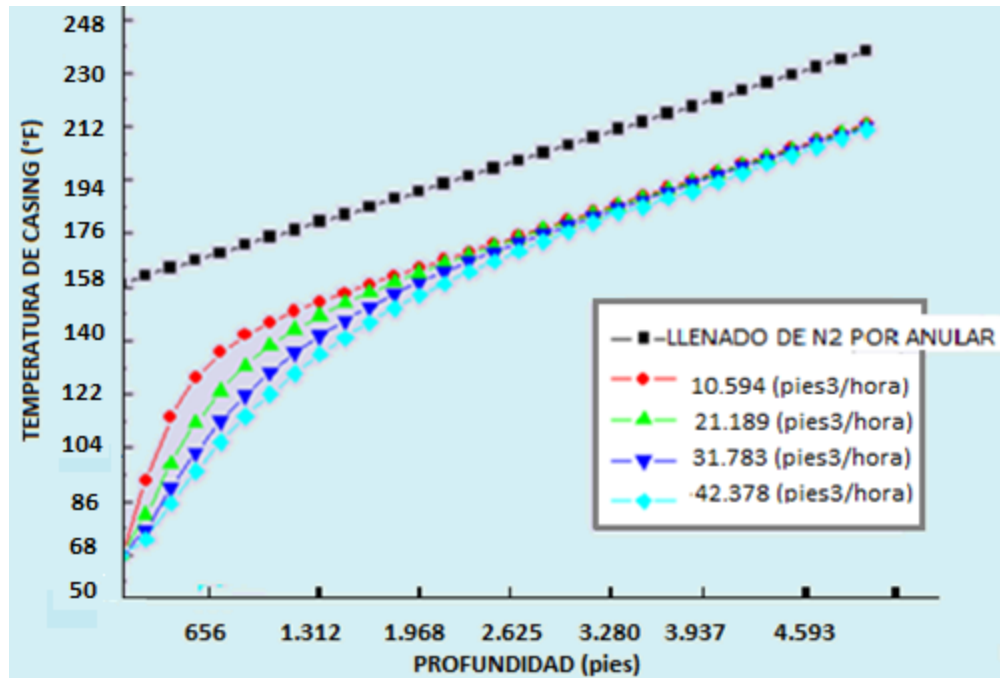
Fuente. Compañía Operadora.

Figura 13. Pérdida de calor con diferentes flujos de inyección de nitrógeno.



Fuente. Compañía Operadora.

Figura 14. Temperatura del casing bajo diferentes flujos de inyección N2.



Fuente. Compañía Operadora.

3. EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEJORADA CON NITRÓGENO EN UN CAMPO PETROLERO DE CRUDO PESADO EN EL MAGDALENA MEDIO COLOMBIANO

La selección de los pozos petroleros del campo colombiano de crudo pesado en el Magdalena Medio para la evaluación técnica y financiera de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno, fue realizada a partir de información de la base de datos de los pozos inyectados y la tecnología aplicada, en la cual se puede encontrar el historial de producción después de cada ciclo de inyección. La información de la base de datos es actualizada periódicamente con las pruebas realizadas a pozo.

Con la recopilación de información, los conocimientos y la investigación a los criterios de selección se determinaron los pozos más adecuados para el desarrollo del estudio. En el caso de la selección de los pozos para la inyección de nitrógeno se incluyen criterios como tiempo de producción, producción inicial, producción acumulada, producción diaria, estado del pozo, las últimas respuestas a los ciclos de inyección de vapor. Los pozos inyectados con nitrógeno que fueron seleccionados son pertenecientes al grupo Chuspas, el cual está conformado por la zona A, zona B y zona C, las arenas inyectadas fueron en su mayoría de la zona A.

El nitrógeno fue inyectado con una pureza entre 96-99,5% y una presión de descarga entre 600-1000 psi. Este fue generado en las locaciones de cada pozo con las unidades de separación por membranas de fibra hueca. El proceso de inyección en cada pozo fue realizado de acuerdo a las necesidades que cada uno ha presentado a lo largo de los ciclos de inyección previos, basado en estas se determinan los parámetros óptimos para la aplicación.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ANALISIS

A continuación en las tablas 5 y 6 se describen algunas características de los pozos seleccionados para el análisis.

Tabla 5. Información General Pozos Seleccionados.

INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo	SLA	Tipo	Año de Perforación	Potencial (bbl)	Arena	Profundidad (pies)	Petróleo Producido Acumulado (bbl)
AC 06	BM	DESVIADO	2003	6,84	A y B	1.656	198.862
AG 03	BM	DESVIADO	2004	7,25	A y B	2.097	145.941
AWY 02	BM	VERTICAL	2005	4,26	B	2.185	112.781
BA 03	BM	DESVIADO	2007	10,47	A	1.602	116.801
BE 01	BM	DESVIADO	2007	19,4	A	1.802	125.544
BK 04	BM	DESVIADO	2007	25,81	A	1.747	167.123
CP 02	BM	VERTICAL	2008	7,57	A	1.654	54.950
I006	BM	DESVIADO	2001	7,12	A y B	1.905	182.063
I010	BM	DESVIADO	2001	8,79	A y B	1.731	193.008
P002	BM	DESVIADO	2000	6,78	A y B	1.804	193.008
S007	BM	DESVIADO	2001	13,33	A y B	1.737	177.038

Tabla 6. Ciclos de Inyección de los Pozos Seleccionados.

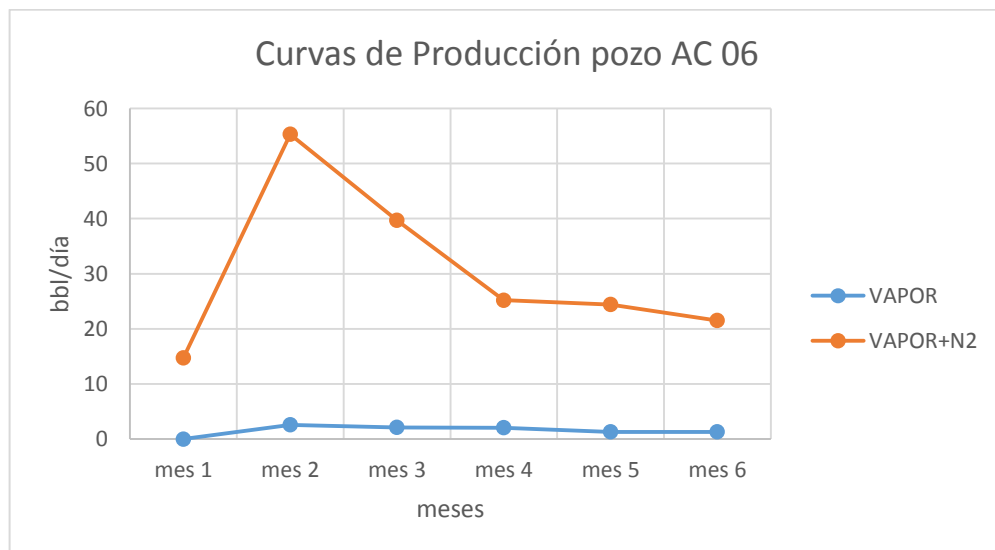
Pozo	Ciclo de Inyección con Vapor	Ciclo de Inyección con Nitrógeno
AC06	11	12
AG03	09	10
AWY02	11	12
BA03	08	9
BE01	05	06
BK04	08	09
CP02	09	10
I006	09	10
I010	09	10
P002	13	14
S007	08	09

3.2 CURVAS DE PRODUCCIÓN

Las curvas de producción se realizaron en base a los seis meses iniciales del ciclo en el que se inyectó vapor más nitrógeno respecto al ciclo anterior de inyección de vapor, con la información de producción se realizan las gráficas usando la herramienta Excel. Los resultados obtenidos del proceso de Inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno en el campo de crudo pesado se incluyen en las Figura 15 a la 25, y expresados numéricamente en las tablas siguientes. A continuación los pozos de la fase básica.

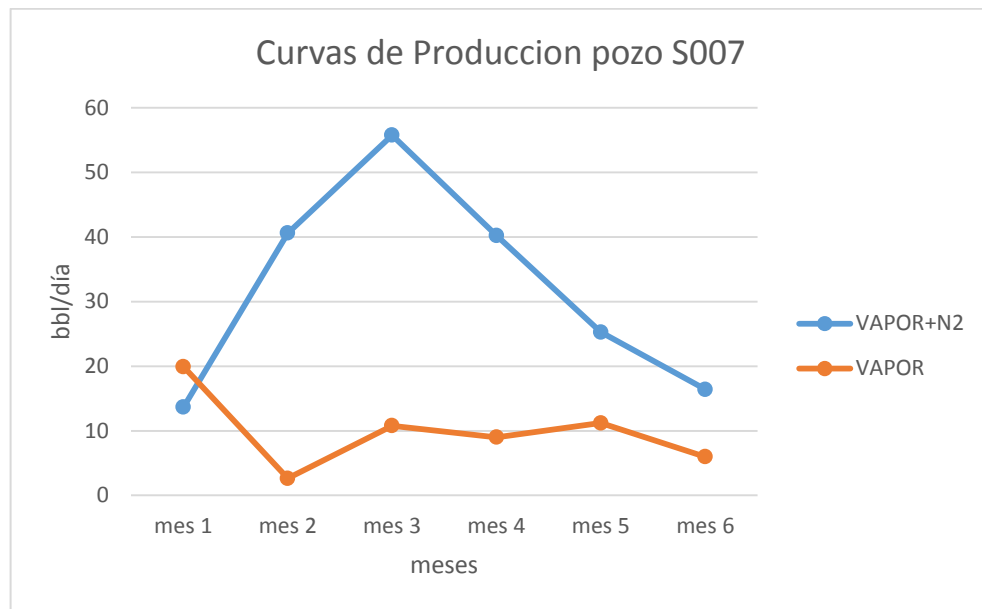
El pozo AC06 tuvo la mayor producción incremental con 5075 bbl y en el ciclo con nitrógeno el promedio de temperatura fue mayor. Este pozo está perforado en las arenas A y B, tiene un buen espesor productor (> 100 pies). Es el pozo con el segundo mejor promedio de producción en caliente, lo que es consecuente con su buena respuesta. La baja respuesta en el ciclo con vapor está directamente relacionada con el BSW tan alto que se presentó en los seis meses de producción, en el ciclo siguiente hubo mayor control en este aspecto lo que incrementó el aporte de aceite (Figura 15).

Figura 15. Curvas de Producción pozo AC 06.



El pozo S007 fue el segundo pozo con mejor respuesta, su zona productora involucra a la arena A y B con un espesor (>100 pies). Se evidencia una rápida respuesta de producción, incrementando en comparación con el ciclo anterior. Al igual que en el pozo AC06 hubo aumento promedio de temperatura y mayor control sobre el BSW (Figura 16).

Figura 16. Curvas de Producción pozo S007.



El pozo I010 fue el tercer pozo con mejor respuesta, aunque durante el quinto mes tuvo una declinación por debajo del ciclo anterior. Esto debido a que el pozo no estuvo productivo durante un tiempo en este mes. Las arenas productoras de este pozo involucran la zona A y B con un espesor (>100 pies). En este caso se obtuvo un mayor control sobre el BSW y mejor mantenimiento de la temperatura en comparación con el ciclo anterior (Figura 17). El P002 fue el cuarto pozo con mejor producción incremental, y el segundo con mejor Np. Mostró una muy buena respuesta durante tres meses de evaluación, llegando hasta a 80 bbl/ día. El promedio de temperatura fue mayor respecto al ciclo anterior, en general hubo un incremento en el aporte de fluido lo incremento el aporte adicional de crudo (Figura 18).

Figura 17. Curvas de Producción pozo I010.

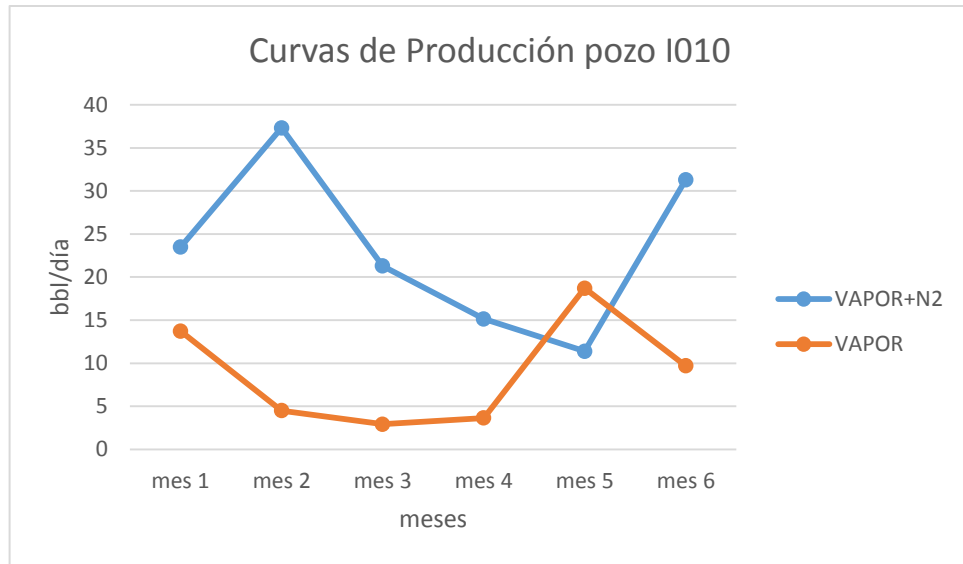
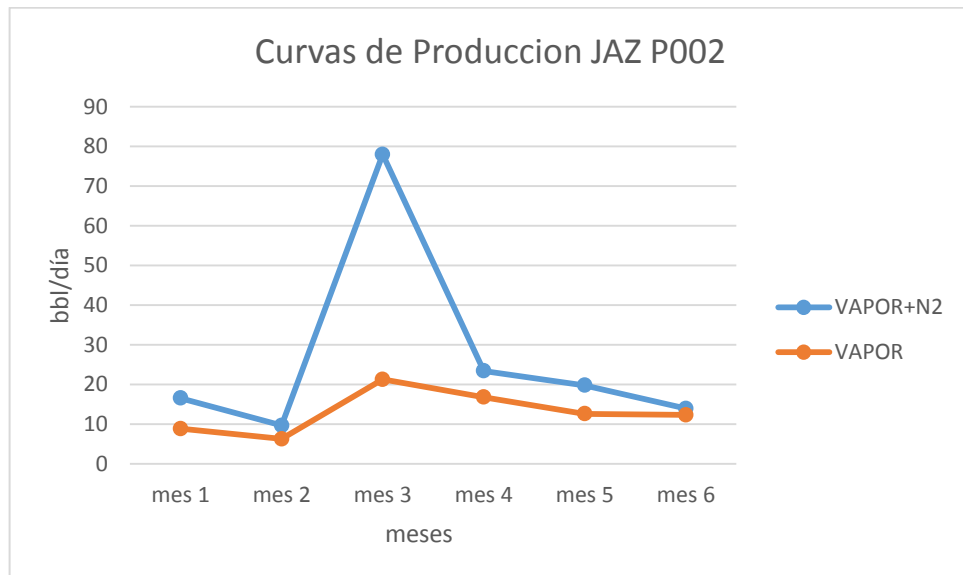
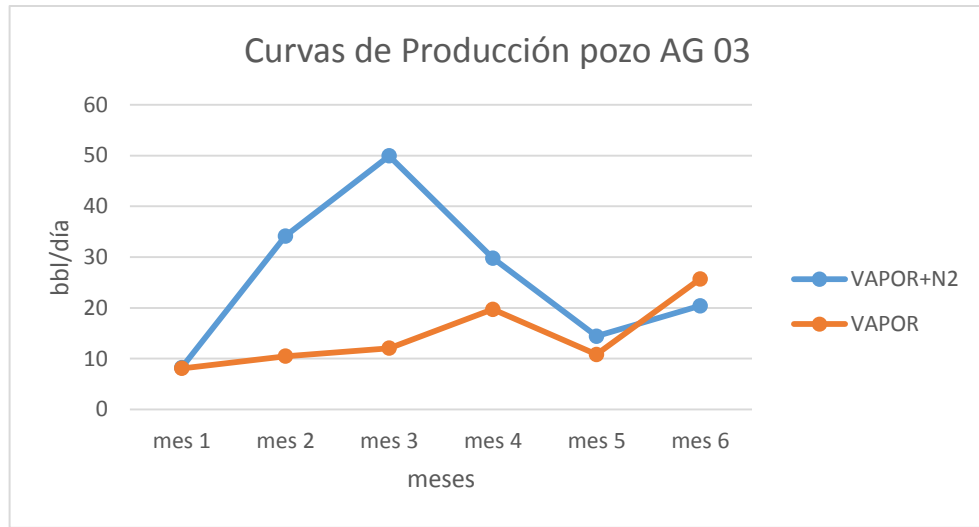


Figura 18. Curvas de Producción pozo P002.



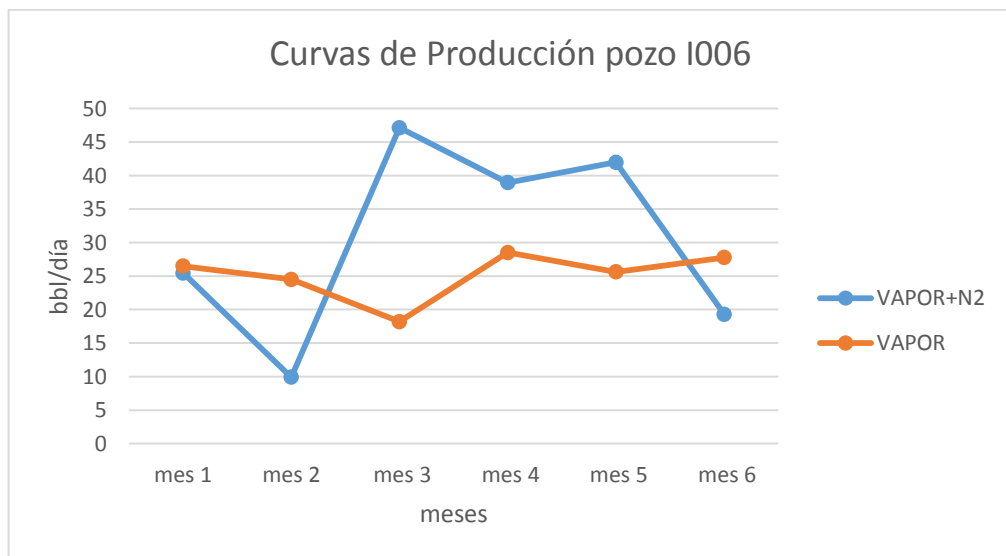
El pozo AG03 fue el quinto pozo con mayor producción incremental respecto al ciclo anterior, aunque antes de los seis meses la producción estuvo por debajo de la producción base. Esto debido a un incremento en el BSW del ciclo. La temperatura inicial del ciclo fue mayor en la relación al anterior, además hubo disminución del BSW generando un aporte adicional de crudo (Figura 19).

Figura 19. Curvas de Producción pozo AG 03.



El pozo I006 presento una de las respuestas más bajas en producción incremental y en el sexto mes en el ciclo con nitrógeno la producción ya había declinado por debajo de la producción base. Su potencial es de 7 bbl en frio. Este pozo tiene un alto corte de agua debido a que está cerca al contacto agua-petróleo (Figura 20).

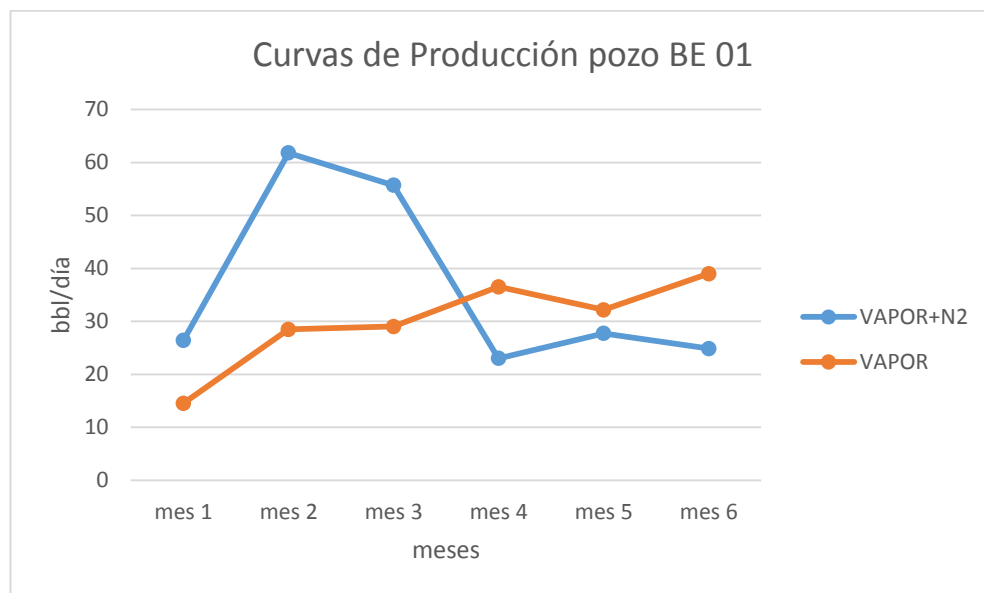
Figura 20. Curvas de Producción pozo I006.



A continuación los pozos de la fase oriental:

El pozo BE 01 inicialmente respondió mejor que en el ciclo de solo vapor, pero a mitad del tercer mes declinó por debajo de producción base. Esto ocurrió debido a periodos de tiempo no productivos por problemas operacionales en el sistema de levantamiento, lo que generó una disminución en el aporte promedio de crudo en el mes (Figura 21).

Figura 21. Curvas de Producción pozo BE 01.



El pozo BA03 tuvo una respuesta de crudo adicional de 1.948 bbl en el ciclo acompañado con nitrógeno, además se tuvo una disminución de la producción de agua y sedimento en relación al ciclo anterior. Este comportamiento favorece la producción de crudo (Figura 22).

En el pozo CP02 se observa una buena producción incremental, aunque en medio del ciclo la producción cae por debajo de la producción del ciclo anterior, en este tiempo tuvo problemas relacionados con el sistema de levantamiento, lo que generó una disminución en su aporte de crudo en el cuarto mes (Figura 23).

Figura 22. Curvas de Producción Pozo BA03.

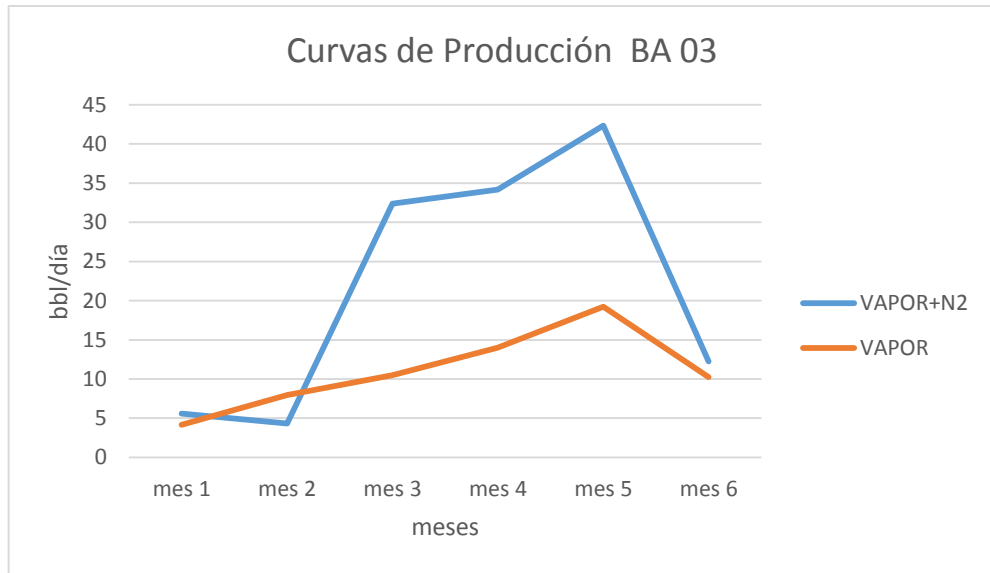
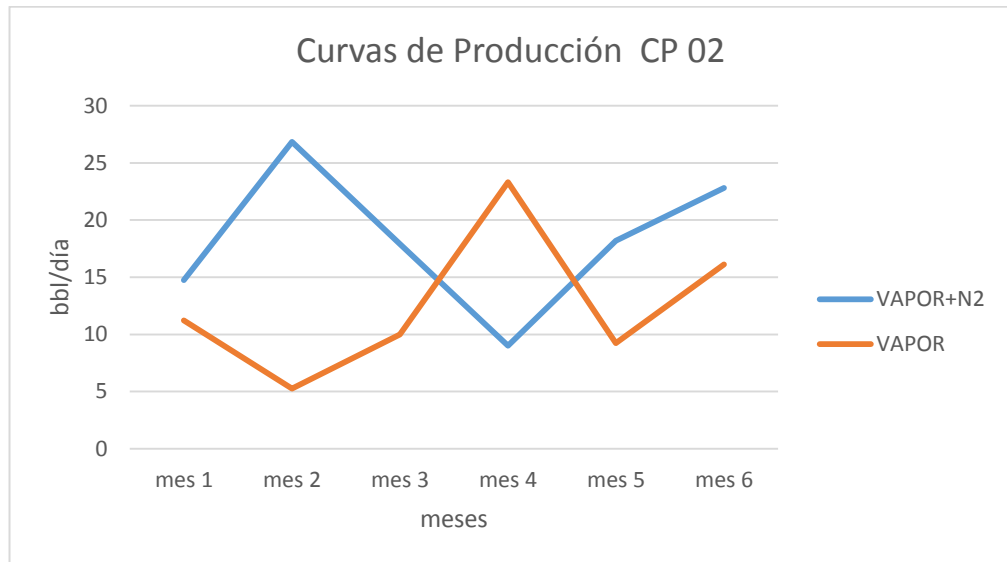
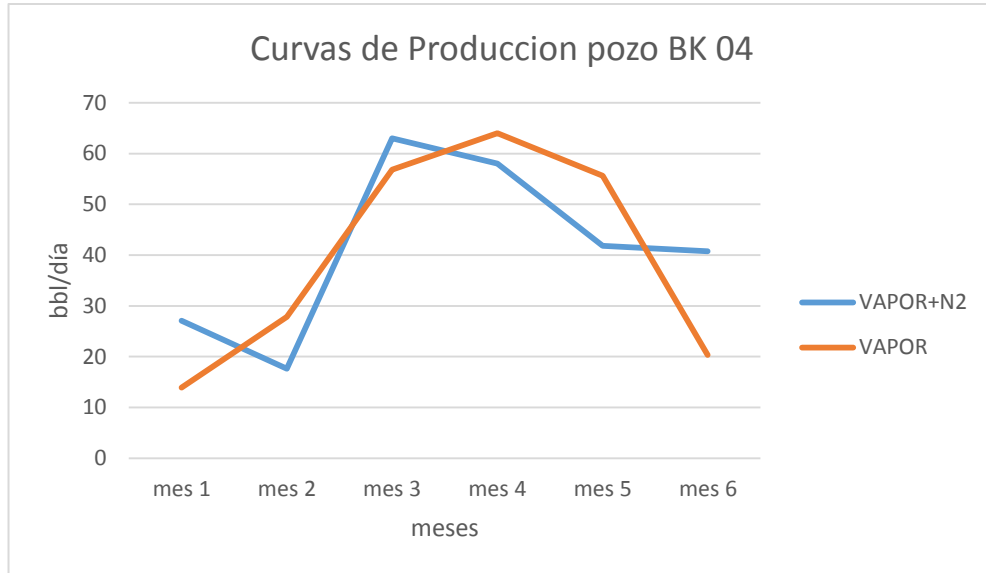


Figura 23. Curvas de Producción CP 02.



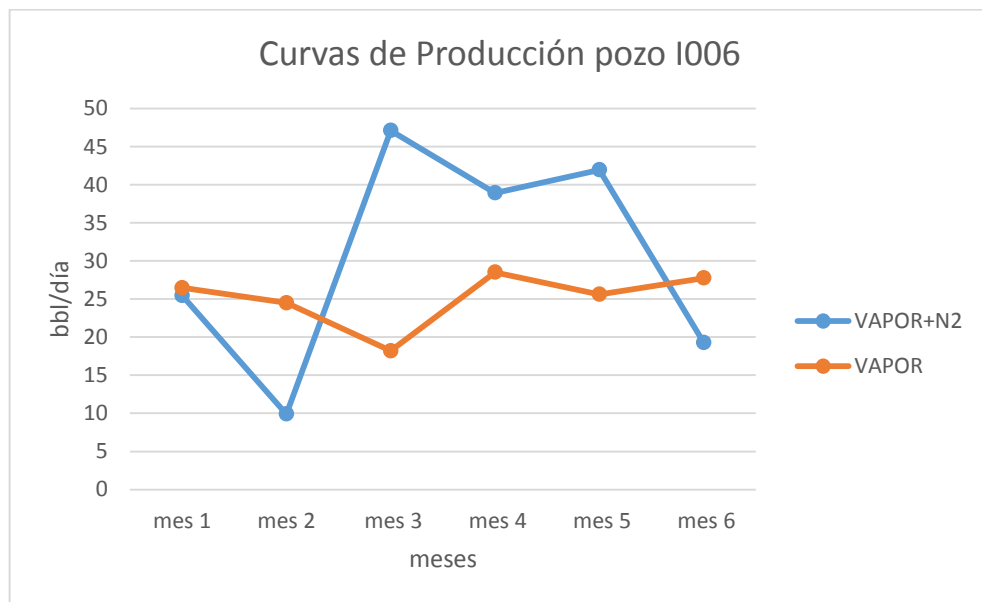
El pozo BK04 presento la producción incremental más baja llegando solo a 293 bbl en la evaluación a seis meses. La respuesta adicional de crudo se empezó a evidenciar cerca del final del tiempo evaluado. En el sexto mes la producción estaba aún 14 bbl por encima de su potencial en frio, a diferencia del ciclo con vapor cuando a los seis meses estaba 6 bbl por debajo (Figura 24).

Figura 24. Curvas de Producción pozo BK 04.



El pozo AWY02 tuvo una de las respuestas más bajas en producción incremental, llegando solo a 427 bbl. Su potencial de producción es de cuatro bbl, es un pozo perteneciente a la arena B (figura 25).

Figura 25. Curvas de Producción pozo AWY 02.



3.3 PETRÓLEO PRODUCIDO

La inyección cíclica con vapor fue realizada en todos los pozos evaluados un ciclo anterior a la estimulación acompañada con nitrógeno. En este ciclo se obtuvo un acumulado de producción de 33.147 bbl en los primeros seis meses, en la tabla 7 se exponen los datos mensuales y totales de producción asociados a cada pozo.

Tabla 7. Petróleo Producido Posterior a la Inyección Cíclica de Vapor.

Np Posterior a la Inyección Cíclica de vapor(bbl de aceite)/mes							
Pozo	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	Np Total Acumulado
AC06	70	77	63	61	39	39	349
AG03	242	315	362	592	324	771	2.606
AWY02	341	647	693	554	524	398	3.157
BA03	125	239	315	420	577	307	1.983
BE01	436	855	871	1.096	965	1.170	5.393
BK04	416	835	1.704	1.920	1.668	611	7.154
CP02	337	158	300	700	277	484	2.256
I006	794	735	546	855	769	833	4.532
I010	411	135	87	109	561	291	1.594
P002	265	187	637	503	377	369	2.338
S007	598	79	323	270	336	179	1.785
Total Mes	4.035	4.262	5.901	7.080	6.417	5.452	33.147

En la tabla 8 se tabulan los datos de producción del petróleo recuperado en los seis primeros meses después de realizarse la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno. La recuperación en relación con el ciclo anterior fue superior en la mayoría de los meses en todos los pozos. La producción acumulada total alcanzo

los 55.236 bbl, supero en 22.089 bbl el ciclo de inyección cíclica en el que solo fue usado vapor.

Con el incremento en la producción se demuestra que el proceso fue eficiente al momento de atenuar la curva de declinación de estos pozos.

Tabla 8. Petróleo Producido Posterior a la Inyección Cíclica de Vapor Mejorada con Nitrógeno.

Np Posterior a la Inyección Cíclica de Vapor con Nitrógeno(bbl de aceite)/mes							
Pozo	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	Np Total Acumulado
AC06	441	1.659	1.191	756	732	645	5.424
AG03	247	1.024	1.498	894	432	611	4.706
AWY02	1.347	718	525	323	427	245	3.585
BA03	167	130	972	1.025	1.270	367	3.931
BE01	793	1.854	1.671	691	832	746	6.587
BK04	813	528	1.890	1.740	1.254	1.223	7.448
CP02	442	805	538	270	546	685	3.286
I006	764	297	1.414	1.168	1.259	579	5.481
I010	704	1.119	639	454	341	939	4.196
P002	496	288	2.339	702	592	417	4.834
S007	410	1.218	1.673	1.207	758	492	5.758
Total Mes	6.624	9.640	14.350	9.230	8.443	6.949	55.236

La producción incremental de cada pozo por mes fue obtenida con la diferencia entre la cantidad de barriles producidos en el ciclo de inyección de vapor con nitrógeno y el ciclo de inyección de vapor. El mayor incremento de aceite se obtuvo en el tercer mes después de haber comenzado la producción, en el cual se muestra un incremento de 8.449 barriles, por lo que se podría decir que en este mes se obtiene la producción máxima en este proceso, a partir de la cual empieza

a generarse declinación. La respuesta máxima de producción en la mayoría de los pozos analizados se dio en el tercer mes. Este efecto está relacionado con la cantidad de ciclos que se han aplicado en cada caso. Entre más veces haya sido inyectado el pozo, más se demorara en verse una buena producción de aceite, debido que la repuesta inicial estará asociada a la producción de agua. Con los datos obtenidos en esta tabla se realizara más adelante el análisis de flujo de caja de ingresos y egresos de los meses en los que se realizó la evaluación. A continuación en la tabla 9 se presentan los datos de la producción incremental mensual de petróleo en los primeros seis meses después de realizarse la estimulación cíclica de vapor con el agente de mejora.

Tabla 9. Producción Incremental / Mes.

Producción Incremental /Mes (bbl)							
Pozo	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	Incremental Total
AC06	371	1.582	1.128	695	693	606	5.075
AG03	5	709	1.136	302	108	-160	2.100
AWY02	1.006	71	-168	-231	-97	-153	428
BA03	42	-109	657	605	693	60	1.948
BE01	357	999	800	-405	-133	-424	1.194
BK04	397	-307	186	-180	-414	612	294
CP02	105	647	238	-430	269	201	1.030
I006	-30	-438	868	313	490	-254	949
I010	293	984	552	345	-220	648	2.602
P002	231	101	1.702	199	215	48	2.496
S007	-188	1.139	1.350	937	422	313	3.973
Total Mes	2.589	5.378	8.449	2.150	2.026	1.497	22.089

En la figura 26 se presenta la producción incremental total de cada pozo en los seis meses de evaluación. La figura 27 muestra la relación entre el nitrógeno inyectado y los barriles de petróleo adicionales de cada pozo. Se observa que no hay un patrón significativo entre la cantidad de gas inyectado y los barriles incrementales. La dispersión en el análisis se genera debido a la variación en los

potenciales de producción de cada pozo, los barriles totales acumulados, las arenas productoras y el ciclo de inyección en el que se encontraba. Además existen problemas operacionales asociados al proceso como arenamientos, fallas en las bombas de subsuelo en sus válvulas y barriles entre otras condiciones que dejan a los pozos como no productivos durante algún tiempo, estos factores también afectan la tendencia en la respuesta.

Figura 26. Producción Incremental en el ciclo con nitrógeno.

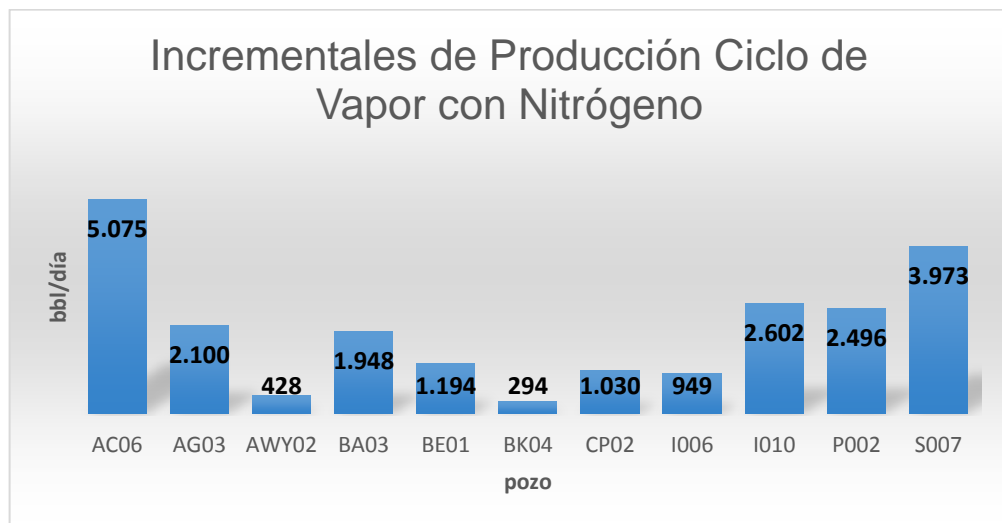
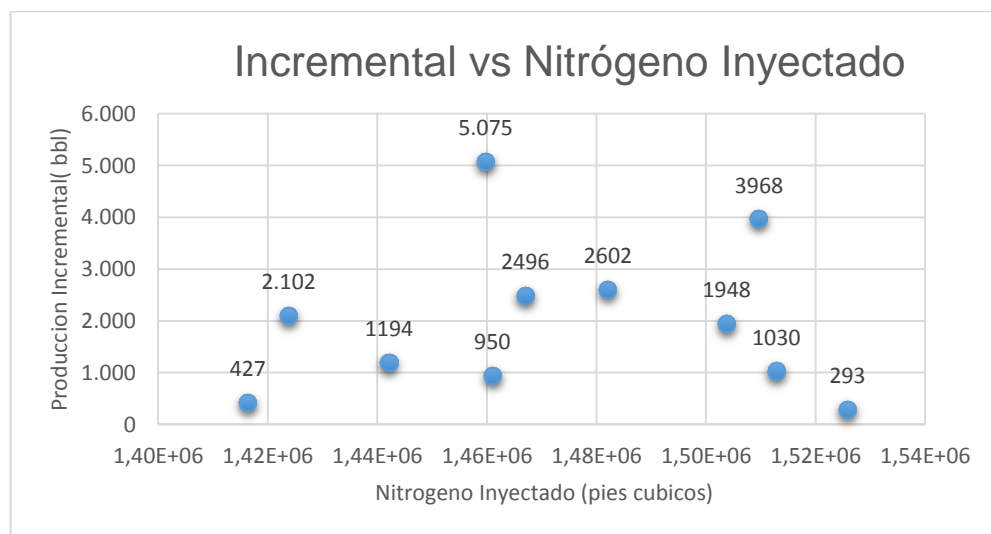


Figura 27. Nitrógeno Inyectado vs Producción Incremental.



3.4 PRODUCCIÓN INCREMENTAL TOTAL

La tabla 10 presenta un resumen sobre la información de los pozos inyectados con nitrógeno, las repuestas de producción en cada ciclo y la producción incremental.

Tabla 10. Producción Incremental Total.

Pozo	Np acumulado (bbl)	Días de evaluación	Ciclo de inyección	Nitrógeno inyectado (ft3)	Producción acumulada ciclo vapor + N2 (bbl)	Producción acumulada ciclo vapor (bbl)	Incremental diario (bbl)	Incremental total (bbl)
Pozos Zona básica								
AC06	198.862	180	12	1.459.786	5.424	349	28	5.075
S007	177.038	180	9	1.509.644	5.758	1.786	22	3.972
I010	193.008	180	10	1.482.067	4.197	1.595	14	2.602
P002	193.008	180	14	1.466.989	4.834	2.338	14	2.496
AG03	145.941	180	10	1.423.840	4.707	2.605	12	2.102
I006	182.063	180	10	1.460.987	5.480	4.532	5	948
Pozos zona oriental								
BE01	125.544	180	6	1.442.131	6.587	5.394	7	1.193
BA03	116.801	180	9	1.503.747	3.931	1.982	11	1.949
CP02	54.950	180	10	1.512.786	3.286	2.255	6	1.031
BK04	167.123	180	9	1.525.780	7.448	7.154	2	294
AWY02	112.781	180	12	1.416.355	3.584	3.157	2	427
Incremental de producción sobre la respuesta del ciclo anterior							123	22.089

4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Se desarrolla un análisis financiero basado en los flujos de caja para cada uno de los periodos que se evalúan durante la aplicación de éste proceso, en donde se puede analizar la efectividad de ésta tecnología, con el propósito de hacer una ampliación de la aplicación en el campo. El flujo de caja se calcula con la producción adicional que generó el ciclo de vapor más nitrógeno respecto al ciclo de sólo vapor. La base fundamental de este estudio financiero consiste en reconocer el costo total del proyecto, con el objeto de canalizar el monto que se tiene que sustraer del total de las ganancias. Bajo esa perspectiva, se pretende demostrar la factibilidad del mismo.

Se incluye costo de alquiler de la unidad de nitrógeno, costo del ACPM, costos operativos, costo de generación de vapor. Se realizan los flujos de caja por cada mes, se calcula el valor actual neto y la tasa interna de retorno. Los resultados de la evaluación son expresados en las tablas 15 y 16.

Para la evaluación se selecciona un costo de petróleo fijo de US\$ 38/ bbl, independientemente de si la declinación de producción ha llegado o no a la curva base. Esto es debido a que referidos los casos de estudio, después de 6 meses es muy probable que el incremental llegue a cero. El retorno de la inversión en el análisis financiero se determinó con la producción incremental suministrada por cada pozo en los meses de producción posteriores a la inyección cíclica de vapor más nitrógeno a la formación, incluyendo descuentos por regalías e impuestos sobre la renta después de las utilidades. Para el desarrollo del análisis financiero se tuvieron en cuenta 11 pozos con la tecnología aplicada, los cuales tuvieron una inyección de nitrógeno de 16.204.112 pies cúbicos y 47.915 MMBTU de vapor.

4.1 EGRESOS DEL PROYECTO

Los costos adicionales relacionados con el uso del gas nitrógeno son expuestos a continuación.

- ACPM: galón/US\$2,56.
- Alquiler unidad de generación de nitrógeno: US\$ 163.650/mes.
- Personal operativo de la unidad US\$ 1523/pozo (US\$ 1.117 alimentación y US\$ 406 container).

En la tabla 11 se exponen los costos de generación del gas nitrógeno, se incluye el precio del ACPM usado para producir el volumen inyectado en cada caso. En promedio un galón de ACPM es utilizado para la generación de 834 pies cúbicos.

Tabla 11. Costos de Generación del Nitrógeno Inyectado.

COSTOS POR GENERACIÓN DE NITRÓGENO				
Pozo	Volumen Nitrógeno Inyectado(m3)	Volumen Nitrógeno Inyectado(ft3))	Volumen ACPM usado (galón)	US\$ ACPM usado
AC06	41.342	1.459.786,02	1.750,34	4.480,88
S007	42.754	1.509.643,74	1.810,12	4.633,92
I010	41973	1.482.066,63	1.777,06	4.549,27
P002	41.546	1.466.989,26	1.758,98	4.502,99
AG03	40.324	1.423.840,44	1.707,24	4.370,54
I006	41.376	1.460.986,56	1.751,78	4.484,56
BE01	40.842	1.442.131,02	1.729,17	4.426,69
BA03	42.587	1.503.746,97	1.803,05	4.615,82
CP02	42.843	1.512.786,33	1.813,89	4.643,56
BK04	43.211	1.525.780,41	1.829,47	4.683,45
AWY02	40.112	1.416.354,72	1.698,27	4.347,56
TOTAL	458.910	16.204.112	19.429	49.739

En la tabla 12 se relacionan los costos iniciales totales asociados a la adición de nitrógeno en la inyección cíclica de vapor, entre ellos los gastos de ACPM para la generación del gas inyectado, la renta de la unidad de generación y los costos del personal operativo de la unidad. Los costos de la generación del vapor, well services y accesorios de pozo no se incluyen. Estos son gastos asociados a la inyección de solo vapor.

Tabla 12. Costos Iniciales asociados al uso del nitrógeno.

COSTOS INICIALES	US\$
unidad de nitrógeno US\$ 163.650/mes	327.300
ACPM (1 galón/US\$2,56)	49.739
Costos Personal Operativo(US\$1523/pozo)	16753
Costos Totales	393.792

4.2 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos adicionales del proyecto se calcularon basados en los barriles adicionales generados en el proceso de inyección de vapor con nitrógeno en relación al ciclo anterior. En la tabla 13 se tabula la producción en los seis meses iniciales posteriores a cada ciclo y la diferencia entre ellos.

Tabla 13. Incremento Mensual de Producción.

INCREMENTO MENSUAL DE PRODUCCIÓN			
Mes	NP Ciclo vapor (bbl)	NP Ciclo vapor más nitrógeno (bbl)	Incremental (bbl)
1	4.035	6.624	2.589
2	4.262	9.640	5.378
3	5.901	14.350	8.449
4	7.080	9.230	2.150
5	6.417	8.443	2.026
6	5.452	6.949	1.497
Total		22.089	

Para el cálculo de la utilidad bruta se utilizó un valor de crudo de US\$38/barril, se relacionó el aporte adicional de barriles en la respuesta de producción del ciclo en el que se inyectó vapor acompañado con nitrógeno. El ingreso mensual bruto generado con el incremento de la producción en este ciclo es calculado a continuación (tabla 14).

Tabla 14. Ingreso adicional mensual relacionado con la producción incremental.

MES	INCREMENTO DE PRODUCCIÓN EN MESES(bbl)	INGRESO MENSUAL NETO(US\$)
1	2.589	98.382
2	5.378	204.364
3	8.449	321.062
4	2.150	81.700
5	2.026	76.988
6	1.497	56.886
TOTAL	22.089	839.382

Se obtuvo un ingreso bruto de US\$ 839.383 asociados a la producción adicional de 22.089 barriles. El máximo ingreso fue obtenido en el tercer mes con US\$ 321.062, en las páginas siguientes se calculara el flujo de caja por mes de cada uno de los pozos asociando los costos iniciales de la inversión.

4.3 FLUJOS DE CAJA / POZO

Para el cálculo del flujo de caja de cada pozo se incluyen las regalías (8%), los impuestos sobre la renta (35%) y los costos de levantamiento por cada barril producido (US\$10). En la tabla 15 se relaciona en la primera columna el pozo estimulado, en la segunda la inversión que incluye, los costos del ACPM usado para la generación del nitrógeno inyectado en cada pozo, además US\$1523/pozo del personal operativo y US\$27.727/pozo por la renta de la unidad de generación.

De la tercera a la octava columna se muestra el ingreso neto de cada pozo por mes de evaluación y finalmente en las dos últimas columnas se expresa el VPN y la TIR del pozo, generados con el flujo neto de cada uno. El pozo es rentable si la TIR es mayor al 15%. Este es el criterio estandarizado en la compañía para la evaluar la rentabilidad de los proyectos. Los pozos pertenecientes a la fase básica generaron en su promedio mejor resultado. Los pozos AC06, S007 fueron los únicos pozos con beneficio en el análisis a seis meses, los demás pozos pertenecientes a esta zona fueron financieramente ineficientes. De los cinco pozos de la zona oriental que se evaluaron ninguno tuvo rentabilidad.

Tabla 15. Flujos de Caja / pozo.

FLUJO DE CAJA /POZO US\$									
POZO	INVERSIÓN	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	VPN	TIR
Pozos zona básica									
AC06	-35.758	6.019	25.666	18.301	11.276	11.243	9.832	14.959	31,82%
S007	-35.911	0	18.479	21.902	15.202	6.847	5.078	5.873	21,45%
I010	-35.827	4.754	15.964	8.956	5.597	0	10.513	-5.207	8,11%
P002	-35.781	3.748	1.639	27.613	3.229	3.488	779	-8.008	4,12%
AG03	-35.648	81	11.503	18.430	4.900	1.752	0	-9.643	0,97%
I006	-35.762	0	0	14.082	5.892	9.224	0	-16.129	-5,13%
Pozos zona oriental									
BE01	-35.704	5.792	16.208	12.979	0	0	0	-8.590	-0,93%
BA03	-35.893	681	0	10.659	9.816	11.243	973	-14.495	-1,79%
CP02	-35.921	1.704	10.497	3.861	0	4.364	3.261	-17.725	-11,64%
BK04	-35.961	6.441	0	3.018	0	0	9.929	-20.942	-13,58%
AWY02	-35.625	16.321	1.152	0	0	0	0	-17.880	-47,97%

4.4 FLUJO DE CAJA TOTAL

El flujo de caja es un término que describe los movimientos de efectivo (ingresos y egresos) en un periodo determinado de tiempo. Como ya se explicó el proyecto en general es rentable si la TIR es mayor al 15%. La tabla 16 presenta los flujos de caja, el valor presente neto y la tasa interna de retorno de la inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno asociada a todos los pozos evaluados, se obtuvo resultados no favorables para las operaciones que actualmente se realizan en el campo estudiado, debido a que presenta una Tasa Interna de Retorno de menos 3%.

Tabla 16. Flujo de Caja.

FLUJO DE CAJA	INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6
Producción incremental mes(bbl)		2.589	5.378	8.449	2.150	2.026	1.497
Valor barril(USD)		38	38	38	38	38	38
Utilidad bruta(USD)		98.382	204.364	321.062	81.700	76.988	56.886
Regalías 8% (USD)		7.870	16.349	25.684	6.536	6.159	4.550
Costos por levantamiento US\$10/barril		25.890	53.780	84.490	21.500	20.260	14.970
Utilidad neta(USD)		64.621	134.234	210.887	53.664	50.568	37.365
Impuestos 35% (US\$)		22.617	46.982	73.810	18.782	17.699	13.077
Prestamos		0	0	0	0	0	0
Reinversión		0	0	0	0	0	0
Flujo de caja libre(USD)	-393.792	42.003	87.252	137.076	34.881	32.869	24.287

VPN	-\$134.239
TIR	-3%

5. CONCLUSIONES

- En general el proceso de inyección cíclica de vapor mejorada con nitrógeno no es viable financieramente para las operaciones que actualmente se realizan en el campo estudiado. Presento una Tasa Interna de Retorno de menos 3%.
- La asistencia con nitrógeno en el proyecto de inyección cíclica de vapor fue rentable financieramente solo en dos pozos el AC06 y el S007. Estos tuvieron un a TIR de 32% y 21% respectivamente.
- La inyección de nitrógeno en la estimulación cíclica con vapor fue técnicamente viable, ya que género una ayuda en la mitigación de la curva de declinación del yacimiento. Esto se evidenció con el incremento de producción.
- El uso del nitrógeno mejora el proceso de inyección cíclica de vapor, ya que aumenta la capacidad de transporte de energía disminuyendo las pérdidas a través de la trayectoria de flujo. De igual manera aumenta el radio de invasión del vapor lo que genera mayor contacto con zonas menos drenadas y aporta presión al yacimiento. Esto se ve reflejado con el incremento de la producción.
- Las pérdidas de energía por el anular se reducen a medida que se incrementa el flujo de nitrógeno, pero se debe tener en cuenta que a tasas de nitrógeno superiores a $900 \text{ m}^3/\text{hora}$ ($31.779 \text{ ft}^3/\text{hora}$), la reducción en la perdida de energía es poco significativa.

6. RECOMENDACIONES

- Se deben generar más inyecciones de vapor con nitrógeno para tener más datos de campo que permitan buscar tasas óptimas de inyección, puesto que no se ve un patrón claro entre producción incremental y el volumen de nitrógeno inyectado.
- Se recomienda realizar un análisis técnico y financiero pozo a pozo antes de cada inyección, con el propósito de tener en cuenta solo lo que es rentable para la compañía debido a la crisis que aún se atraviesa en el sector petrolero.
- Analizar si la pureza del nitrógeno tiene un impacto significativo en la producción de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

AIR PRODUCTS. Prism Pa Nitrogen. Recuperado de <http://www.airproducts.com/~media/Files/PDF/products/supply-options/prism-membrane/prism-pa-nitrogen-membrane-separators.pdf?la=en> el 25 de noviembre de 2016.

ALVAREZ, J. HAN, S. Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*. 2013, Vol. 2, Issue. 3. p, 116-123.

ALVAREZ, J. PINEDA, J. "Análisis de Resultados en Inyección de Vapor Mejorado con Agente Espumante en Campo Girasol. Bucaramanga, 2014, 42p. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas.

AL-ANAZI, B. Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *Seg Recorder*. Riyadh, Saudi Arabia. 2008. p, 29-31. King Saud University.

CHAN SARIOGLU, G. Numerical Modeling of Cyclically Steamed and Fractured Oil- sands Reservoirs. *Artículo SPE 22369*. 1992, 1p.

CHEMISTRY EXPLAINED, Foundations and Applications. Nitrogen Chemical Element. Recuperado de <http://www.chemistryexplained.com/elements/L-P/Nitrogen.html> el 25 de noviembre de 2016.

FLORES YENQUE, L. Recuperación Mejorada de Petróleo Mediante la Inyección de Nitrógeno en el Noroeste Peruano. Perú, 2009, p 18-19. Tesis de Grado.

Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica.

HAMZA, M. MAHMOOD, A. JEELANI, O. A Case History of Nitrogen Injection Monitoring in Rich Recycled Gas Condensate Reservoir, Onshore Gas Field, Abu Dhabi, UAE. Artículo SPE 177790. 2015. 3p.

HIDALGO, A. AGUIRRE, M. “Estudio Técnico - Económico de Inyección Alternada de Nitrógeno Huff & Puff Para Recuperación Mejorada con Petróleo en Pozos del Campo GGV. Ecuador, 2015, P.52. Tesis de Grado. Universidad Estatal Península de Santa Helena. Facultad de Ciencias de la Ingeniería.

LIU, D. LI, W. Flue Gas Enhanced Oil Recovery (EOR) as a High Efficient Development Technology for Offshore Heavy Oil in China. ACADEMIC JOURNALS. 2013. Vol. 4(5). p, 127-142.

LOPERA CASTRO, S. RESTREPO, A. Y OCAMPO FLOREZ, A. Fluidos Divergentes Como Alternativa de Recobro Mejorado en Yacimientos Naturalmente Fracturados: Un estudio Experimental. Medellín, 2009. p, 66. Universidad Nacional de Colombia.

LOPEZ MARIN, L. PetroQuimex La Revista de la Industria Petrolera. El Nitrógeno, Útil En Todas las Operaciones Petroleras. p, 51-55.

METZLER, K.J., HVIDOS L.J. y HEGARTY, W.P., “INTEGRATED AIR SEPARATION FACILITIES FOR HYDROCARBON AND SULPHUR RECOVERY”, Paper reviewed and accepted for publication by the Editorial Board of the Journal of Canadian Petroleum Technology, Noviembre-Diciembre 1989, Volumen 28, No.6, PETSOC 89-06-06, p, 51-58.

MORALES SALAZAR, Juan. Inyección de Nitrógeno como Proceso de Recuperación de Hidrocarburos. México, 2011, p 66-78. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

MUÑOZ, S. MENESES, M. DELGADILLO, L.” Estudio del Efecto de la Inyección de Geles en Yacimientos Fracturados y no Fracturados. Revista Fuentes.2009, vol. 7, num. 2. p, 5-15.

MUÑOZ, S. PALMA, J. HOYOS, R. NARANJO, C. ARDILA, L. RINCON, M. NARANJO, C. Evaluation of Different Strategies for Selective Steam Injection in Stratified Heavy-Oil Reservoirs. Artículo SPE 171143-MS. 2014.

NITROMATIC. Generadores de Nitrógeno, Tecnología PSA. Recuperado de <http://www.nitromatic.com/tecnología/tecnología-psa/> 25 de noviembre de 2016.

ULRICH HEUCKE, LAG. “Nitrogen Injection has IOR/EOR Solution for North African Oil Fields” Artículo SPE 175730-MS. 2015. 7p.

SUN SHINE OIL SAND. Operations. Oil Sands Technology. Recuperado de <http://www.sunshineoilsands.com/operations/oil-sands-technology.html> el 3 de febrero de 2017