



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

DETERMINACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN ARENAS DEL TERCIARIO DE LA REGIÓN SUR

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

**EREDI CARLOS RAMÍREZ MAYO
MANUEL DE JESÚS CORONADO MORALES**

DIRECTOR DE TESIS: M.I TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.



JUNIO 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A la familia Ramírez y familia Mayo, Gracias a todos ustedes por su apoyo, confianza, cariño y atenciones que han tenido conmigo.

A todos mis primos, Porque con todos me he reído, divertido, pasado momentos difíciles y porque de cada uno he aprendido cosas muy valiosas que han ayudado a lograr mis metas y llegar hasta donde estoy.

A mis amigos del alma, Angel Espinosa, Andrés Rosaldo, Felipe Hernández, Gilberto Cortes, Oscar Fonseca, No tengo palabras para agradecer el apoyo que me han brindado durante toda nuestra relación.

A mis amigos, Yolanda Aguilar, Níne Candelario, Fabiola Soto, Tania Chacon, Rosa Rodríguez, Claudia Rigel, Basilio Velasco, Carlos López y a todos aquellos que me faltó mencionar.

A mis amigos de primer semestre, Rafael Santiago Villafuerte (Santi), José Guadalupe (Lupe), Carlos López (Carlitos), Daniel López (Dany), por ser mis amigos y por todas esas desveladas de estudio de primer semestre.

A los PVT's y mejores amigos de esta gran etapa, Manuel de J. Coronado Morales, Salvador flores Sánchez , Uriel Verbitzky, Sergio Resendiz, Rey Manuel, Juan Carlos Vidaur, Michell Steffani, Álvaro Madrigal, Christian Ramírez, con quienes conviví grandes momentos, tareas, estudio, equipos, dificultades y en todo momento me demostraron su cariño y apoyo y tengo la certeza que en cualquier momento puedo confiar en ustedes y por último a Berenice González Prado , por estar conmigo, apoyarme, ayudarme y confiar en mí en todo momento en estos últimos grandes momentos de mi carrera

A mis sinodales y profesores:

M.I Tomas Eduardo Pérez García, porque a pesar de sus ocupaciones, siempre tuvo la disposición de apoyarnos para la realización de este trabajo y más que nada gracias por la amistad que me ha brindado.

Ing. Manuel Villamar Viguera, gracias por brindarme la confianza de realizar mi servicio social con usted y con esto empezar una buena amistad. Por ser mi sinodal, y brindarme apoyo y tiempo para la revisión y realización de este trabajo.

Ing. Octavio Steffani Vargas, por todo el apoyo que me ha dado en todo momento, por los conocimientos transmitidos y por la amistad que me ha brindado.

Dr. Enrique Serrano Saldaña, por la disposición y tiempo que dedico para la revisión y realización de este trabajo.

Dra. Irma Glinz Férrez, por su apoyo y tiempo.

Dr. Néstor Martínez Romero, porque con poco tiempo pude darme cuenta de la gran persona que es y las ganas que tiene de que gente como yo (estudiantes) lleguemos a ser algo importante en la vida laboral y cotidiana. Gracias por todo esto y por todo el apoyo y amistad que demostró hacia mí desde que nos conocimos.

Ing. María Isabel Javier Villegas, gracias por tener una de las mejores disposiciones para enseñar y transmitir todos sus conocimientos y más que nada por su cariño y amistad que ha mostrado hacia mí.

A la Universidad Nacional Autónoma de México:

Mi alma mater por haberme permitido concluir una carrera universitaria a lado de excelentes seres humanos.

Dedicatorias

A mi mamá, ¡Gracias! Antes que nada por darme la vida, gracias porque con las bendiciones de tu mano cada vez que salía de casa, se iluminó mi camino para llegar hasta aquí, por los sabios consejos que me has brindado y porque las palabras más bellas de este mundo nunca serán suficientes para expresar este sentimiento de amor hacia ti. Te amo.

A mi papá, ¡Gracias! Por haberme dado todo el apoyo que en tus manos estuvo, para que pudiera terminar esta etapa de mi vida; tus enseñanzas, tu paciencia, tu comprensión y tu ejemplo, son piezas clave para verme en donde estoy ahora, te amo y gracias por todo.

A mi hermano, Decirle gracias es poco, simplemente puedo decir que soy muy afortunado por ser su hermano. Por lo cual le dedico este trabajo.

A mi abuelita Juanita (RIP), Quien brindó gran parte de su tiempo y cariño, criándome, cuidándome y queriéndome mucho. Gracias estés donde estés sé que te hubiera dado mucho gusto verme realizando este gran logro.

A mis abuelitos, Mayito y Carmita por brindarme tanto amor, cariño y demostrarme lo que es luchar a lo largo de la vida, por tal motivo les dedico este trabajo.

A mis Tíos:

Francisco Mayo Boylan y Angélica Sarabia Velasco, porque ustedes son como mis segundos padres y apoyaron en mi formación desde niño, y me han demostrado que me quieren como a un hijo, lo cual les agradezco infinitamente, los quiero mucho.

José Luis Cerón y Josefina Mayo Boylan, porque al igual me han demostrado su enorme cariño y apoyo en todo momento y principalmente darme el apoyo tanto moral y material para no perder las ilusiones en su momento de pertenecer a la UNAM.

Eredí Carlos Ramírez Mayo

Agradecimientos

Este trabajo representa la culminación de una etapa de mi vida y es el resultado de un gran número de factores que han formado lo que soy hoy en día, elementos que han ampliado mi mente, dejándome con hambre de conocimiento y entre los cuales están personas que merecen todo mi agradecimiento.

Expreso mi enorme gratitud a Dios por haberme dado la oportunidad de haber nacido en una familia que siempre me ha apoyado sin importar la circunstancia, con la cual puedo contar en todo momento.

A mis padres:

A mi madre, Sra. Carmen Morales Rodríguez, que siempre ha estado en todo momento a mi lado, apoyándome, educándome, corrigiéndome y por enseñarme día con día ser una mejor persona, por todo su amor, apoyo, confianza y por nunca dejar de luchar por lo que cree sin importar las circunstancias, gracias por creer en mí. Gracias por todo, te amo.

A mi padre, Sr. Manuel de J. Coronado Zarate, por enseñarme que nunca hay que rendirse de las metas que uno se propone, por alentarme y apoyarme en todo momento, gracias por todo el apoyo que me has dado y si termine este ciclo es gracias al apoyo que tú me brindaste. Te amo y jamás olvidare todo lo que he recibido de ti.

Gracias padres, este más que un logro mío, es un logro de ustedes.

A mi hermano, Manuel Elí Coronado Morales, por siempre creer en mí, por el apoyo incondicional que me has dado, por tus consejos y por enseñarme a que puedo ser alguien mejor, por toda tu ayuda y cariño, por ser un amigo, simplemente gracias.

Agradezco a mis amigos, que estuvieron conmigo para brindarme su amistad, que esté es un sentimientos muy valiosos, gracias por su confianza y por todas las experiencias que hemos vivido, por los momentos de diversión.

Agradezco a mi compañero Eredi, por brindarme tu confianza para realizar este proyecto que nos costó tiempo y esfuerzo y del que estoy orgulloso de presentar contigo, porque además de ser un compañero de carrera y de tesis, eres un amigo en el que puedo confiar y con el que puedo contar en las buenas y en las malas. Gracias Eredi, deseo de corazón que siempre tengas éxito en todo lo que te propongas.

Agradezco a mis "compas", Flores Sánchez Jesús Salvador (Chavita) y Salazar Verbitzky Uriel (Uri), por todos esos momentos que pasamos de diversión, por los consejos, por estar siempre a mi lado apoyándome, les agradezco de corazón por brindarme su amistad y cariño. Gracias por todo.

M.I. Tomás Pérez García, por el total apoyo durante el desarrollo de nuestra tesis, la confianza puesta en nosotros para el desarrollo de la misma y por los conocimientos transmitidos.

Quiero expresar mi total gratitud a los sinodales, Ing. Manuel Villamar Viguera, Dra. Irma del Carmen Glínez Férrez, Dr. Enrique Serrano Saldaña y al Ing. Octavio Steffani Vargas, por sus amables atenciones, sus comentarios acerca de este trabajo de tesis y sus aportaciones, muchas gracias.

Finalmente quisiera agradecer a mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme formado como profesionista y en especial a la Facultad de Ingeniería, el cual se ha convertido en mi segunda casa, que me ha dado la oportunidad de consolidarme académicamente y de la cual es un orgullo ser egresado.

Manuel de J. Coronado Morales.

ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO	3
1.1. CONCEPTOS BÁSICOS	3
1.2. PROPIEDADES DE LA ROCA	5
1.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	8
1.4. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN DE ACEITE	14
1.4.1. Recuperación primaria	14
1.4.1.1. Empuje por expansión de la roca y fluidos	15
1.4.1.2. Empuje por gas disuelto.....	16
1.4.1.3. Empuje por casquete de gas.....	17
1.4.1.4. Empuje hidráulico	18
1.4.1.5. Empuje por segregación gravitacional.....	19
1.4.1.6. Combinación de empujes	20
1.4.2. Recuperación secundaria	21
1.4.2.1. Inyección de agua	21
1.4.2.2. Inyección de gas.....	24
1.4.2.3. Inyección alternada o combinada de agua y gas	27
1.4.3. Recuperación mejorada	27
1.4.3.1. Inyección de químicos.....	28
1.4.3.1.1. Inyección con polímeros	28
1.4.3.1.2. Inyecciones con surfactantes.....	30
1.4.3.1.3. Inyección de alcalinos	32
1.4.3.2. Métodos miscibles	35
1.4.3.2.1. Inyección de gas hidrocarburos	35
1.4.3.2.2. Inyección de bióxido de carbono (CO ₂).....	36
1.4.3.2.3. Inyección de Nitrógeno N ₂	37
1.4.3.3. Métodos Térmicos	39
1.4.3.3.1. Inyección de agua caliente.....	39
1.4.3.3.2. Combustión In-Situ.....	40
1.4.3.3.3. Método THAI	41
1.4.3.3.4. Inyección de vapor	43
1.4.3.3.5. Inyección continua de vapor	43
1.4.3.3.6. Inyección cíclica de vapor	46

CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE DE LA INYECCIÓN DE VAPOR	49
2.1 HISTORIA DE LA INYECCIÓN DE VAPOR.....	49
2.2 INYECCIÓN DE VAPOR.....	51
2.2.1 Sistema en la superficie.....	51
2.2.1.1 Agua de alimentación para la generación de vapor	51
2.2.1.2 Generador de vapor	52
2.2.1.3 Pozos inyectoros	54
2.2.1.4 Pozos productores	55
2.2.1.5 Sistemas artificiales.....	55
2.2.1.5.1 Bombeo por cavidades progresivas	56
2.2.1.5.2 Bombeo mecánico.....	56
2.2.2 Sistema en la tubería vertical.....	57
2.2.3 Sistema en el yacimiento	57
2.2.4 Termodinámica de la inyección de vapor	58
2.2.4.1 Propiedades térmicas del vapor	60
2.2.4.2 Pérdidas de calor en la inyección de vapor	65
2.2.4.2.1 Pérdida de calor en el sistema en la superficie	65
2.2.4.2.2 Pérdidas de calor del sistema en tubería vertical	67
2.2.4.2.3 Transferencia de calor del sistema yacimiento.....	68
2.2.5 Criterios técnicos de selección.....	69
2.2.5 Operación de la inyección alterna de vapor	71
2.3 ESTADO DEL ARTE	72
2.3.1 Panorama a nivel mundial.....	72
2.3.2 Nuevos desarrollos tecnológicos	73
CAPÍTULO III: FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL CASO DE APLICACIÓN	76
3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO SAMARIA	77
3.1.1 Localización	77
3.1.2 Antecedentes del campo Samaria.....	77
3.1.3 Geología del campo Samaria.....	78
3.2 CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO SAMARIA	82
3.2.1 Petrofísica del campo Samaria.....	82
3.2.2 Pruebas PVT.....	86
3.3 CRITERIO DE SELECCIÓN.....	89
3.4 SIMULACIÓN	90
3.4.1 “Full Fiel Model”	91
3.4.2 Simulación pozos vertical.....	92
3.4.3 Simulación pozos horizontales.....	95

3.5	PLANEACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO.....	99
3.5.1	Delimitación del campo.....	99
3.5.2	Geometría y ubicación de pozos.....	100
3.5.3	Perforación.....	101
3.5.4	Terminación.....	102
3.5.5	Equipo superficial.....	106
3.6	RESULTADOS DEL PRIMER CICLO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR.....	112
3.6.1	Pozo Samaria-916.....	112
3.6.2	Pozo Samaria-948.....	116
3.6.3	Pozo Samaria-922.....	118
3.6.4	Pozo Samaria-913H.....	121
3.6.5	Pozo Samaria-901.....	123
3.6.6	Pozo Samaria-915H.....	125
3.6.7	Pozo Samaria-915D.....	126
CAPÍTULO IV: FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CASO DE APLICACIÓN		128
4.1.	EGRESOS.....	132
4.1.1	Inversiones.....	132
4.1.2	Costos de operación.....	133
4.1.2.1	Sistemas artificiales de producción (SAP).....	133
4.1.2.3	Inyección de vapor.....	136
4.2.	INGRESOS.....	139
4.2.1	Producción de aceite.....	139
4.3.	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	145
4.3.1	Indicadores económicos.....	146
CONCLUSIONES		148
RECOMENDACIONES.....		152
NOMECLATURA.....		154
BIBLIOGRAFÍA.....		156
ÍNDICE DE FIGURAS		160
ÍNDICE DE TABLAS.....		163

RESUMEN

En la actualidad, el reto para la extracción de hidrocarburos se ha complicado debido a que el aceite fácil de obtener se está agotando. Recientemente se ha optado por recurrir a la explotación de campos maduros, estudiando nuevamente los yacimientos con la finalidad de identificar oportunidades pendientes de explotación.

Estudios realizados recientemente reflejan que gran parte de los descubrimientos de hidrocarburos son de aceites pesados y extra pesados. Esto con lleva a la necesidad de analizar la viabilidad de aplicar métodos de recuperación no convencionales, para la producción de este tipo de aceites.

El presente trabajo de tesis tiene como objetivo principal el análisis de la factibilidad técnica y económica de la aplicación de un método de recuperación térmica, en este caso será de inyección alterna de vapor (también conocido en inglés como *“huff anf puff”*) en cuerpos de arenas no explotadas anteriormente, pertenecientes al terciario de la Región Sur.

Inicialmente se presentan algunos conceptos básicos necesarios para abordar el tema, tales como: propiedades de la roca, del fluido y del vapor, así como un breve repaso de los métodos de recuperación de hidrocarburos, abarcando la recuperación primaria, secundaria y terciaria o mejorada. Posteriormente se aborda el estado del arte de la inyección de vapor, en el cual se expondrán sus antecedentes, principio de funcionamiento, termodinámica de transferencia de calor en los diferentes sistemas que se divide dicho método, su efecto y panorama mundial en la actualidad.

El caso de aplicación, es un campo cuyo volumen original del yacimiento es de 653 MMBls, con una reserva total de 129 MMbls. El fluido de este yacimiento presenta una densidad de 5 a 10 °API, con un rango de viscosidad de 4,000 a 50,000 cp, a una temperatura de 45°C y una presión promedio del yacimiento de 1,380 psi (97 Kg/cm²) a una temperatura de 45 °C.

La factibilidad técnica, será resultado del análisis y evaluación de las pruebas realizadas en el campo (pruebas piloto) comparadas con otras alternativas, estudios de implementación del método, características de la inyección y tipo de equipo implementado en la etapa de inyección y producción.

Para concluir, se define la rentabilidad del proyecto, analizando el resultado de los indicadores económicos como VPN, VPI, TIR, etc., a fin de aplicarse manera formal como método de recuperación no convencional en este campo y evaluar su posible implementación en otros de iguales características en esta región.

INTRODUCCIÓN

Actualmente en México gran parte de las reservas que se incorporan son de aceite pesado, es evidente que se tiene que poner gran énfasis en la recuperación de este tipo de hidrocarburos y en la aplicación de métodos térmicos como parte de su recuperación primaria y no solo como recuperación secundaria o mejorada, debido a que los yacimientos de aceite pesado presentan una viscosidad muy alta, por lo que normalmente no pueden producirse fácilmente por su propia energía.

México cuenta con varios proyectos de recuperación secundaria, debido a que han mostrado tener menores riesgos operativos, son más “sencillos” y en algunos casos han probado un buen aumento del factor de recuperación. Hablando de la recuperación mejorada, el país no cuenta con ningún proyecto de inversión en EOR en el portafolio de hidrocarburos.

En México se conoce del orden de 300 mil millones de barriles de petróleo crudo, los cuales incluyen el crudo ya producido(poco más de 38 mil millones) y los recursos prospectivos (poco más de 18 mil millones), lo cual deja más de 260 millones de barriles de aceite-fracción conocida como volumen remanente.

Si tan solo se pudiera recuperar el 10% del volumen remanente, se tendrían aproximadamente 26 mil millones de barriles adicionales de producción de petróleo. Esto es un potencial del orden de las reservas 2P (probables y probadas) y más del doble de las reservas 1P (probadas) hoy conocidas en el país.

Si se obtuviera tan solo el 5% de recuperación de este volumen por métodos EOR, tendríamos un volumen superior a las reservas 1P. Si este volumen pudiera ser explotado en 20 años, podríamos incrementar la producción nacional en más de 1.5 millones de barriles diarios, adicionales a la producción actual. ⁽¹⁾

Por este motivo el presente trabajo tiene como objetivo presentar un estudio técnico-económico, para analizar la rentabilidad de la implementación de la inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada en arenas del terciario de la Región Sur.

La inyección alterna de vapor es un método de recuperación mejorada que consiste en inyectar vapor al yacimiento por unas semanas, después el pozo es cerrado para que el vapor transfiera su energía calorífica al yacimiento, y por último el pozo es abierto a producción. El ciclo se repite hasta que el proyecto deja de ser rentable. El principal objetivo de la recuperación por inyección alterna de vapor es transferir calor a la formación y al fluido para disminuir la viscosidad del aceite y este pueda fluir fácilmente.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

Para una mejor comprensión acerca de la inyección de vapor a los yacimientos, en este capítulo se darán a conocer algunos conceptos que se refieren a las propiedades del vapor, de los fluidos de la formación y del medio poroso.

Con el propósito de ubicar el método de recuperación mejorada (RM) que se aplicará en las arenas del Terciario de la Región Sur, y debido a su importancia, se explicarán los diferentes métodos de recuperación de aceite que intervienen en un yacimiento, mostrando los criterios técnicos de selección básicos para la aplicación de estos.

1.1. Conceptos básicos

Masa: Es la cantidad de materia contenida en una sustancia.

Densidad (ρ): La densidad se define como la masa por unidad de volumen de la sustancia a una temperatura específica.

$$\rho = m/v \quad (\text{Ec.1})$$

Peso (W): Es la fuerza con la que un cuerpo es atraído hacia el centro de la tierra.

$$W = mg \quad (\text{Ec.2})$$

Presión (P): Se define como la componente normal de fuerza por unidad de superficie. La presión en un fluido en reposo en un punto dado, es la misma en todas las direcciones.

$$P = F/A \quad (\text{Ec.3})$$

Volumen específico (V): Es el volumen de la unidad de masa de una sustancia.

$$V = v/m \quad (\text{Ec.4})$$

Peso específico (Pe): Es el peso de la unidad de volumen de una sustancia.

$$Pe = \frac{w}{v} \quad (\text{Ec. 5})$$

Temperatura: Es la propiedad de un cuerpo relacionada con su actividad molecular. Esta actividad puede hacer que un cuerpo este más caliente (mayor temperatura) o más frío (menor temperatura).

Estado: Es la condición de cómo se encuentra una sustancia en un instante dado y queda determinada por todos sus propiedades termodinámicas, (presión, volumen específico, temperatura, etc.) es decir, el “estado” de una sustancia es su condición física que depende de las propiedades que posee en un instante dado.

Calor: Es una interacción de energía en un sistema y sus alrededores. El calor generalmente se determina en cualquier sistema a través de los cambios de energía que origina este dentro del sistema o en sus alrededores.

Energía: Es la habilidad o capacidad que tiene un sistema para efectuar cambios en sus propiedades.

BTU: Es la cantidad de calor que se requiere para aumentar la temperatura 1 °F de 1 cm³ de agua.

Trabajo: Se define como cualquier cantidad de energía que fluye a través de la frontera de un sistema.

Transmisión de calor: Es la transmisión de energía de un sistema a otro, de una región a otra de un mismo sistema, como resultado de la diferencia de temperaturas existente entre ellas.

Factor de recuperación de aceite (F_R): Es la relación existente entre el volumen original de aceite o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

$$F_R = \frac{N_p}{N} \quad (\text{Ec.6})$$

Donde:

N_p = Volumen de aceite producido.

N = Volumen original de aceite.

F_R = Factor de recuperación.

1.2. Propiedades de la roca

Una roca sedimentaria constituye un yacimiento de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos definida como porosidad, y la segunda propiedad es la capacidad para permitir que se muevan los fluidos a través de ella y es definida como permeabilidad. También cabe mencionar otra propiedad, la compresibilidad de la formación, esta será útil para conocer el cambio del volumen de poros del yacimiento.

Porosidad: Es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella, por lo tanto la porosidad se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, está formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$V_r = V_p + V_s \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

V_r = Volumen de roca.

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen de sólidos.

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en porcentaje:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \quad (\text{Ec.8})$$

O bien:

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_r} \quad (\text{Ec.9})$$

Es importante señalar que no todos los poros de una roca están siempre comunicados entre ellos, en ocasiones, algunos poros están aislados; por lo que la porosidad de la roca suele clasificarse en:

Porosidad primaria: Se refiere a aquella adquirida al tiempo de depósito y litificación del material, es decir, en la diagénesis. Esto es, a los espacios vacíos que quedan entre los granos y fragmentos minerales en la roca. A esta porosidad también se le conoce con los nombres de porosidad original, intergranular o de matriz.

Porosidad secundaria: Es aquella que adquiere la roca una vez que han actuado en ella ciertos procesos geológicos (mecánicos) o fenómenos químicos. Éstos pueden actuar por separado o en conjunto, asumiéndose que ha sido posterior a la litificación de la roca misma. También se le llega a llamar porosidad inducida.

Porosidad absoluta (ϕ_a): Es la relación entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen de roca, matemáticamente se expresa como:

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad (\text{Ec.10})$$

Donde:

ϕ_a = Porosidad absoluta.

V_r = Volumen de roca.

V_{pc} = Volumen de poros comunicados.

V_{pnc} = Volumen de poros no comunicados o aislados.

Porosidad efectiva (ϕ_e): Se define como el porcentaje del espacio poroso interconectado con relación al volumen total de roca. Esta porosidad es la de interés para la industria petrolera y se expresa como:

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V_r} \quad (\text{Ec.11})$$

Permeabilidad (K): Se puede definir como la facilidad que tiene una roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Así, el grado de permeabilidad de una roca estará definido de acuerdo con la facilidad que presente para el paso de fluidos por medio de ella.

Permeabilidad absoluta (K_a): Es aquella en la cual sólo se considera un líquido mojante presente en el medio poroso saturándolo al 100%. Esto es, si se tiene un solo fluido homogéneo en el medio poroso, entonces la permeabilidad que se tiene no variará considerando que el fluido no reaccione con el medio, esta característica es propia del sistema y será la misma, no importando el fluido, el fluido no debe reaccionar con la roca.

Permeabilidad efectiva (Ke): Se considera que en el medio poroso se tiene presente más de un fluido, es decir, dos fases por lo menos en el sistema. Entonces se dice que la permeabilidad efectiva es la permeabilidad a un fluido en particular, ya sea este aceite, gas o agua. Se dice también que la permeabilidad efectiva a un fluido es la conductividad del medio poroso a éste, cuando existe una cierta saturación del medio, menor de 100%, de dicho fluido. Esta permeabilidad, no sólo depende de la roca, sino también de las cantidades y propiedades de los fluidos presentes en ella. Estas permeabilidades cambiarán en función de la variación de las saturaciones que tengan. Se ha encontrado que: $0 \leq K_{ef} \leq K$.

Permeabilidad relativa (Kr): Es la relación de la permeabilidad efectiva de cualquier fluido (aceite, gas o agua) con respecto a la permeabilidad absoluta ($K_r = K_{ef}/K_a$). Se expresa en fracción ya que nunca es mayor a uno ($0 \leq K_r \leq 1$). Esta permeabilidad, en otras palabras, indica la facilidad de flujo de un fluido a través de la roca, en presencia de otro u otros fluidos comparados con la facilidad de flujo que se tendría si únicamente fluyera un fluido.

Compresibilidad (C): Es el cambio en volumen que experimenta un volumen unitario, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.12})$$

Compresibilidad de la formación (C_f): Se define como compresibilidad de la formación al cambio de volumen de poros, con respecto a la presión de los fluidos contenidos en dicho volumen de poros, matemáticamente se representa como:

$$C_f = - \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.13})$$

Donde:

C_f = Es la compresibilidad de la formación.

V_p = Volumen de poros.

1.3. Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y lo hacen diferente de otro. En la industria petrolera los fluidos que se manejan son aceite, gas y agua. A continuación se mencionaran algunas propiedades que tienen estos fluidos.

Densidad del aceite (ρ_o): Es la relación de la masa de aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión.

$$\rho = \left(\frac{m}{v}\right)_{T,P} \quad (\text{Ec.14})$$

Densidad relativa de aceite (ρ_r): Es el cociente de la densidad del aceite con la densidad de otra sustancia que se usa como patrón. El patrón para el caso de los líquidos la sustancia que se utilizara como patrón es el agua, a 4°C y 1 atmósfera de presión y para los gases se utilizará el aire a las mismas condiciones.

$$\rho_r = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{patrón}}} \quad (\text{Ec.15})$$

Viscosidad del aceite (μ_o): La viscosidad es la propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Además, la viscosidad puede ser vista como la resistencia interna de un fluido a fluir y por lo tanto, depende en gran medida de la densidad y la composición. Usualmente el líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero.

La unidad de medida de la viscosidad (μ) normalmente referida como viscosidad dinámica es el centipoise o poise.

$$\mu = \nu \rho \quad (\text{Ec.16})$$

Donde:

μ = Es la viscosidad dinámica o absoluta.

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del fluido.

Capilaridad: Es una propiedad de los líquidos que depende de su tensión superficial (la cual a su vez, depende de la cohesión o fuerza intermolecular del líquido), que le confiere la capacidad de subir o bajar por un tubo capilar. Cuando un líquido sube por un tubo capilar, es debido a que la fuerza intermolecular (o cohesión intermolecular) entre sus moléculas es menor a la adhesión del líquido con el material del tubo (es decir, es un líquido que moja). El líquido sigue subiendo hasta que la tensión superficial es equilibrada por el peso del líquido que llena el tubo. Sin embargo, cuando la cohesión entre las moléculas de un líquido es más potente que la adhesión al capilar (como el caso del mercurio), la tensión superficial hace que el líquido descienda a un nivel inferior, y su superficie es convexa.

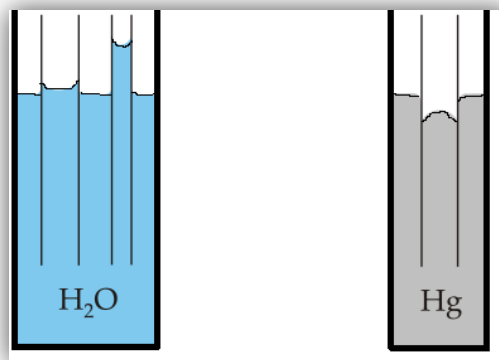


Fig. 1 Efectos de la capilaridad.

Composición de los fluidos: Está referida a cada uno de los compuestos que forman la mezcla del fluido, desde los hidrocarburos como el metano, etano, propano, butano, etc. y los no hidrocarburos que son las impurezas tales como el nitrógeno, oxígeno, helio, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.

Compresibilidad del gas (C_g): Se define como el cambio de volumen del gas debido al cambio de presión a una temperatura constante. Recordando la ecuación de estado del gas ideal, tenemos:

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (\text{Ec. 17})$$

Compresibilidad del aceite (C_o): Es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario de aceite, cuando éste sufre un cambio de presión a una temperatura constante.

$$C_o = - \frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \quad (\text{Ec.18})$$

Relación gas disuelto en aceite (R_s): Es definida como el volumen de gas disuelto en el aceite a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento, por cada unidad de volumen de aceite, medido ambos volúmenes a condiciones base. Este factor es sólo para yacimientos de aceite y su gas disuelto. Es importante señalar que este factor no es adimensional ya que los volúmenes están medidos a diferentes condiciones.

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en el aceite @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec.19})$$

Relación gas-aceite (R): Son los metros cúbicos de gas producidos (el cual considera gas disuelto y gas libre en el yacimiento) por cada metro cúbico de aceite producido, medidos ambos volúmenes a condiciones estándar. Las condiciones de separación como presión, temperatura y número de etapas, afectan el valor de dicha relación.

$$R = \frac{\text{Volumen de gas producido @C.S.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec.20})$$

Factor de volumen del aceite (B_o): Se define como el volumen de aceite del yacimiento requerido para producir un metro cúbico de aceite en el tanque de almacenamiento. El aceite del yacimiento incluye el gas disuelto.

$$B_o = \frac{\text{Volumen de aceite y gas disuelto @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec.21})$$

Factor de volumen del gas (B_g): Es definido como el volumen de gas medido a condiciones de yacimiento entre el volumen de ese mismo gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen de gas @C.Y.}}{\text{Volumen de gas @C.S.}} \quad (\text{Ec.22})$$

Factor de volumen total o de la fase mixta (B_t): Se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado.

$$B_t = \frac{\text{Volumen total ocupado por los fluidos @C.Y.}}{\text{Volumen de aceite @C.S.}} \quad (\text{Ec.23})$$

Presión de rocío (P_r): Es la presión a la cual la primera gota de líquido aparece cuando disminuye la presión en el gas bajosaturado.

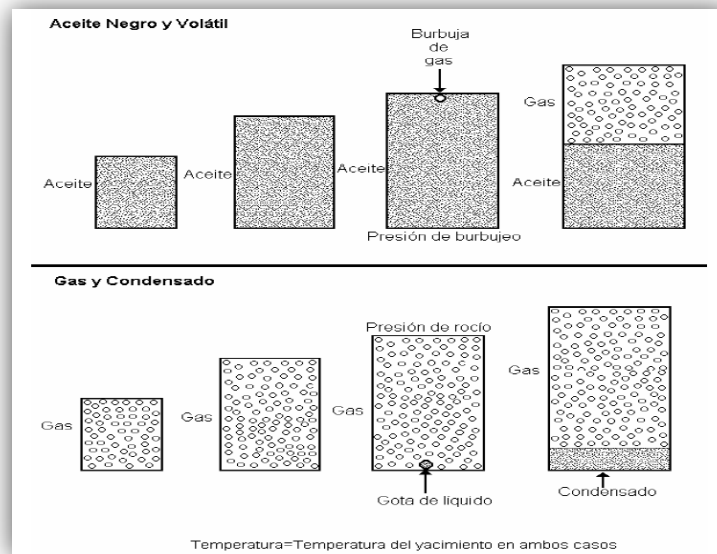


Fig. 2 Proceso de separación Flash en forma esquemática en aceite y gas.

La **Fig.2**, representa la simulación en el laboratorio de una etapa de agotamiento de la presión a temperatura del yacimiento, donde la composición se considera constante y se realiza mediante la prueba denominada separación a composición constante o *separación flash*.

Este proceso consiste en expandir isotérmicamente una parte de la muestra representativa de los fluidos previamente transferida a una celda de análisis PVT que se mantiene a la temperatura del yacimiento constante. Después de cada decremento de presión se permite que el sistema alcance condiciones de

equilibrio termodinámico, antes de registrar los cambios volumétricos que haya experimentado; la prueba termina cuando se alcanza la presión de saturación, o bien, puede continuarse a presiones menores. Las características que se obtienen son el volumen de las fases en función de la presión, que generalmente se reporta como volumen relativo, usando el volumen del fluido en el punto de saturación como el de referencia y la presión de burbujeo para los casos de aceite y la presión de rocío para gas y condensado, también se obtiene la compresibilidad de los fluidos originales del yacimiento en etapa de bajosaturado.

Tensión superficial: Es la propiedad que tienen los fluidos a pegarse a la superficie del recipiente que lo contiene.

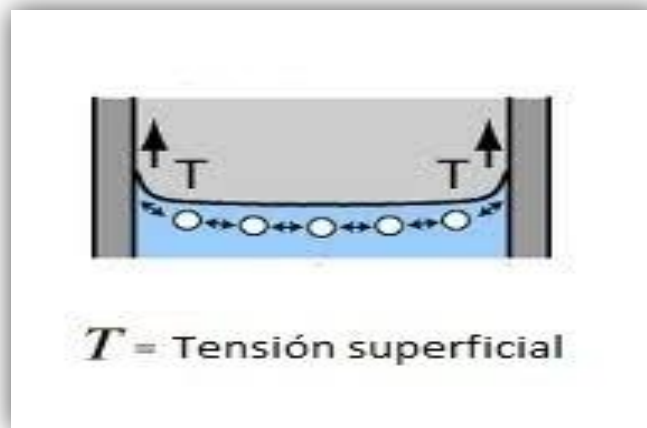


Fig. 3 Proceso de la tensión superficial.

Presión capilar: Es la diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera. Siempre que dos o más fluidos coexistan en un sistema de tubos capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. Estas se pueden determinar para sistemas bifásicos de diferentes clases; de interés para la industria del petróleo están los sistemas de gas-salmuera, gas-aceite y aceite-salmuera.

Los datos de presión capilar se utilizan directamente en programas numéricos de simulación y para calcular la distribución de los fluidos en el yacimiento. Las saturaciones residuales e irreductibles de los fluidos, obtenidas durante las mediciones de presión capilar, se pueden utilizar para ayudar a estimar la cantidad de aceite recuperable y las saturaciones esperadas de agua fósil.

En cualquier medio poroso con presencia de fluidos bifásicos, la fase mojanete tendrá siempre la presión más baja. Por lo tanto, las curvas de presión capilar se pueden también utilizar para determinar las características de mojanete del yacimiento.

API: Es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo, comparándolo con el agua. En la industria petrolera es muy común utilizar el término de grados API, de sus siglas en inglés (American Petroleum Institute), que es la escala utilizada para expresar la gravedad específica de los aceites y se utiliza la ecuación siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \quad (\text{Ec.24})$$

Si los grados API son mayores a 10, el aceite será más liviano que el agua, y por lo tanto flotaría en esta. También los grados API son utilizados para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo.

1.4. Métodos de recuperación de aceite

1.4.1. Recuperación primaria

En esta etapa, los pozos producen el hidrocarburo de manera natural, esto es mediante la energía interna del yacimiento (cuando la presión en este, es la necesaria para empujar los fluidos que allí se encuentran) o por medio de sistemas artificiales.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). Los factores de recuperación que ofrecen la recuperación primaria son los más ineficientes desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, ya que para los periodos de tiempo que se necesitan, se obtienen recuperaciones muy bajas. El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente in situ es en promedio del orden de 10-15% **(Hussein Alboudwarej, 2006)**.

Básicamente la recuperación del aceite se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se verifica solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento, cuyos mecanismos pueden ser:

- 1) Empuje por la expansión del líquido y la roca.
- 2) Empuje por gas disuelto liberado.
- 3) Empuje por casquete de gas.
- 4) Empuje hidráulico.
- 5) Empuje por segregación gravitacional.
- 6) Empuje combinado.

Los mecanismos de empuje son los responsables de aportar la energía necesaria para que los fluidos puedan desplazarse dentro del yacimiento, es decir para que los fluidos puedan ser explotado. Es de vital importancia detectar que mecanismo de desplazamiento está involucrado en el yacimiento , esto debido a que se puede tener un mejor provecho de la recuperación de aceite, así como para estudiar las futuras aplicaciones de mecanismos secundarios como inyección de agua, gas, vapor, entre otros.

1.4.1.1. Empuje por expansión de la roca y fluidos

Los hidrocarburos que se encuentran atrapados en el yacimiento, pueden ser movidos hacia los pozos productores y así extraerlos, este movimiento de hidrocarburo puede ser originado por los procesos físicos que ocurren generalmente combinados como lo son: la expansión de la roca, expansión del gas y el agua congénita de la formación.

La expansión de la roca y los líquidos ocurren en los yacimientos de aceite bajosaturados ($P_y < P_b$), hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado.

La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación (P_b). La relación aceite producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a R_{sj} . La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad y la densidad del aceite. El factor del volumen del aceite aumenta también en la forma muy ligera. Debido a estas circunstancias, el índice de productividad permanece prácticamente constante. Este mecanismo presenta una recuperación muy baja que va del 5 al 8%.



Fig. 4 Compresibilidad de la roca y los fluidos.

1.4.1.2. Empuje por gas disuelto

Este mecanismo actúa alrededor de un tercio de los yacimientos de hidrocarburos. En un yacimiento de empuje por gas en solución no existe capa de gas o empuje por agua. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el desplazamiento del aceite se deba, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien el agua intersticial y la roca continuaran expandiéndose, su efecto resulta despreciable, puesto que la compresibilidad o expansibilidad del gas, es mucho mayor que la de los otros componente de la formación.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos.

El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente a causa de su producción y encogimiento por la liberación de gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentara. El gas fluirรก más fรกcilmente que el aceite, debido a que es mรกs ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros.

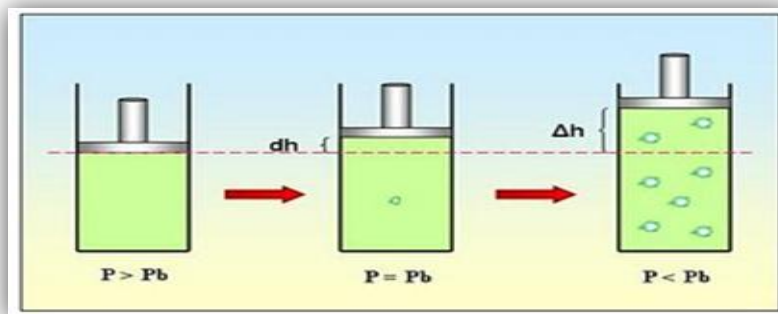


Fig. 5 Gas disuelto liberado

La (Relación gas aceite) RGA que fluye en el yacimiento aumentara constantemente y la RGA producida en la superficie tendrรก un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente.

El empuje por gas disuelto se presenta generalmente en yacimientos cerrados, y la producción de agua es muy pequeña o casi nula. La recuperación obtenida casi siempre es baja, generalmente entre el 5% y el 35 % del aceite contenido a la presión de saturación (P_b).

1.4.1.3. Empuje por casquete de gas

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- La parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

1. Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
2. Bajo ciertas condiciones, pueda formarse por la acumulación del gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
3. La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El empuje por capa de gas tendrá lugar en virtud de la expansión del gas del casquete, debida a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas, será ligera. Si por otra parte, el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite.

Por su mecanismo y características de funcionamiento, el casquete o empuje de gas ofrece la posibilidad de una extracción primaria de petróleo de 15 a 25%. Por lo tanto, al terminar la efectividad primaria del mecanismo, debido al abatimiento de presión y producción del gas, queda todavía por extraerse 75 a 85% del petróleo descubierto.

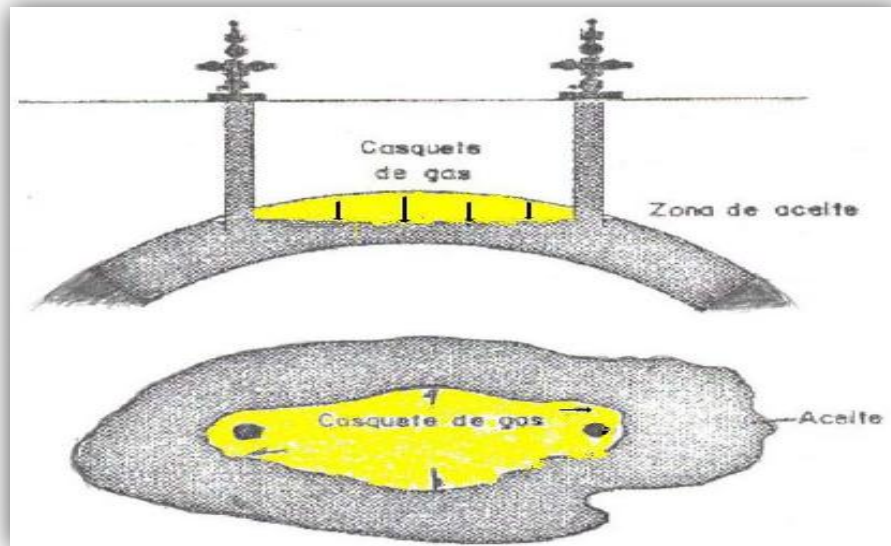


Fig. 6 Expansión por casquete de gas.

Si existen condiciones favorables de segregación se puede obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

1.4.1.4. Empuje hidráulico

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción de aceite. En este tipo de yacimiento no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial (P_i) es mayor que la presión del punto de burbuja (P_b). Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-aceite. El acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada y desplace al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir un ligero abatimiento de ella, el empuje tendrá una muy buena recuperación de aceite, puesto que no habrá liberación de gas en solución o si la hay será pequeña. La relación gas-aceite (RGA) no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto.

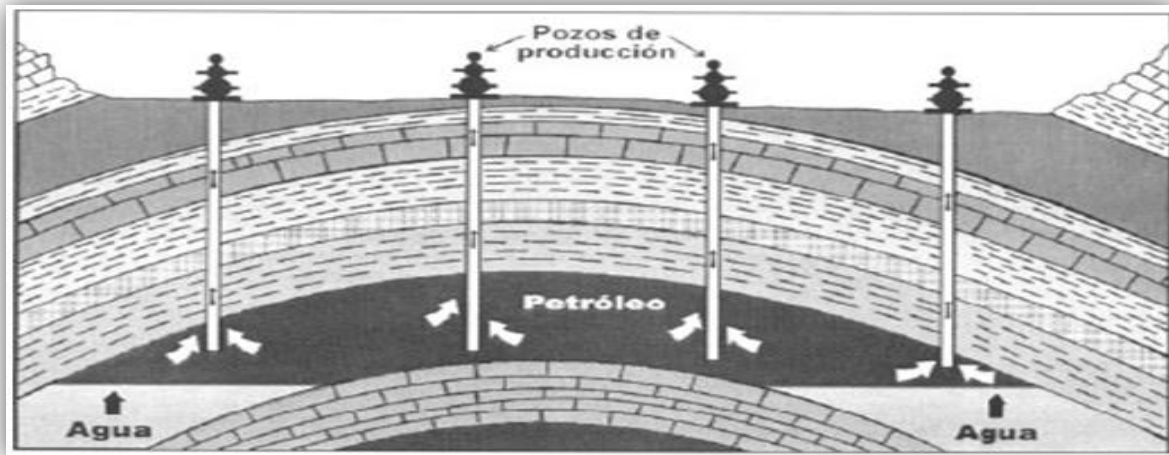


Fig. 7 Empuje hidráulico

Los requerimientos básicos para este proceso son:

- Una fuente adecuada que suministre agua en forma permanente al yacimiento.
- Una presión diferencial entre la zona del aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión.

Como agente desplazante, el agua tiene una ventaja sobre el gas, debido a que a su menor movilidad, un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menor tendencia que el gas a fluir a través del aceite. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable. La recuperación varía normalmente entre el 35% y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento.

1.4.1.5. Empuje por segregación gravitacional

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje y se caracteriza por tener alta inclinación en los estratos, es decir un alto buzamiento, de modo que cuando el gas se libere del aceite por fuerzas gravitacionales, el petróleo se desplace paralelamente al buzamiento; sin embargo, se considera más bien como modificación de los demás empujes.

Por ejemplo, en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

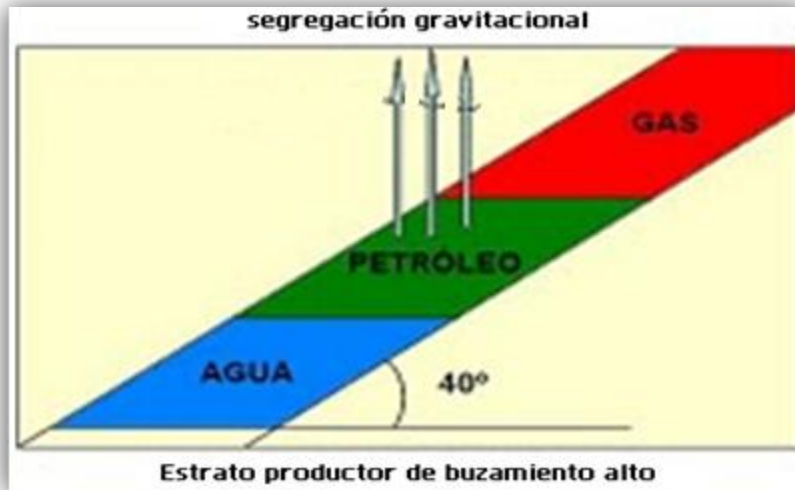


Fig. 8 Empuje por segregación gravitacional.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando:

- Poseen espesores considerables o alto relieve estructural.
- Alta permeabilidad vertical y,
- Cuando los gradientes de presión aplicados no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

1.4.1.6. Combinación de empujes

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.

1.4.2. Recuperación secundaria

A causa de las fuerzas de capilaridad, conforme se extraen los hidrocarburos, una parte de los mismo tiende a quedarse en la roca, por lo cual, disminuye la recuperación, para compensar esta pérdida se ha introducido técnicas de bombeo, desplazamiento de aceite y manteamiento de la presión por inyección de fluidos, los cuales en conjunto se denominan recuperación secundaria, EOR del inglés (*Enhanced oil recovery*), es decir toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtenga con la energía propia del yacimiento.

Fundamentalmente la recuperación secundaria consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el hidrocarburo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan en pozos anteriormente seleccionados (pozos inyectoros), y desplazan o barren una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores), en esta etapa no se alteran las propiedades del sistema roca-fluido.

El 85% de la producción mundial de crudo se obtiene actualmente por métodos de recuperación primaria y secundaria con una recuperación promedio del 35% de aceite in situ.

1.4.2.1. Inyección de agua

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año de 1865. La primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones de aceite, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de aceite en los pozos vecino.

Básicamente lo que ocurre en una inyección de agua es que el agua proveniente de un pozo inyector penetra entre los poros de la roca saturada de aceite y lo empuja hacia las zonas de menor presión, es decir hacia el pozo productor.

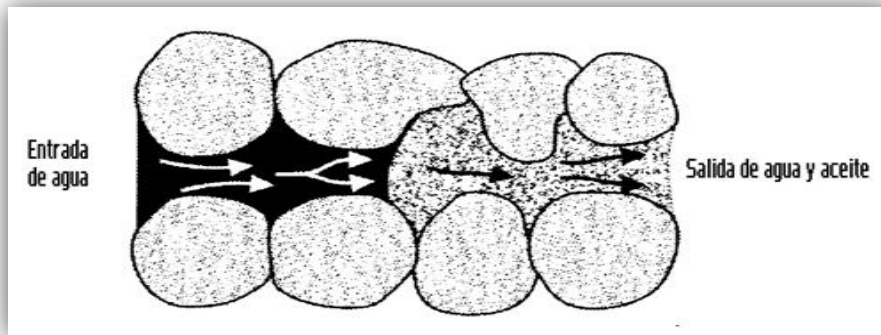


Fig. 9 Esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo (según Clark).

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos maneras:

a) Inyección periférica:

Consiste en inyectar el agua en el área externa de la zona de aceite a través de pozos inyectoros cuya profundidad debe ser la adecuada para que el agua sea añadida al acuífero que conecta con el yacimiento y así aumentar su influencia en la producción.

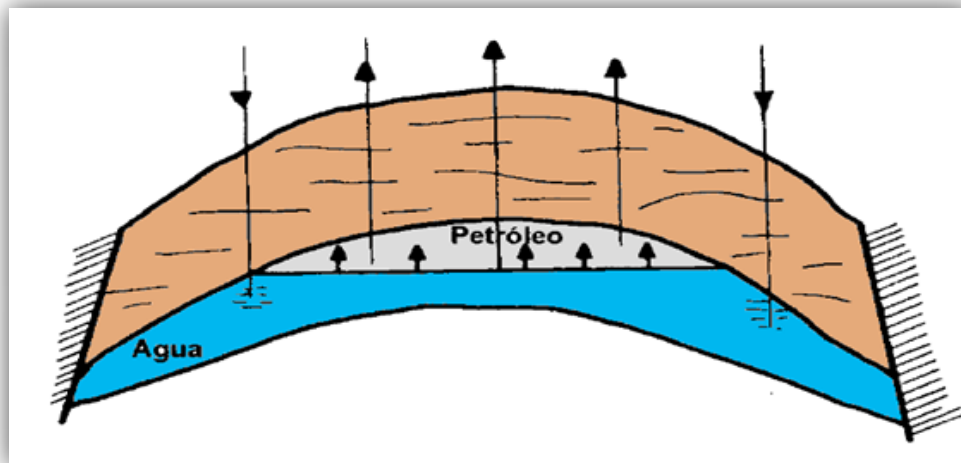


Fig. 10 Yacimiento anticlinal con acuífero en el fondo.

Características:

- 1) Se utiliza cuando no se posee una buena descripción de yacimiento.
- 2) Los pozos inyectoros se colocan en el acuífero, fuera de la zona de aceite.

Tabla 1 Ventajas y desventajas de la inyección de agua periférica.

Ventajas	Desventajas
- Se utilizan pocos pozos.	- No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión.
- No requiere de la perforación de pozos adicionales.	- En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer un arreglo de pozos.
- No se requiere buena descripción del yacimiento.	- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento
- Tiene una recuperación alta de aceite con un mínimo de producción de agua	- El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto la recuperación es a largo plazo.

b) Inyección en arreglos o dispersa:

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores que están posicionados en arreglo geométrico con respecto a los inyectores.

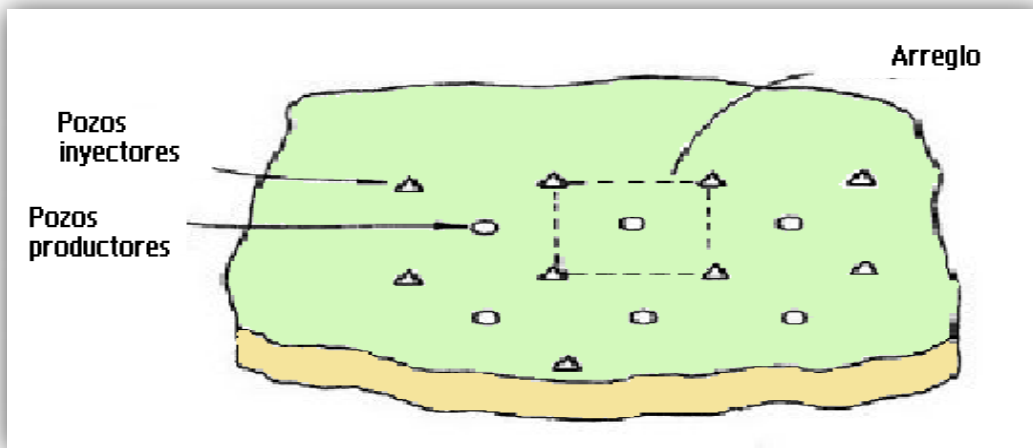


Fig. 11 Inyección de agua en arreglo.

Características:

- 1) La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- 2) Empleado particularmente en yacimientos con gran extensión areal.

- 3) Los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores existente, o se perforan pozos inyectoros interespaciados, con el propósito de obtener una recuperación uniforme.

Tabla 2 Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.

Ventajas	Desventajas
- Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos.	- Requiere una mayor inversión, respecto a la inyección externa.
- Rápida respuesta del yacimiento.	- Es más riesgosa.
- Elevadas eficiencias de barrido areal.	- Exige un mayor seguimiento y control.
- Buen control del frente de invasión.	- Mayor requerimiento de recursos humanos.

1.4.2.2. Inyección de gas

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de aceite y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía de desplazar el aceite para tener una mejor recuperación.

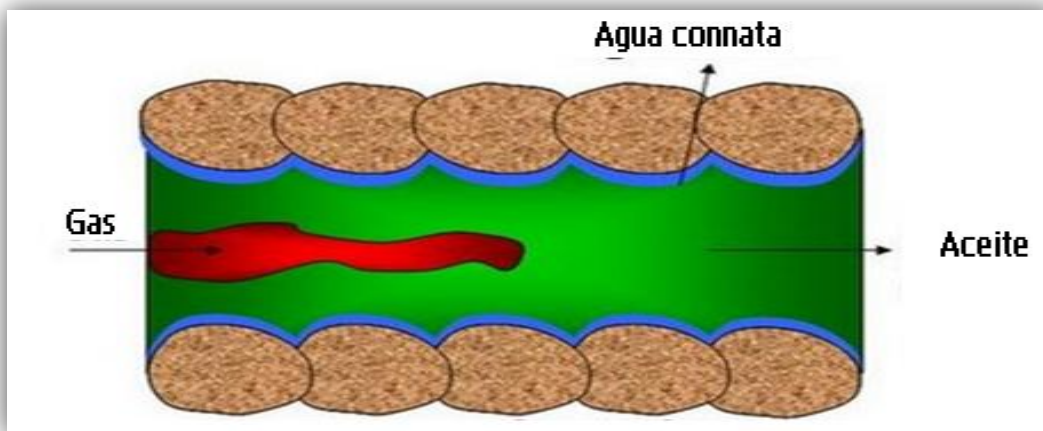


Fig. 12 Esquema del desplazamiento de aceite por gas en una canal de flujo.

Debido a que el gas es más liviano que el aceite, este tiende a formar una capa artificial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae por debajo de la capa, esto resultará en una forma de mantenimiento de presión y las tasas de producción pueden mantenerse.

El comportamiento de cualquier gas como fluido desplazante inmisible (Aire, Nitrógeno, Dióxido de carbono), dependerá de su viscosidad, la cual controla la eficiencia del desplazamiento, la densidad. A condiciones de yacimiento determinara la segregación gravitacional y, el coeficiente de difusión tendrá menor efecto sobre la eficiencia microscópica del desplazamiento.

La presión de inyección es un factor importante, en un proceso de recuperación secundaria, la presión de inyección debe estar por debajo de la presión mínima de miscibilidad (PMM), con el cual se garantiza un mantenimiento de presión por un desplazamiento inamisible.

Tipos de inyección

a) Inyección de gas interna o dispersa

La inyección de gas se realiza dentro de la zona de aceite, se aplica por lo general en yacimientos con empuje por gas en solución, sin casquete de gas y donde no hay tendencia a desarrollar una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

Características:

- 1) Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- 2) Por lo general, se requiere un número elevado de puntos de inyección.
- 3) La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Tabla 3 Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna.

Ventajas	Desventajas
- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.	- La eficiencia de recuperación mejora muy poco como consecuencia de la posición estructural o drene gravitacional.
- La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.	- La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
	- Lo canales de gas formados por alta velocidad de flujo, originan eficiencias de recuperación bajas.

b) Inyección de gas externa

Es la inyección de gas en la cima de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

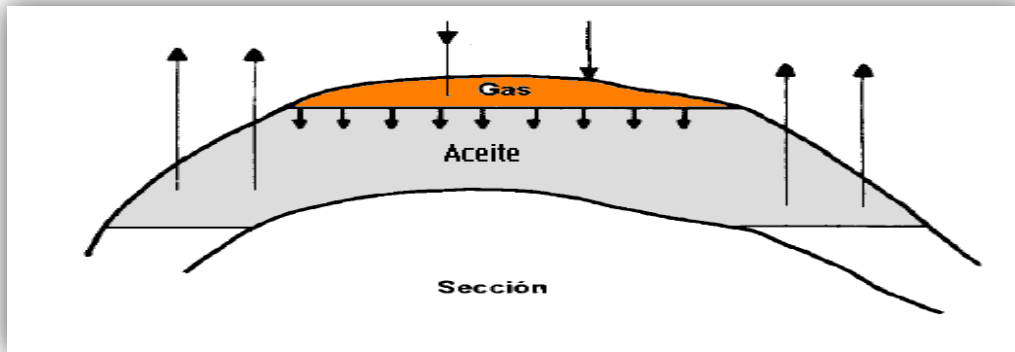


Figura 1. Inyección de gas externa.

Características:

- 1) Se usa en yacimiento de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el aceite.
- 2) Yacimientos con altas permeabilidades verticales >200 (mD).
- 3) Pozos colocados de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectada.

Tabla 4 Ventajas y desventajas de la inyección de gas externa.

Ventajas	Desventajas
- Eficiencia de barrido areal es superior	- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Beneficios obtenidos por drene gravitacional son mayores.	- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.
	- Las intercalaciones de lutitas, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

1.4.2.3. Inyección alternada o combinada de agua y gas

A partir de los dos tipos básicos de inyección, agua y gas, surgen otros dos a partir de los dos tipos de combinación o uso alternado de los mismos, estos se definen como WAG (Water Alternating Gas) y D.D (Doble desplazamiento)

WAG; consiste en alternar la inyección de agua y gas, esta se realiza en condiciones internas, es decir por medio de arreglos, el principio se fundamenta en la diferencia de movilidades, por ende la redistribución de los patrones de flujo obtenidos en la zona de saturación residual de aceite.

D.D; es un concepto que utiliza el mismo fundamente, redistribuir el aceite a nivel de poro, y sin embargo, se realiza como un proceso de inyección externa de gas, al final de la inyección o invasión del yacimiento por agua.

Si bien este procedimiento ha sido utilizado en yacimientos que no presentan fracturas en los cuales dan resultados satisfactorios, en yacimientos fracturados no está aún del todo valido. Alternando el tipo de fluido que desplaza al aceite, se logran contactar diferentes líneas de flujo, y por consiguiente se puede recontactar, para desplazamiento, una mayor cantidad de aceite, incrementando con esto el valor de la recuperación.

1.4.3. Recuperación mejorada

Se agrupan en tres categorías: Químicos, inyección de gases (miscible o inmisible) y térmicos. Anteriormente con la clasificación antigua, los métodos mejorados recibieron el nombre de terciarios porque se desarrollaban después de haber aplicado un método de recuperación secundaria el cual obtuvo resultados insatisfactorios. El objetivo principal de los métodos de recuperación mejorada de aceite es obtener el máximo de hidrocarburos adicional que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía ajena, cualquiera que sea el tipo de ella.

Desde principios de los años 50's, una significativa cantidad de investigaciones de laboratorio y pruebas de campo se habían emprendido y algunos resultados encontrados se han desarrollado en una escala comercial, tratando de que los métodos de recuperación mejorada tengan el objetivo de:

- Eliminar o reducir la capilaridad y las fuerzas interfaciales y así mejorar la eficiencia de desplazamiento.
- Mejorar la eficiencia de barrido por reducción de movilidad entre los fluidos inyectados y los del yacimiento.
- Hacer efecto en ambos fenómenos simultáneamente.

Los métodos químicos de la recuperación mejorada de aceite son caracterizados por la adición de un químico en agua, a fin de mejorar las condiciones interfaciales más favorables para el desplazamiento de aceite. La inyección de surfactantes es compleja, requiriendo una prueba de laboratorio detallada para apoyar el diseño de los proyectos de campo. La inyección alcalina ha sido usada en aquellos yacimientos que contienen tipos específicos de aceite crudo con un índice de acidez alto.

Los métodos térmicos proporcionan una conducción de fuerza e adición de calor al yacimiento para reducir la viscosidad del aceite y vaporizarlo. Esto hace al aceite más volátil y así puede ser más eficaz la conducción a la producción del pozo. La inyección de vapor ha sido comercialmente utilizada desde principios de los 60's y es el método más avanzado en términos de experiencias de campo.

Otros métodos como la actividad bacteriana, minas, calentamiento eléctrico del yacimiento han sido propuestos, pero su potencial para incrementar las reservas de aceite debe ser demostrado. La combustión “in-situ” es normalmente aplicada a yacimientos de fluidos con baja densidad ($^{\circ}$ API), pero han sido probadas en campos bajo una gran variedad de condiciones de yacimiento. Solo pocos proyectos han demostrado adelantos económicos a escala comercial. A la fecha la combustión in-situ ha sido más efectiva para la recuperación de aceites viscosos en yacimientos de fluidos moderadamente espesos (**National Petroleum Council, 1984**).

1.4.3.1. Inyección de químicos

Este método de recuperación mejorada de hidrocarburos incluye el desplazamiento por, polímero, surfactantes y alcalinos o cáusticos.

Los métodos químicos de la recuperación mejorada de aceite son caracterizados por la adición de un químico en agua, con el objetivo de mejorar las condiciones interfaciales más favorables para el desplazamiento de aceite.

1.4.3.1.1. Inyección con polímeros

La inyección en yacimiento con polímeros solubles en agua, es considerada como el método de recuperación mejorada de aceite más económico.

El papel de los polímeros solubles en agua es incrementar la viscosidad del agua y reducir la permeabilidad efectiva al agua, en otras palabras, se reduce la relación de movilidad agua-aceite. Entonces, la eficiencia de barrido volumétrico (areal por vertical) es mejorada y una mayor recuperación de aceite es obtenida.

En comparación con la inyección de solamente agua, la inyección de solución polimérica acelera la producción de aceite obteniendo altas recuperación al rompimiento. La inyección de polímeros es exitosa cuando se aplica en las primeras etapas de los procesos de inyección de agua.

Los mecanismos principales que intervienen en la inyección de polímeros son:

- Incremento de la viscosidad del agua.
- Disminución de la movilidad del agua.
- Contacta un mayor volumen de yacimiento.

En el proceso de control de movilidad, el polímero es usado para alterar las características de flujo fraccional de la fase agua, la cual está desplazando al aceite. En el proceso de control de perfil, el gel de polímero se usa para bloquear el canal de agua y desviar el flujo a partes del yacimiento donde no ha sido apropiadamente barrido.

Este proceso tiene un gran potencial en yacimiento que son moderadamente heterogéneos, conteniendo aceites de intermedia viscosidad y que además tienen relación de movilidad agua-aceite adversa.

La inyección de polímeros es un buen método químico de recuperación de aceite, pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo han demostrado que el proceso de inyección de polímeros es más efectivo aplicado en etapas tempranas de la inyección de agua cuando la movilidad de la saturación de aceite es todavía alta.

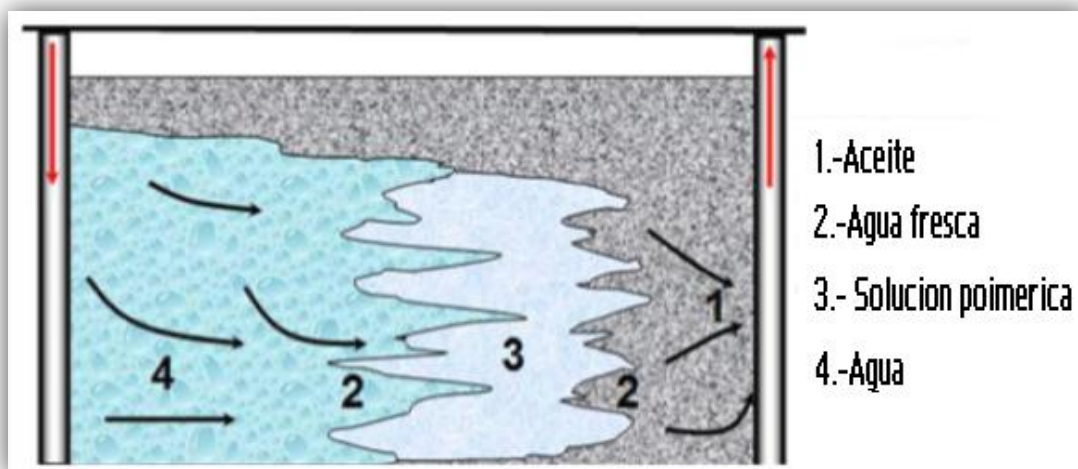


Fig. 13 Fases de la inyección con polímeros

Criterios de selección técnica

Tabla 5 Criterios de selección técnica para la inyección con polímeros.

Características del aceite	
Densidad	>20 API°
Viscosidad	<35 cp.
Composición	Hidrocarburo con alto contenido de ligeros e intermedios
Características del yacimiento	
So	>35% del volumen poroso.
Formación	Areniscas preferentemente.
Espesor neto	> 3 metros (10 pies).
Permeabilidad	>10mD.
Profundidad	<2,700 m (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.
Temperatura	<80°C (175°F)

1.4.3.1.2. Inyecciones con surfactantes

La inyección de surfactantes se puede definir como cualquiera de los varios procesos que utilizan inyección de soluciones surfactantes en yacimientos de aceite del subsuelo, para mejorar la recuperación de aceite. La mezcla inyectada (bache químico) tiene una composición que normalmente incluye algunos de los siguientes elementos: agua, hidrocarburo, alcoholes, polímeros y sales inorgánicas. La inyección de surfactantes es compleja, ya que requiere una prueba de laboratorio detallada para apoyar el diseño de los proyectos de campo.

Generalmente para que se obtenga un desplazamiento eficiente se requiere de una movilidad del fluido desplazante menor que la de los fluidos que van a ser desplazados. El bache químico debe tener por lo tanto una más alta viscosidad efectiva que la de los fluidos (aceite-agua) que son empujados a través del yacimiento.

Este método consiste en la inyección de un bache que contiene agua, surfactante, electrolito (sal), usualmente un disolvente (alcohol). Dado que el bache contiene costosos químicos, el volumen inyectado debe ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento, el tamaño del bache es usualmente del 5 a 15 % del volumen poroso, para una alta concentración de surfactantes en este y del 15 al 50% para concentraciones bajas. El bache de surfactante es seguido por agua con polímeros. Las concentraciones de polímeros están en el rango de 500 a 2,000 $\frac{mg}{l}$, el volumen de solución de polímeros inyectados depende del diseño del proceso.

Los mecanismos principales que intervienen en la inyección de surfactantes son:

- Incremento en la viscosidad del agua de inyección.
- Disminución en la movilidad del agua.
- Mejora en la relación de movilidades.

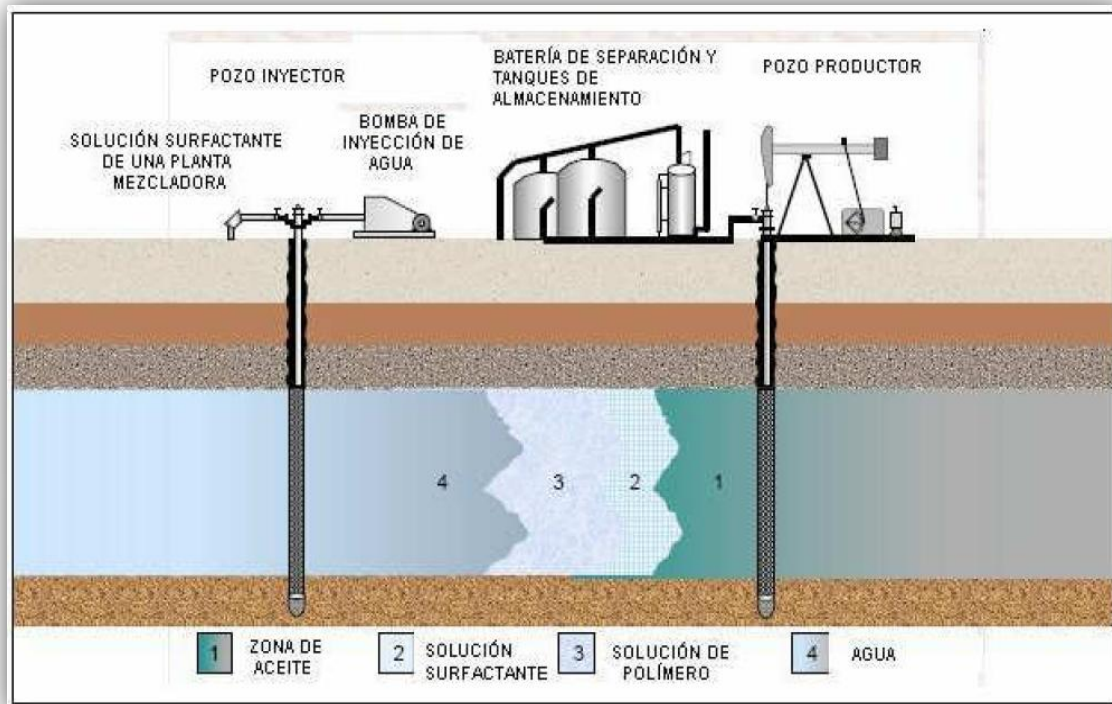


Fig. 14 Inyección por medio de surfactantes.

Criterios de selección técnica

Tabla 6 Criterios de selección técnica para la inyección con surfactantes

Características del aceite	
Densidad	>15° API.
Viscosidad	<150cp (preferentemente <100 cp y 10 cp).
Composición	No es un parámetro crítico.
Características del yacimiento	
So	<50% del volumen poroso.
Formación	Areniscas preferentemente, puede ser usada en carbonatos.
Espesor neto	No es un parámetro crítico.
Permeabilidad	>10mD (tan bajos como 3mD).
Profundidad	<2,740 m (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.
Temperatura	<93°C (200°F) para minimizar la degradación de polímeros.

1.4.3.1.3. Inyección de alcalinos

El proceso de inyección de alcalinos es un proceso relativamente simple y de bajo costo si se compara con otros procesos de inyección de químicos. La inyección de alcalinos o cáusticos se puede definir como la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio e hidróxido de potasio seguido de agua o salmuera.

Consiste en inyectar un bache que podría contener por arriba del 5% de solución alcalina de agua. En el frente de desplazamiento se concentrara el agua intersticial o congénita, así como el aceite original del yacimiento. Los químicos alcalinos reaccionan con ácidos orgánicos de algunos aceites para producir surfactantes in-situ, que generan una disminución dramática de la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

Este método mejora la recuperación de aceites ácidos por procesos de dos etapas.

La primera etapa, incluye la movilización del aceite residual por los cambios basados en la configuración como emulsificación y alteración de la mojabilidad.

La segunda etapa, incluye la modificación de las características de producción macroscópicas de la fase de aceite movilizado.

La eficiencia de recuperación total puede ser incrementada en esta etapa mediante mejoras en la eficiencia de desplazamiento a través del control de movilidad.

Debido a que la inyección de alcalinos se realizara después de una inyección de agua, la solución de alcalinos formará un banco de aceite detrás de este pre lavado e ira desplazando hacia el pozo productor el aceite original y el agua congénita del yacimiento, los agentes alcalinos además, reaccionan como la superficie de la roca del yacimiento alterando así la mojabilidad ya sea la superficie de la roca mojada por aceite o bien mojada por agua. El bache de solución alcalina será desplazado por una posterior inyección de agua que generalmente es aislada del bache que contiene solución, esto para evitar la degradación de la solución y al mismo tiempo impedir la digitación de esta hacia el rente de desplazamiento.

En el proceso de inyección de alcalinos, el alcalino reacciona con los componentes ácidos del aceite crudo conduciendo a una disminución en la tensión interfacial (TIF) (siendo este el principal mecanismo) entre el agua y el aceite, emulsificación del agua y el aceite y solubilización de las películas interfaciales (**Mungan 1981**), todos estos mecanismos incrementan potencialmente la recuperación de aceite. Este proceso continua siendo muy complejo para garantizarlo, aun con investigación cuidadosa de laboratorio y pruebas de campo, antes de su aplicación.

Mecanismos de recuperación

- Una reducción de la tensión interfacial resultante de la producción de surfactantes.
- Cambio en la mojabilidad de la roca, de ser mojada por aceite a ser mojada por agua.
- Cambio en la mojabilidad de la roca, de ser mojada por agua a ser mojada por aceite.
- Emulsificación y desplazamiento del aceite.
- Emulsificación y desplazamiento del aceite para ayudar al control de la movilidad.
- Solubilización de películas de petróleo y de la interface agua-aceite.

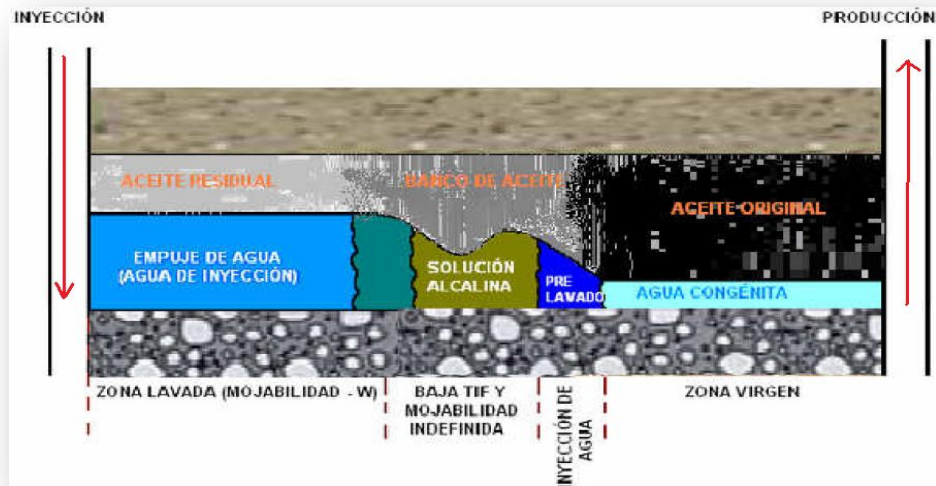


Fig. 15 Inyección de alcalinos.

Criterios de selección técnica

Tabla 7 Criterios de selección técnica para la inyección con alcalinos.

Características del aceite	
Densidad	13 – 35 °API
Viscosidad	<200 cp.
Composición	Son requeridos algunos ácidos orgánicos del aceite.
Características del yacimiento	
So	Menor a la saturación residual de agua.
Formación	Areniscas preferentemente.
Espesor neto	No es un parámetro crítico.
Permeabilidad	>20mD
Profundidad	<2,740 m (9,000 pies) tomando en cuenta la temperatura.

1.4.3.2. Métodos miscibles

La miscibilidad puede definirse como un fenómeno físico entre dos o más fluidos que al mezclarse totalmente formen una sola fase homogénea, sin la existencia de una interfase entre ellos.

A nivel molecular, la miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son igual o mayores que aquellas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminara la interfase original. ⁽¹⁾

Los procesos de desplazamiento miscible involucran la inyección de un solvente tal como alcohol, hidrocarburos refinados, gases hidrocarburos condensados, gas licuado, bióxido de carbono o nitrógeno, los cuales pueden disolverse en el aceite bajo ciertas condiciones de presión.

Básicamente el solvente inyectado reduce las fuerzas capilares que causan la retención del aceite en los espacios porosos de las rocas del yacimiento. En este proceso, después del bache de solvente inyectado se inyecta un líquido o gas para forzar la mezcla entre el solvente y el aceite. Los procesos de desplazamiento miscible pueden dividirse en:

- 1) Inyección de gas hidrocarburo.
- 2) Bióxido de carbono (CO_2).
- 3) Nitrógeno (N_2).

1.4.3.2.1. Inyección de gas hidrocarburos

En caso de que el gas inyectado llegue a ser miscible con el aceite residual, la recuperación puede alcanzar valores de 90% en el área barrida y pueden estar involucrados tres procesos distintos (**Stalkup F.E. 1983**).

1. Proceso miscible de primer contacto. Este proceso, los solventes se mezclan directamente con el aceite del yacimiento en todas las proporciones y su mezcla permanece siempre en una fase simple. Otros solventes no son directamente miscibles con el aceite del yacimiento pero bajo las condiciones adecuadas de presión y composición del solvente pueden alcanzar la miscibilidad in-situ por transferencia de masa de los componentes del aceite y los solventes a través de un repetido contacto con los aceites del yacimiento. La miscibilidad alcanzada de esta forma es llamada “ de contacto múltiple” o “ miscibilidad dinámica”

2. Vaporización de gas o empuje por alta presión. Este mecanismo de empuje consigue la miscibilidad dinámica mediante vaporización in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del aceite del yacimiento dentro del gas inyectado. Los componentes intermedios del aceite son removidos por el gas inyectado, el cual se enriquece hasta mezclarse finalmente con el aceite.

3. Condensado o empuje por gas enriquecido. Este proceso, la miscibilidad dinámica se consigue mediante la transferencia in situ de los hidrocarburos de peso molecular intermedio del gas inyectado al aceite del yacimiento. El gas natural enriquecido con cadenas del etano al hexano, seguidas por metano y posiblemente agua (gas inyectado), transfiere sus componente enriquecedores al aceite, de tal forma que la viscosidad del aceite disminuirá, y la miscibilidad se desarrollara en el área de los inyectores.

1.4.3.2.2. Inyección de bióxido de carbono (CO₂)

La inyección de CO₂ es una de las técnicas de recuperación mejorada más eficientes con una recuperación que puede alcanzar 25%. Esto es debido al efecto de hinchamiento y reducción de la viscosidad de aceite. Además, los desplazamientos miscibles tienen un mayor nivel de ocurrencia. De hecho, la presión requerida para alcanzar la miscibilidad con el aceite original es menor para el CO₂ al compararlo con otros gases.

Los procesos de flujo de CO₂ pueden ser clasificados como miscibles e inmiscibles. Los mecanismos de recuperación en los procesos inmiscibles involucran empuje por gas disuelto, reducción en la viscosidad e hinchamiento del aceite.

En los procesos miscibles, el CO₂, es efectivo en la recuperación de aceite por varias razones. En general el CO₂ es muy soluble en aceite crudos a presiones de yacimiento, por lo tanto, hincha el volumen neto de aceite y reduce su viscosidad mucho antes de alcanzar la miscibilidad mediante el mecanismo de vaporización de gas. Una vez alcanzada la miscibilidad, ambas fases, aceite y CO₂ pueden fluir juntas debido a la baja tensión interfacial y al relativo incremento de los volúmenes totales de aceite y CO₂ comparados con la fase de agua. Gracias a estos mecanismos, puede presentarse una buena recuperación a presiones por debajo de las requeridas para la generación de la miscibilidad.

Sin embargo, generación de miscibilidad entre el aceite y el CO_2 es aun considerado el mecanismo de producción más importante, y esto ocurrirá en la mayoría de los sistemas CO_2 /aceite crudo cuando la presión sea lo suficientemente alta. En general, se requieren altas presiones para comprimir el CO_2 a una densidad a la cual llegue a ser un buen solvente para los hidrocarburos más ligeros del aceite.

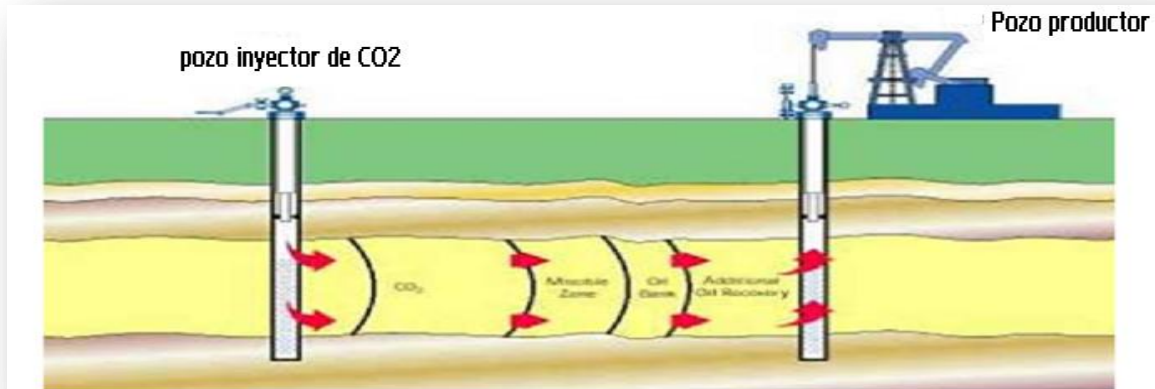


Fig. 16 Inyección de Bióxido de carbono (CO_2).

1.4.3.2.3. Inyección de Nitrógeno N_2

Una de las ventajas del uso de nitrógeno como gas de inyección, sobre los gases naturales y el CO_2 , es la abundancia y disponibilidad del nitrógeno. Esta ventaja es debido al hecho de que el nitrógeno se encuentra en el aire y mediante el uso de apropiada tecnología puede ser extraído.

El principal objetivo de la inyección de N_2 es lograr la miscibilidad con el fluido del yacimiento. En el desplazamiento miscible, el nitrógeno puede desplazar al aceite fácilmente mediante el desarrollo de un banco miscible a través de la vaporización de los componentes intermedios del aceite. El nitrógeno adquiere miscibilidad dinámica con el aceite del yacimiento a altas presiones, lo cual ocurre por la transferencia de masa de los componentes intermedios del aceite dentro del gas de inyección seguido por la condensación de las masas moleculares intermedias más grandes dentro de la fase líquida a partir de la fase de gas enriquecido, esto ocurre a través de un procesos multicontacto que involucran un mecanismo combinado de vaporización – condensación del gas.

Además de los mecanismos de vaporización algunos otros mecanismos juegan un papel importante en la efectividad de la recuperación de aceite por inyección de nitrógeno como:

- Incremento de la densidad de la fase desplazante.
- Incremento de la viscosidad de la fase desplazante.
- Reducción de la tensión interfacial en la interface.

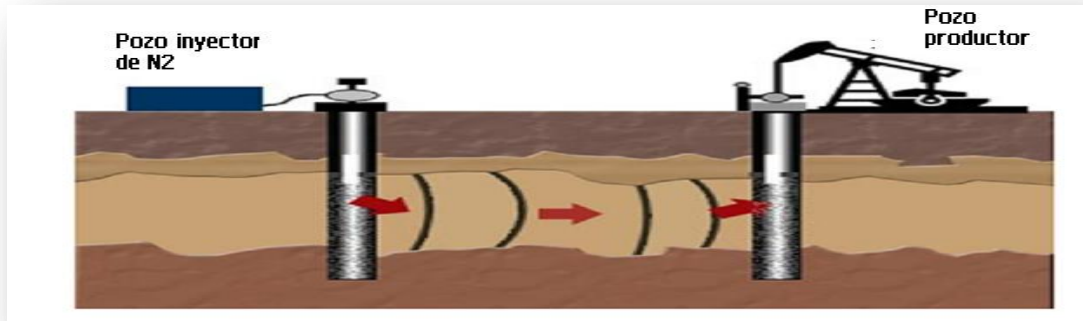


Fig. 17 Inyección de nitrógeno (N₂).

Criterios de selección técnica

Tabla 8 Criterios de selección técnica para la inyección de N₂ y CO₂

Características del aceite	
Densidad	<24°API (>35° API para nitrógeno)
Viscosidad	<.4 cp
Composición	Hidrocarburos con alto contenido de componentes ligeros.
Características del yacimiento	
So	>40 del volumen poroso.
Formación	Areniscas, carbonatos con fractura y alta permeabilidad.
Espesor neto	Relativamente delgado.
Permeabilidad	No es un parámetro crítico.
Profundidad	>1,830m (6,00 pies).

1.4.3.3. Métodos Térmicos

Los métodos de recuperación térmica básicamente, buscan disminuir la viscosidad de los fluidos, disminuyendo así, la resistencia al flujo y, por ende, permitir que las fuerzas desplazantes presentes en el yacimiento aumenten la producción de crudo.

1.4.3.3.1. Inyección de agua caliente

En este proceso el agua debe ser calentada a una temperatura mayor que la temperatura original del yacimiento, pero menor a la temperatura de vaporización del agua a condiciones de yacimiento. En el yacimiento el agua caliente fluye dentro de la formación perdiendo calor hasta tomar la temperatura del yacimiento. Inmediatamente después de la inyección del agua, comienza a formarse una zona caliente y un banco de agua fría. El banco de agua fría continua aumentando delante de la zona caliente la cual también aumenta pero en menor cantidad. Esto ocurre debido a que la transferencia de calor es casi instantánea.

Los beneficios de la inyección de agua caliente ocurren mucho tiempo después de que el agua fría es producida por el pozo productor y la recuperación de aceite tiene necesariamente altos gastos de agua-aceite.

El calor disminuye la viscosidad y la densidad del aceite y del agua. Los beneficios económicos dependen primordialmente del calor requerido para producir más aceite. Este costo depende de la cantidad de calor perdido en los alrededores de la formación. El calor perdido depende del espesor del yacimiento, temperatura y gasto de agua, la profundidad de la formación y las características de las rocas del yacimiento. En general el porcentaje de calor perdido disminuye mientras el gasto de inyección y el espesor del yacimiento aumenta.

El mayor problema de la inyección de agua caliente es la gran movilidad del agua caliente y la baja movilidad del aceite. Esto causa un barrido muy deficiente resultando una alta recuperación de agua y una pobre recuperación de aceite.

El mayor uso de este método se hace en campos de Pensilvania en donde la permeabilidad al agua y los gastos de agua son bajos.

1.4.3.3.2. Combustión In-Situ

La combustión In-situ involucra la creación de un frente de fuego en el yacimiento, y su propagación por inyección de aire. El frente quemante o zona de combustión, se moverá en la formación como una estrecha banda, consumiendo o desplazando los fluidos encontrados frente a él hacia los pozos productores. El calor generado dentro de la zona de combustión es transportado corriente abajo por los gases quemados, y conducido a través del sistema roca-fluidos. Alrededor de un 30% es transmitido a los estratos superiores e inferiores, y puede ser considerado perdido para todo propósito práctico.

El ritmo de generación de calor en la zona de combustión deberá ser tal, que en vez de perder intensidad, mantenga la temperatura por encima de la mínima de ignición del aceite crudo involucrado; de lo contrario, la zona de combustión llegará a extinguirse.

La formación detrás de la zona de combustión consiste de roca limpia y caliente. El aire inyectado será precalentado por la formación ayudando a recuperar el calor almacenado y transportado corriente abajo hacia el frente de combustión. Sin embargo, dada la baja capacidad calorífica del aire, el ritmo de recuperación de calor es bajo y mucho del calor contenido en la formación caliente es cedido a las formaciones adyacentes.

Una variación de la combustión in-situ, es la “combustión inversa”. En este caso, a diferencia de la combustión directa, la dirección del movimiento de la zona de combustión es opuesta a la del flujo del aire. Así, la formación puede ser inflamada en un pozo productor mientras que el aire es inyectado en el pozo inyector. En tal caso, la zona de combustión se moverá del pozo productor hacia el pozo inyector, con el propósito de incrementar la concentración de oxígeno **(J.M., Faroug, 1974)**

A diferencia de la combustión directa, en la combustión inversa, la zona de combustión no necesita consumir todos los fluidos frente a ella. La cantidad de hidrocarburos consumida dependerá del ritmo de inyección de aire.

Una de las ventajas de este método con respecto a la inyección de vapor es que aquí no se forman emulsiones en las primeras etapas productivas; en cambio en la inyección de vapor se pueden formar emulsiones desde el primer ciclo en ocasiones de tipo inverso (agua en el aceite); y aunque en la batería de separación se aplican desemulsificadores cantidades de agua entre el 2 y 5% pueden permanecer en emulsión. Cuando llega a las refinerías este crudo causa problemas porque hay un desequilibrio térmico en las torres fraccionarias.

Criterios de selección técnica:

Tabla 9 Criterios de selección técnica para la combustión In-Situ.

Características del aceite	
Densidad	<40 °API (normalmente de 10 – 27°API)
Viscosidad	<5,000 cp.
Composición	Contenido de asfáltenos.
Características del yacimiento	
So	>40-50% del volumen poroso.
Formación	Formaciones de arenas y areniscas con alta porosidad.
Espesor neto	> 3 metros (10 pies).
Permeabilidad	>6 mD.
Profundidad	<3,500 m (11,500 pies).
Temperatura	<38°C (100°F) preferentemente.

1.4.3.3.3. Método THAI

Este proceso fue desarrollado al tratar de estabilizar la gravedad del proceso de combustión in situ (ISC), según estudios realizados en 1993 por Ostapovich y Pebdani.

El método de recuperación mejorada de aceite THAI, es un proceso de combustión para la recuperación de aceite pesado y bitúmenes, el cual combina una producción con pozos horizontales y un pozo vertical de inyección de aire.

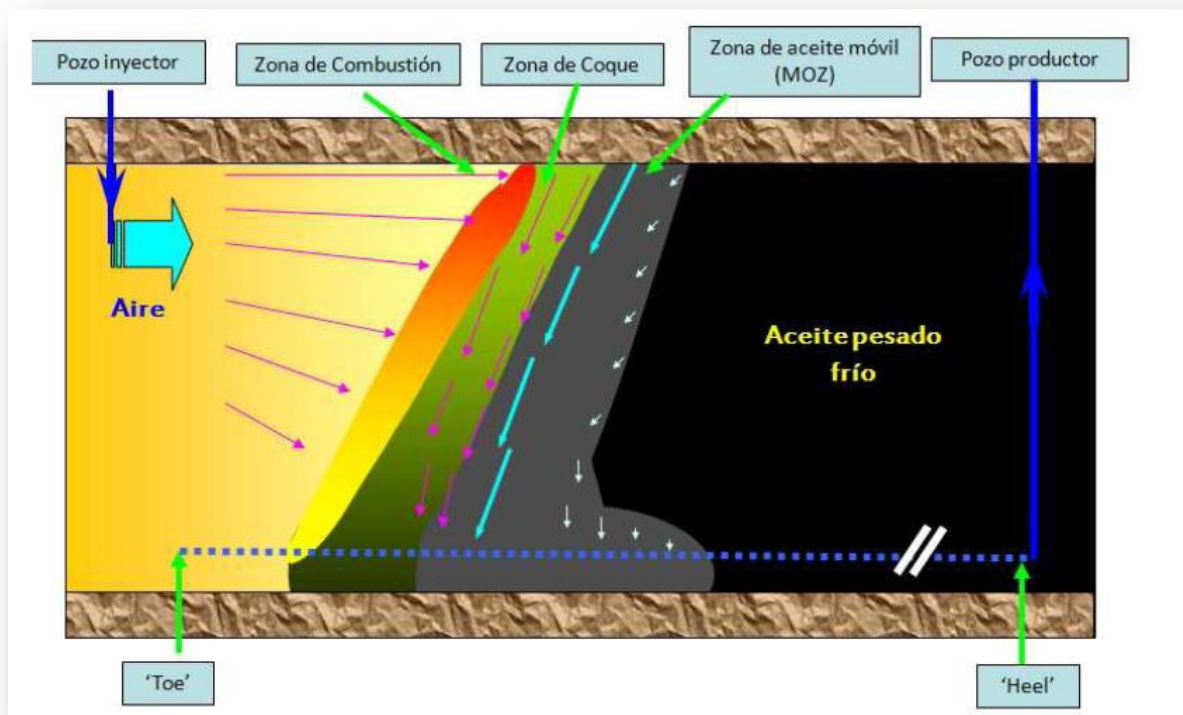


Fig. 18 Aplicación del método THAI.

El proceso consiste de las siguientes etapas:

- 1) Se inicia el fuego que alimenta la compresión de aire y se bombea hacia el fondo del pozo vertical de inyección en cuya extremo se encuentra el “toe” del pozo horizontal.
- 2) La cámara de combustión se expande a medida que se bombea aire, y esta provoca calor dentro del yacimiento.
- 3) El crudo, inicialmente frío, es calentado debido al calor generado por la cámara de combustión. Esto provoca la disminución de la viscosidad del crudo, haciendo más fácil el flujo hacia el pozo horizontal de producción.

En vez de propagarse en cualquier dirección, el frente de combustión se mueve hacia el principio del pozo horizontal (Heel), hacia sitios de menor presión.

Criterios de selección técnica.

Tabla 10 Criterios de selección técnica para el método THAI.

Características del aceite	
Densidad	10 – 27 °API
Viscosidad	>5,000 cp.
Composición	Contenido de algunos componentes asfálticos.
Características del yacimiento	
So	>50%
Formación	Arenas o areniscas con alta porosidad.
Espesor neto	> 30m.
Permeabilidad	>50 mD.
Profundidad	<3,500 m (11,500 pies).

1.4.3.3.4. Inyección de vapor

Actualmente existen yacimientos que contienen gran cantidad de aceite con elevada viscosidad y densidad que no fue posible recuperar en la explotación primaria. La inyección de vapor es uno de los métodos térmicos de recuperación de aceite que se ha aplicado con mayor éxito a este tipo de yacimientos. Esta consiste básicamente en inyectar vapor con una alta temperatura al yacimiento, para disminuir la viscosidad y densidad del aceite, de tal forma que este pueda fluir hasta la superficie; aunque en algunas ocasiones, este último no se consigue, por lo que se hace necesario aplicar algún sistema artificial de producción. La inyección de vapor se divide en dos tipos, la inyección cíclica o estimulación con vapor y la inyección continua.

1.4.3.3.5. Inyección continua de vapor

La inyección de vapor continua o por su nombre en inglés (*Steam Flooding o Steam Drive*) es un proceso, donde el vapor es usado como agente desplazante muy similar al proceso de inyección de agua caliente.

La utilización de este método se basa en el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, muchos de los cuales, se encuentran fríos. Alta permeabilidad es deseable para la implementación del método.

Los principales efectos presentes en la inyección continua de vapor son la reducción de la viscosidad del aceite original, así como la expansión por temperatura de los fluidos, además de otros efectos térmicos que pueden estar presentes; como la destilación de vapor, miscibilidad, variación de las permeabilidades relativas con la temperatura. Bajo condiciones ideales se presentan tres zonas de interés en el yacimiento:

1. La zona de vapor, la cual se encuentra en la vecindad de los pozos inyectoros, la zona de vapor se encuentra a la misma temperatura que el vapor de inyección, la saturación de aceite aquí es muy baja tal vez del orden de 20%, la temperatura disminuirá en el sentido del flujo del vapor y de acuerdo a la presión prevaleciente en la zona, las saturaciones se mantienen constantes, aunque la del aceite como se mencionó antes, es pequeña debido a la vaporización de sus componentes más volátiles por el vapor, en esta zona existen tres fases pero solamente se encuentran fluyendo dos, agua y vapor.

2. Zona de agua caliente, esta se encuentra delante de la zona de vapor y en esta zona un flujo de agua caliente toma lugar debido a la pérdida de calor. En esta zona los hidrocarburos previamente vaporizados se condensan al mismo tiempo que el vapor de inyección. La vaporización y condensación de los componentes más volátiles del aceite dependerá de su composición química. En esta zona el desplazamiento estará regido por el flujo de agua caliente.

3. Zona o temperatura original, es la última zona y esta se encuentra a la temperatura original de la formación, en la cual el vapor perdido todo el calor y un flujo de agua fría se presenta.

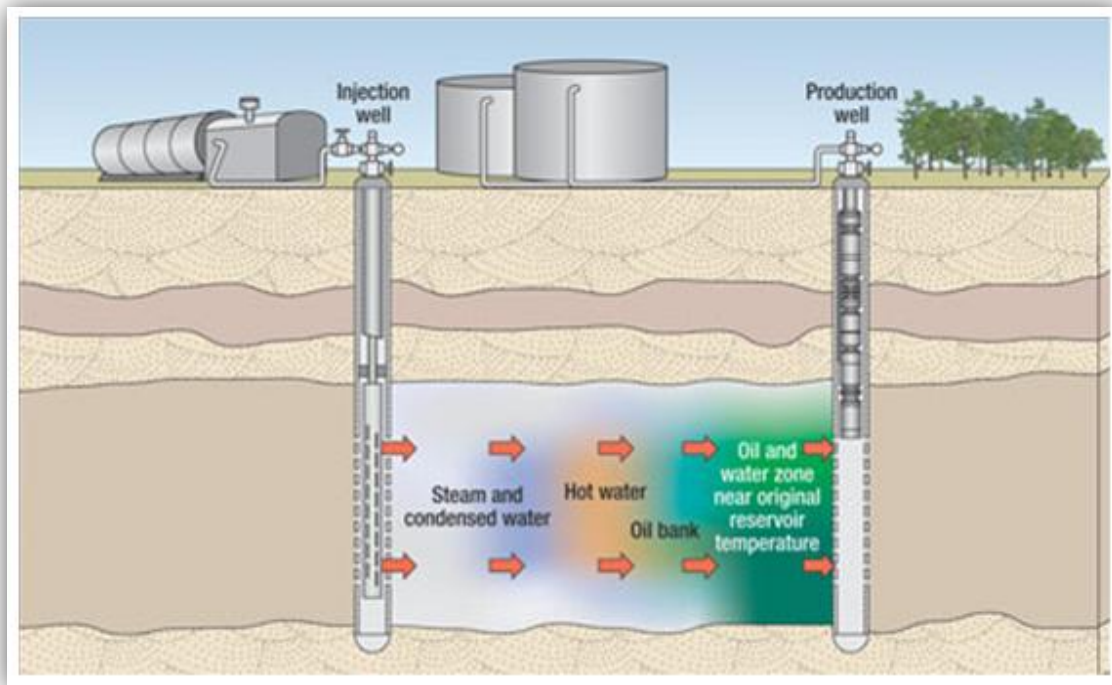


Fig. 19 Inyección continua de vapor.

El aceite y el agua de la condensación del vapor son removidos mediante los pozos productores. Debido a la viscosidad del aceite y a la densidad relativa del vapor, hay una fuerte tendencia para que el vapor no se disipe hacia las partes bajas en el yacimiento, esta tendencia limita la penetración del calor hacia zonas bajas y por lo tanto reduce la recuperación.

Los problemas operacionales encontrados en los procesos de inyección continua de vapor van desde la pérdida total del pozo al incremento insuficiente en la cantidad de aceite recuperado. La mayor causa de estos problemas, son las fallas en las tuberías de producción y revestimiento debidas a los esfuerzos térmicos a los que se someten, así como las fallas ocurridas al cemento (**J.M., Farouq, 1974**)

Criterios de selección técnica

Tabla 11 Criterios de selección técnica para la inyección continua de vapor.

Características del aceite	
Densidad	< 25°API (normalmente de 8-25°API)
Viscosidad	>20cp (normalmente de 100-5,000cp, <200,000cp).
Composición	No es un parámetro crítico.
Características del yacimiento	
So	>40-50% del volumen poroso.
Formación	Areniscas con alta porosidad y alta permeabilidad.
Espesor neto	> 6 m. (20 pies).
Permeabilidad	>200 mD tomar en cuenta la transmisibilidad.
Transmisibilidad	>15mD.
Profundidad	<1,371m (4,500 pies).
Temperatura	No es un parámetro crítico.

1.4.3.3.6. Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor o por su nombre en inglés (“*huff and puff*”), consiste de tres periodos en el mismo pozo, que son; periodo de inyección, cierre o de inundación y producción.

Periodo de inyección: en esta etapa se inyecta vapor al yacimiento a altos gastos para disminuir las pérdidas de calor, durante un periodo de 2 a 6 semanas.

Periodo de cierre: esta etapa dura de 4 a 15 días, en este periodo el pozo permanece cerrado con el propósito de maximizar la transferencia de calor al yacimiento y al mismo tiempo minimizar las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes. Esta etapa es la más compleja pues no se sabe a ciencia cierta cuanto tiempo es necesario para transferir suficiente calor al yacimiento y producir de manera óptima, sin embargo existen algunos modelos matemáticos para hacer una estimación del tiempo óptimo de cierre.

Periodo de producción: una vez que el calor es transferido al yacimiento, se produce el aceite que fue calentado en las etapas anteriores, la etapa de producción es la más prolongada de las tres, pues puede variar de unos cuantos meses hasta un poco más de un año.

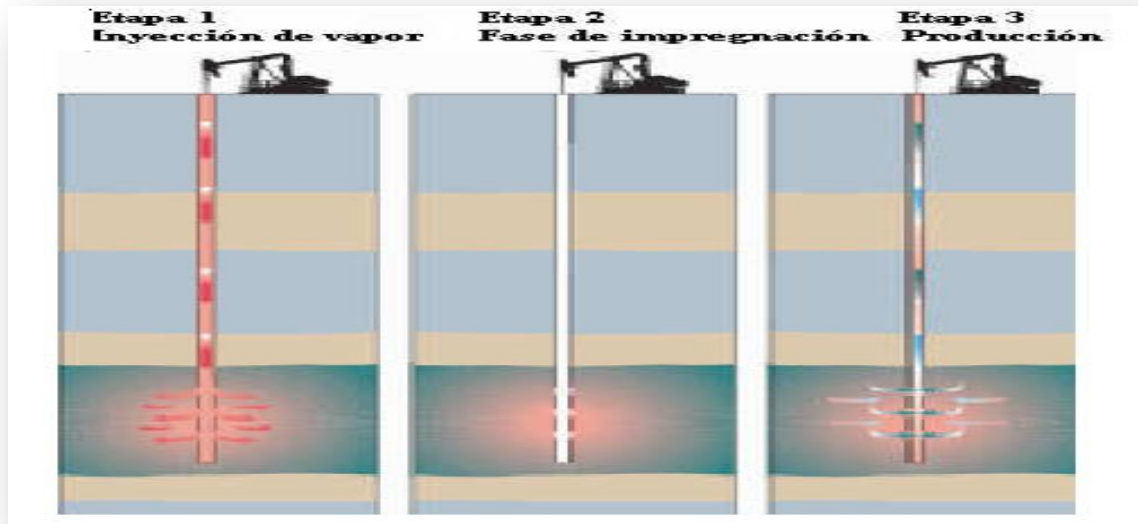


Fig. 20 Etapas de una inyección cíclica de vapor.

Si la presión del yacimiento es lo suficientemente alta, la relación de flujo será marcadamente mayor que el gasto original (producción en frío), esto como resultado del incremento en la movilidad del aceite. En caso de que la formación sea considerablemente delgada y además presente algunas barreras horizontales, el flujo de aceite caliente hacia el pozo es dominado por gravedad. A medida de que el aceite aligerado es producido, este es parcialmente reemplazado por el de la zona fría de la formación adyacente.

El número de ciclos a implementar depende principalmente del factor económico, es decir se detiene el proceso cuando este deja de ser rentable.

En el primer ciclo se presentan gastos altos, de 8 a 10 veces mayor que el registrado antes de implementar el proyecto, así mismo la duración del ciclo es mayor. En los siguientes ciclos se tiene periodos de tiempo más cortos, además la producción también disminuye.

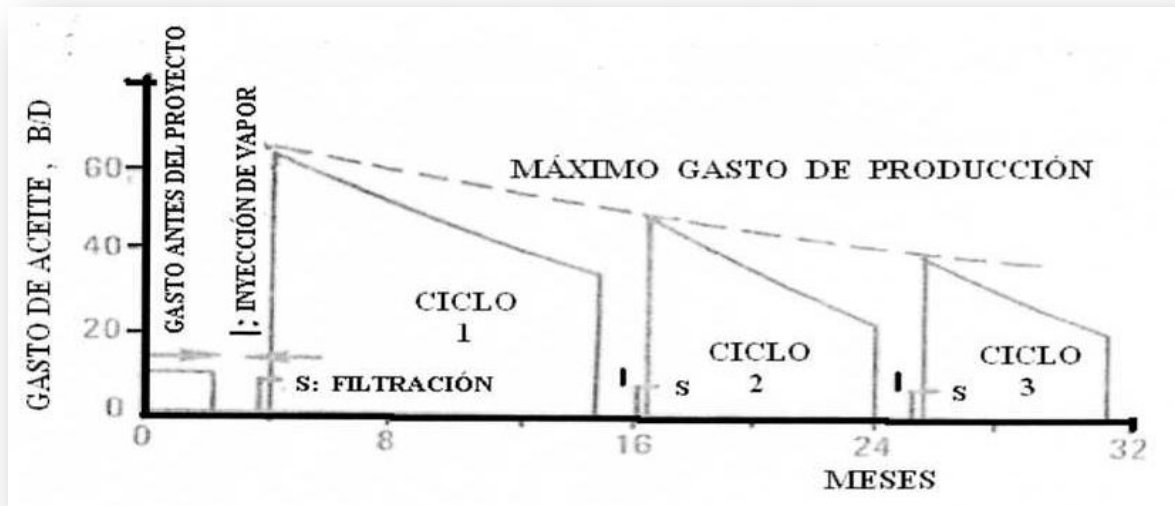


Fig. 21 Ciclos de una inyección cíclica de vapor.

El método de inyección cíclica de vapor, así como sus criterios de escrutinio serán explicados de manera amplia en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO II: ESTADO DEL ARTE DE LA INYECCIÓN DE VAPOR

En este capítulo se hablará sobre cómo fue surgiendo la inyección de vapor como método de recuperación mejorada. Posteriormente se explicará el funcionamiento, equipo requerido y la aplicación de la termodinámica que existe tanto en el sistema como en el yacimiento debido a la aplicación de dicho método. Y por último se comentará el panorama mundial que existe respecto a la inyección de vapor.

2.1 Historia de la inyección de vapor

En las cuatro décadas pasadas se han implementado muchas tecnologías exitosas. La inyección alterna de vapor comenzó en 1961. Esta se puede dividir en cíclica y continua. La inyección de vapor ha sido un método muy utilizado para hacer producir aceites pesados. A continuación se dará un breve explicación de los dos tipos de inyección de vapor, su historia y se mencionaran los primeros campos en donde se empezó a aplicar este método.

La inyección cíclica de vapor es también conocida como “*Steam Soak*” o “*Huff and Puff*”, consiste en inyectar vapor dentro de la formación por un periodo determinado de tiempo (dos a cuatro semanas), seguida del cierre del pozo, por algunos días, pasado este periodo, se pone de nuevo a producir, con un dramático incremento en el ritmo de producción. Este método fue descubierto por la compañía Shell. Se descubrió por accidente en Venezuela, cuando se estaba produciendo aceite pesado por medio de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande cerca de la costa este del lago Maracaibo. Durante la inyección, ocurrió una fuga del vapor hacia la superficie, para reducir la presión del vapor en el yacimiento se permitió fluir en sentido contrario a los pozos inyectoros, dando como resultado grandes cantidades de aceite. A partir de este descubrimiento el método fue empujado en California en el año 1960 y actualmente ha pasado a ser una técnica económicamente confiable.

La inyección continua es un mecanismo en que el vapor es utilizado como agente desplazante, esta funciona inyectando vapor al yacimiento, el tiempo de respuesta del yacimientos será mucho mayor, dado que el aceite es desplazado por el vapor. Los efectos que la inyección continua de vapor genera son la reducción de la viscosidad del aceite original y su expansión térmica.

Países como EUA, Venezuela, Canadá e Indonesia, han utilizado la inyección vapor desde sus inicios y esta les ha traído grandes beneficios. En EUA, se aplicó este método en campos de California a fines de la década de 1800, en el campo Kern River. Este campo tenía una reserva de 4 mil millones de barriles de aceite, sin embargo, la densidad del aceite que rondaba de 10 a 15 °API y la viscosidad de 500 a 10,000 cp, combinadas con las bajas temperaturas y la presión inicial del yacimiento, dieron como resultado un baja recuperación primaria. Con la implementación del método de inyección de vapor en 1973. Se logró incrementar la producción del campo, haciendo que el 75% de la producción del campo Kern River proviniera de la implementación del método inyección de vapor.

Algo parecido sucedió en Indonesia, en el campo Duri, descubierto en 1941. La producción de este campo era en su mayoría por empuje por expansión de gas disuelto y por compactación, la producción alcanzó un pico de 65,000 bpd a mediados de la década de 1960, con una recuperación final de solo el 7%. Se probó el método de inyección cíclica de vapor en pozos individuales, esto motivo a iniciar una prueba piloto de inyección de vapor en 1975. Los resultados de esta prueba piloto fueron exitosos debido a que se recuperó el 30% del aceite remanente. El proyecto de inyección se comenzó en 1985, el campo produce cerca de 230,000 bpd y se inyectan 950,000 BCWE/d de vapor. Actualmente el factor de recuperación alcanzo en algunas aéreas hasta el 70%, teniendo 4000 pozos productores, 1600 pozos inyectoros y 300 pozos de observación.

En Canadá, el depósito de areniscas de Athabasca, tiene una densidad del aceite de 7.5 a 9 °API, una viscosidad de 1, 000,000 cp. Este se empezó a explotar por medio de la explotación minera de superficie, ya que muchos de sus depósitos se encontraban someros. Empezaron a invertir en yacimientos más profundos, viendo nuevas maneras para hacer producir el aceite pesado ya que la alta viscosidad del aceite en Athabasca no hacia posible la producción en frio de los pozos. Sin embargo, se ha optado por implementar un método de inyección de vapor desde el principio de la explotación del yacimiento obteniendo grandes resultados.

2.2 Inyección de vapor

Para tener una mejor comprensión de la inyección de vapor como un método de recuperación secundaria, es conveniente tener una visión general acerca de las partes que constituyen todo el sistema de inyección. Un sistema de inyección de vapor se puede dividir a su vez en tres sistemas:

- a) Sistema en la superficie.
- b) Sistema en la tubería.
- c) Sistema en el yacimiento.

2.2.1 Sistema en la superficie

El sistema en la superficie consiste básicamente en el generador de vapor y en una tubería que comunica al generador de vapor con la boca del pozo. El vapor de inyección se obtiene a partir de agua previamente tratada (agua de alimentación) para posteriormente ser transportado por una tubería hasta la boca del pozo. En este sistema se pueden incluir los sistemas artificiales de producción (SAP) ya que en su mayoría la presión del yacimiento no es la suficiente para producir.

2.2.1.1 Agua de alimentación para la generación de vapor

Debido a que el agua es el elemento principal para producir el vapor, es indispensable que esta tenga ciertas características para poder utilizarse eficientemente, ya que el agua en su estado natural (agua cruda) no puede usarse directamente, es decir, debe ser tratada antes de que llegue al generador.

La generación de vapor requiere de agua limpia, no debe de contener sólidos suspendidos ni minerales disueltos. Los líquidos y gases no deben ser nocivos para el equipo de generación de vapor, el sistema de distribución y el pozo.

Los sólidos suspendidos tienden a caer y a formar una capa de lodo en la tubería del generador de vapor. Además, cualquier sólido que logre pasar a través del sistema de generación podría acumularse en la cara de la formación del intervalo de inyección, y reducir así, la capacidad de inyección del pozo.

El principal problema del tratamiento de agua es tratarla lo más económicamente posible y considerar que un tratamiento insuficiente o inapropiado podría resultar en el incremento de los costos de mantenimiento del equipo de generación de vapor, e incluso en los del pozo mismo.

El tratamiento del agua es afectado por la fuente y la composición química de la corriente de agua. El agua de ríos y lagos tiende a tener alta concentración de oxígeno disuelto y sólidos suspendidos y baja concentración de sólidos disueltos. El agua del subsuelo tiende a tener las características opuestas.

El agua producida de cualquier campo petrolero, es más difícil y costosa de tratar que el agua de otras fuentes, sin embargo, podría ser la única agua disponible.

2.2.1.2 Generador de vapor

Debido a la necesidad de desarrollar equipo capaz de cumplir con los requerimientos del proceso de inyección de vapor, en la década de los 60's se diseñaron prototipos y se mejoraron en los años subsecuentes en cuanto a su capacidad de generar vapor.

Los generadores de vapor empleados en los campos petroleros difieren significativamente de las calderas convencionales, ya que estas son usadas para producir vapor saturado e incluso sobrecalentado y las operaciones para los proyectos de inyección de vapor requieren grandes cantidades de vapor para continuar a largo plazo la inyección al yacimiento.

Los generadores utilizados generalmente en una inyección de vapor son los generadores de paso, también conocidos como generadores de vapor húmedo, y difieren de una caldera convencional debido a que ellos no tienen separación de vapor y no requieren recirculación. Es por esto que la máxima calidad de vapor debe estar limitada aproximadamente al 80% para prevenir la precipitación y el depósito de los sólidos disueltos, y reduciendo así posibles fallas en la tubería.

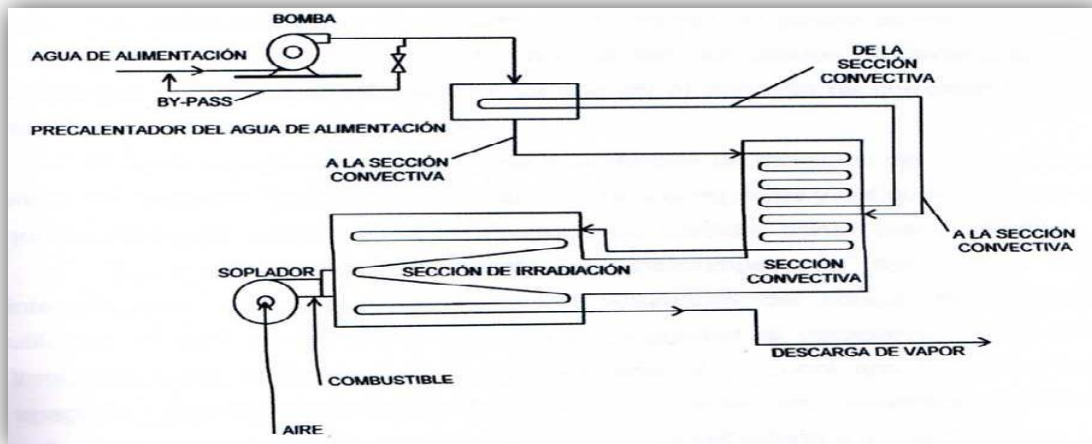


Fig. 22 Esquema del generador de vapor.

En el esquema del proceso de flujo que muestra la **Fig.22**, el agua bajo presión es forzada, primeramente, a través de un precalentador, donde al entrar se le aumenta la temperatura en el tope del calentador (conocido también como economizador), luego el agua es bombeada a alta velocidad y entra al generador por el tope de la sección de convección, contrario a la dirección de flujo de gases de combustión para mejorar la eficiencia del proceso.

El agua precalentada entra luego a la sección de radiación, en el cual la disposición de los espirales y del quemador son tal que maximizan la entalpia del vapor y reducen las perdidas transversales de calor.

Hay dos tipos de generador de vapor por su tipo de tubería, los de espiral y recta, a continuación se hará una comparación entre ambos tipos que se muestra en la tabla.

Tabla 12 Comparación de tuberías (de generador) en espiral o recta.

Tubería llena de agua	Espiral	Recta
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - No requiere precalentar el agua. - Reduce la superficie de refracción y es más fácil transportar. - Las espirales son fácil de limpiar con una solución acida. 	<ul style="list-style-type: none"> - Firmemente construida y pocas posibilidades de daños. - Fácil de reemplazar las tuberías rectas.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Más alta temperatura por unidad de área calentada y más posibilidad de daño. - Difícil de reparar. 	<ul style="list-style-type: none"> - Más materia de refracción. - Más pesado. - Perdida de velocidad debido al choque en los codos de ambos extremos de la tubería. - Residuos de carbón del gas caliente sobre las tuberías del economizador.

Los generadores de vapor usados comúnmente en un proyecto de inyección de vapor tienen una potencia de 50 millones BTU/hr (MMBH) o 22 MMBH y son llamados “50´s” o “22´s” respectivamente. Un “50´s” puede generar cerca de 3800 BPD con una calidad del 80%.

Condiciones de inyección:

- 1) Temperatura de inyección: 300 -310°C
- 2) Generar vapor con presiones del rango de 300 a 2500psia.
- 3) Usar agua fría con un contenido total de solidos disueltos mayor a 8000ppm
- 4) Calidad: 75-80%
- 5) Gasto de inyección: 240-250 ton/día.

Otros componentes del equipo, que deben ser desarrollados o modificados para cumplir con las especificaciones necesarias del proceso incluyen:

- 1) Instrumentos para medir la calidad del vapor.
- 2) Tratamiento del agua de alimentación.
- 3) Depuradores de gas producto de la combustión.
- 4) Economizadores de baja temperatura.

- 5) Empaques térmicos de alta temperatura.
- 6) Sistema de ventilación de la T.R.
- 7) Generadores de vapor sub superficiales.



Fig. 23 Generador de vapor en campo Samaria

2.2.1.3 Pozos inyectoros

Los pozos inyectoros son cementados a lo largo de la zona de aceite y después disparados. En yacimientos con un espesor grande, y de arenas uniformes, los disparos deben ser hechos en el fondo del intervalo para reducir el riesgo de que el vapor cree canalizaciones y fluya por arriba debido a la segregación gravitacional.

Los diferentes tipos de inyección a través de disparos son mostrados en la **Fig.24**, los más comunes son:

- 1) Inyección con la tubería arriba de los disparos.
- 2) Inyección con la tubería al fondo de los disparos.

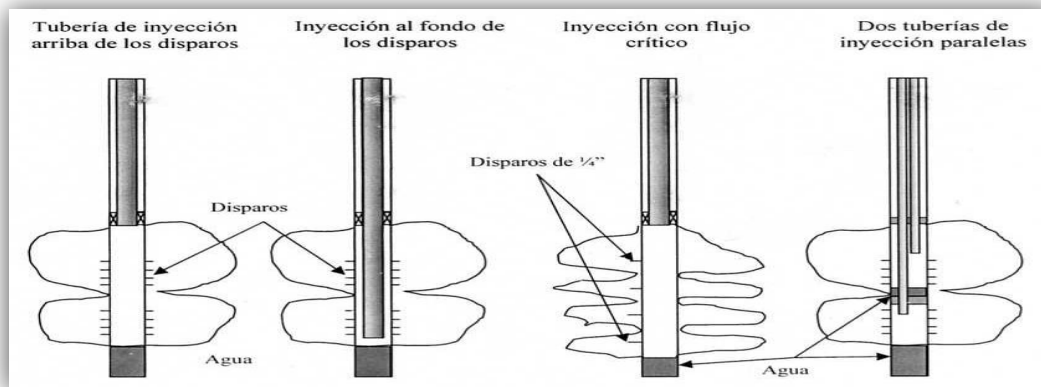


Fig. 24 Tipos de inyección: Inyección con tubería arriba de los disparos e inyección con tubería a nivel de disparos.

2.2.1.4 Pozos productores

Las terminaciones para la inyección de vapor son esencialmente las mismas que las de los pozos productores convencionales. Sin embargo las usadas en operaciones de inyección de vapor son:

- 1) Liner ranurado.
- 2) Tubería de revestimiento perforada.
- 3) Empaque para arena.

En general, los liners ranurados y los empaques para arenas son usados en caso de requerirse control de arena y si la segregación zonal no es crítica. Si la segregación gravitacional zonal es importante, se pueden usar perforaciones en la TR la cual ya han sido cementadas.

2.2.1.5 Sistemas artificiales

El aceite puede fluir desde el fondo del pozo por la tubería hasta la superficie por sí solo, debido a los diferentes tipos de desplazamiento que ocurren en un yacimiento, pero en diferentes yacimiento debido al tipo de fluido contenido en el (viscoso o denso) hace necesario la implementación de métodos artificiales de producción. A continuación se explicaran brevemente los sistemas artificiales implementados antes o después de una recuperación por inyección de vapor.

2.2.1.5.1 Bombeo por cavidades progresivas

Uno de los sistemas artificiales que ha mostrado tener buen funcionamiento con crudos pesados es el bombeo por cavidades progresivas (BCP), es un desplazamiento positivo cuyo funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes, la cual consta esencialmente de dos engranes helicoidales interiores entre sí (rotor y estator).

El rango de aplicación de este método se encuentra entre 50 y 3,700 bpd. En cuanto a la densidad del aceite, se han aplicado este mecanismo en aceites de 30°API hasta 7°API con viscosidades de 5cp hasta 48,000cp a una temperatura de 38°C. El (BCP) puede manejar altos volúmenes de producción, pero aún está limitado en términos de su máxima temperatura de operación.

Debido al elastómero que contiene este SAP no era considerado como una posibilidad para usarse en proyectos de inyección de vapor. Sin embargo recientemente se han mejorado la resistencia del elastómero para poder usarlo en ambientes de alta temperatura.

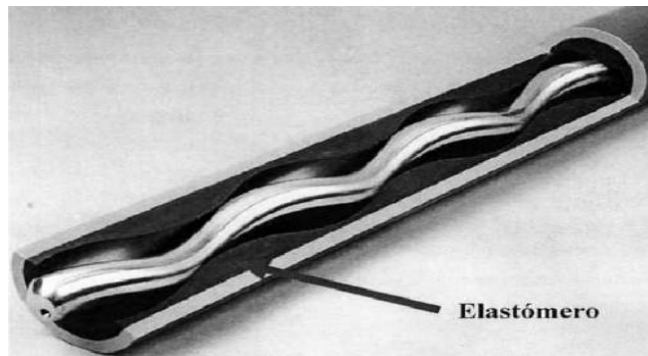


Fig. 25 Elastómero

2.2.1.5.2 Bombeo mecánico

El Bombeo mecánico (BM) es el sistema de levantamiento artificial más utilizado en pozos de baja producción en yacimientos de avanzado agotamiento. El sistema consiste en una bomba conectada a la superficie por medio de una sarta de varillas, las cuales son impulsadas por un equipo de izamiento mecánico ubicado en superficie llamado balancín.

El (BM) está diseñado para levantar aceites viscosos y a altas temperaturas, es de fácil diseño y es un tanto flexible, pero no es adaptable a grandes profundidades.

La unidad de bombeo mecánico Rotaflex es una unidad de bombeo de carrera larga diseñada para uso con bombas de pistón. Su larga carrera y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.

La unidad Rotaflex puede manejar volúmenes de 5,000bpd y temperaturas de 299°C.



Fig. 26 Unidad de bombeo mecánico Rotaflex.

2.2.2 Sistema en la tubería vertical

Esta parte del sistema de inyección está constituida por la tubería de inyección que puede ser tubería de producción o tubería de revestimiento. El flujo de vapor desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería de inyección, ocasiona pérdidas tanto de calor como de presión, provocando que el vapor se condense y a su vez disminuya su calidad. Un acondicionamiento adecuado del pozo inyector de vapor ayuda a minimizar estos efectos y además permite que existan menos problemas debidos a fallas mecánicas en el equipo subsuperficial por el manejo de vapor a altas presiones y temperaturas.

2.2.3 Sistema en el yacimiento

En la actualidad existen diversos modelos matemáticos que estudian el comportamiento de los yacimientos que producen por inyección de vapor. Estos modelos se utilizan para calcular la respuesta del yacimiento para diferentes estrategias de inyección y producción, permitiendo determinar las condiciones óptimas para su explotación.

2.2.4 Termodinámica de la inyección de vapor

Los métodos térmicos están enfocados a modificar ciertas propiedades por medio de un aumento en la temperatura del yacimiento. Uno de los principales objetivos de los métodos de recuperación mejorada es alterar las propiedades del sistema roca-fluidos de manera que los cambios sean favorables a la recuperación de hidrocarburos. Por tal motivo a continuación se dará un breve repaso de las propiedades termodinámicas de la roca, fluidos y vapor que influyen la inyección de vapor, así como también la transferencia de calor en el yacimiento.

- *Viscosidad*

La inyección de vapor al aumentar la temperatura, afecta a la viscosidad del agua, del aceite y del gas. Las primeras dos disminuyen, mientras que la del gas aumenta.

La viscosidad del agua se puede estimar con la siguiente correlación:

$$\mu_w = \frac{2.185}{.04012(T) + .000051547(T)^2 - 1} \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:

T=Temperatura, °F.

La viscosidad del aceite en función de la temperatura se puede encontrar en graficas como la que se muestra en la **Fig.27**, en ella se observa que el cambio en la viscosidad es mucho más notable para aceites pesados que para aceites ligeros.

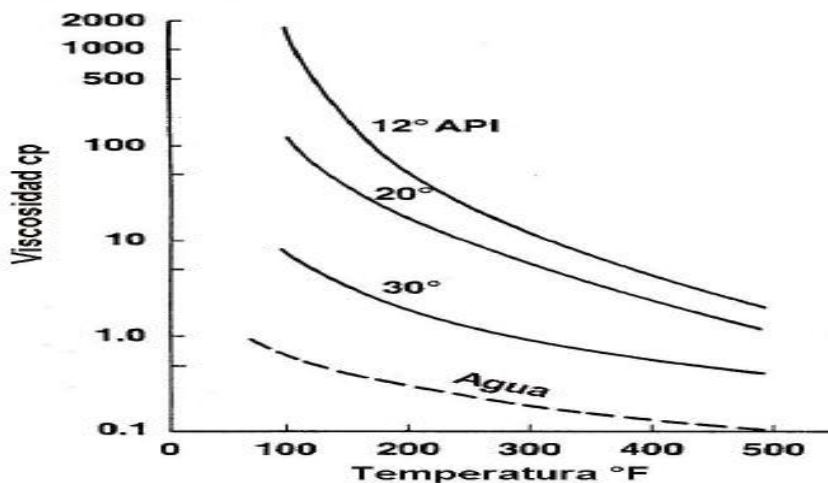


Fig. 27 Viscosidad en función de la temperatura para varios tipos de aceite

La viscosidad de los gases puede ser aproximada con la siguiente ecuación:

$$\mu_w = (A)(T)^n \quad (\text{Ec. 26})$$

El exponente n está entre 0.7 y 1.0 para la mayoría de los gases. El coeficiente A varía entre 10^{-5} y 10^{-4} dependiendo del gas.

Para gases comunes, como el gas natural y el vapor existe una correlación lineal para expresar la viscosidad en función de la temperatura en °F.

Vapor $\mu = .0088 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$

Nitrógeno $\mu = .0088 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$

CO_2 $\mu = .0088 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$

Metano $\mu = .0088 + 2.2112 \times 10^{-5}(T - 32)$

- *Densidad*

La densidad es afectada por la temperatura, la densidad del agua en función de la temperatura puede ser encontrada en tablas o puede ser determinada usando la siguiente ecuación:

$$\rho_w = \frac{1}{.01602 + .000023G} \quad (\text{Ec. 27})$$

Donde:

ρ_w = Densidad del agua, Lb/pie³

$G = -6.6 + .0325(T) + .00065(T)^2$

T = Temperatura, °F

Y la densidad del gas se puede obtener de la ley de gas real:

$$\rho_g = \frac{PM_m}{zR_gT} \quad (\text{EC. 28})$$

Donde:

ρ_g = Densidad del gas, Lb/pie³

p = Presión, psia

M = peso molecular del gas, lb/lb_{mol}

z = Factor de compresibilidad

R = Constante universal de los gases (10.732 psia-pie/lb_{mol}-°R)

T = Temperatura. °R

2.2.4.1 Propiedades térmicas del vapor

- *Comportamiento de fase*

En la **Fig.28** se muestra el proceso de calentamiento de una sustancia originalmente en fase sólida, el experimento se realiza a presión constante y se grafica la relación entre temperatura (T) y el volumen específico (ν).

El sólido en el estado 1, al suministrarle la energía se calienta y por lo tanto aumenta su temperatura y su volumen específico, esto ocurrirá mientras se siga suministrando energía hasta que la sustancia alcanza a temperatura de fusión (T_f) correspondiente a la presión a la que se realiza el experimento, en este momento, como se observa en la **Fig.28** la temperatura ya no aumenta, sino que permanece constante, no así el volumen específico el cual continua aumentando, esto se debe a que la sustancia cuando alcanza la temperatura de fusión (T_f) empieza a cambiar de fase de sólido a líquido (fusión), y mientras el cambio de fase no concluya la temperatura permanece constante, es decir, la temperatura T_2 y T_3 son iguales. El punto 2, donde empieza el sólido a cambiar de fase se conoce como “sólido saturado” y el punto 3 como “líquido saturado”. Si se continúa suministrando energía a la sustancia en el punto 3, donde ya toda la sustancia es líquida, volverán a incrementarse su temperatura y su volumen específico hasta alcanzar la temperatura de ebullición o de vaporización (T_v).

Al alcanzar dicha temperatura la sustancia vuelve a cambiar de fase, de líquido a vapor (vaporización), y durante todo el cambio de fase la temperatura (T_v) permanece constante, es decir, $T_4 = T_5 = T_v$. Al líquido en el punto 4 también se le llama “líquido saturado”, la diferencia entre los puntos 3 y 4 en la **Fig.28** es que uno se encuentra saturado con respecto al sólido y el otro con respecto al vapor, además que $T_4 > T_3$, esto es porque siempre $T_v > T_f$. Al vapor en el punto 5 se llama “vapor saturado”, si a este vapor se le sigue suministrando energía, su temperatura vuelve a incrementarse al igual que su volumen específico. Si la sustancia se encuentra a una temperatura mayor que la de vaporización, correspondiente a la presión existente, se dice que la sustancia se encuentra como “vapor sobrecalentado”.

- *Humedad del vapor:*

Es la relación entre la masa del líquido y la masa de la mezcla líquido-vapor, esto es:

$$Y = \frac{M_l}{M_l + M_v} \quad (\text{Ec.30})$$

La relación entre la calidad (X) y la humedad (Y) de un mismo vapor es:

$$X + Y = 1 \quad \text{o} \quad Y = 1 - X \quad (\text{Ec.31})$$

- *Volumen específico*

El volumen específico (v) del vapor esta dado en unidad de volumen por unidad de masa, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$(v) = v_f(1 - x) + v_g x_v \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde:

v_f = volumen del líquido saturado, pies^3/lbm

v_g = volumen del vapor saturado, pies^3/lbm

x_v = calidad del vapor

El volumen del vapor disminuye a medida que aumenta la presión en la formación. Un proyecto de inyección de vapor con una presión de yacimiento de 200 psi tendrá un volumen de casi cuatro veces el volumen que se tendría con una presión de yacimiento de 800psi. Un volumen mayor de vapor tendrá por consiguiente una mayor superficie de contacto con la formación productora mejorando la eficiencia de barrido. Es por esto que es preferible inyectar vapor a presiones bajas.

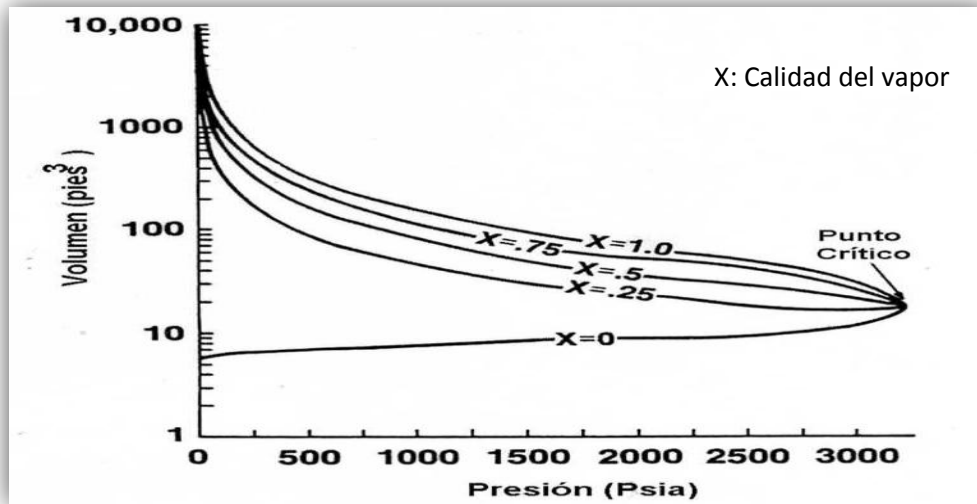


Fig. 29 Volumen de vapor vs presión.

La **Fig.29** muestra una gráfica del volumen de vapor contra la presión para varias calidades de vapor.

Para generar esta gráfica se utilizó la siguiente ecuación:

$$V = (m)(v) \tag{Ec.32}$$

Donde:

- V= volumen del vapor, *pies*³/lbm
- m= masa de un barril lleno de agua, lbm
- v= volumen específico del vapor, *pies*³/lbm

- *Entalpia (H)*

La entalpia o contenido calorífico de un sistema es una propiedad termodinámica extensiva y es la medida de calor contenida en un fluido. Esta propiedad se define como:

$$H = U + PV \tag{Ec.33}$$

Donde:

H = Entalpia total del sistema

U = Energía interna del sistema debida a la energía cinética del movimiento molecular y las fuerzas entre la moléculas.

P = Presión del sistema.

V = Volumen del sistema

Por otra parte, se dice que la entalpia representa la energía que posee un sistema en virtud de la temperatura absoluta bajo la que existe. Si dividimos entre la masa la ecuación anterior, se tendrá:

$$h = u + Pv \quad (\text{Ec.34})$$

Donde:

h = Entalpia especifica por unidad de masa.

u = Energía interna por unidad de masa.

v = Volumen especifico.

- *Capacidad calorífica*

Si se considera una cantidad de calor muy pequeña dQ añadida a un sistema y se supone que como resultado de la absorción de calor, el aumento que se produce en la temperatura de dT . Entonces la cantidad de calor requerida para producir un ascenso de temperatura de un grado es:

$$C = \frac{dQ}{dT} \quad (\text{Ec.35})$$

Dónde:

C = capacidad calorífica del sistema (propiedad extensiva)

- *Calor específico*

Es la cantidad de calor necesaria para hacer que la temperatura de la unidad de masa de la sustancia (por lo general 1 kg o 1g) varié 1 °C.

- *Calor latente de evaporación o entalpia de vaporización*

El calor latente de evaporación de un líquido, es el que se necesita para convertirlo en vapor, en su punto de ebullición. Su símbolo es H_{vap} y puede expresarse, ya sea como calor específico o molar de vaporación, tanto en calorías por gramo como en calorías por mol.

2.2.4.2 Pérdidas de calor en la inyección de vapor

Como se mencionó anteriormente la inyección de vapor se puede dividir en tres sistemas: (1) Sistema en la superficie, (2) Sistema en la tubería (3) Sistema en el yacimiento. No todo el calor alcanzado por el vapor en el generador es transportado al yacimiento, existen perdidas de calor en la superficie, en el pozo y en las formaciones adyacentes. El calor puede ser transmitido por conducción, convección, radiación o por combinación, además parte del calor también es perdido en los fluidos producidos.

2.2.4.2.1 Pérdida de calor en el sistema en la superficie

- *Pérdida de calor en el generador.*

Las pérdidas de calor en esta parte del sistema, se tienen desde el generador hasta la boca del pozo, es decir en toda la tubería superficial. Estas pérdidas dependen de los siguientes factores: Diámetro y longitud de la tubería, de los aislantes y de las temperaturas del vapor y del medio ambiente; y se van a presentar en los siguientes mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación.

En la **Fig.30** se muestra un corte longitudinal de una tubería a través de la cual fluye vapor y que se encuentra cubierta con un aislante. En la región marcada con la letra (a), se presenta una transferencia de calor por convección entre el vapor y una película de fluido estacionario, región (b), que esta adherido a la pared interior de la tubería. Asimismo, existe flujo de calor por conducción entre la película, la tubería y el aislante, es decir entre las regiones indicadas con las letras (b) (c) y (d). Además se presenta el mecanismo de transferencia de calor por convección y radiación entre el aislante y el medio ambiente que lo rodea. Las

pérdidas de calor totales por unidad de tiempo, que se tienen desde el generador hasta la cabeza del pozo (Q_{ts}), se pueden calcular con la ecuación siguiente.

$$Q_{ts} = U_s A_{ts} \Delta_t \quad (\text{Ec.36})$$

Donde:

Q_{ts} : Perdida de calor total en la superficie, BTU/hr.

U_s : Coeficiente total de transferencia de calor en la superficie considerando el área exterior de la tubería, BTU/hr-pie²-°F.

A_{ts} : Área exterior de la tubería pie².

Δ_t : Diferencia de temperatura entre la tubería y el medio ambiente °F.

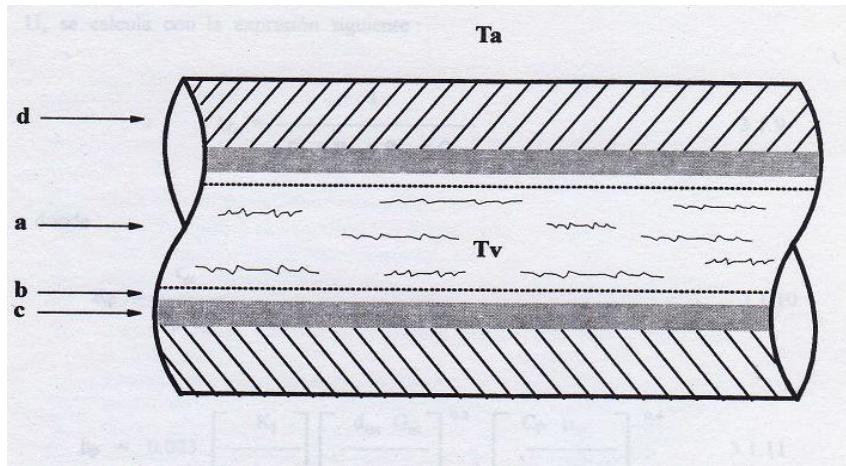


Fig. 30 representación esquemática de una tubería aislada conduciendo vapor

Las pérdidas de calor en el generador de vapor, Q_s se puede cuantificar por balance de energía entre el calor alcanzado por el proceso de quemar combustible y el calor obtenido en el vapor. El calor, Q , liberado por la combustión directa del combustible es:

$$Q = Hm \quad (\text{Ec.37})$$

Donde:

H es el calor de la combustión o el calor envuelto cuna una unidad de masa (m) de combustible es completamente quemado. Btu/lbm o J/kg.

2.2.4.2.2 Pérdidas de calor del sistema en tubería vertical

Esta parte del sistema de inyección está constituida por la tubería de inyección que puede ser tubería de producción o tubería de revestimiento. El flujo de vapor desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería de inyección, ocasiona pérdidas tanto de calor como de presión, provocando que el vapor se condense y a su vez disminuya su calidad. Un acondicionamiento adecuado del pozo inyector de vapor ayuda a minimizar estos efectos y además permite que existan menos problemas debidos a fallas mecánicas en el equipo subsuperficial por el manejo de vapor a altas presiones y temperaturas.

Las pérdidas de calor en esta parte del sistema, se deben al flujo de calor que existe hacia las paredes del pozo. Como se explicó anteriormente, el vapor que fluye desde la cabeza hasta el fondo del pozo perderá calor al condensarse. Este calor que pierde el vapor, fluye en dirección radial hacia la formación. Por otro lado, los factores que afectan estas pérdidas de calor, son semejantes a las correspondientes a tuberías superficiales; es decir: diámetro de tuberías, profundidad, tipo de aislante, tipo de cemento y temperaturas de la formación y del vapor.

La siguiente **Fig.31** muestra los mecanismos de transferencia de calor ya mencionados y la dirección del flujo de calor. Los mecanismos se presentan de la siguiente forma:

- a) A través de la película interior del fluido estacionario adherido a la tubería de producción, (conducción).
- b) Entre las paredes interiores y exteriores de la tubería de producción (conducción).
- c) En el espacio anular, (considerando que se tiene un gas como fluido aislante).
- d) A través de las moléculas del gas (conducción).
- e) Por las corrientes del gas que van de la T.P a la T.R,(convección natural).
- f) Entre la T.P y la T.R, (radiación).

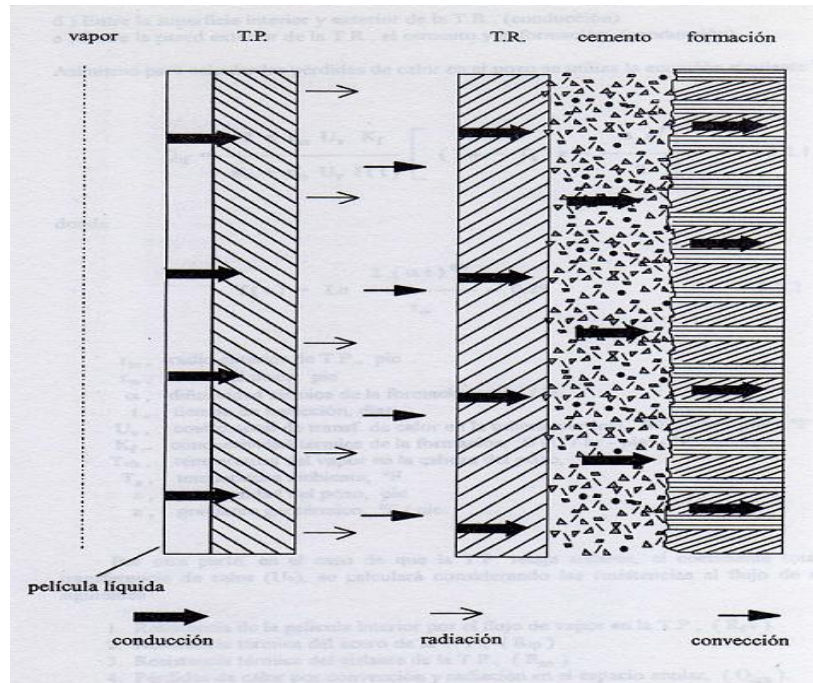


Fig. 31 Mecanismos de transferencia de calor en el pozo

2.2.4.2.3 Transferencia de calor del sistema yacimiento

La transferencia de calor entre dos superficies sólidas que están en contacto es conocida como conducción, en el caso de la inyección de vapor, se presenta la transferencia de calor entre el vapor, el yacimiento y los fluidos del mismo. Sin embargo, una vez que la roca aumenta su temperatura esta comienza a transferir calor a otras rocas por medio de conducción.

Como se observa en la **Fig.32** las principales zonas de transferencia de calor en el yacimiento son entre la formación productora (la cual es calentada con vapor) y las formaciones adyacentes, esta transferencia es por conducción ya que no existe movimiento de fluidos entre estas capas.

La transferencia de calor por conducción en el yacimiento ayuda a igual las temperaturas de la roca y de los fluidos la cual se asume que es igual en los simuladores numéricos de procesos térmicos.

La conductividad térmica de una roca depende de los minerales con que está hecha, la cementación, la saturación de los fluidos, la temperatura, la presión y la porosidad.

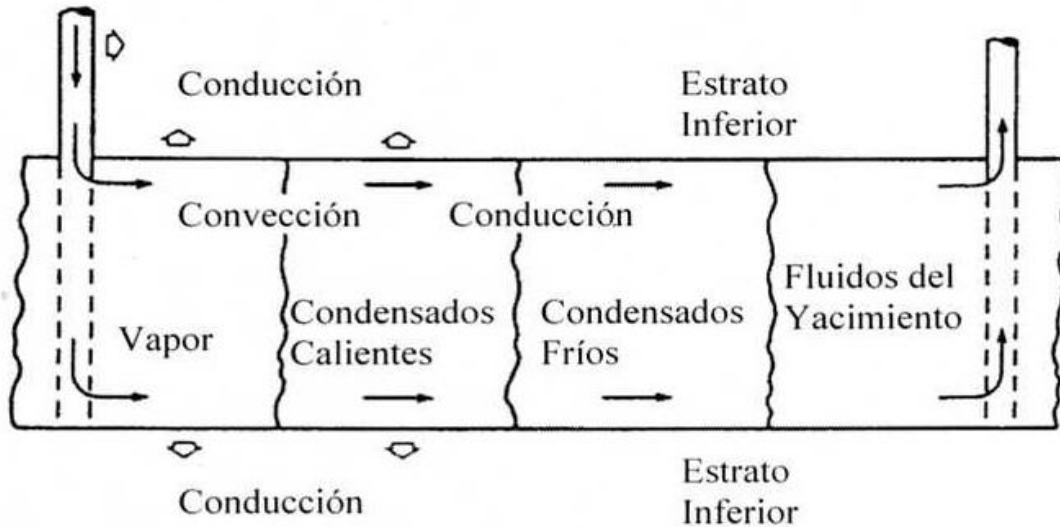


Fig. 32 Transferencia de calor en el yacimiento.

2.1.5 Criterios técnicos de selección

Los criterios de selección son una serie de condiciones, propiedades del yacimiento y del aceite, los cuales funcionan como una guía para elegir el método de recuperación más adecuado para determinado yacimiento.

Existen diversos artículos técnicos en los cuales se establecen los criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada. Sin embargo, estos criterios no garantizan que el proyecto será exitoso, ya que existen variables que no se consideran que afectarían el desempeño del proyecto.

A pesar de que los criterios de selección son los mismos para la inyección continua y para la inyección cíclica de vapor, la inyección cíclica difiere un poco.

La permeabilidad de un yacimiento al que se le va aplicar una inyección cíclica puede ser menor debido a que no es necesario que el vapor entre en todo el yacimiento; otra propiedad que suele variar es la viscosidad del aceite, pues debido a que no necesita ser desplazado a lo largo del yacimiento puede tener una viscosidad más grande y producirse por otros mecanismos.

La porosidad en la inyección cíclica se puede incrementar por medio de fracturas, que es un factor no considerado en los criterios de selección mencionados.

Tabla 13 Criterio de selección técnica para la inyección de vapor.

Características del aceite	
Densidad	< 25°API (normalmente de 8-25°API)
Viscosidad	>20cp (normalmente de 100-5,000cp, <200,000cp).
Composición	No es un parámetro crítico.
Características del yacimiento	
So	>40-50% del volumen poroso.
Formación	Areniscas con alta porosidad y alta permeabilidad.
Espesor neto	> 6 m. (20 pies).
Permeabilidad	>200 mD tomar en cuenta la transmisibilidad.
Transmisibilidad	>15mD.
Profundidad	<1,371m (4,500 pies).
Temperatura	No es un parámetro crítico.

Un criterio importante es el mecanismo de producción que predomina en el yacimiento, el cual es el mismo mecanismo que empujara al aceite hacia el pozo después de la estimulación con vapor, y por lo tanto afectara el rendimiento del proyecto.

La inyección cíclica de vapor se ha aplicado con éxito en yacimientos de arenas poco consolidadas, sin embargo, es necesario realizar estudios para aplicarla a yacimientos carbonatados, ya que contienen importantes reservas de aceite pesado. A la fecha se han realizado estudios de simulación y se ha encontrado que a pesar de no ser tan rentable como en arenas, la inyección cíclica de vapor es una promesa para extraer hidrocarburos pesados de yacimientos carbonatados.

2.2.5 Operación de la inyección alterna de vapor

Periodo de inyección. Durante el periodo de inyección, el pozo es vaporizado al gasto de inyección más alto posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor, en todo el sistema.

El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Este se canaliza a la formación mediante segregación gravitacional. El vapor inyectado puede penetrar solo una pequeña fracción del espesor total, quizá a las zonas altas, especialmente en formaciones gruesas. Al mismo tiempo, una participación de la formación puede ocurrir, como resultado de esto la zona calentada puede ser parecida a un disco. Es por esto que la conducción del calor del aceite que está en la parte baja ocurre, en adición al aceite calentando por convención dentro de la zona invadida. Donde el vapor penetra una zona delgada, y no el espesor en su extensión, mejor respuesta es obtenida cuando esta zona es tan cercana como es posible a la base de la formación. Por tal motivo lo ideal es buscar una inyección preferencial en estratos de alta permeabilidad y en localizaciones con viscosidades altas.

Periodo de cierre o de inundación. Una vez que el volumen de vapor deseado es inyectado, el pozo es cerrado durante un tiempo determinado. La duración de cierre o del periodo de inundación dependerá de la cantidad de vapor inyectado.

Este periodo se realiza pretendiendo alcanzar un punto de condensación parcial del vapor para calentar la roca y los fluidos y conseguir una distribución de calor más uniforme. Durante los periodos de inyección y de inundación, hay una reducción significativa en la viscosidad del aceite original. El aceite y el agua experimentan un proceso de expansión térmica, la cual es mayor en el primer ciclo, con lo que se pretende mediante la liberación de gas presurizar (compactar) las arenas, esto si no son disueltas.

Periodo de producción Inmediatamente antes de traer el pozo a producción, las arenas calentadas mediante el vapor presentan una alta movilidad para el aceite. A medida que la presión en la interfase de las arenas se reduce como resultado de la producción de los fluidos. Distintas fuerzas actúan para expulsar aceite y otros fluidos hacia el pozo, el cual puede ser bombeado en caso de que no tenga la suficiente presión para elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie.

2.3 Estado del arte

2.3.1 Panorama a nivel mundial

La importancia por explotar yacimientos de aceites pesado ha hecho que los métodos térmicos, en especial la inyección de vapor, sea uno de los más utilizados, haciendo de este un método muy confiable. Existen países con grandes reservas de aceites pesados, que hoy en día están siendo explotados con la ayuda de la inyección de vapor.

En la actualidad la inyección de vapor es un método que trae muchos beneficios, debido a gran aumento de producción que este genera, este método se ha venido aplicando en diferentes campos. En los EUA, se aplicó este método en los años 80's haciéndolo uno de los más utilizados para la producción de aceite pesados. Ahora en Tulsa, se aplica la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, ayudando a mejorar la producción. Este método se aplica hoy en día para ayudar a los pozos con cortes de agua horizontales.

En el Campo Bahrain (RubbleZone) en el Golfo Árabe, la permeabilidad de la matriz es muy baja y el volumen de fractura es pequeño, esto permite la formación de vapor en el casquete. Diferentes métodos se han probado en el campo, pero han sido descartados debido a que no ayudan en la producción del campo. Actualmente se está implementando una prueba piloto con dos pozos, para probar su factibilidad.

En el campo de Santa Barbará, al oriente de Venezuela, la inyección de vapor es un éxito, ya que estuvo produciendo por mucho tiempo con este método. Con la implementación de la inyección de vapor en tres años se obtuvieron lo que podrían obtener en doce años, haciendo que el proyecto de inyección de vapor fuera todo un éxito. Se observó que al inyectar un barril de vapor se recuperan 23 barriles de aceite, teniendo una predicción de recuperación de 5.54 millones de barriles. Con la inyección de vapor se tiene prevista un aumento de hasta 8.69 millones de barriles.

Las reservas de aceites ligeros representan sólo el 30% del total a nivel mundial. Aun así, la importancia del petróleo pesado está incrementando. Se estima que la cantidad de petróleo pesado In-Situ es de cinco a diez veces mayor que las reservas de crudo convencional, sabiendo que la escala de tiempo de producción es mucho mayor, y por lo general estos producen a régimen más estable por mucho tiempo.

2.3.2 Nuevos desarrollos tecnológicos

La inyección de vapor es usada en todo el mundo para recuperar aceites pesados. A partir de su descubrimiento, la producción mundial de aceite pesado ha experimentado un crecimiento fenomenal, todo se debe a que los precios son mayores y más estables, también hay menores costos de operación, capital y existen nuevos avances tecnológicos. Los avances tecnológicos han sido ayudados por diferentes disciplinas como la ingeniería geológica, geofísica, de yacimientos, de instalaciones y de producción. A continuación se mencionan algunos avances tecnológicos aplicando la inyección de vapor.

- *Inyección de vapor asistida por drene gravitacional*

Esta técnica consiste en aprovechar el drene gravitacional del aceite sobre el vapor para producir. Está enfocada a la recuperación de aceite extra pesado y bitumen que en condiciones normales no es fluyente debido a su alta viscosidad (en ocasiones mayores a 10'000 cp). Para este proceso se utilizan dos pozos generalmente horizontales (aunque pueden ser verticales), uno sobre otro. En el pozo superior se inyecta vapor y en el inferior se produce el aceite que se segrega por gravedad, el aceite es extraído a la superficie por bombeo mecánico.

Al inicio del proyecto se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de crear una cámara de vapor, en la cual se calientan los fluidos del yacimiento y el aceite disminuye su viscosidad logrando así fluir hacia el pozo productor por segregación gravitacional. Posteriormente sólo se inyecta vapor por el pozo superior y se produce por el pozo inferior. Este proceso puede alcanzar recuperaciones de hasta 55% del aceite original, dependiendo de variables como el ritmo de inyección, la calidad del vapor y por su puesto las características del yacimiento.

- *Tecnología expansión de solvente-SAGD (ES-SAGD)*

Son una nueva propuesta que combina los beneficios del vapor y los solventes para la recuperación de aceites pesados y ultra pesados. El ES-SAGD, ha sido probado exitosamente en campo y ha resultado en mejoras en los ritmos de producción vapor-aceite, los requerimientos de agua al ser comprado con el proceso SAGD convencional. En el proceso es inyectada una baja concentración de un aditivo hidrocarburo junto con el vapor, dominado por la gravedad.

El aditivo se selecciona de tal forma que se evapore y condense a las mismas condiciones que el agua. El solvente condensado alrededor de la interface de la cámara de vapor, diluye el aceite y en conjunto con el calor reduce su viscosidad.

- *Inyección de vapor seguida por inyección de agua*

Al madurar los proyectos de inyección de vapor la relación vapor-aceite se torna poco rentable, de esta forma se llega a ser necesario decidir entre continuar o terminar con la inyección de vapor. Las altas relación vapor-aceite generalmente indican que una gran cantidad de vapor es retenida en el fluido y la roca del yacimiento y que algo de este calor completa su ciclo en el yacimiento sin afectar la recuperación. Por esta razón, es necesario encontrar un método para utilizar este calor, para la óptima operación del proyecto de inyección de vapor.

Se ha tomado recientemente la tendencia de convertir un proyecto de inyección de vapor a inyección de agua, esto se entiende con los siguientes puntos: prolongar la vida económica del proyecto de inyección de vapor, redistribuir el calor en el yacimiento, produciendo aceite adicional de las zonas que han sido recorridas por el vapor inyectado, reducir el consumo de combustibles y liberar generadores de vapor para su uso en la expansión del proyecto, y restaurar la zona de vapor con agua líquida para reducir la subsidencia y eliminar la posibilidad de una migración inversa de aceite hacia las áreas drenadas después del enfriamiento. Con todo esto se pretende optimizar este proceso, haciendo la conversión de inyección de vapor a agua así como para determinar la temperatura óptima y el ritmo de inyección de agua para su inyección posterior a la inyección de vapor.

- *Proceso alternado Agua-Vapor (Water-Alternating-Steam Process (WASP))*

Este proceso retrasa o elimina la irrupción prematura de vapor. Cuando el vapor irrumpe en el pozo productor, ocasionado debido a la alta temperatura tales como pérdida de calor de vapor y productividad del pozo reducida. El WASP puede eliminar estos problemas y mejorar el barrido y las eficiencias de recuperación.

- *Control de conformidad del vapor*

Recientes desarrollos, involucran el uso de químicos de bajo costo tales como polímeros de alta temperatura o gel de lignosulfonato para mejorar la conformidad del yacimiento. Un sistema de polímero en gel fue utilizado para apartar el vapor de los canales preexistentes, mejorando así la eficiencia de barrido areal. Un gel de lignosulfonato fue utilizado para mejorar los perfiles de inyección en los pozos inyectoras para cubrir grandes porciones del intervalo objetivo.

En las décadas futuras, el aceite pesado probablemente afectará la dinámica del suministro global, ya que el 80 por ciento de las reservas conocidas de petróleo pesado están en el Hemisferio Occidental. Canadá y Venezuela concentran el 90 por ciento de todas las reservas conocidas de petróleo pesado.

El problema que existe es que los crudos pesados son notablemente difíciles de producir, porque el principal problema es la alta viscosidad del aceite en el yacimiento. El desafío técnico radica en encontrar nuevos métodos o mejorar los métodos que se tienen para así poder tener una mejor movilidad del aceite pesado para lograr que fluya con mayor facilidad.

Para conseguirlo se necesita comprender mejor su composición, como el manejo de los componentes más pesados y el cómo puede cambiar la tasa de recuperación en el yacimiento respecto al tiempo.

Como se ha venido viendo, muchos de los nuevos campos que hoy en día se han explotado son gracias a los métodos térmicos, ya que con estos es posible incrementar las reservas probadas. Por tal motivo es necesario estudiar la factibilidad tanto técnica y económica de estos métodos aplicados a nuestro país.

CAPÍTULO III: FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL CASO DE APLICACIÓN

Para comenzar con el desarrollo de este capítulo es importante conocer el significado de la palabra factibilidad. La factibilidad es una evaluación que demuestra que el negocio o en este caso proyecto, puede ponerse en marcha y mantenerse, contemplando los problemas que involucra mantenerlo en funcionamiento. La factibilidad tiene como objetivo recopilar datos relevantes sobre el desarrollo de un proyecto, para tomar la mejor decisión, y que el proyecto sea desarrollarlo o implementado.

Con base a la definición anterior, se realizará un análisis de factibilidad tanto técnica como económica para aplicar un método de recuperación mejorada, en este caso se hará sobre un método térmico llamado inyección alterna de vapor o por su nombre en inglés (“*huff and puff*”). El campo a estudiar será el campo Samaria perteneciente a la Región Sur de PEMEX Explotación y Producción.

Inicialmente, por medio de los estudios realizados a dicho campo, como geología, petrofísica y estudios PVT, se realizará el estudio de selección técnica comparando las características obtenidas y características de campos internacionales donde la inyección alterna de vapor ha sido implementada exitosamente, esto con el fin de comprobar si las características del campo son las propicias para la aplicación de dicho método.

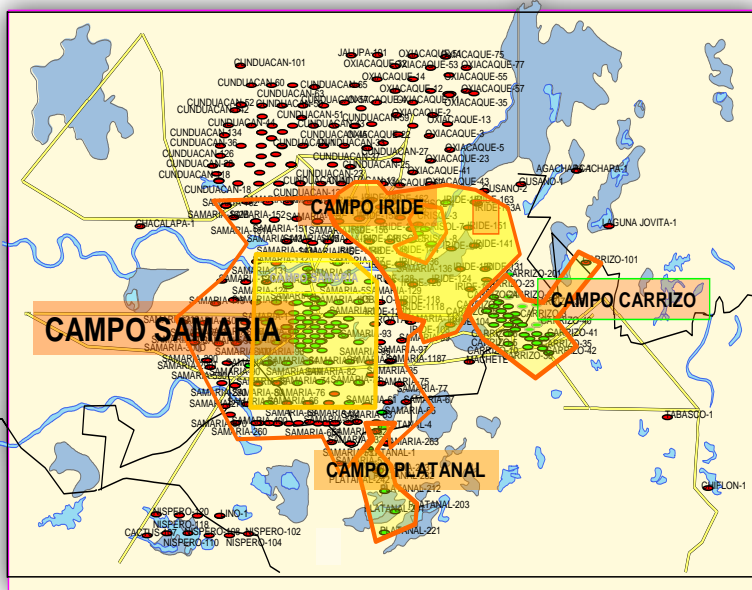
Se realizaran dos factibilidades técnicas, la primera será en base a resultados de la simulación numérica, ya que con esta herramienta se obtendrán diferentes escenarios de explotación y se obtendrán resultados de producción en el tiempo, con el que se podrá observar el potencial que tendrá la inyección alterna de vapor si este es aplicado en un área específica del campo.

La segunda factibilidad será basada en el análisis del comportamiento, desarrollo y resultado de la prueba piloto realizada en el campo Samaria. Serán comparados los resultados obtenidos con la simulación y el primer ciclo de inyección, con el fin de definir si el método es técnicamente factible para ser aplicado de manera masiva en este campo.

3.1 Características del campo Samaria

3.1.1 Localización

El campo Samaria se localiza a 17 km al Oeste-Noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, como se muestra en la **Fig.33** en la provincia geológica de cuencas terciarias del sureste. Cubre un área de 81 Km² y pertenece al activo integral Samaria-Luna de PEMEX Exploración y Producción, Región Sur.



Coordenadas UTM

X=484,000-493,000;

Y=1'990,000-1'9991,000.

Fig. 33 Localización campo Samaria.

3.1.2 Antecedentes del campo Samaria

La explotación de este campo comenzó en 1961 con la perforación del pozo Samaria-2, con una profundidad total de 3,469 metros con el cual se descubre el campo Samaria Neógeno. Se probaron varias arenas de la sección cortada, algunas con aceite pesado de 7-11°API, terminando el pozo entre 800-810 metros, con una producción diaria oficial de 94 bpd. No fue posible su explotación por los métodos de producción primaria por lo cual, se clasificó como aceite no comercial. Diez años después, en noviembre de 1972 a junio de 1974 se llevó a cabo una prueba piloto de inyección alterna de vapor en el pozo Samaria-16, se intentaron 5 ciclos de inyección, sin embargo se consideró la prueba como no concluyente.

Posteriormente se realizaron estudios geológicos para caracterizar y evaluar los yacimientos. En el 2006 se desarrolló el proyecto “Delimitación y caracterización inicial de aceite pesado del campo Samaria Neógeno” con el objetivo de dictaminar la importancia de estos yacimientos.

3.1.3 Geología del campo Samaria

El campo Samaria está ubicado en el área de Chiapas-Tabasco, alojada dentro de la provincia geológica denominada cuencas terciarias del sureste mexicano, cuya sedimentación y deformación la controlan los elementos tectónicos, al norte la plataforma de Yucatán y al sur el macizo granítico de Chiapas.

El área de Chiapas-Tabasco, semeja un pilar estructurado o “horst”, armado en rocas del mesozoico principalmente, cubierto por estratos terciarios, pudiendo considerarse como una continuación de los plegamientos del anticlinorio norte de Chiapas. Sus límites son elementos estructurales y fisiográficos, denominados; falla de frontera, cuenca de Macuspana por el oriente, falla de Comalcalco y domos de la cuenca salina por el poniente, los primero plegamientos frontales de la sierra de Chiapas al sur y la plataforma continental del golfo de México al norte.

Las formaciones productoras de los campos del terciario Samaria-Írde-Carrizo, están representadas por depósitos de arenas no consolidadas depositadas en ambiente fluvio-lacustres, caracterizados por canales entrelazados y apilados, con barras potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, típicas de la formaciones paraje solo y filisola.

- **Estratigrafía**

Las secuencias sedimentarias del pleistoceno sobreyace a la lutita 18, constituida por los paquetes de arena 1 a arena 18 y están representadas por paquetes de lutita azul verdoso, suave, plástica y ligeramente arenosa, y arena gris claro de grano grueso a medio en partes fino, subangulares, con pequeñas intercalaciones de lignito y fragmentos de moluscos; grava gris claro-amarilla, subangular y escasa arenisca gris, de grano fino. Se identifican 7 paquetes de arenas, cada uno de estas finaliza en su parte superior con un desarrollo arcilloso que actúa como sello en los paquetes arenosos. Estas arenas presentan impregnación de hidrocarburos ligeros y pesados; los aceite ligeros están almacenados en las arenas 18, 16, 12, y 8 mientras los pesados en las arenas 6, 4 y 1. La lutita 8 prácticamente es la que funciona como pseudofrontera entre hidrocarburos ligeros y pesados, la que generalmente se localiza entre 900 y 1,100 metros de profundidad. **Fig.34.**

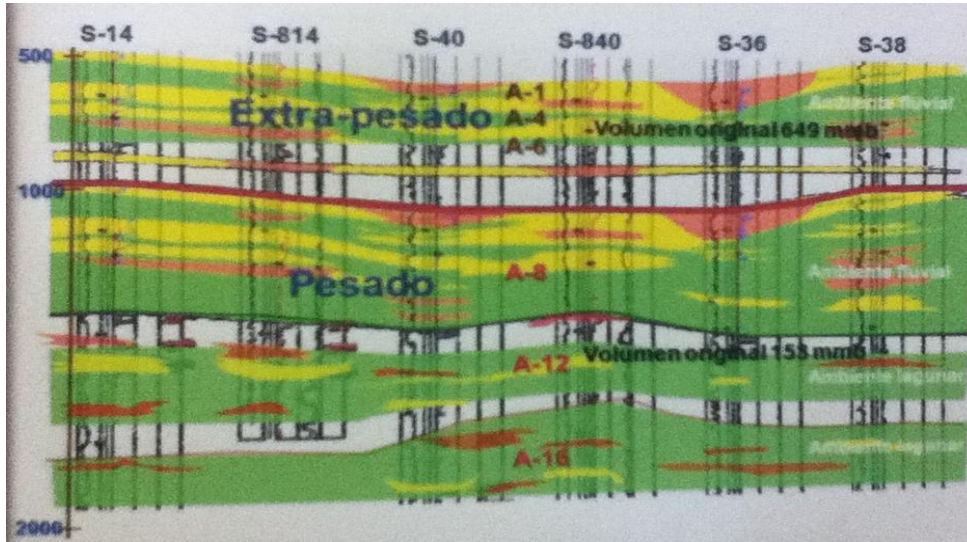


Fig. 34 Sección estructural del campo Samaria terciario

Los depósitos del Neógeno, en su mayoría son el resultado de una serie de sistemas complejos fluvio-deltáicos progradantes de alta energía, formando canales entrelazados y superpuestos, divididos en tres paquetes A-1, A-4 y A-6, que a la vez se subdividen en 13 unidades genéticas: 3 para el paquete A-1; 5 para el paquete A-4 y 5 para el paquete A-6. **Fig.35.**

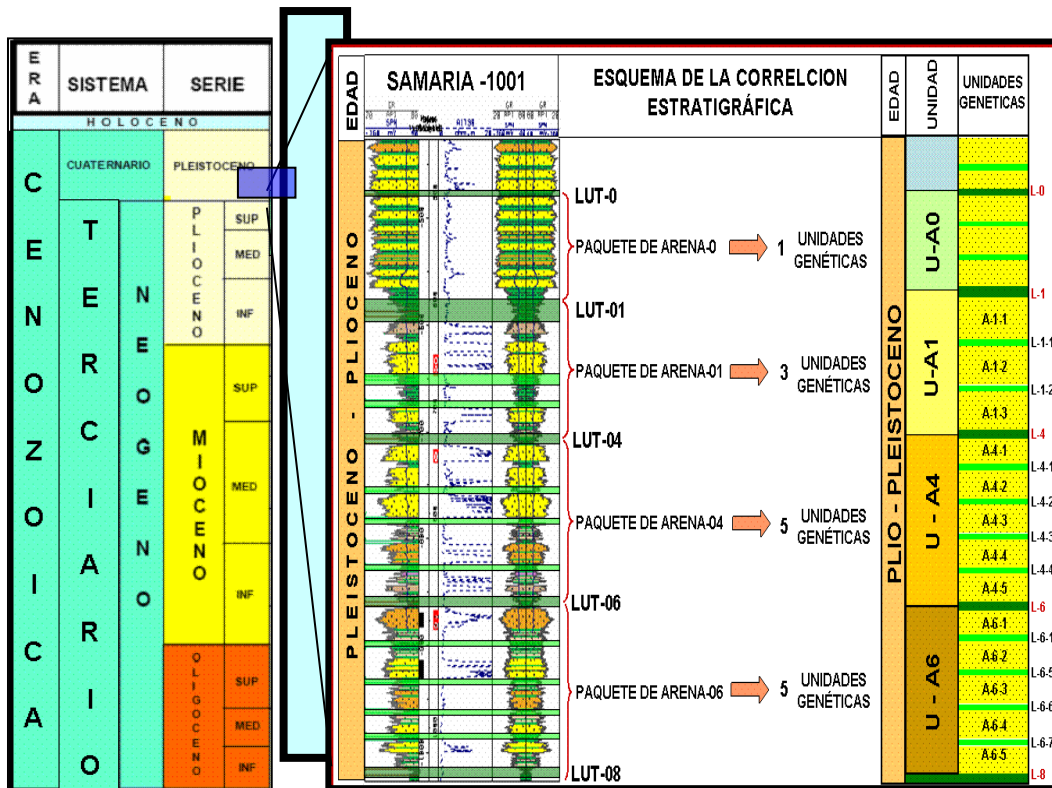


Fig. 35 Columna geología tipo.

Estructuralmente los campos de este bloque, son estructuras anticlinales afectadas por fallas normales e inversas, formando bloques individuales, los que están comunicados hidráulicamente. **Fig.36.**

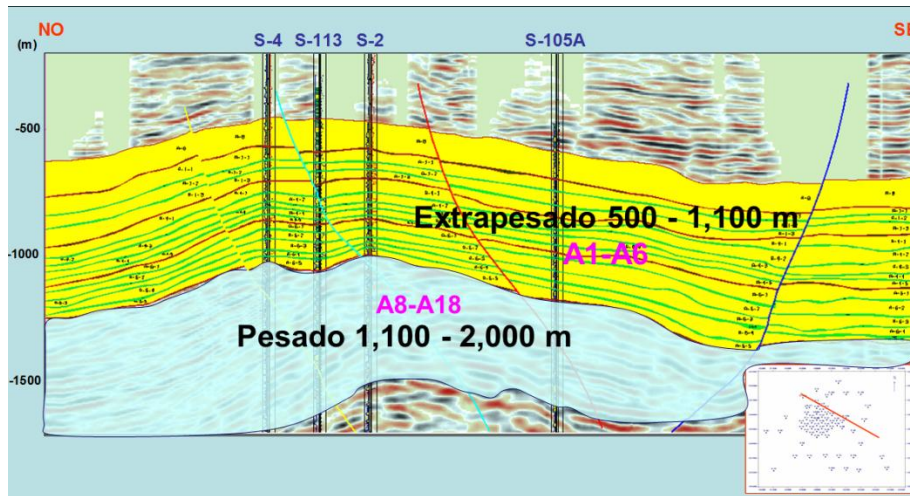


Fig. 36 Sección estructural del campo Samaria.

- Sismica

Con el objetivo de disminuir la incertidumbre y los riesgos, asociados a las diferentes variables involucradas en la estimación de volúmenes de hidrocarburos, se realizó un estudio detallado a los 4 paquetes superiores de arenas del campo samaria, utilizando la sísmica 3D con una extensión del área de 480KM² la cual tuvo como soporte la sísmica 2D previamente interpretada. El mismo patrón estructura-estratigráfico parece existir en el resto de las arenas de este campo y en los paquetes arenosos de los otros dos campos. (Íride y Carrizo). **Fig.37.**

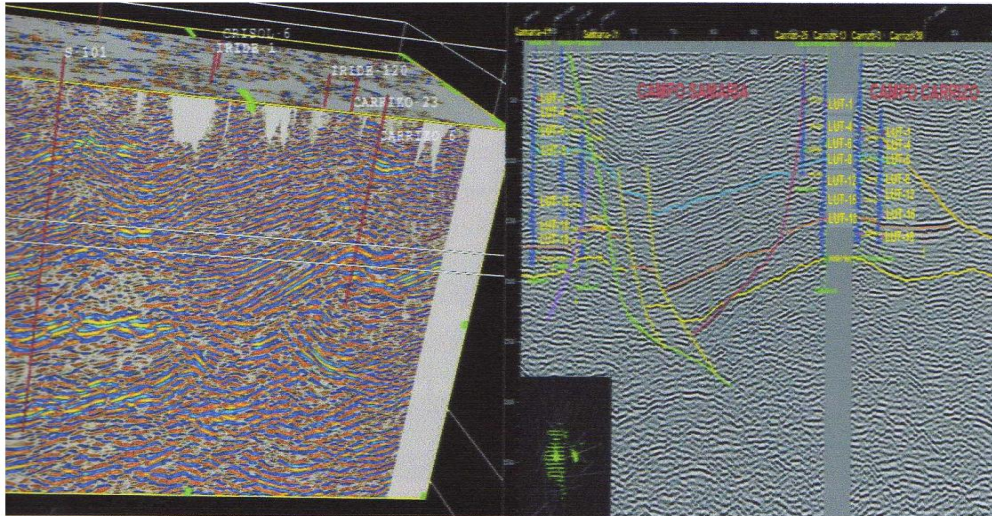


Fig. 37 Sección sísmica de campo (Samaria, Íride, Carrizo)

Con base en el estudio del patrón de la curva potencial espontaneo (SP) de los registros disponibles del campo Samaria, se definieron los siguientes patrones de electrofacies para los paquetes de arena 0 a arenas 6: canales apilados, zonas arcillosas asociadas a planicies de inundación y pequeños cuerpos de arenas asociadas a zonas de rotura. **Fig.38**

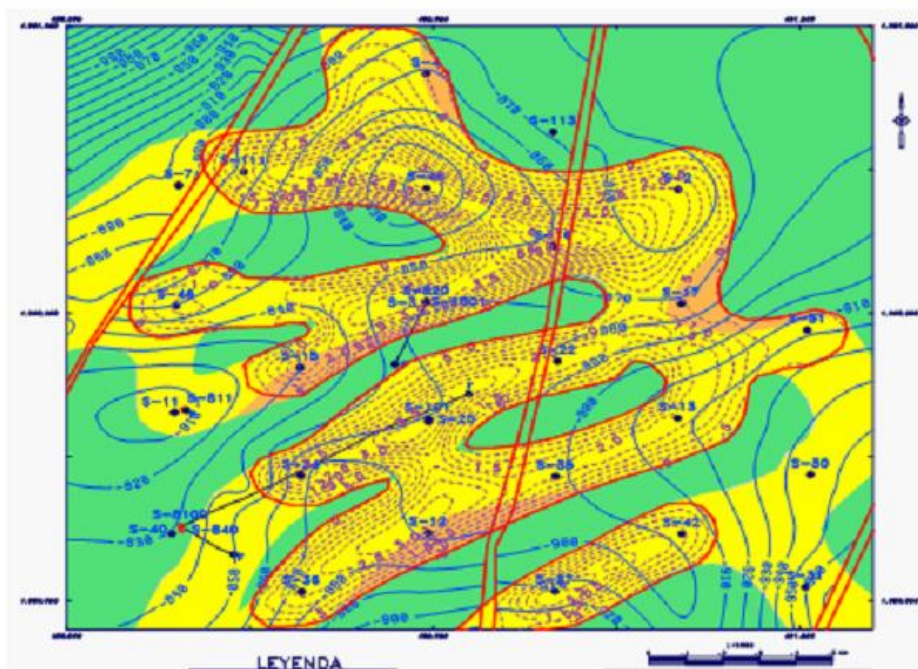


Fig. 38 Mapa de la arena 6.

3.2 Caracterización del campo Samaria

Debido al antecedente que se tenía de aceite pesado y extra pesado en el campo Samaria y a la necesidad incrementar las reservas en México, en el 2006 se comenzó el desarrollo del proyecto “Delimitación y caracterización del campo Samaria”. La caracterización se realizó a partir del pozo Samaria-1001, perforado en el 2004, debido a que el objetivo de este fue la arena 6, la cual mostraba un alto contenido de aceite extra pesado.

Con motivo de comenzar a evaluar esquemas de explotación de las áreas 2, 4 y 6 que contienen alto potencial de aceite, se decidió actualizar el modelo estático del campo Samaria.

3.2.1 Petrofísica del campo Samaria

Continuando con la actualización del modelo estático se tomaron registros petrofísicos del pozo Samaria-1001 principalmente, esto debido a que este había sido el descubridor de aceite pesado en la arena 6, también se tomaron registros anteriormente realizados de pozos aledaños al pozo antes mencionado, esto con el fin de caracterizar las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático, algunas de las propiedades físicas y texturales fueron medidas en el laboratorio analizando sus núcleos.

Con la información obtenida del pozo Samaria-1001 y los pozos alrededor de él, se extrapoló la información para poder realizar un modelo geológico y estructural de las arenas con el fin de que el área de simulación pudiera introducir la información necesaria para simular el comportamiento de los pozos que se utilizarían en la prueba piloto.

Los principales parámetros físicos necesarios para la evaluación de un yacimiento mediante un análisis petrofísico son: saturación de agua e hidrocarburos, porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor de la capa permeable.

Para el cálculo del volumen de arcilla se utilizó la curva del registro de rayos gamma (GR). La porosidad (\emptyset) se obtuvo mediante el registro de densidad neutrón. En cuanto a la saturación de agua (S_w) se usó el modelo de simandouz modificado, que incluye la corrección por contenido de arcillas. La permeabilidad (k), se calculó utilizando la ecuación generada de la correlación con el núcleo del pozo Samaria-1001.

Por último, para el conteo de espesor impregnado se utilizó valores de corte o cut-off, los cuales generalmente son: volumen de arcilla máxima (V_{sh}), porosidad mínima (\emptyset), y saturación de agua máxima (S_w).

Después de realizada la simulación y debido a que la implementación de la prueba piloto mostraba un gran potencial, se programó la recuperación de núcleos durante la perforación de los nuevos pozos pertenecientes a la prueba piloto con el fin de realizar un modelo más completo de las arenas prospectivas y así tener menos incertidumbre en el modelo.

A continuación se muestran los resultados de los registros tomados y valores obtenidos de los pozos Samaria-916, Samaria-922 y Samaria-915H. **Figuras 39, 40, 41 y Tablas 14, 15, 16.**

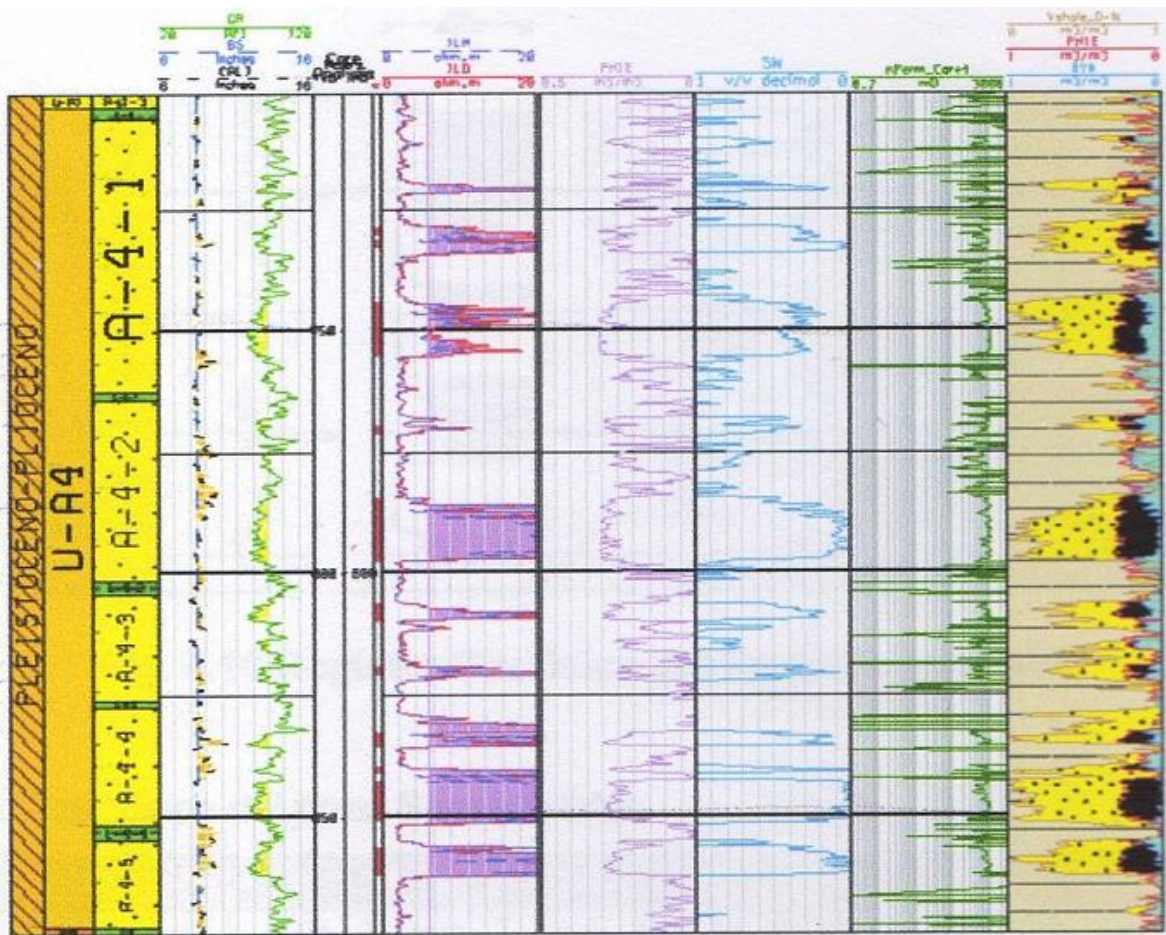


Fig. 39 Samaria-916

Tabla 14 Evaluación Petrofísica del pozo S-916.

Pozo	Unidad	Cima	Base	Exp.B	ANT
S-916	A-1-1	586.09	636.13	50.04	12.5
S-916	A-1-2	637.7	668.87	31.18	8
S-916	A-1-3	670.55	704.11	33.56	17.87
S-916	A-4-1	706.35	762.47	56.12	17.75
S-916	A-4-2	764.24	801.39	37.16	9.75
S-916	A-4-3	803.96	825.63	21.68	4.88
S-916	A-4-4	827.03	851.49	24.46	9.88
S-916	A-4-5	854.54	872.34	17.81	6.25

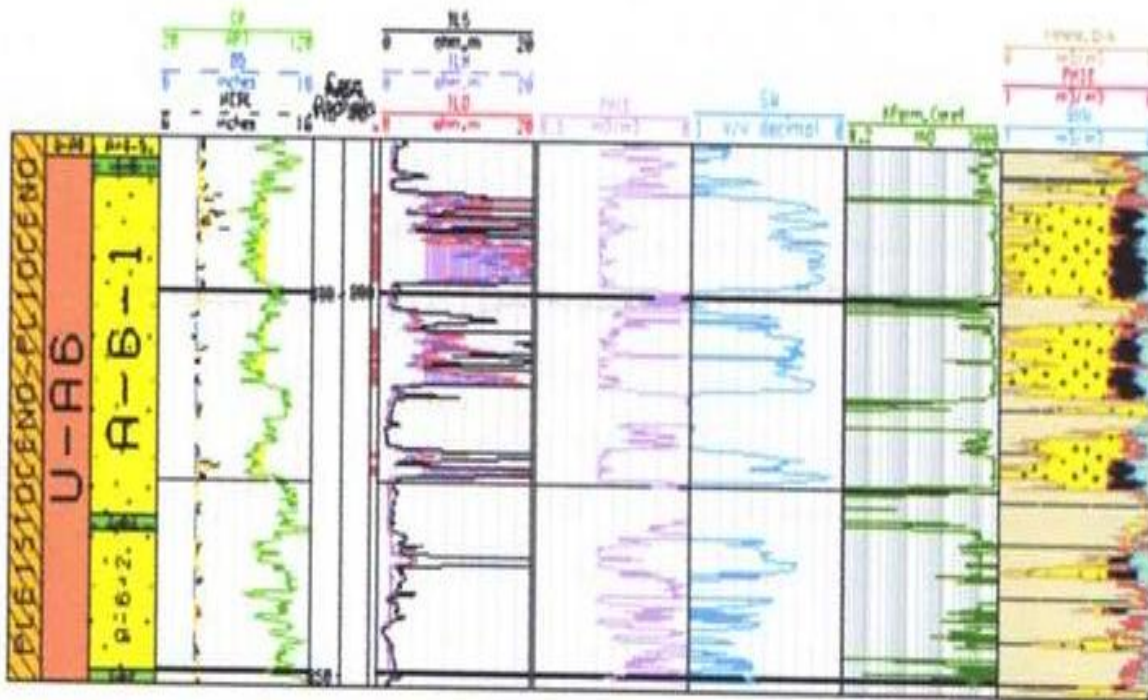


Fig. 40 Samaria-922

Tabla 15 Evaluación petrofísica del pozo S-922.

Pozo	Unidad	Cima	Base	Exp.B	ANT
S-922	A-1-1	622.15	622.69	40.54	17.52
S-922	A-1-2	664.28	694.99	30.71	14.01
S-922	A-1-3	697.33	735.81	38.48	18.58
S-922	A-4-1	738.15	773.63	35.47	18.58
S-922	A-4-2	776.3	807	30.7	16.56
S-922	A-4-3	809.13	832.86	23.72	17.21
S-922	A-4-4	833.86	859.63	25.77	11.58
S-922	A-4-5	860.97	882.38	21.42	9.6
S-922	A-6-1	884.72	929.23	44.51	27.57
S-922	A-6-2	931.24	18.41	18.41	3.71

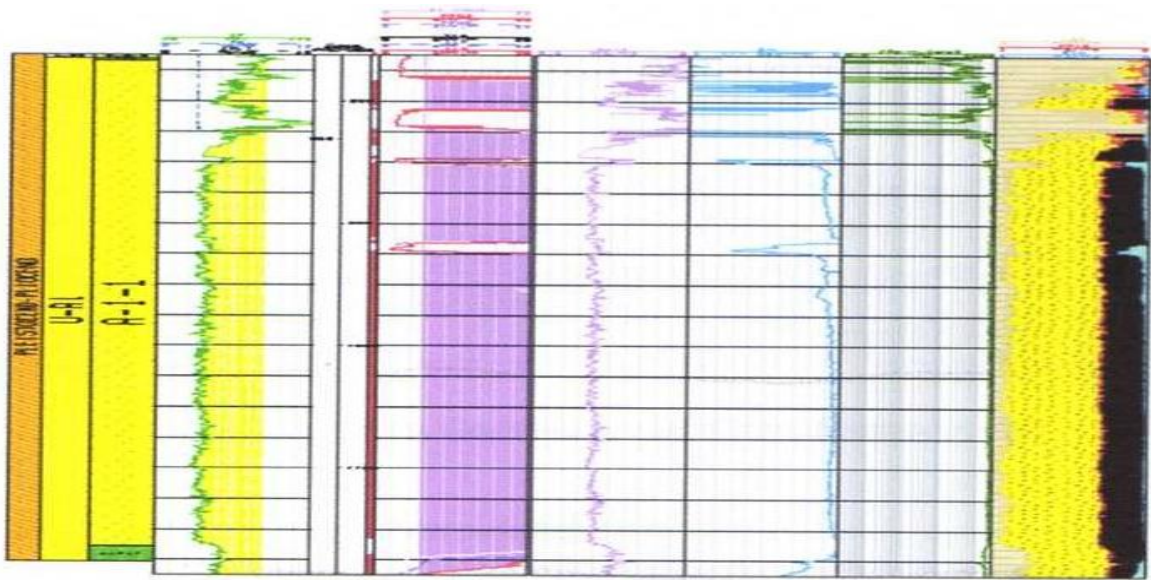


Fig. 41 Samaria 913-H

Tabla 16 Evaluación petrofísica del pozo S-913-H.

Pozo	Unidad	Cima	Base	Exp.B	ANT
S-913-H	A-1-1	627.66	674.05	46.39	7.99

Los núcleos recuperados se enviaron al laboratorio, para evaluación de propiedades petrofísicas y térmicas, sin embargo los resultados no fueron representativos. Por lo anterior, las propiedades de la roca requeridas para realizar los estudios y pronósticos del comportamiento del proceso se tomaron de la evaluación de registros de los pozos perforados en el área con objetivo de arenas más profundas o incluso del mesozoico. Los datos principales se enlistan a continuación.

Tabla 17 Propiedades de la roca en estudio.

Saturación de agua, fracción	0.18-0.30
Porosidad, fracción	0.20-0.38
Densidad de la roca g/cm³	2.635
Permeabilidad, Darcy	1-6
Espesor neto, metros	120-150
Profundidad, metros	600-1000

Los fluidos almacenados en el yacimiento son: agua salada de 5,000 a 15,000 ppm de salinidad total equivalente en NaCl y aceite viscoso con poco gas, densidad de 5 a 10 grados API° y viscosidad de aceite muerto de 2,000 a 23,000 cp a la temperatura del yacimiento de 45 °C. La presión original del yacimiento es de 94 Kg/cm² a la profundidad de 1,000 metros.

3.2.2 Pruebas PVT

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos, inicialmente se tomó muestra de fondo del pozo Samaria-1001, posteriormente de los pozos Samaria-916 y 901 y se realizaron análisis PVT. Las principales propiedades obtenidas son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 18 Propiedades PVT del pozo S-916 y 901.

Pozo	Presión inicial (Kg/cm²)	Temp. inicial (°C)	Presión de saturación (Kg/cm²)	RGA ($\frac{m^3}{m^3}$)	μ (cP)	°API	ρ ($\frac{gr}{cm^3}$)	Bo
S-916	81	48	36.40	6.81	11,055	9.6	0.99	1.036
S-901	66	43	44.41	14.44	10,900	8.5	0.94	1.062

Uno de los aspectos más importantes en una inyección con vapor es el comportamiento de la viscosidad con la temperatura. Por tal motivo es de vital importancia tener un estudio de esta propiedad para poder predecir con mayor eficiencia el comportamiento del proyecto.

Al igual que para la petrofísica, después de perforados los pozos nuevos pertenecientes a la prueba piloto, se tomaron muestras del aceite producido y se realizó una prueba de temperatura vs viscosidad antes de comenzar con la inyección de vapor. En la **Fig.42** se puede observar un análisis de sensibilidad realizado a las diferentes muestras de aceite, esto con el fin de observar la variación de la viscosidad al ir aumentando la temperatura.

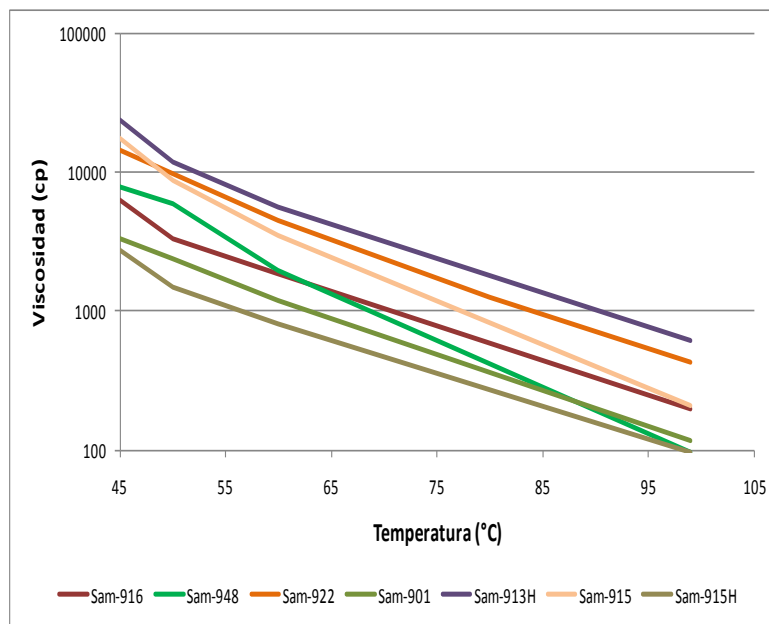


Fig. 42 Prueba de viscosidad de pozos delimitadores.

Como puede observarse, existe una reducción drástica de la viscosidad del aceite al incrementar la temperatura, en todos los casos, con llevar la temperatura a 100°C, la viscosidad se reduce en 2 órdenes de magnitud. La pendiente más pronunciada es la del pozo Samaria-948 con una reducción de 7,953 cp a 96 cp con lo que se puede esperar que la respuesta en producción en este pozo después de una inyección de vapor será más favorable.



Fig. 43 Prueba de viscosidad de laboratorio.

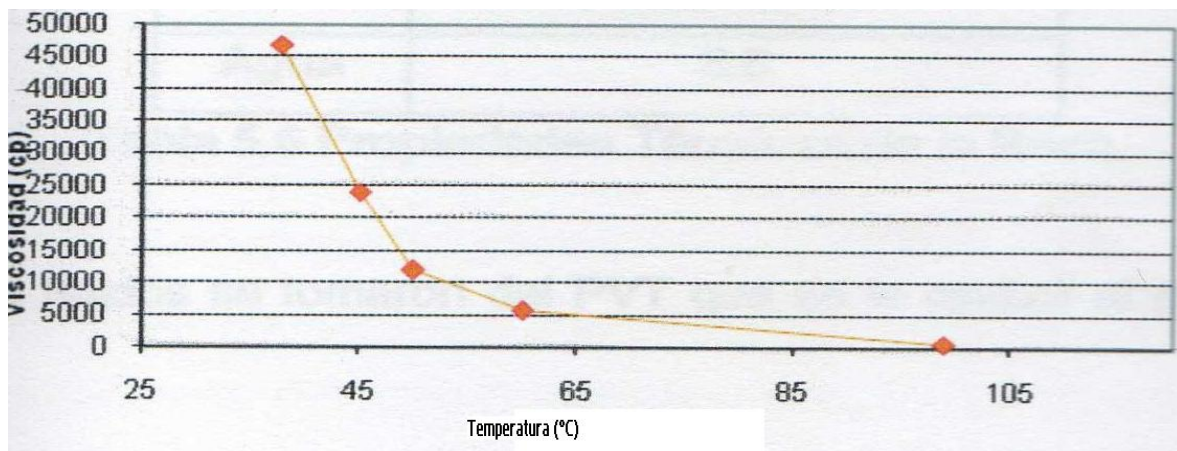


Fig. 44 Grafica de la Viscosidad Vs Temperatura.

Tabla 19 Resultado de la viscosidad vs temperatura.

T (°C)	Viscosidad (cP)
37.8	46749.1
45	24035.7
50	11927.47
60	5613.83
99	615.08

3.3 Criterio de selección

Los criterios de selección para procesos de recuperación mejorada son utilizados ampliamente para evaluar campos antes de que cualquier otra evaluación sea llevada a cabo. Estos criterios de evaluación están basados en un grupo de parámetros del yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de aceite, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos).

Anteriormente se estudió la geología, petrofísica, propiedades del fluido y roca del campo Samaria. Con la información obtenida y comparándolos con otros yacimientos exitosos en este método, se realizó el criterio de escrutinio para comprobar la factibilidad técnica de la implementación de la inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada en el campo Samaria. Esta comparación se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 20 Criterio de selección técnica para la IAV

	Datos generales	Campo Samaria
Espesor neto, h (pies)	>30	394-492
Profundidad (pies)	<3,000	2,100-3,000
Porosidad (%)	>20	20-38
Permeabilidad, k(mD)	>100	4,000-6,000
Gravedad (°API)	<15°	5°-10°
Viscosidad del aceite, (cP)	>4,000	TY: 4,500-23,000 Ts: 6,000-45,000
Saturación aceite (b/acre*pie)	1,200	1,200-1,700
Presión de vapor (psi)	<1,400	1,000-1,350
hk/μ	<200	75-200

Después de aplicar los criterios de escrutinio, y analizar las diferentes características del aceite, se observa que el campo Samaria tiene las características necesarias para que la inyección alterna de vapor sea implementada como método de recuperación mejorada en este campo. Un aspecto importante para tomar la decisión de implementar este método, es que se cuenta con antecedentes de aplicación de una inyección de vapor en los años 70's con la cual ya se tienen algunos antecedentes de su funcionamiento y comportamiento.

3.4 Simulación

La simulación numérica de yacimientos (SNY) es una herramienta de suma importancia en la factibilidad técnica y económica, ya que con la SNY es posible predecir el comportamiento de yacimientos realizando diferentes esquemas de explotación. Dando como resultado al ingeniero una idea más completa del comportamiento del yacimiento y así poder tomar la mejor decisión para obtener el máximo valor del mismo, optimizando ciertas condiciones para aumentar la recuperación.

Para la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada en el campo Samaria, se utilizará la simulación numérica. Se usará un simulador térmico trifásico llamado simulador STARS. Este simulador es una herramienta de simulación para el modelaje de procesos térmicos y químicos que se presenta como una herramienta muy robusta para el modelaje de flujo de cuatro fases en el medio poroso con múltiples componentes, lo que permitirá modelar el movimiento de fluidos dentro de formaciones complejas, bien sean convencionales o naturalmente fracturadas.

La caracterización de los diferentes tipos de aceites en el simulador será mediante la descomposición del fluido en pseudocomponentes. El motivo de la selección de este tipo de simulador es la opción que tiene para incluir opciones tales como la combustión seca, húmeda, inyección de agentes químicos, inyección de vapor con aditivos, pozos horizontales y multilaterales.

Con la ayuda de la petrofísica del yacimiento pleistoceno (Neógeno) del campo Samaria, y a partir del pozo Samaria-1001, se generaron valores promedio para cada una de las arenas y se obtuvieron valores de permeabilidad, porosidad, saturación de agua y espesor, con lo cual se pudieron construir mapa de isopropiedades

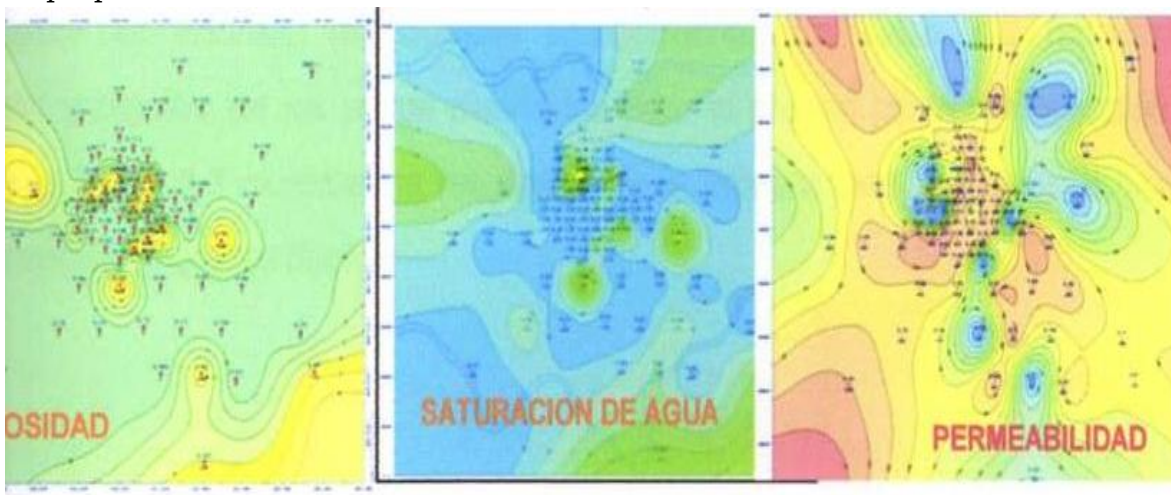


Fig. 45 Mapa de isopropiedades.

3.4.1 “Full Fiel Model”

Para la primera corrida de simulación se utilizó un modelo radial para pozos verticales y un modelo cartesiano para pozos horizontales, esto con información del pozo Samaria-1001 ubicado en el paquete de arena 6.

Después de la perforación y toma de información de los pozos pertenecientes al proyecto “Determinación y caracterización del campo Samaria”, se realizó un modelo completo llamado “**Full Field Model**”.

Para la creación del modelo “Full Field Model” se generó un mallado donde se incorporaron los mapas estructurales de cada una de las arenas desde A-1-1 hasta A-6-5. Dicho mallado presento cierto grado de dificultad en su creación, ya que en el campo existen planos de fallas con altos ángulos. Sin embargo se creó una malla que estructuralmente representara los mapas estructurales. El mallado cuenta con 68 x 46 x 57 celdas (187, 696 celdas en total) con dimensiones aproximadas de 50 x 50 x 3 metros.

Con el fin de estimar los valores de porosidad y permeabilidad en cada celda del modelo se utilizaron herramientas geoestadísticas y la evaluación petrofísica de 28 pozos que atraviesan formaciones de interés, para lograr con esto una mejor representación de las heterogeneidades del yacimiento.

Para todas las extrapolaciones se utilizaron los mapas de porosidad interpretados anteriormente del campo Samaria. Las curvas de permeabilidad relativa se generaron a partir de la ecuación de Corey. Se estimó una saturación de aceite residual al agua y gas de 40 %, dicho valor puede disminuir con el incremento de la temperatura debido a la inyección de vapor.

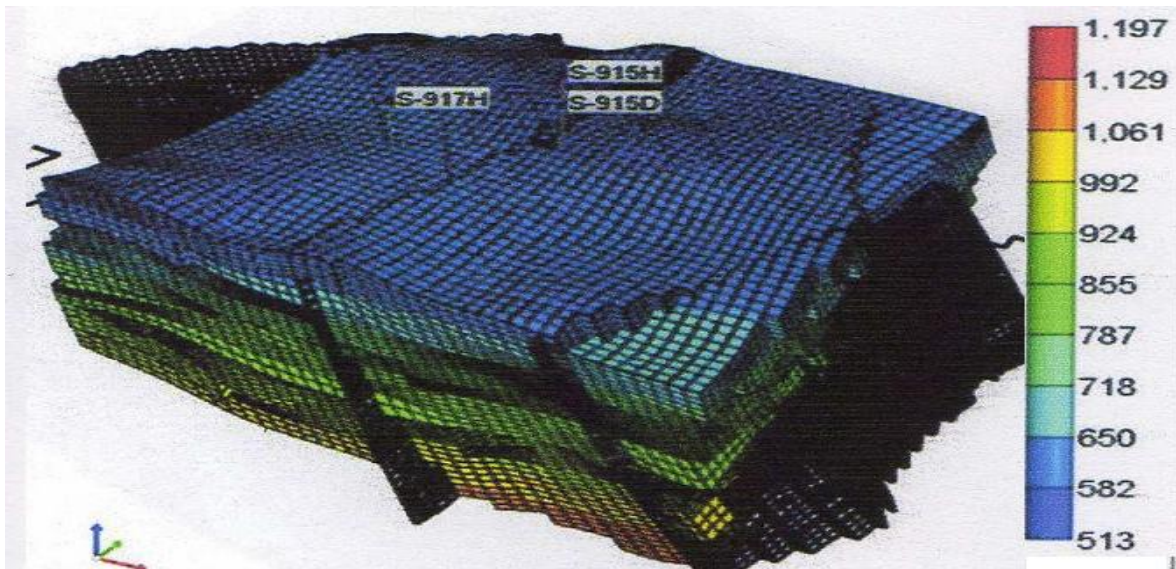


Fig. 46 Full Field Model

3.4.2 Simulación pozos vertical

Para la creación del modelo de simulación de los pozos verticales se utilizó la información petrofísica del pozo Samaria-916, mostrada en la siguiente tabla.

Tabla 21 Datos petrofísicos del pozo Samaria-916.

Pozo	Unidad	Cima(m)	Base(m)	Porosidad (%)	Sw (%)	Permeabilidad (mD)
S-916	A-4-1	719.69	722.00	26.94	14.84	832.41
		728.94	734.06	26.35	15.78	785.14
		744.69	755.31	28.32	32.76	940.87
S-916	A-4-2	768.06	770.44	26.96	30.63	833.70
		784.60	797.44	27.25	18.63	856.37
S-916	A-4-3	807.19	809.56	29.06	23.08	999.97
		819.06	821.69	26.26	28.26	778.02
S-916	A-4-4	832.69	835.31	26.13	21.67	768.17
		840.19	851.31	27.28	3.91	858.81
S-916	A-4-5	856.44	861.94	28.1	9.3	923.62

Para el aspecto térmico, fueron seleccionadas propiedades de proyectos realizados anteriormente a nivel mundial donde los yacimientos cuentan con características similares a los yacimientos del campo Samaria.

Tabla 22 Datos térmicos.

	Conductividad térmica BTU/(ft*day+*F)
Roca	106
Aceite	1.8
Agua	8.6

Para lograr la heterogeneidad del yacimiento se estimaron los valores de porosidad y permeabilidad en cada celda del modelo. Se utilizó la evaluación petrofísica del pozo Samaria-916 que atraviesa la formación de interés en el área piloto y fue necesario introducir datos de historia de producción. El pozo es ubicado en el centro de la malla y las arenas a explotar son: A-4-2 y A-4-5. Con los valores obtenidos de los estudios petrofísicos, estudios PVT e información térmica, se generó un mallado radial que representa cada uno de los intervalos de arenas. Se considera cada intervalo como un yacimiento independiente, ya que el objetivo principal es estudiar los fenómenos en las cercanías del pozo.

A continuación se muestran los diferentes modelos obtenidos con los datos mencionados anteriormente.

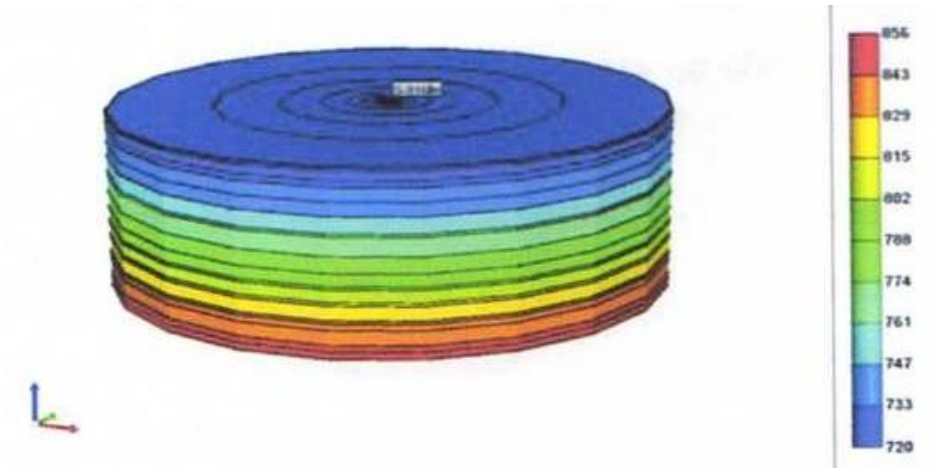


Fig. 47 Modelo radial.



Fig. 48 Modelo radial de los intervalos de arena.

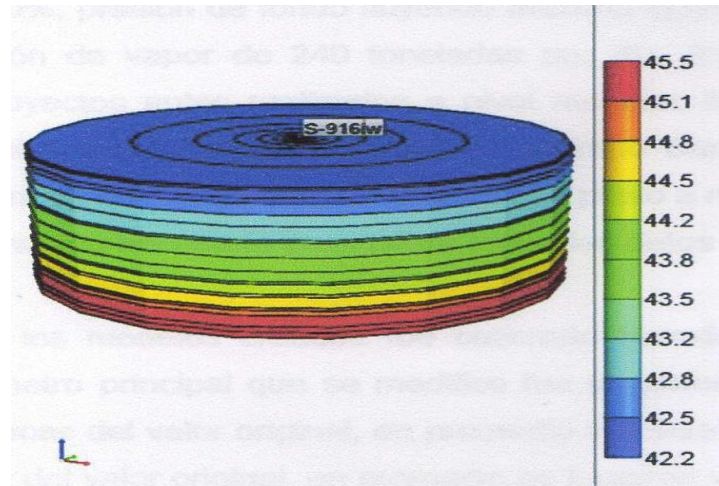


Fig. 49 Distribución de la temperatura inicial.

Respecto a valores de la presión, se tomó una presión de fondo fluyendo (Pwf) mínima de 30 a 40 $\frac{Kg}{cm^2}$ y para el caso del pozo inyector de vapor una temperatura de inyección de 350°C, calidad de 80%, presión de fondo fluyendo máxima de 148 $\frac{Kg}{cm^2}$ y un promedio de inyección de vapor de 240 toneladas por día. Estos valores fueron seleccionados de proyectos realizados anteriormente a nivel mundial, los cuales contaban con características similares a los yacimientos del campo Samaria.

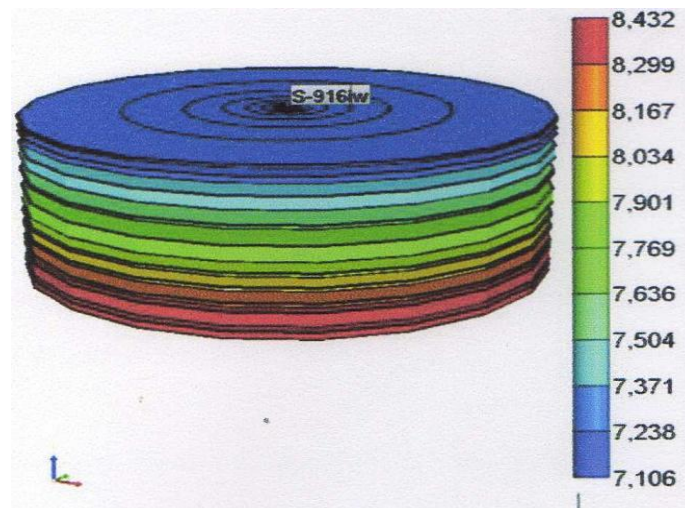


Fig. 50 Distribución de la presión inicial.

3.4.3 Simulación pozos horizontales

Para representar los pozos horizontales programados para esta prueba, se utilizó la información obtenida del pozo Samaria-913H. De igual manera que para los pozos verticales se estimaron los valores de porosidad y permeabilidad en cada celda del modelo, con el fin de lograr una mejor representación de la heterogeneidad del yacimiento.

La información petrofísica que se introdujo al simulador son las mostradas en la siguiente tabla y también fue necesario cargar los datos de historia de producción.

Tabla 23 Datos petrofísicos del pozo Smaria-913-H.

Pozo	Unidad	Cima (m)	Base (m)	Porosidad (%)	Sw (%)	Permeabilidad (mD)
S-913H	A-0	604	615	34.53	31.59	1431.79
		653.55	667.45	33.71	30.89	1367.02
		675.05	680.75	31.73	32.34	1210.56
		708.35	711.55	30.58	30.58	1119.55
S-913H	A-1	782.95	805.65	32.8	3.40	1294.20
	A-1-1	822.25	846.95	36.5	6.00	1587.20
		850.85	915.95	39.92	10.21	1857.39
		923.05	1157.25	39.37	6.52	1814.32

Se utilizó el modelo cartesiano en lugar del modelo radial para pozos horizontales, debido a que a la dirección axial puede estar orientada en dirección I, J, K.

El pozo se ubicó en el centro de la malla, los datos de los fluidos fueron del análisis PVT realizado en el pozo Samaria-916. Al igual que para los pozos verticales las propiedades térmicas, fueron seleccionadas de proyector realizados anteriormente a nivel mundial.

En la siguiente **Fig.51** se muestra el modelo cartesiano para pozos horizontales.

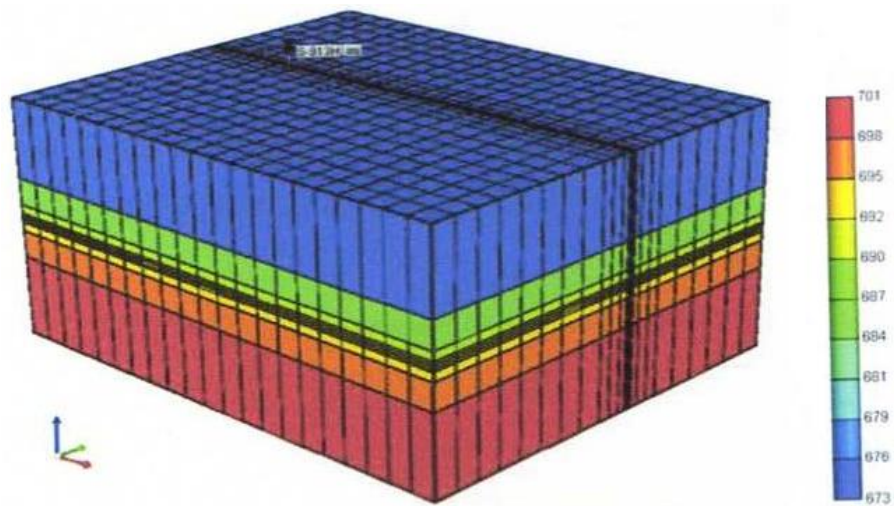


Fig. 51 Modelo cartesiano.

Con respecto a la presión, no se contaba con información de fondo fluendo de los pozos horizontales, por tal motivo se estimaron la presiones de fondo fluendo de 30 a 40 $\frac{Kg}{cm^2}$, lo que dificulta el cotejo del índice de productividad de los mismos, para las características de los pozos inyectores de vapor se tomaran las mismas características que se utilizaron para los pozos verticales.

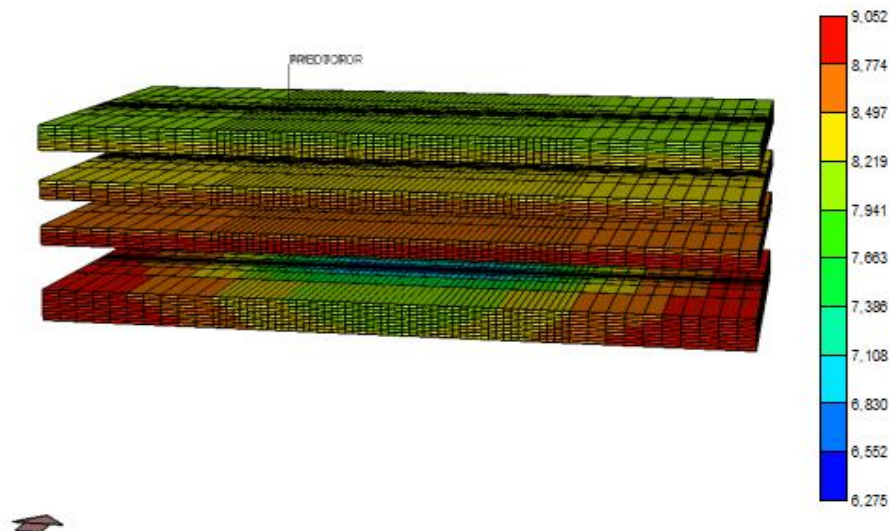


Fig. 52 Modelo cartesiano pozo horizontal.

Para la etapa de inyección de vapor se tomaron las siguientes características, temperatura de inyección de 350°C, calidad de 80%, presión de fondo fluyendo máxima de $148 \frac{Kg}{cm^2}$ y un promedio de inyección de vapor de 240 toneladas por día.

La **Fig.53 y Fig.54** muestran el resultado de una de las corridas de simulación realizada con los datos mencionados anteriormente. Se puede observar el comportamiento de la producción a través de las diferentes etapas de la inyección alterna de vapor así como la producción acumulada.

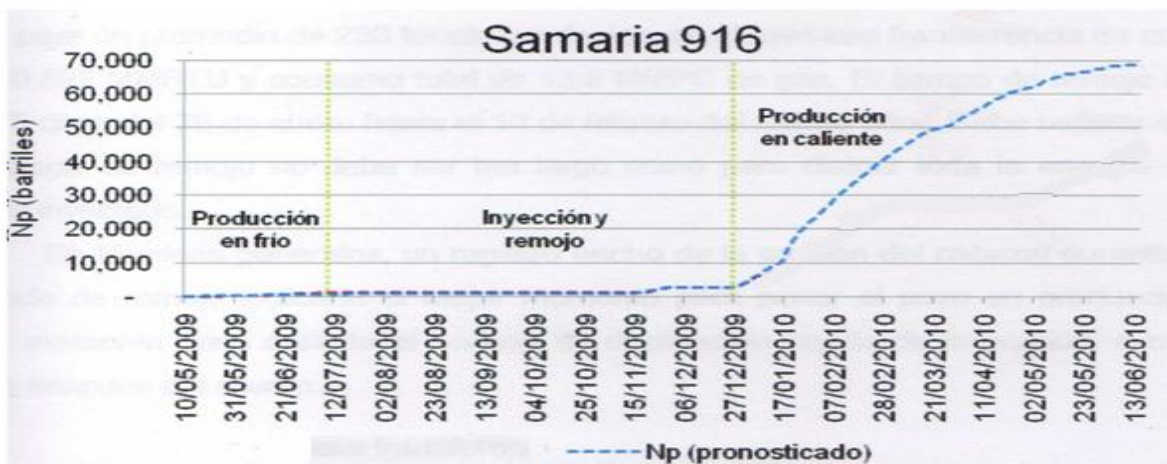


Fig. 53 Producción acumulada, pozo S-916.

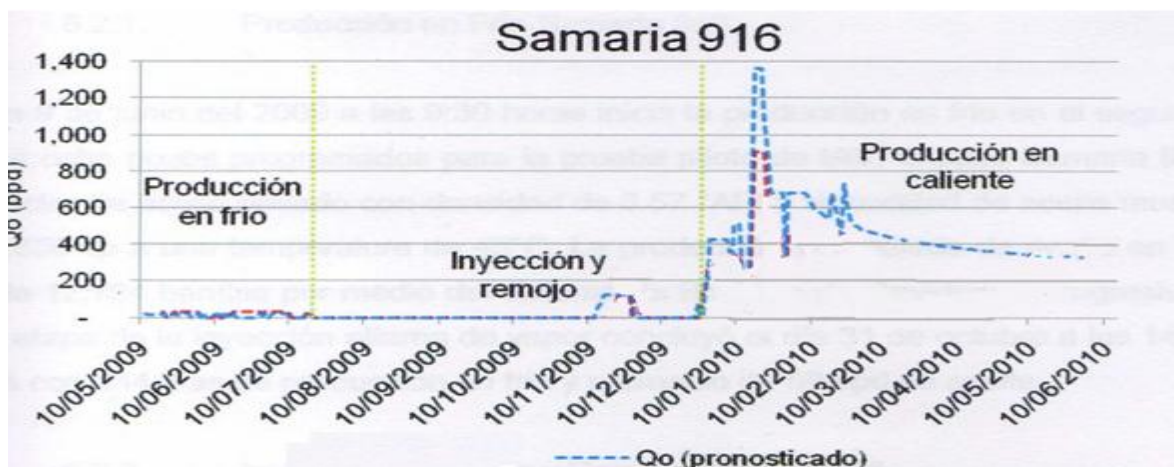


Fig. 54 Producción en diferentes etapas de inyección.

El simulador arrojó esquemas de producción en el cual se puede observar que se tiene la posibilidad de producir en frío, esto con la ayuda de un sistema artificial de producción (SAP), la producción esperada en frío es de 50 a 100 BPD. Tiempo después de producir en frío, se introduce en el simulador la inyección alterna de vapor con las características de inyección antes mencionadas, a simple vista el proyecto muestra una gran factibilidad de ser implementado, ya que al comparar la producción en frío y caliente del pozo Samaria-916, se puede observar claramente el aumento en la producción de 50 BPD de producción en frío a un máximo de 1,400 BPD de producción en caliente.

Analizando todos los parámetros anteriores y recapitulando la información, el campo Samaria está compuesto por arenas de grano mediano a grueso, con paquetes de arena con gran potencial de aceite, con densidades de 5 a 10 °API y viscosidad de aceite muerto a 45°C de 2,000 a 23,000 cp. Los paquetes de arenas tienen espesores netos de 120 a 150 metros, permeabilidad de 1 a 6 Darcy, saturación de agua de .18 a .30 , presión promedio del yacimiento de 97 Kg/cm² y la temperatura de 45°C. Con lo que el campo Samaria es un excelente candidato de aplicación para la inyección alterna de vapor.

Realizada la simulación y evaluando distintos esquemas de producción, se demostró que la inyección alterna de vapor es completamente factible de aplicarse ya que esta herramienta nos arrojó esquemas prometedores de producción, pasando de 50 BPD produciendo en frío a 1400 BPD después de la incorporación de la inyección alterna de vapor.

3.5 Planeación de la prueba piloto

Como se demostró anteriormente las características del campo Samaria muestran una gran factibilidad técnica para aplicar la inyección alterna de vapor como método de recuperación mejorada, por tal motivo se llevara a cabo el proyecto **“Prueba piloto de inyección alterna de vapor en arenas del terciario de la Región Sur”**.

3.5.1 Delimitación del campo

Para la selección del área, se consideraron varios factores: área donde se tiene la mayor cantidad de información, se tienen más de seis arenas impregnadas, el espesor de la arena impregnado es mayor de 10 metros, se requiere el mínimo de infraestructura superficial y los servicios auxiliares están cercanos.

En la **Fig.55** se presenta el área piloto seleccionada, la cual se localiza en el área central del campo, cubre una extensión de 4.62 Km² y actualmente existen 30 pozos perforados con objetivos más profundos. En esta área, se presentaron las mejores características, espesores mayores a 30 metros, con valores promedio de porosidad entre 25 y 31%, permeabilidad de 1 a 6 Darcys, y saturación de agua promedio de 36%.

Además en esta área se tienen disponibles las fuentes de suministro de agua y gas natural, requeridas para la generación de vapor. El agua se proporcionará de pozos de captación localizados en la Batería Samaria II ubicada dentro del piloto y el gas de la red de BN que pasa por el área.

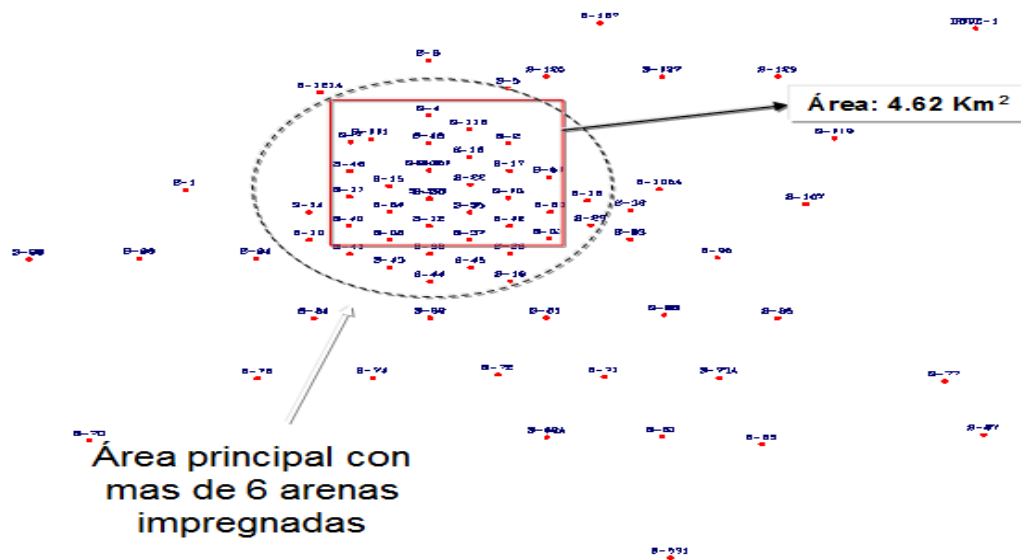


Fig. 55 Área Principal con arenas impregnadas.

Las diferentes arenas impregnadas que se estudiaran con la perforación de estos pozos, son mostradas en la siguiente tabla.

Tabla 24 Geometría de pozos y áreas de interés.

Pozo	Geometría	Objetivo
S-901	Vertical	A-1-2,A-1-3,A-4-1
S-922	Vertical	A-6-1
S-916	Vertical	A-4-2 a A-4-5
S-948	Vertical	A-4-4,A-6-1
S-915	Direccional	A-1-3,A-4-1
S-913H	Horizontal	A-1-1
S-915H	Horizontal	A-4-1
S-917H	Horizontal	A-6-1

3.5.3 Perforación

Para la tubería conductora los pozos utilizaron la TR de 13 3/8” con un grado SW J-55 y un peso de 54.4 lbs/ pie. En caso de los pozos de Samaria-913H y 901, se usó la TR de 9 5/8” con un grado de J-55 y un peso de 36 lbs/pie. Finalmente, para la tercera etapa (tubería de explotación) se utilizó la TR de 7” con un grado de L-80 y un peso de 26 lbs/pie.

Como se realizará una inyección de vapor, un aspecto muy importante es el cemento, esto debido a que si llegara a haber transferencia de calor de la tubería a la formación, el cemento sería afectado y como consecuencia de que el cemento no contiene las características necesarias para soportar altas temperaturas, se fracturaría, dando como resultado que el vapor se infiltre por las fracturas llegando a la superficie y creando una falla técnica grande, que en algunos casos es capaz de provocar un cráter alrededor del árbol de válvulas.

Por tal motivo se definió cementar los pozos hasta la superficie con cemento térmico y se aplicó lodo polimérico inhibido para todas las etapas y emulsión inversa para la última etapa de los pozos horizontales.

Debido a que el pozo horizontal tendrá como objetivo solo una arena productora y como tanto la teoría como la simulación muestran que se puede obtener más producción de aceite que un pozo vertical, para los pozos horizontales se dejó agujero descubierto de 5 7/8” después de la última etapa y una TR de 7”, con el

motivo de obtener mayor aprovechamiento del área de flujo. La **Fig.57** muestra el diseño de la perforación de los pozos verticales y horizontales.

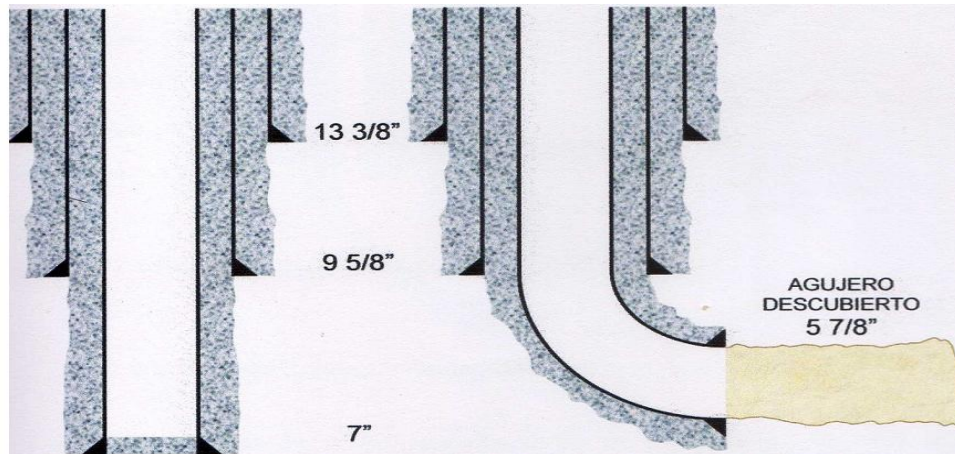


Fig. 57 Perforación de pozos verticales y horizontales.

3.5.4 Terminación

Se utilizaron diferentes aparejos de producción en la prueba piloto; se aplicó un aparejo para la producción en frío y un aparejo térmico para la inyección de vapor y posteriormente para la producción en caliente. Se manejó un aparejo térmico aislado para evitar las pérdidas de calor a lo largo del pozo. El aparejo que se utilizó en general para la producción en frío **Fig.58** conto con varias herramientas como:

- Bola colgadora de 7 1/16" X 3 1/2"
- TP de 3 1/2" con grado N-80 y un peso de 9.3 lbs/pie.
- Dos tubos capilares de 1/4"
- Niple de Asiento de 3 1/2" con un peso de 9.3 lbs/pie
- Niple Perforado de 3 1/2" de grado N-80 y un peso de 9.3 lbs/pie.
- Ancla antitorque de 7" X 3 1/2" con un peso de 9.3 lbs/pie.

Los dos tubos capilares de 1/4" pasan a través de la bola colgadora y van flejados en el exterior de la TP, hasta llegar a la ancla antitorque. Por estos tubos, se inyecta un diluyente al aceite pesado para disminuir su viscosidad.

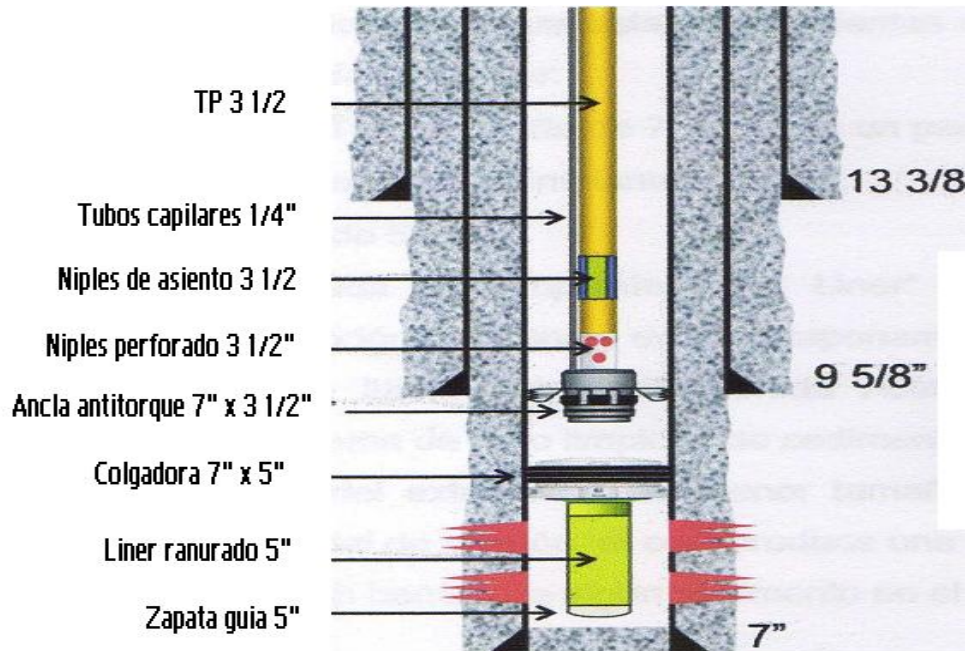


Fig. 58 Aparejo de producción en frío, pozo vertical.

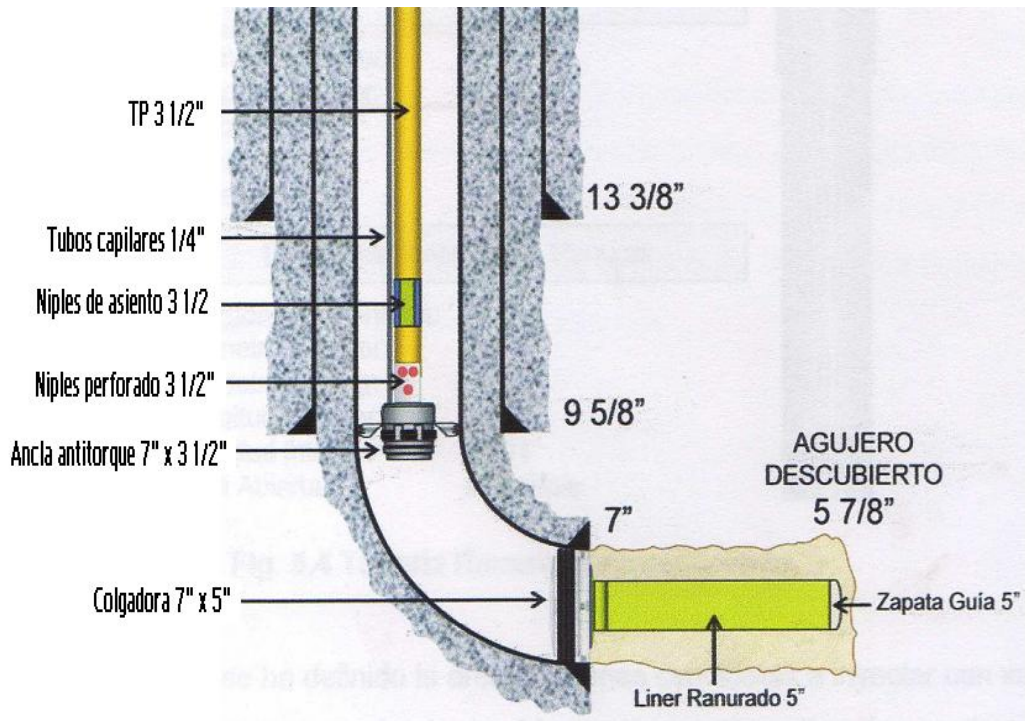


Fig. 59 Aparejo de producción en frío, pozos horizontales.

Como se muestra en la **Fig.59**, la parte inferior de la terminación, está compuesta por las herramientas de control de arenas. Caso contrario del aparejo, que es cambiado después de la producción en frío, estas herramientas permanecen para todos los ciclos debido a que estas herramientas soportan las temperaturas de aplicación.

Por otra parte, dado que se trata de una formación de arena débil y no consolidada, con una granulometría de grano mediano a grueso, cabe la posibilidad de producir arena en una etapa temprana de producción por lo cual, se contempló el uso de Linner ranurado, con una apertura de ranura de tipo trapezoidal de 0.020 pulgadas para controlar la migración de finos,

La tubería ranurada autolimpiante “TRS Liner”, está diseñada para minimizar la producción de arena y evitar el taponamiento por sólidos finos en zonas productoras. Se le llama tubería ranurada autolimpiante porque sus ranuras cuentan con un sistema de auto limpieza de sedimento, en este caso arenas, donde la ranura o abertura del exterior es de menor tamaño que la abertura interior, creando una diferencial de presión, el cual produce una mayor presión en el interior de la tubería creando un barrido de algún sedimento de fondo.

Después de evaluada la producción en frío, es necesario retirar los equipos del subsuelo empleados para producción y reemplazarlos por el aparejo térmico. Los equipos de superficie y componentes de los pozos están diseñados para operar hasta un máximo de 2500 psi. Este valor corresponde a la presión máxima de descarga de la planta portátil de generación de vapor. La temperatura estará en el rango de 260 a 315°C.

Para el proceso de inyección de vapor se requieren condiciones especiales en la configuración mecánica del pozo. Las condiciones cíclicas de presión y temperatura hacen que los elementos se sometan a esfuerzos de compresión y tensión alternativos debido a los cambios por elongación y contracción de los materiales.

Este aparejo térmico está constituido por una tubería de producción con aislamiento, una junta de expansión y un empacador. El aparejo térmico se implementara con el objetivo de conducir el vapor desde la superficie a la zona de interés, minimizar la transferencia de calor hacia el entorno del mismo y ser capaz de soportar todos los cambios cíclicos de presión y temperatura, alongándose y contrayéndose sin presentar ninguna deformación.

El aparejo de inyección debe ir equipado con un empacador térmico recuperable. Ya que el empacador provee un sello entre la tubería aislada y el interior del revestidor, cerrando el anular al paso del vapor. Otros de los elementos de mucha importancia en el aparejo de inyección es la junta de expansión. Ya que tendrá la función de absorber las elongaciones que sufre en forma cíclica el aparejo de inyección y con esto evitar deformaciones permanentes o fallas.

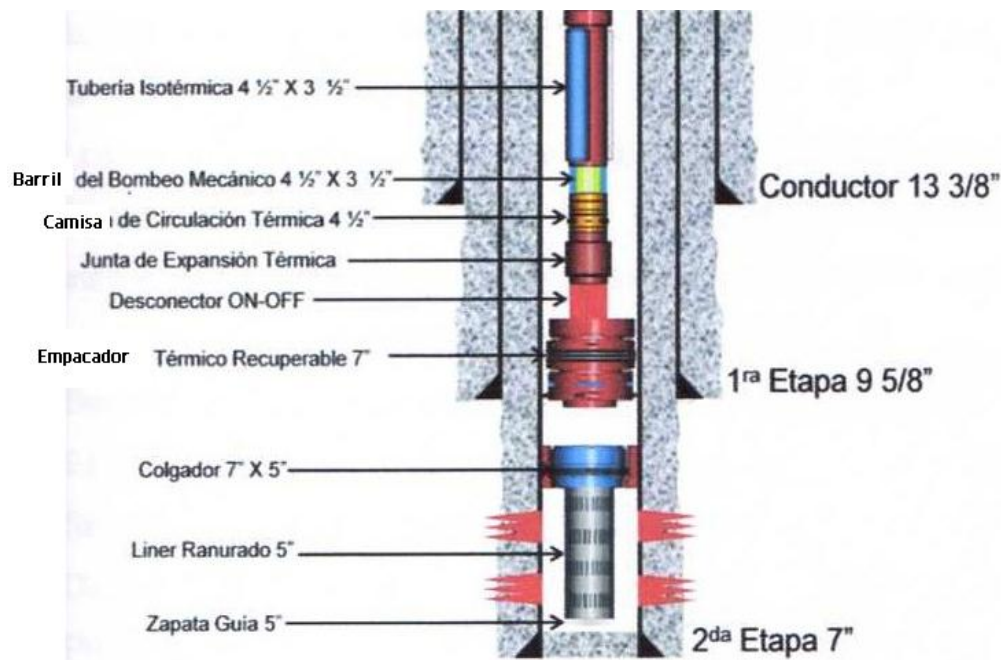


Fig. 60 Aparejo de producción térmico, pozos verticales.

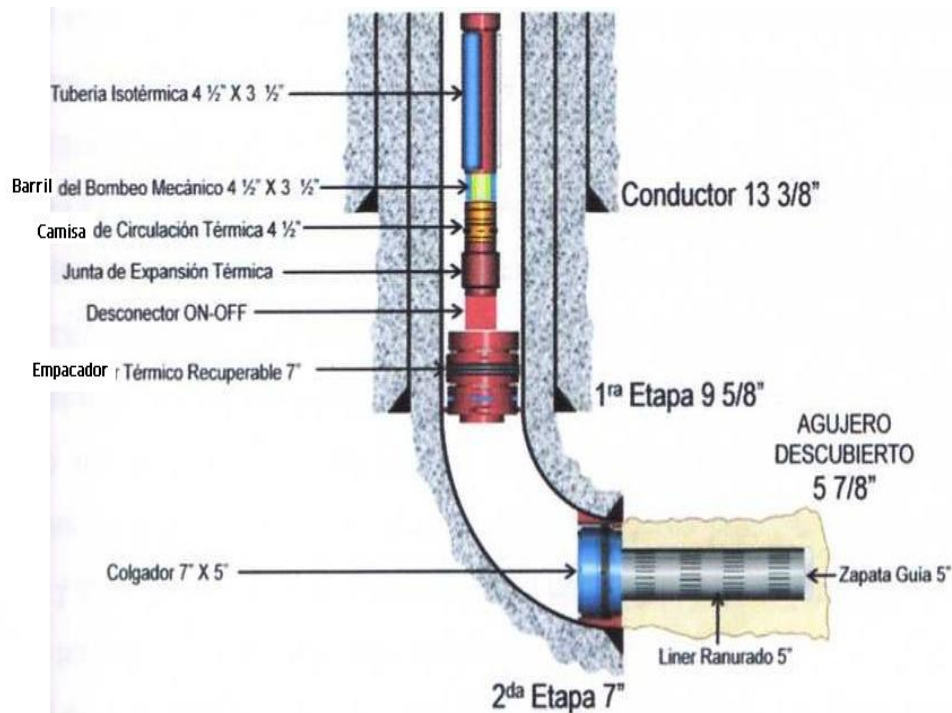


Fig. 61 Aparejo de producción térmico, pozos horizontales.

3.5.5 Equipo superficial

- Generador de vapor

Las variables más importantes que se requieren para seleccionar el generador de vapor son: la presión a la cual se inyectará el vapor y las fuentes disponibles para el suministro de agua y combustible. Para el campo Samaria Neógeno, con base en la información obtenida del pozo Sam-1001, se definió, una presión de fondo en el paquete de arena 6, que es el más profundo, de 94 Kg/cm², por lo cual el generador de vapor debe estar diseñado para manejar la presión del yacimiento más la presión de la columna y operar con gas combustible porque es más fácil su manejo, tiene mejores rendimientos y está disponible en este campo en las cantidades necesarias para su operación.

Por tratarse de una prueba piloto se decidió que la generación de vapor sería a través de un contrato de suministro a boca de pozo, con un generador portátil operado con gas combustible que reuniera las siguientes características: paquete portátil, automático y de un solo paso, con una capacidad de 25 MMBtu/hora, presión máxima de trabajo de 2500 psi, y temperatura de 350 °C, para manejar un gasto máximo de 240 ton vapor/día (10 Ton/hr), equivalente a 1500 barriles/día de agua.

Para el gas combustible, en el área se cuenta con una red de BN de la cual se puede tomar el gas requerido. En lo que respecta al agua de alimentación está debe reunir ciertas características, principalmente la eliminación de la dureza (Calcio, Magnesio, Bario) y contenido de sulfatos para evitar las incrustaciones que se depositarían en los tubos de la unidad, las cuales reducirían la transmisión de calor a través de ellos debido a la formación de “puntos calientes” sobre las paredes del tubo y que causarían fallas en los mismos. Bajo este esquema se determinó que se suministraría agua de pozos de captación ubicados cerca del área piloto con una composición menor de 75 ppm de sílice, 6 ppm de fierro y turbidez menor de 6ml/L



Fig. 62 Generador de vapor utilizado en campo Samaria.

- Sistema artificial

Generalmente un pozo al cual se le aplica una estimulación con vapor, es decir, inyección alterna de vapor, aun cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos a la superficie con la propia energía del yacimiento, al menos durante los primeros ciclos. Sin embargo, en muchas ocasiones es necesario un sistema artificial de producción (SAP) para levantar los fluidos del fondo del pozo a la superficie.

El sistema artificial de producción más usado para las operaciones de inyección de vapor es el bombeo mecánico, aunque también se ha aplicado bombeo hidráulico e incluso se ha aplicado bombeo eléctrico centrífugo con excelentes resultados.

Para el caso de la prueba piloto se observó que era factible producir el aceite pesado antes de la inyección alterna de vapor, ya que contaban con las condiciones mínimas de superficie necesarias para ser operados.

Se aplicaron dos esquemas de producción con respecto a los sistemas artificiales de producción. El primero será aplicar un método para la producción en frio y otro método para producción en caliente y el segundo esquema estudiar la factibilidad de que el mismo sistema funcione para las dos diferentes etapas y con esto bajar los costos de operación. Debido al conocimiento y a la experiencia de operación, se estudiaran, el bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas.



Fig. 63 Sistema artificial Rotaflex en campo Samaria.

Con la información obtenida del primer ciclo de inyección se realizaron análisis para identificar qué sistema será el más factible técnicamente para obtener el mayor beneficio. Los sistemas artificiales a estudios son; el bombeo neumático, bombeo mecánico tipo tieben, bombeo mecánico tipo Rotaflex y bombeo de cavidades progresivas.

Con los resultados observados en la producción en frio, el bombeo mecánico tipo Rotaflex era a simple vista el más factible técnicamente para la implementación después de la inyección de vapor, debido a que en los pozos que se probó este

sistema, se obtuvieron mejores producciones de aceite, esto asociado a características como manejar volúmenes grandes de aceite y temperaturas altas. Sin embargo se obtuvieron cartas dinámicas **Fig.64** donde se puede observar que cuando la Pwf disminuye se presentan interferencias por gas, lo que produce que se tengan dificultades para poder seguir operando con este sistema.

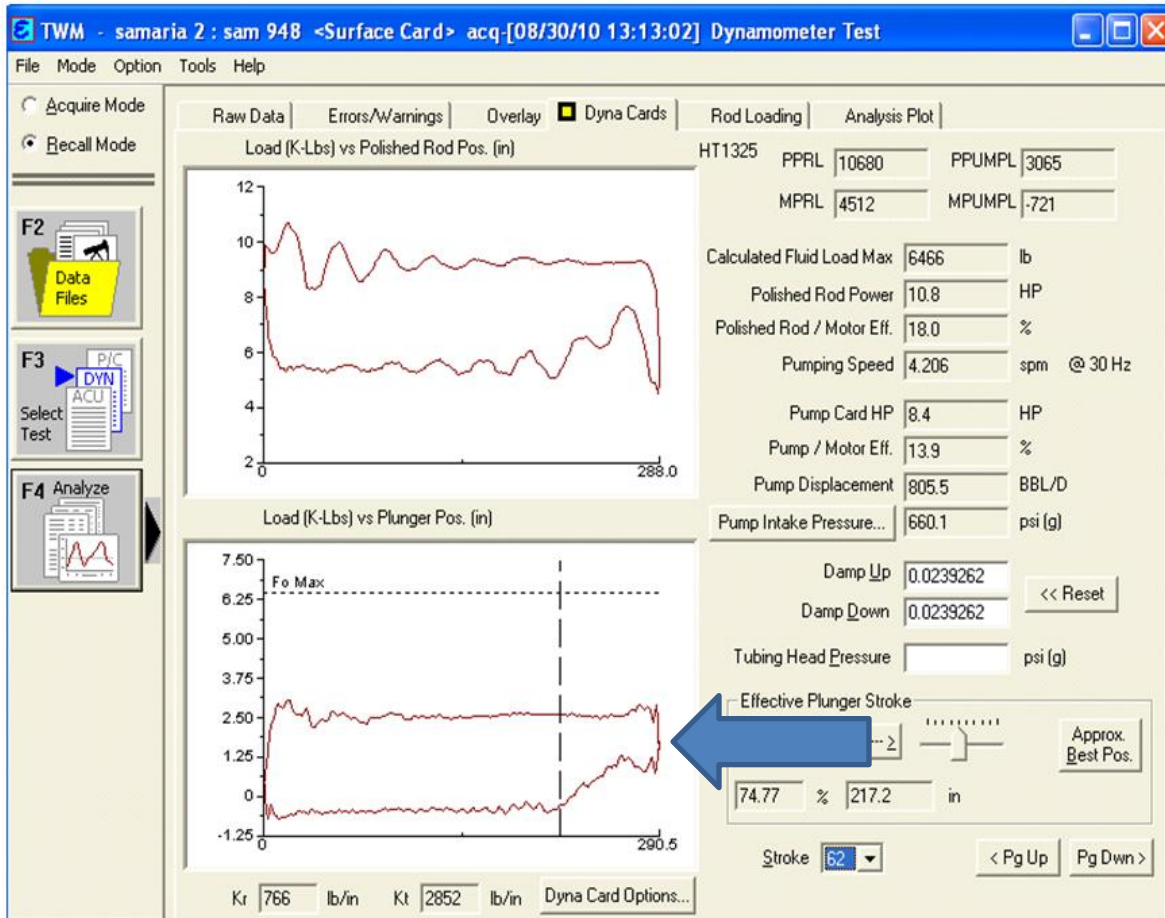


Fig. 64 Carta dinámométrica del pozo Samaria-948 con bombeo mecánico tipo Rotaflex.

El comportamiento teórico de una carta dinámométrica es un rectángulo y en la **Fig.64** se puede observar que al tiempo que la bomba se debe de llenar de aceite provocando una figura rectangular en la carta dinámométrica, se genera una deformidad en la línea lo que nos indica que la bomba se está llenando de gas, provocando bajas producciones de aceite y fallas técnicas. Se realizó un estudio donde se compara el Bombeo Mecánico Rotaflex (BMR) y el Bombeo Neumático, en la **Fig.65** se puede observar que el BN es una opción para usarse en lugar del BMR, debido a que muestra buena respuesta para producir a menores presiones y manejar aceite a temperaturas altas y bajas viscosidades, adicionando que en el campo Samaria se cuenta infraestructura de red de gas de BN

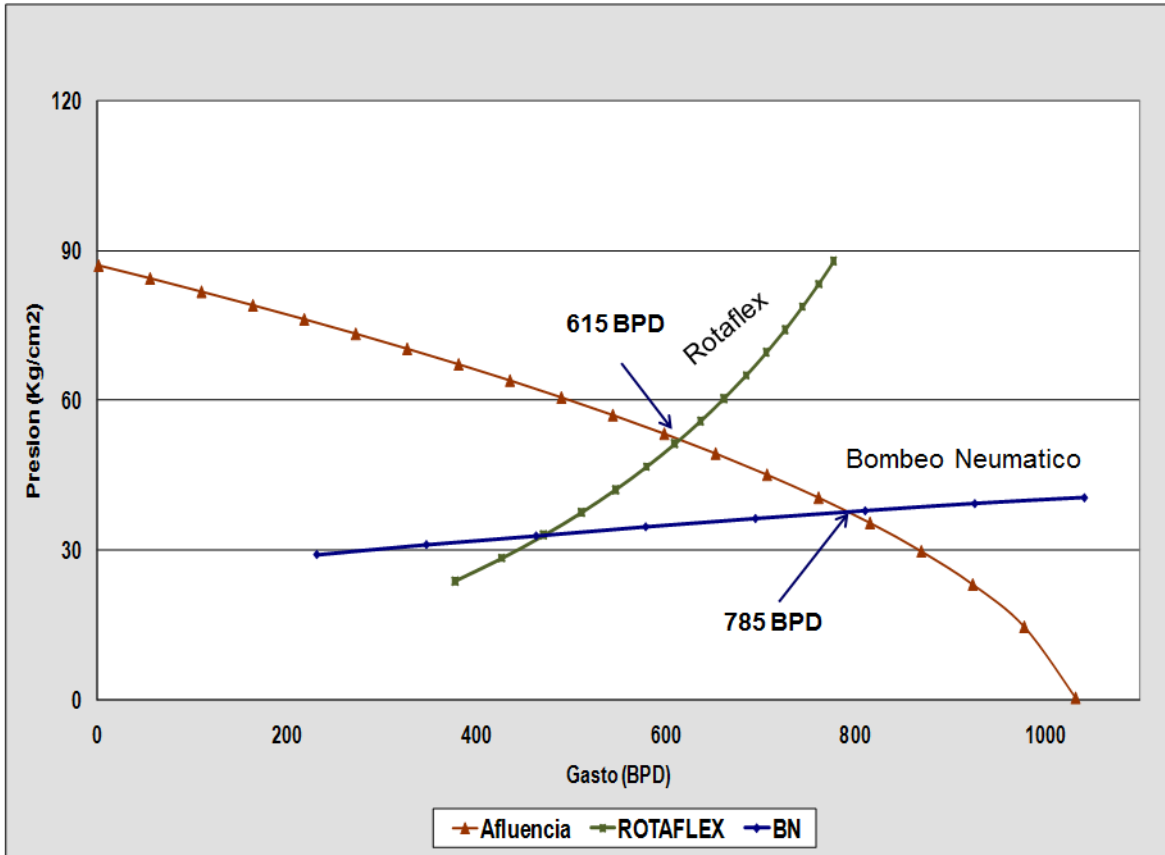


Fig. 65 Comparación de Sistemas artificiales.

Como ya se sabe, lo que más nos interesa en una inyección de vapor, es el comportamiento de la viscosidad y temperatura del aceite. Estas propiedades también afectaran para el desempeño de los sistemas artificiales, esto debido a que conforme va disminuyendo la temperatura del aceite, el bombeo neumático será menos eficiente. Por tal motivo se realizó un análisis de sensibilidad del comportamiento de la temperatura en la tubería de BN.

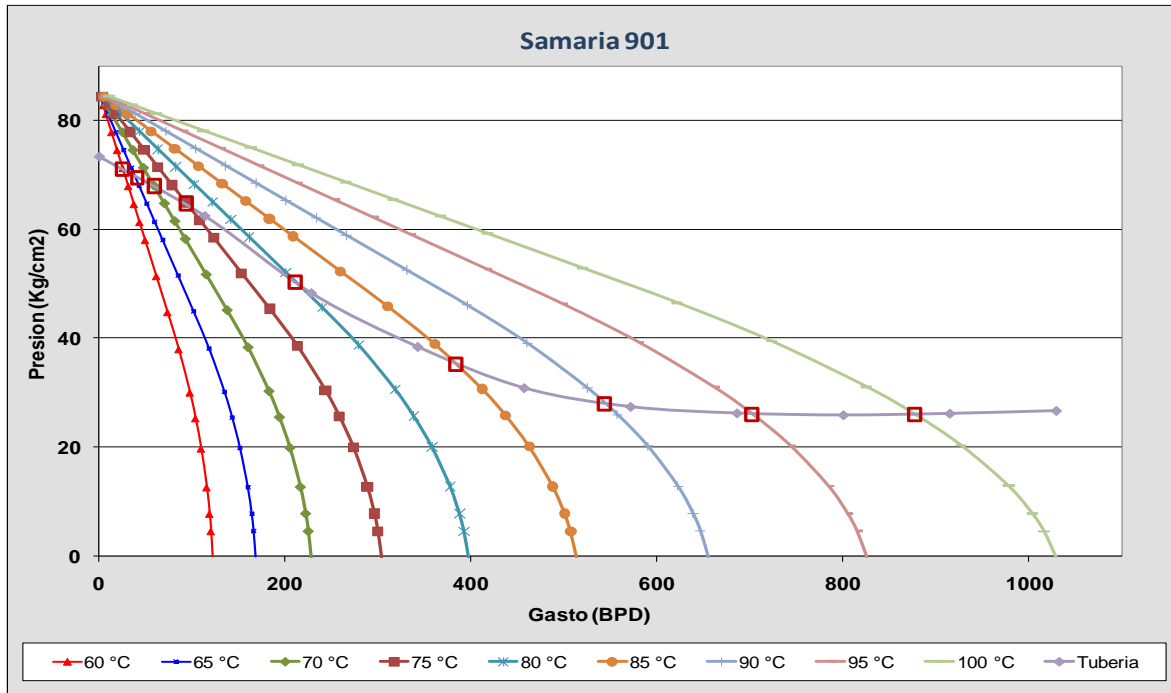


Fig. 66 Análisis de sensibilidad de la tubería a diferentes presiones.

Como se muestra en la **Fig.66** cada curva representa un temperatura diferente de la tubería en base al bombeo neumático, se puede observar que a 100 °C el bombeo neumático tiene una producción aproximada de 900 BPD, pero a medida que la temperatura de la tubería va disminuyendo, lo que nos indica que en fondo se tiene el mismo efecto aproximadamente 20°C menos, la producción de aceite por medio del BN se vuelve menos eficiente, y es en este momento donde se tiene que optar por implementar algún otro sistema artificial para poder seguir con la producción, ya que de seguir con este sistema, solo se estarían causando pérdidas económicas.

Para este caso se podría implementar un bombeo de cavidades progresivas, ya que por las características del aceite y de la campo es un buen candidato para su implementación. Anteriormente no se implementaba el uso del BCP debido al elastómero, ya que este aun no es capaz de soportar las altas temperaturas que se obtendrán al inyectar vapor.

3.6 Resultados del primer ciclo de inyección alterna de vapor

3.6.1 Pozo Samaria-916

- **Antecedentes**

El pozo Samaria-916 se perforo con una profundidad de 907 metros, de tipo vertical. Las arenas perforadas para producir fueron: A-4-2, A-4-4, A-4-5, sin embargo el espesor neto que tenían estas arenas tan solo era de 29 metros, por esta razón se agregó otra arena, la A-4-3 con la cual llego a los 51 metros de espesor neto. Se dispararon los intervalos: 785 a 795m, 840 a 850m y 855 a 862m.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- **Producción en frio**

La producción en frio se inicia el 16 de mayo del 2009, este es el primero de los ocho pozos programados de la prueba piloto de inyección alterna de vapor (AIY). Las características arrojadas de su producción son: un aceite pesado con densidad de 8.65°API y viscosidad de aceite muerto de 6,329 cp @ 45°C. Por la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP) en este caso se probó con un Bombeo Mecánico (BM) tipo Tieben.

La primera etapa de producción en frio concluyo el día 30 de noviembre del 2009, con una producción acumulada de 2,755 barriles en un periodo de tiempo de 198 días, significando un promedio de 14bpd.

- **Inyección de vapor y remojo**

Para esta etapa se realizaron reparaciones mayores, la primera fue redisparar y agregar disparos a la formación y la segunda reparación, fue cambiar el aparejo de producción, ya que este no tenía la capacidad de soportar las altas temperaturas de la inyección de vapor, por lo cual se cambió por un aparejo térmico que se utilizara tanto para la inyección como para la producción en caliente.

El aparato térmico que se utilizó está compuesto por: un empacador térmico, juntas de expansión, camisa de circulación térmica barril para bombeo mecánico y las tuberías de producción térmica. Hablando de la reparación de los disparos, se agregaron nuevos intervalos, de 855 a 862m, 840 a 851m, 828 a 835m. El diámetro promedio de los disparos fueron de 0.81” y una penetración de 2.20”.

Para la etapa de inyección se tenía programado inyectar 5,000 toneladas de vapor, sin embargo se presentó un problema en el décimo día, ya que se observó un aumento de presión (el gasto de inyección no puede sobrepasar la inyección crítica de operación que era de 1,800 psi) en el espacio anular indicativo de una posible comunicación de la tubería de producción (TP) y tubería de revestimiento (TR), esta posible comunicación pudo ocurrir por falla en alguno de los elementos que componen el aparato de producción, incluyendo las roscas entre elementos. Para solucionar este problema se decidió liberar la presión del espacio anular alineándolo a la presa de quema, permitiendo que circulara el vapor desde el fondo o lugar de la comunicación hasta la superficie, lo que ocasiono que tanto la TR como la parte exterior de la tubería isotérmica se calentaran.

Gracias a esto se provocó que la altura del cabezal se incrementara rápidamente 13cm adicionales. Por otro lado, el calentamiento del tubo externo de las tuberías isotérmicas ocasiono que esta se alargara hasta el límite del recorrido de las juntas de expansión. Las consecuencias de este alargamiento pudo haber causado que cualquiera de los elementos más frágiles como combinaciones o barril del a bomba se doblara tratando de absorber el alargamiento adicional. Por tal motivo no fue posible pasar ninguna herramienta a través de la TP y recuperar el aparato de producción.

Debido a estos problemas se tomaron varias acciones preventivas con el fin de evitar la recurrencia de estos eventos:

- No abrir ni descargar presiones de la TR, aun cuando haya evidencia de comunicación para evitar la circulación de vapor por el anular.
- Presurizar con nitrógeno el espacio anular antes de la inyección para crear un colchón que minimice la entrada de vapor ante una posible comunicación.
- Diseñar un sistema que permita el movimiento de la tubería sin limitaciones y que además permita el empacamiento de nitrógeno.

Por lo ocurrido anteriormente solamente se pudo inyectar 2,477 toneladas en un lapso de 11 días, un promedio de 225 ton/día. Aunque este ciclo fuera la mitad del ciclo programado se utilizó el proyecto para evaluar la relación de total del volumen inyectado o el calor total cedido a la formación y de la recuperación de aceite.

El calor total cedido a la formación fue de 5,426 MMBTU y se consumió un total de 6.3 MMPC de gas. El tiempo de remojo inicial fue de 3 días, se observó una alta producción de vapor lo cual se decidió ampliar el tiempo de remojo a 10 días.

- Producción en caliente

Como se mencionó anteriormente hubo una producción después de 3 días de remojo, pero hubo una alta producción de vapor, después se realizó la producción formal el día 27 de diciembre del 2009 y aun así el pozo produjo un alto flujo fraccional de agua (60%) pero solo durante el primer día.

Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010, para esta fecha el primer ciclo de la inyección alterna de vapor no había concluido, resultando una producción acumulada (NP) de 42,268 barriles en un lapso de tiempo de 170 días.

- Análisis de producción

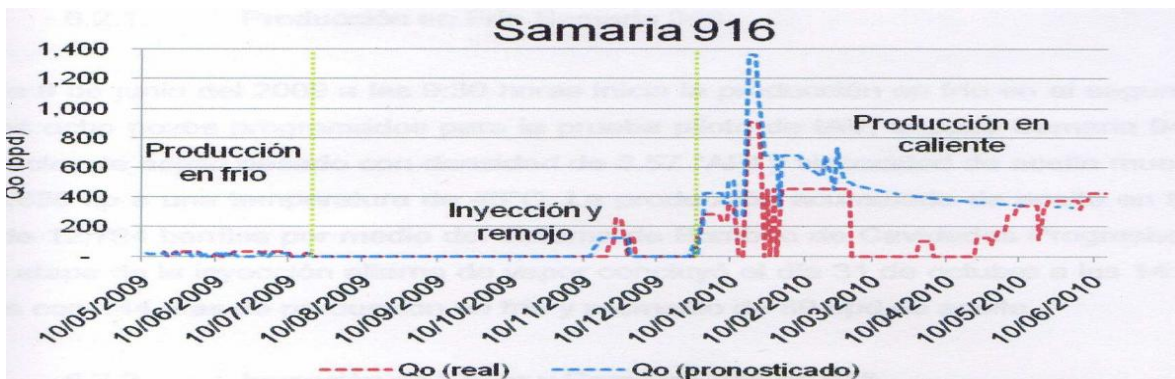


Fig. 67 Producción Pozo S-916 en diferentes etapas de inyección.

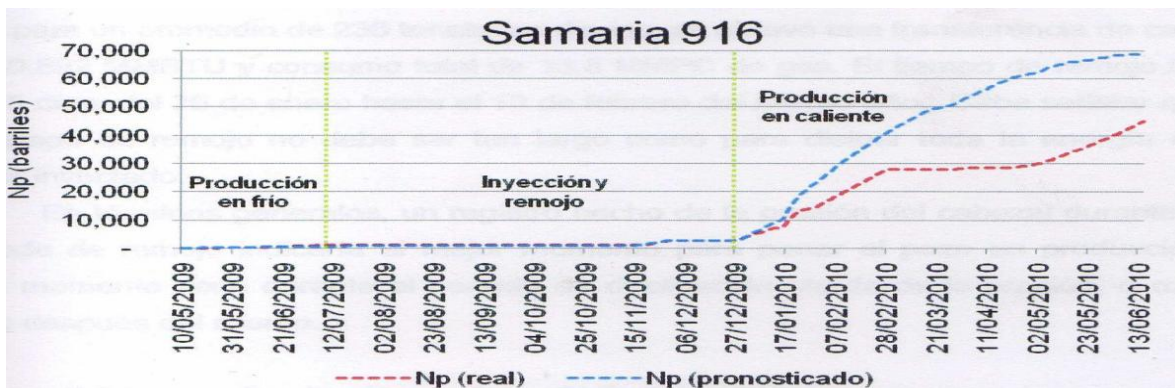


Fig. 68 Producción acumulada pozo S-916.

La **Fig.67 y Fig.68** muestran la producción vs el tiempo diario y acumulado donde se compara el resultado de la simulación numérica con los datos reales de producción. En la **Fig.68**, se observa que la producción simulada es mucho mayor a la real, esto debido a los diferentes problemas mecánicos que se presentaron en la realización de la inyección de vapor, también se observa que hay una alza en la producción en la etapa de remojo, esto debido a que se decidió abrir a producción el pozo a los 5 días de remojo, pero se decidió volver a cerrar y esperar mayor transferencia de calor debido a que la producción que se tenía era en su mayoría vapor. Para la producción en caliente, la gráfica nos muestra que hay un cierre de producción esto debido a que el pozo se empieza a producir con la energía propia del yacimiento y después de un cierto tiempo se implementa el sistema artificial de producción

3.6.2 Pozo Samaria-948

El pozo Samaria-948 se perforo con una profundidad de 926 metros, de tipo vertical. Las arenas perforadas para producir fueron: A-4-4 y A-6-1, con la cual llego a los 41 metros de espesor neto. Se dispararon los intervalos: 783 a 807 metros y 839 a 856 metros.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- **Producción en frio**

La producción en frio se inicia el 09 de junio del 2009, este es el segundo de los ocho pozos programados. Las características arrojadas de su producción son: un aceite pesado con densidad de 9.57°API y viscosidad de aceite muerto de 8,638 cp @ 45°C. Debido a la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), en este caso se probó con un Bombeo de cavidades progresivas (BEC).

La primera etapa de producción en frio concluyo el día 31 de octubre del 2009, con una producción acumulada de 12,749 barriles en un periodo de tiempo de 144 días, significando un promedio de 88.57 bpd.

- **Inyección de vapor y remojo**

De igual manera para esta etapa se realizó el cambio de aparejo de producción a un aparejo térmico, tanto para la etapa de inyección como para la producción. El diámetro promedio de los disparos fueron de 0.81” y una penetración de 2.20”.

Para esta etapa se tenía programado inyectar 5,000 toneladas, el día 5 de enero se comienza con la etapa de inyección de vapor. Se inyectaron 4,5999 toneladas en un lapso de tiempo de 21 días, con un promedio de 236 toneladas/día, la transferencia de calor que se obtuvo fue de 10,892 MMBTU, con un consumo total de gas de 13.8 MMPC, la inyección termino el 26 de enero del 2009.

La etapa de remojo comienza inmediatamente después de terminar la etapa de inyección, con una duración de 15 días, finalizando el día 10 de febrero del mismo año.

- **Producción en caliente**

El día 11 de febrero se comenzó con la producción en caliente. Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha el primer ciclo de inyección alterna de vapor aún no había concluido, resultando

una producción acumulada (NP) de 92,253 barriles en un lapso de tiempo de 124 días.

- Análisis de producción

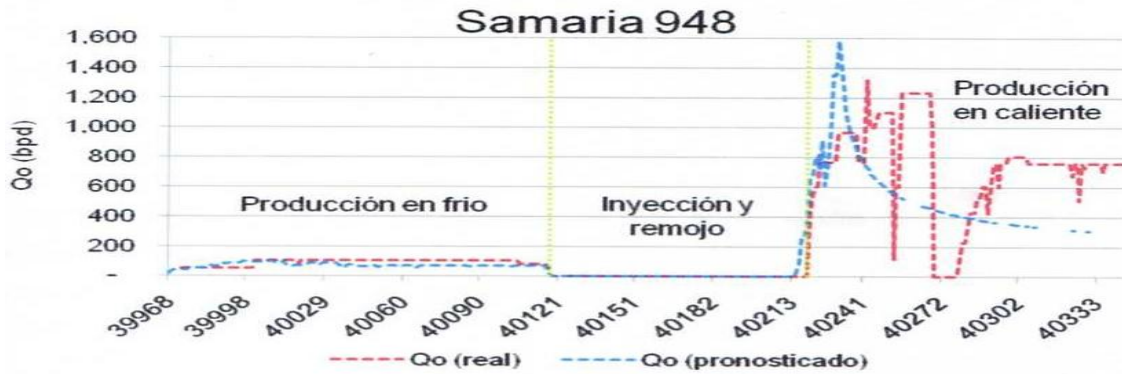


Fig. 69 Producción Pozo S-948 en diferentes etapas de inyección.

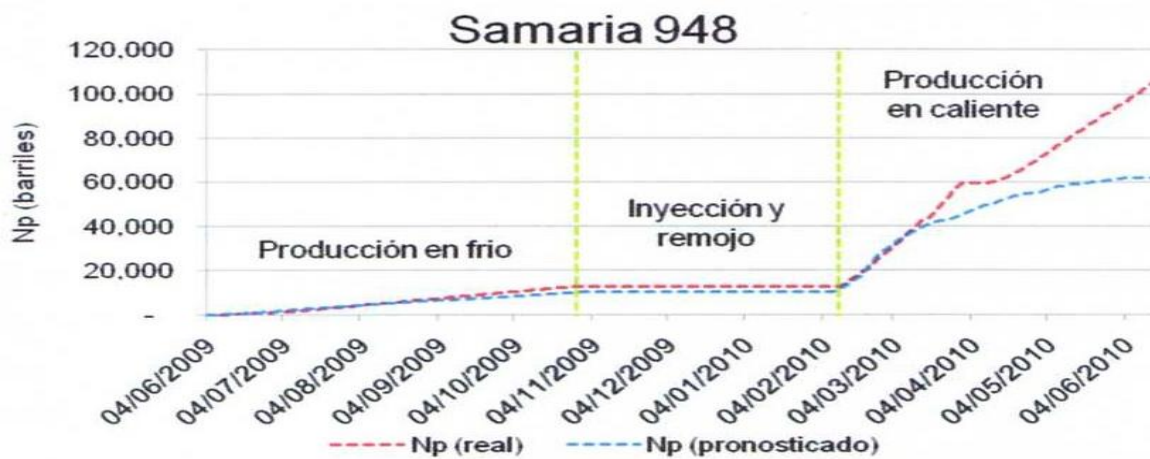


Fig. 70 Producción acumulada pozo S-48.

3.6.3 Pozo Samaria-922

El pozo Samaria-922 se perforo con una profundidad de 975 metros, de tipo vertical. Las arenas perforadas para producir fueron: A-6-1, con lo cual llego a los 30 metros de espesor neto. Se dispararon los intervalos: 887 a 912 metros y 919 a 924 metros.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- Producción en frio

La producción en frio se inicia el 14 de julio del 2009, este es el tercer de los ocho pozos programados. Las características arrojadas de su producción son: un aceite pesado con densidad de 7.77 (siendo hasta el momento el pozo con más baja densidad) y una viscosidad de aceite muerto de 13,818cp @ 45°C. Debido a la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), en este caso se probó con el Bombeo mecánico (BM) tipo Rotaflex.

De igual manera para esta etapa se realizó el cambio de aparejo de producción a un aparejo térmico, tanto para la etapa de inyección como para la producción. El diámetro promedio de los disparos fueron de 0.81” y una penetración de 2.20”.

Primera etapa, de producción en frio, concluyo el día 15 de diciembre del 2009, con una producción acumulada de 11,190 barriles, en un periodo de tiempo de 154 días, significando un promedio de 72.5 bpd.

- Inyección de vapor y remojo

Para esta etapa se tenía programado inyectar 4,000 toneladas, con el objetivo de compararlo con el Samaria-948 y determinar el efecto en la recuperación de aceite manteniendo constante las toneladas inyectadas para aceite con diferentes viscosidades.

El día 29 de enero del 2010 se comienza con la etapa de inyección de vapor. Sin embargo el sexto día fue necesario disminuir el gasto con el objetivo de no sobrepasar la presión crítica de inyección que era de 200 psi.

Se inyectaron 3,930 toneladas en un lapso de 24 días, con un promedio 164 toneladas/días, la transferencia de calor que se obtuvo fue de 9,103 MMBTU, con un consumo total de gas de 11.2 MMPC, la inyección termino el 22 de febrero del 2010.

La etapa de remojo comienza inmediatamente después de terminar la etapa de inyección, con una duración de 18 días, finalizando el día 12 de marzo del 2010.

- Producción en caliente

El día 13 de marzo del 2010 se comenzó con la producción en caliente. Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha el primer ciclo de inyección alterna de vapor aún no había concluido, resultando una producción acumulada (NP) de 60,980 barriles en un lapso de tiempo de 94 días.

- Análisis de producción

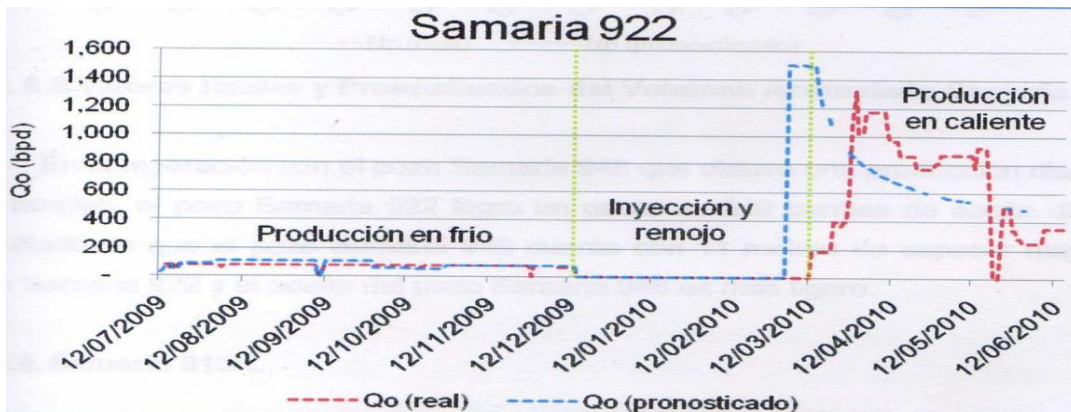


Fig. 71 Producción Pozo S-922 en diferentes etapas de inyección.

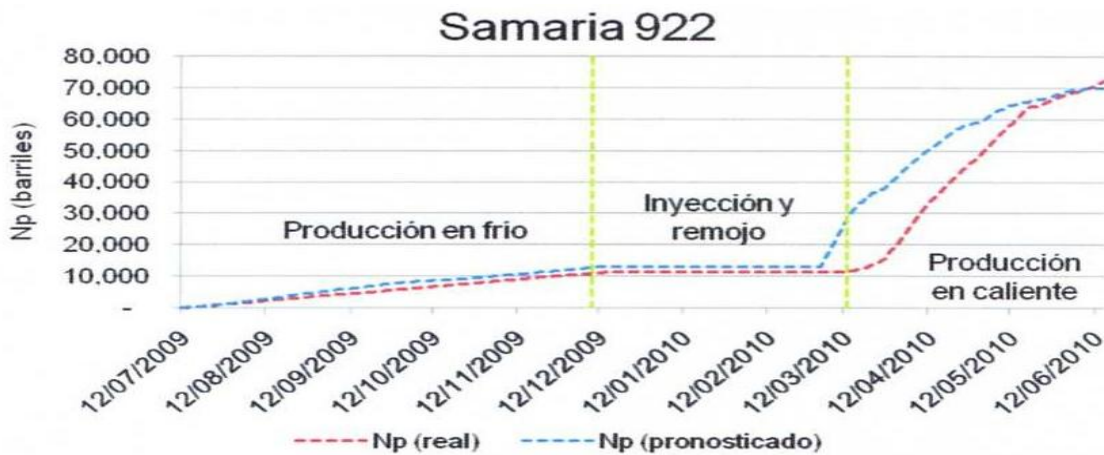


Fig. 72 Producción acumulada pozo S-922.

En comparación con el pozo Samaria-948 que obtuvo producción diaria de 744 barriles, el pozo Samaria-922 logró un gasto de 649 barriles de aceite diarios. Resultado de que el pozo Samaria-948 cuenta con 11 metros de espesor mayor al pozo Samaria-922 y el aceite del pozo Samaria-948 es más ligero.

3.6.4 Pozo Samaria-913H

El pozo Samaria-913H se perforo con una profundidad de 1,230 metros desarrollados y 670 metros son verticales, esto debido a que este pozo es de tipo horizontal, por eso la letra “H” posterior al número del pozo. Las arenas perforadas para producir fueron: A-6-1, con lo cual se obtuvo un espesor neto de 326 metros horizontales.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- Producción en frio

La producción en frio se inicia el 1 de septiembre del 2009, este es el curto de los ocho pozos programados. Las características arrojadas de su producción son: un aceite extra pesado con densidad de 5.48 °API y una viscosidad de aceite muerto de 23,234cp @ 45°. Debido a la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), debido al resultado satisfactorio del pozo anterior se decide usar de nuevo el bombeo mecánico (BM) tipo Rotaflex.

La primera etapa, de producción en frio, concluyo el día 20 de enero del 2010, con una producción acumulada de 16,725 barriles, en un periodo de tiempo de 141 días, significando un promedio de 118.60bpd.

- Inyección de vapor y remojo

El día 25 de febrero del 2010 se comienza con la etapa de inyección de vapor. Se inyectaron 8,730 toneladas en un lapso de 38 días, con un promedio de 230 toneladas/día, la transferencia de calor que se obtuvo fue de 19,189 MMBTU, con un consumo total de gas de 22.8 MMPC, la inyección terminó el 4 de abril del 2010.

La etapa de remojo comienza inmediatamente después de terminar la etapa de inyección, con una duración de 19 días, finalizando el día 23 de abril del 2010.

Es muy notorio que para este pozo las toneladas inyectadas y la transferencia de calor fue mucho mayor a los demás pozos, esto es debido a la geometría horizontal y espesor neto de 326 metros, dando como resultado una mayor acumulación de vapor inyectado, lo que propicio una prolongación en tiempo de remojo.

- Producción en caliente

El día 24 de abril del 2010 se comenzó con la producción en caliente. Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha el primer ciclo de inyección alterna de vapor aún no había concluido, resultando una producción acumulada (NP) de 48,941 barriles en un lapso de tiempo de 52 días.

- Análisis de producción

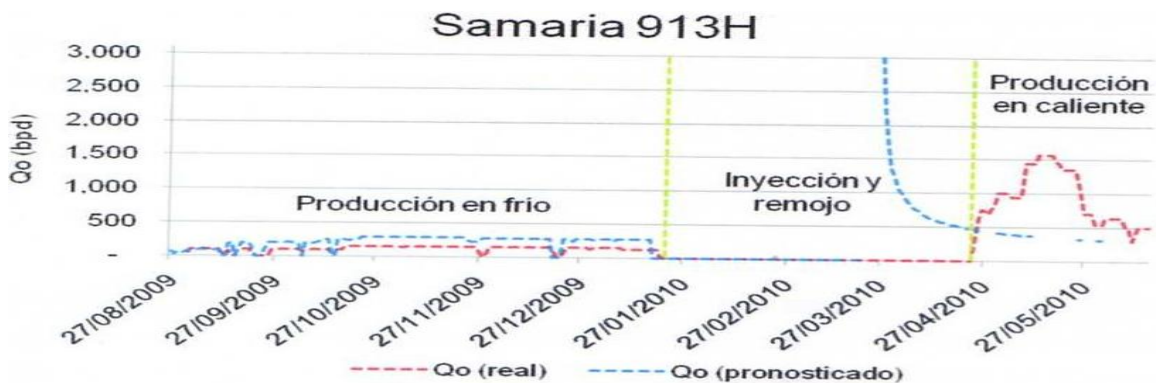


Fig. 73 Producción Pozo S-913-H en diferentes etapas de inyección.

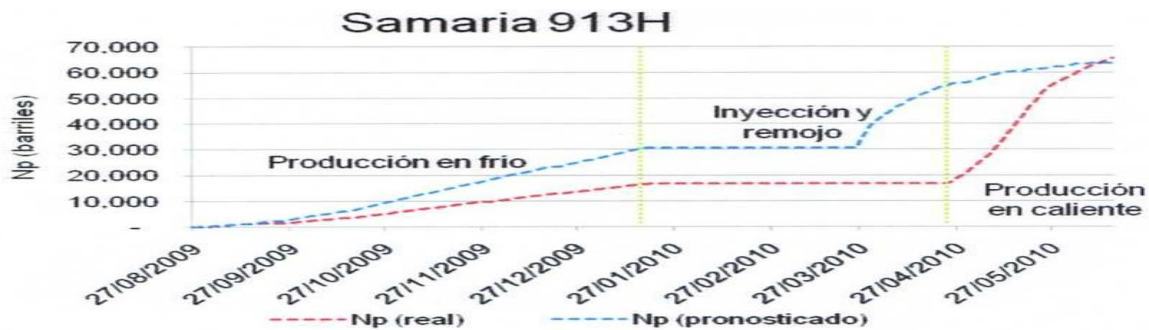


Fig. 74 Producción acumulada, pozo S-913H.

En **Fig.73** y **Fig.74** se puede observar que los valores pronosticados fueron mayores por doble a los valores reales en el gasto en la etapa de producción en frío, se realizó inyección y remojo interrumpido pero para la etapa de producción en caliente los valores reales lograron sobre pasar a los datos pronosticados.

La causa probable de menor reacción del pozo en la etapa en frío se debe a que este es el pozo con aceite más pesado de la prueba con una densidad de 5.48°API.

3.6.5 Pozo Samaria-901

El pozo Samaria-901 se perforó con una profundidad de 38 metros, de tipo vertical. Las arenas perforadas para producir fueron: A-1-2, A-1-3, A-4-1, con el cual se obtuvo un espesor neto de 38 metros. Se dispararon los intervalos: 673 a 678 metros, 713 a 723 metros, 737 a 747 metros y 753 a 766 metros.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- **Producción en frío**

La producción en frío se inicia el 24 de julio del 2009, este es quinto de los ocho pozos programados. Las características arrojadas de producción son: un aceite pesado con densidad de 9.36 °API y una viscosidad de aceite muerto de 4505cp @ 45°C. Debido a la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), debido al resultado satisfactorio en pozos anteriores se continúa con el bombeo mecánico (BM) tipo Rotaflex.

La primera etapa, de producción en frío, concluyó el día 23 de febrero del 2010, con una producción acumulada de 42,979 barriles, en un periodo de tiempo de 214 días, significando un promedio de 200.83bpd.

- **Inyección de vapor y remojo**

El día 7 de abril del 2010 se comienza con la etapa de inyección de vapor. Se inyectaron 6,330 toneladas en un lapso de 28 días, con un promedio de inyección de 226 toneladas/día, la transferencia de calor que se obtuvo fue de 13,913 MMBTU, con un consumo total de gas de 16.8 MMPC, la inyección terminó el 23 de mayo del 2010.

La etapa de remojo comienza inmediatamente después de terminar la etapa de inyección, con una duración de 18 días, finalizando el día 15 de junio del 2010.

- **Producción en caliente**

El día 24 de mayo del 2010 se comenzó con la producción en caliente. Se realizó medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha el primer ciclo de inyección alterna de vapor aún no había concluido, resultando una producción acumulada (NO) de 14,879 barriles en un lapso de tiempo de 22 días.

- Análisis de producción

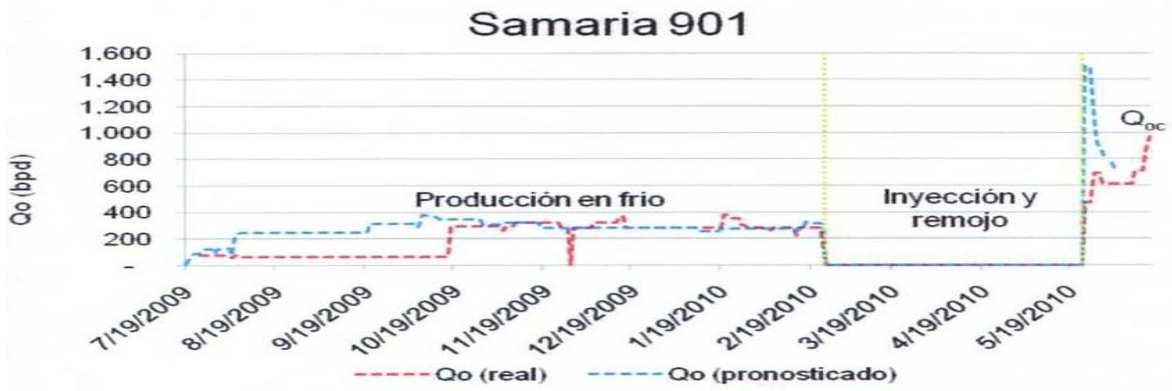


Fig. 75 Producción Pozo S-901 en diferentes etapas de inyección.

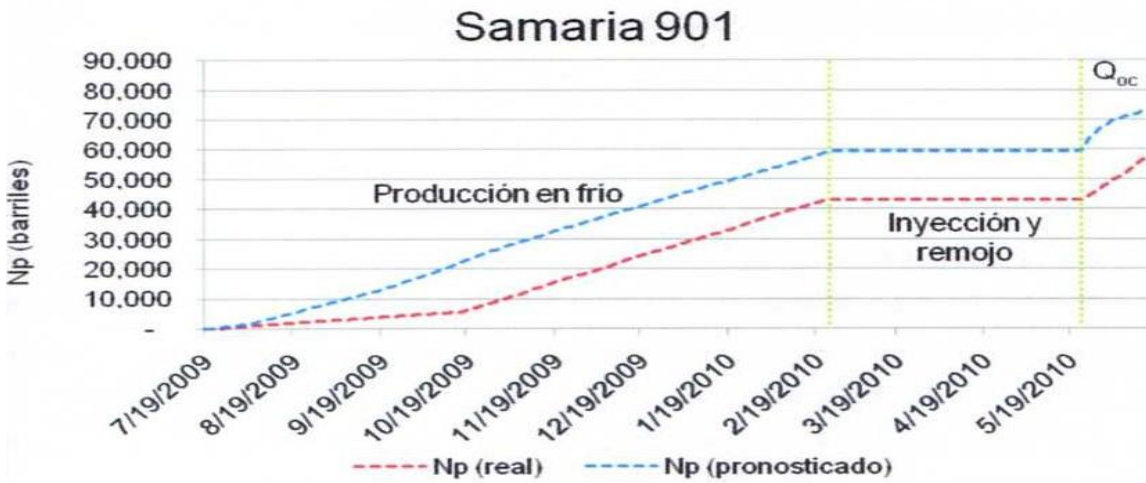


Fig. 76 Producción acumulada, pozo S-901

3.6.6 Pozo Samaria-915H

El pozo Samaria-915-H se perforo con una profundidad de 1,650 metros desarrollados, segundo pozo de tipo horizontal. Las arenas perforadas para producir fueron: A-4-1, con lo cual se obtuvo un espesor neto horizontal de 322 metros horizontales.

Se obtuvieron características de cada uno de los intervalos disparados y se calculó el promedio de cada una de ellas; porosidad: 27.265 %, saturación de agua: 26.61 %, permeabilidad: 851 mD.

- Producción en frio

La producción en frio se inicia el 1 de septiembre del 2009, este es el curto de los ocho pozos programados. Las características arrojadas de su producción son: un aceite extra pesado con densidad de 5.48 °API y una viscosidad de aceite muerto de 23,234cp @ 45°. Debido a la dificultad de fluir del aceite, se necesita la implementación de un sistema artificial de producción (SAP), debido al resultado satisfactorio del pozo anterior se decide usar de nuevo el bombeo mecánico (BM) tipo Rotaflex.

La primera etapa, de producción en frio, concluyo el día 20 de enero del 2010, con una producción acumulada de 16,725 barriles, en un periodo de tiempo de 141 días, significando un promedio de 118.60bpd.

- Inyección de vapor y remojo

El día 25 de febrero del 2010 se comienza con la etapa de inyección de vapor. Se inyectaron 8,730 toneladas en un lapso de 38 días, con un promedio de 230 toneladas/día, la transferencia de calor que se obtuvo fue de 19,189 MMBTU, con un consumo total de gas de 22.8 MMPC, la inyección terminó el 4 de abril del 2010.

La etapa de remojo comienza inmediatamente después de terminar la etapa de inyección, con una duración de 19 días, finalizando el día 23 de abril del 2010.

Es muy notorio que para este pozo las toneladas inyectadas y la transferencia de calor fue mucho mayor a los demás pozos, esto es debido a la geometría horizontal y espesor neto de 322 metros, dando como resultado una mayor acumulación de vapor inyectado, lo que propicio una prolongación en tiempo de remojo.

- Producción en caliente

El día 24 de abril del 2010 se comenzó con la producción en caliente. Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha el primer ciclo de inyección alterna de vapor aún no había concluido, resultando una producción acumulada (NP) de 48,941 barriles en un lapso de tiempo de 52 días.

3.6.7 Pozo Samaria-915D

El pozo Samaria-915D es de tipo direccional y fue programado para producir en las arenas A-1-4 y A-4-1, tiene un espesor neto de 88 metros. Se dispararon los siguientes intervalos 722 a 736 metros, 753 a 769 metros, 777 a 815 metros. El pozo Samaria-915-D al igual que el pozo Samaria-915-H fue terminado con el aparejo térmico, el cual no utilizaría reparación para el cambio de aparejo.

- Producción en frío

El día 10 de abril del 2010 se inicia la producción en frío en el séptimo de los ocho programados, los datos de producción arrojaron los siguientes datos: aceite pesado con una densidad de 7 °API y una viscosidad de aceite muerto de 10,882cp @45°C. Debido a la dificultad del aceite a fluir se utilizó un sistema artificial de producción (SAP), en este caso se siguió utilizando el bombeo mecánico (BM) tipo Rotaflex.

Se realizó una medición para todos los pozos el día 15 de junio del 2010. Para esta fecha la etapa de producción en frío aún no terminaba, obteniendo una producción acumulada (NP) de 7,592 barriles de aceite, en un lapso de tiempo de 66 días.

Realizando un resumen y con el fin de observar si la prueba está siendo factible técnicamente en la tabla 25 se presentan los resultados de la producción de 5 pozos que ya concluyeron su etapa de producción en frío. Como se puede observar se analizaron arenas de los tres paquetes 1, 4 y 6, con espesores de 30 a 51 metros, encontrándose aceites de 5.5 a 9 °API y viscosidad de aceite muerto de 23,234 a 4,505 cp a temperatura de yacimiento de 45 °C. La producción neta obtenida en los pozos verticales, varió de 67 bpd para el pozo Samaria- 948 hasta 278 bpd para el pozo Samaria- 901. El mejor productor en frío fue el Samaria-901, el cual produce el aceite de menor viscosidad.

Se esperaba que la producción del pozo horizontal Samaria-913H fuera al menos tres veces mayor que la de los verticales, sin embargo, no se puede hacer esta comparación directamente dado que el pozo horizontal no fue el mejor productor en esta fase, pero si el productor del aceite más viscoso y de menor densidad.

“DETERMINACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN ARENAS DEL TERCIARIO DE LA REGIÓN SUR”

La producción acumulada en frío de los 5 pozos después de 4.5 meses de producción es de 115, 904 barriles, de esta producción el 51% pertenece al pozo Samaria-901. En ninguno de los pozos se observó producción de sedimentos, lo cual significa que el control con los Linner ranurados ha sido eficiente.

Tabla 25 Producción de 5 pozos a 4.5 meses de iniciada la prueba.

Pozo	Arena	Espesor m	Densidad °API	Viscosidad cp (am)	Qob bl/día	Qon bl/día	Np bls
901	A-1 y A-4	38	9	4,505	323	278	59,299
916	A-4	51	9	6,329	147	125	2,568
922	A-6	30	8	13,818	94	78	13,111
948	A-4 y A-6	41	9	8,638	80	67	10,162
913H	A-1-1	326 Long	5.5	23,234	305.0	268.0	30,764
Total							115,904

Después de que los pozos fueron sujetos al primer ciclo de inyección su producción de aceite se incrementó de manera significativa como se puede observar en la tabla 26. En frío los pozos verticales produjeron de 67 a 278 B y en caliente de 996 a 1,657 B esto significa que todos los pozos incrementaron en más de 4 veces su producción. En los primeros pozos el Samaria-916 y Samaria-948 se obtuvo que la relación barril producido por vapor inyectado ya es superior a 20, lo que implica que se han producido más de 20 barriles por tonelada de vapor inyectado, valor similar al obtenido en otros campos del mundo.

Tabla 26 Producción después de la inyección de vapor.

Pozo	Qon frío bl/día	Np frío bls	Qon caliente 1/2" bl/día	Np caliente bls	RPV B/Ton	Días Operando en caliente	NP total
Sam-916	125	2,568	996	51,494	21	153	54,062
Sam-948	67	10,162	1,233	107,177	22	107	117,339
Sam-922	78	13,111	1,657	50,864	13	77	63,975
Sam-913H	268	30,764	920	45,099	5	35	75,863
Sam-901	278	59,299	1,052	9,130	1	9	68,429
Total		115,904		263,764			379,668

CAPÍTULO IV: FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CASO DE APLICACIÓN

En este capítulo se realizará la evaluación económica del caso de aplicación, “Prueba Piloto de Inyección de Vapor para el Campo Samaria”. La evaluación se realizará con la finalidad de determinar las inversiones asociadas a la prueba y ver su impacto económico. Por su conceptualización de prueba piloto no está obligada a cumplir las variables económicas de rentabilidad, con esto podemos decir que no importa si la prueba resulta económica o no.

Los indicadores que se discuten en este capítulo, una vez que hayan sido debidamente definidos, calculados y posteriormente interpretados, ofrecerán respuestas a muchas de las interrogantes que pudieran surgir respecto del atractivo de los proyectos antes de llevarlos a cabo. Los indicadores permiten ver, desde diversos enfoques, los beneficios y costos esperados para evaluar proyectos o jerarquizarlos y discriminarlos como parte del portafolio de inversión.

Los indicadores que en este capítulo se discutirán son los siguientes:

- 1) La magnitud del Valor Presente Neto (VPN al 12%)
- 2) Valor Presente de Inversión
- 3) Valor Presente de costos de operación
- 4) VPN/VPI
- 5) Relación beneficio costo (RBC)
- 6) Tasa Interna de Retorno (TIR)

- 1) Valor Presente Neto (VPN al 12%): Es la diferencia entre los ingresos netos y la inversión inicial, todos en valor actual.

$$VPN = \sum_{i=0}^n \frac{FE}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec.38})$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo

t = tasa de descuento

n = número de años

El valor presente neto (VPN al 12% de descuento) es el importe neto (flujo de cajas positivos menos los negativos) que resulta de la suma de varios valores presentes (resultado de flujos de caja recibidos en fechas futuras diferentes), que pueden ser positivos o negativos.

- 2) Valor Presente de Inversión (VPI al 12%): Es la inversión realizada a un tiempo determinado.

$$VPI = \sum_{i=0}^n \frac{(Inv)}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec.39})$$

Donde:

Inv= Inversión

t = tasa de descuento

n = número de años

- 3) Valor Presente de Costos de operación (VPc al 12%): son los costos de operación obtenidos al realizar el proyecto a un tiempo determinado.

$$VPc = \sum_{i=0}^n \frac{(CO)}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec.40})$$

Donde:

Co= Costos de operación

t = tasa de descuento

n = número de años

- 4) Eficiencia de la inversión: La cual se obtiene del cociente del VPN sobre el VPI.

$$EF_{INV} = \frac{VPN}{VPI} \quad (\text{Ec.41})$$

- 5) Razón Beneficio/costo: es el resultado del cociente del valor actual de los ingresos netos (I_t) entre la inversión inicial (C):

$$R_{bc} = \frac{I_t}{c} \quad (\text{Ec.42})$$

Donde:

$$I_t = \frac{I_1}{(1+i)} + \frac{I_2}{(1+i)^2} + \frac{I_3}{(1+i)^3} \dots \dots \dots + \frac{I_{n-1}}{(1+i)^{n-1}} + \frac{I_n}{(1+i)^n} \quad (\text{Ec. 43})$$

- 6) Tasa Interna de Retorno (TIR): la tasa interna de retorno (TIR) es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativo (costos totales). Es decir, la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero. Es la tasa de descuento en la que el valor actual neto de una inversión es igual a cero. También es la tasa máxima de interés que gana el capital en un periodo determinado. Esta tasa tiene que ser mayor a la tasa mínima de rendimiento exigida por el proyecto de inversión. Su fórmula es la siguiente:

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{FE_i}{(1+t)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{FEC_i}{(1+t)^i} \quad (\text{Ec.44})$$

Donde:

FE= Flujo de efectivo positivo (ingresos)

FEC= Flujo de efectivo negativo (costos)

T= Tasa de descuento = TIR

I= Año

n= Número de años

También se define como la tasa usada para descontar los flujos de efectivo y el valor de salvamento que hace que el VPN sea cero. Existen varios métodos para determinar dicha tasa, como son el método gráfico, tanteo o interpolación.

Existen una serie de criterios generales para la aceptación o rechazo en el aspecto financiero de un proyecto de inversión los cuales se mencionan a continuación:

Para el caso del VPN (Valor Presente Neto) se espera que el resultado sea mayor que cero. Cuando este resultado es de cero se recupera la inversión inicial neta y la tasa mínima de rendimiento, por lo que se concluye lo siguiente:

VPN >= 0 se acepta

VPN < 0 se rechaza

En el caso de la TIR, esta tasa debe ser mayor que el costo del capital, es decir, lo que cuesta financiarse para realizar el proyecto de inversión, por lo que el criterio general es el siguiente:

Costo-beneficio > 100% se acepta el proyecto de inversión.

Costo-beneficio < 100% se rechaza el proyecto de inversión.

4.1. Egresos

4.1.1 Inversiones

Las inversiones consideradas en el estudio se canalizan en cuatro conceptos: perforación de pozos, instalaciones, estudios y equipo.

- **Pozos**

Se obtuvieron los precios totales de las perforaciones de los pozos, y del precio total se dedujo que el 60% del costo total pertenecía a la terminación y el 40% a la perforación, quedando como resultado los siguientes costos.

Tabla 27 Costos de la perforación y terminación de pozos

Pozo	Perforación	Terminación
Samari-916	\$1,600,000.00	\$2,400,000.00
Samaria-948	\$1,530,000.00	\$2,295,000.00
Samaria-922	\$1,556,666.40	\$2,334,999.60
Samaria-901	\$1,100,000.00	\$1,650,000.00
Samaria 913-H	\$2,553,333.20	\$3,829,999.80
Samaria 915-H	\$2,553,333,20	\$3,829,999.80
Samaria 915-D	\$1,006,666.40	\$1,509,999.60
Samaria 917-H	\$2,553,333,20	\$3,829,999.80

- **Instalaciones**

En los costos de instalaciones se involucran las siguientes adecuaciones:

- Red de agua de los pozos de captación, de la batería Samaria II al lugar donde se situaron los pozos pertenecientes a la prueba piloto.
- Red de BN.
- Peras donde se implementó la inyección de vapor.

Con un costo total de 1, 200,000.00 USD.

- **Estudios**

El costo de los estudios involucra: Ingeniería, diseño, análisis de núcleo, pruebas PVT, simulaciones, sísmica 3D, estudios geológicos, etc. Con un costo total de 300,000.00 USD.

- Equipo

Pensando en que la prueba piloto se masifique, se decidió hacer la compra del equipo de inyección de vapor, que involucra los componentes mostrados en la siguiente tabla.

Tabla 28 Costos de los diferentes componentes del equipo de inyección de vapor.

Componentes	Costo USD	Unidad
Caldera	\$1,231,506.00	USD
Bombeo alta presión	\$57,500.00	USD
Tanque de manejo de agua	\$150,000.00	USD
Planta de tratamiento	\$ 200,717.00	USD
Sistema de automatización y control	\$ 45,000.00	USD
Generador eléctrico	\$ 45,000.00	USD
Plataforma para montaje de agua de tratamiento	\$ 44,380.00	USD
Plataforma para montaje para generador	\$ 67,360.00	USD
Tanques de 500 bls (2)	\$ 300,000.00	USD
Conexiones Chiscan	\$ 350,000.00	USD
Total USD	\$2,491,463.00	USD

4.1.2 Costos de operación

4.1.2.1 Sistemas artificiales de producción (SAP)

Como se mencionó anteriormente, en esta prueba piloto se probaron diferentes tipos de sistemas artificiales con el propósito de evaluar la mejor opción tanto para la producción en frío como la producción en caliente.

En las tablas.29 se muestran los diferentes costos que se tomaron a consideración para realizar la evaluación económica.

Tabla 29 Costos de ingeniería y diseño de los diferentes Sistemas artificiales

Sistema	Ingeniería	Diseño
	USD	USD
BEC	\$7,241.00	\$5,172.00
BHJ	\$7,241.00	\$5,172.00
BMC	\$ 7,241.00	\$4,138.00
BM(Tieben)	\$ 7,241.00	\$ 4,138.00
BM(Rotaflex)	\$ 7,241.00	\$ 4,138.00
BCP	\$ 7,241.00	\$ 4,138.00

Tabla 30 Costos de instalaciones superficiales y subsuperficial de los sistemas artificiales

Sistema	Instalación superficial	Instalación subsuperficial	Instalación
	USD	USD	USD
BEC	\$19,185.00	\$ -	\$19,185.00
BHJ	\$10,000.00	\$2,446.00	\$ 12,446.00
BMC	\$10,600.00	\$ 2,500.00	\$ 13,100.00
BM(Tieben)	\$5,518.00	\$2,500.00	\$ 8,018.00
BM(Rotaflex)	\$10,600.00	\$2,500.00	\$ 13,100.00
BCP	\$8,093.00	\$3,229.00	\$ 11,322.00

Tabla 31 Costos de operación diaria de los sistemas artificiales

Sistema	Operación continua diaria	Operación continua sub-superficial	Operación(varillas)	Costo operación diaria (incluye varillas)
	USD	USD	USD	USD
BEC	\$ 3,778.00	\$ -	\$ -	\$ 3,778.00
BHJ	\$ 1,623.00	\$ -	\$ -	\$ 1,623.00
BMC	\$ 400.00	\$ 45.00	\$ 82.00	\$ 527.00
BM(Tieben)	\$ 70.00	\$ 45.00	\$ 82.00	\$ 197.00
BM(Rotaflex)	\$ 722.00	\$ 45.00	\$ 82.00	\$ 849.00
BCP	\$ 459.00	\$ -	\$ 82.00	\$ 541.00

Tabla 32 Costos de desmantelamiento de los Sistemas artificiales

Desmantelamiento	
Sistema	USD
BEC	\$ 2,475.00
BHJ	\$ 2,446.00
BMC	\$ 5,300.00
BM(Tieben)	\$ 5,000.00
BM(Rotaflex)	\$ 5,304.00
BCP	\$ 2,648.00

Para la etapa de producción en frío, se utiliza un mejorador de flujo con el fin de reducir la viscosidad del aceite y facilitar la producción con los sistemas artificiales. Se consideró un precio del mejorador de flujo para el campo Samaria de 3 USD/litro.

Para los pozos verticales se tomó un consumo diario del mejorador de flujo de 30 litros, para los pozos horizontales un consumo de 50 litros y para el desviado de 40 litros.

Tabla 33 Costos del mejorador de flujo para diferentes geometrías de pozo

	Litros/día	USD/litro	costo diario	Costo mes
Pozo Vertical	30	\$ 3.00	\$ 90.00	\$ 2,700.00
Pozo Horizontal	50	\$ 3.00	\$150.00	\$ 4,500.00
Pozo Desviado	40	\$3.00	\$120.00	\$ 3,600.00

Para la etapa de producción en caliente se observó que el Bombeo Mecánico tipo Rotaflex trabajaba bien a temperaturas altas y a gastos altos, pero con el paso del tiempo comenzó a mostrar problemas de gasificación en la bomba, por tal motivo se optó por la utilización del bombeo neumático hasta que la temperatura bajara a 80°C aproximadamente, esto debido a que a esta temperatura el BN mostraba baja eficiencia. Posteriormente, para que se pudiera seguir produciendo se implementó el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP), hasta llegar a una producción de 150 o 200 BPD dependiendo de los gastos de operación y límite económico. Todos estos aspectos son considerados para la realización de la evaluación económica.

4.1.2.3 Inyección de vapor

Para la inyección de vapor los costos se canalizaron en tres etapas; costos de implementación, costos de operación y mano de obra.

- **Costos de implementación**

Los costos de implementación involucran; el desmantelamiento que se realiza para que se transporte la unidad generadora de vapor al sitio de interés, el transporte de la unidad de vapor, la obra civil para asegurar el acondicionamiento de la unidad, las interconexiones para la instalación y las mano de obra, esta última solo será usada en el tiempo de la implementación. A continuación se muestra una tabla con los precios de las diferentes tareas que involucra la implementación.

Tabla 34 Costos de implementación del equipo IAV

Obra civil	\$ 4,100.00	USD
Desmantelación de equipo	\$ 2,500.00	USD
Transporte al sitio	\$ 1,700.00	USD
Interconexiones	\$ 4,170.00	USD
Mano de obra	\$ 420.00	USD
Materiales	\$ 2,100.00	USD
Total USD	\$ 14,990.00	USD

- **Costos de operación**

Los costos de operación serán variables, esto debido a que dependerán en gran parte de la cantidad y precio del agua utilizada para la generación de vapor y de la cantidad y precio del gas utilizado para el funcionamiento de la caldera. A continuación se muestra el ejemplo de costos de operación de agua y gas del pozo Samaria-948.

Ejemplo.

El pozo Samaria-948 comenzó su inyección de vapor el día 5 de enero del 2010 y se utilizaron 4,955 toneladas de vapor y 13.8 MMPC en un tiempo de 21 días, terminando el 27 de enero del 2010 para continuar con la etapa de remojo y luego de producción.

Datos

1 barril = 159 litros

1000 litros = 1 m³

1 m³ = .50 USD

240 ton = 1500 B de agua por lo tanto 1 ton=6.25 B

1 MMPCD = 4,000 USD

Se inyectan aproximadamente 236 toneladas diarias por lo que:

$$236 \frac{ton}{día} = 1,475 \frac{Barriles}{día}$$

$$1,475 \frac{barriles}{día} = \left(\frac{159 \text{ litros}}{1 \text{ barril}} \right) \left(\frac{1m^3}{1000 \text{ litros}} \right) = 234.52 \frac{m^3}{día}$$

$$\left(234.52 \frac{m^3}{día} \right) \left(.50 \frac{USD}{m^3} \right) = 117.27 \frac{USD}{día}$$

$$\left(117.27 \frac{USD}{día} \right) (11 \text{ dias}) = 1,290 \text{ USD}$$

Ahora se obtendrá el costo del gas utilizado para el funcionamiento de la caldera.

$$13.8 \text{ MMPC} \left(\frac{4,000 \text{ USD}}{1 \text{ MMPC}} \right) = 55,200 \text{ USD en 21 días.}$$

$$(1,290 \text{ USD}) \text{ agua} + (55,200 \text{ USD}) \text{ gas} = 56,490 \text{ USD}$$

Comparando los gastos de agua y del gas, se puede observar que el gas es el que genera un mayor gasto en los 21 días, esto debido a que como se puede observar el MMPC tiene un mayor costo que el m³ agua, estos gastos pueden cambiar debido al precio del dólar, precio del m³ de agua y de los millares de pies cúbicos.

- Costos de mano de obra (operación)

Para los costos de mano se tomaron 6 trabajadores, los cuales se especifican sus actividades y sueldos en la Tabla.35, este costo se mantendrá desde que empiece la primera inyección hasta el término del proyecto.

Tabla 35 Mano de obra utilizada en todo el proyecto de IAV

Mano de obra operación	Cantidad	Jornada	Sueldo/mes (USD)	Total
Técnico Especialista	1	7	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00
Operario Especialista	3	1	\$ 1,250.00	\$ 3,750.00
Mantenimiento	2	7	\$ 1,500.00	\$ 3,000.00
			Total	\$ 9,250.00

Al mes tendremos un gasto de mano de obra de 9,250 USD, que también dependerán del tipo de cambio del dólar. Se puede observar que la generación de vapor es relativamente barata en comparación a los demás costos que se involucran en el proyecto, ya que el mayor costo se tendrá el mes que se inyecte vapor ya que se sumaran los gastos de vapor, de gas y de mano de obra, dando como resultado egresos relativamente económicos.

4.2. Ingresos

4.2.1 Producción de aceite

Los únicos ingresos que se tienen y se tendrán son los de la producción de aceite que se obtendrá gracias a la aplicación de la inyección de vapor. Se tomó la producción en frío producida al principio de la prueba piloto (producción en frío) y además los datos de producción al 15 de junio del 2011, donde se realizó una medición de producción para todos los pozos y hasta donde se tienen datos reales de la prueba.

Para efectos de una evaluación económica más completa y debido a que no se cuentan con más datos de producción, se tomaron historias de producción de un pozo vertical, Samaria-948 y de un pozo horizontal, Samaria-913H, con el propósito de observar su producción y obtener el porcentaje de declinación y así obtener la producción futura a 32 meses. Con estos pozos se representó el comportamiento de los 5 pozos restantes pertenecientes a la prueba piloto.

- Pozo Vertical (Samaria-948)

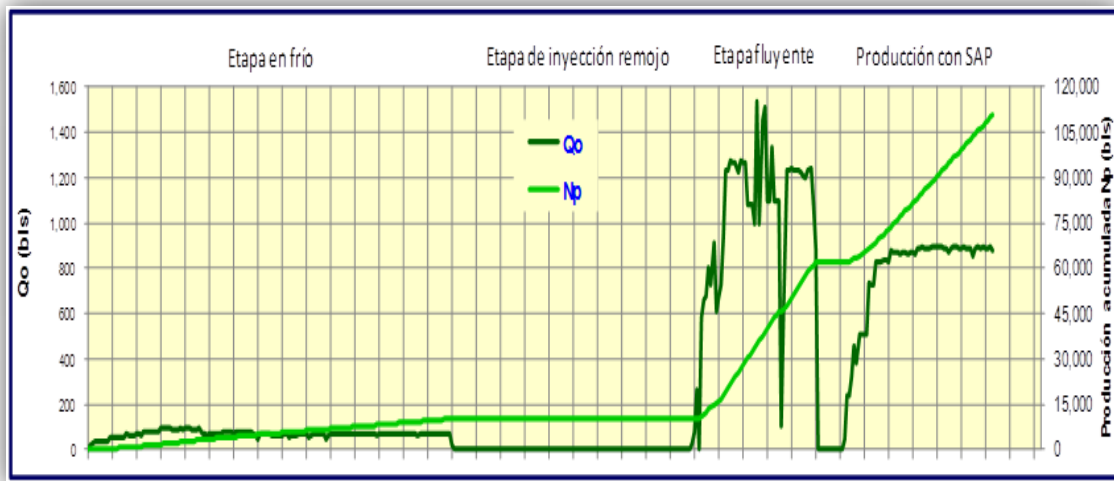


Fig. 77 Historia de producción del pozo Samaria-948

La declinación que se utilizó fue la exponencial, debido a que era la que más se ajustaba a la tendencia de declinación que tenemos en el historial de producción.

El porcentaje de declinación por definición puede ser presentado por:

$$\text{Porcentaje de declinación} = \frac{100 \frac{dq}{dt}}{q} \quad (\text{Ec.45})$$

Derivando la **Ec.45** con respecto al tiempo:

Donde:

a: constante de declinación (positiva)

q: Gasto de producción a un tiempo t,

dq/dt: Variación del gasto de producción con respecto al tiempo

Integrando la **Ec.45** se obtiene la forma exponencial:

$$at = \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (\text{Ec.46})$$

$$\left(\frac{q_i}{q}\right) = e^{at} \quad (\text{Ec.47})$$

$$q = q_i e^{-at} \quad (\text{Ec.48})$$

La expresión para la curva de gasto producido contra producción acumulada se obtiene integrando la **Ec.48** con respecto al tiempo, obteniéndose:

$$Np = a(q_i - q_o) \quad (\text{Ec.49})$$

Donde:

a: constante de declinación

Np: producción acumulada de aceite @c.s

q_i = Gasto inicial de aceite

q_o = Gasto de aceite a un tiempo t

La **Ec.49** puede ser escrita en función de la rapidez de declinación, D, la cual es igual a (1/a), de la siguiente forma:

$$Np = \frac{1}{D}(q_i - q_o) \quad (\text{Ec.50})$$

Por lo tanto, el porcentaje de declinación será:

$$\text{Porcentaje de declinacion} : \frac{100}{Np}(q_i - q_o) \quad (\text{Ec.51})$$

Ahora, con los datos obtenidos de la gráfica de producción del pozo Samaria-948

$q_i=1550$
 $q_o=1100$
 $Np=45,000$

Sustituyendo en **Ec.51** se obtiene

$$D = \frac{(100)(1550-1100)}{45,000} \quad (\text{Ec.52})$$

$$D=1$$

Realizando el pronóstico de producción con respecto a la declinación=1 y $q_i=1550$, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 36 Pronósticos de producción para pozo Samaria-948

Tiempo	Producción	Tiempo	Producción
mes1	1426.068843	mes 13	524.621409
mes 2	1312.046674	mes 14	482.674997
mes 3	1207.141214	mes 15	444.082435
mes 4	1110.623531	mes 16	408.575564
mes 5	1021.822977	mes 17	375.907666
mes 6	940.1225226	mes 18	345.851748
mes 7	864.9544759	mes 19	318.198969
mes 8	795.7965345	mes 20	292.757184
mes 9	732.1681567	mes 21	269.349612
mes 10	673.6272232	mes 22	247.813606
mes 11	619.7669642	mes 23	227.999524
mes 12	570.2131338	mes 24	209.769689

- Pozo Horizontal (Samaria-913H)

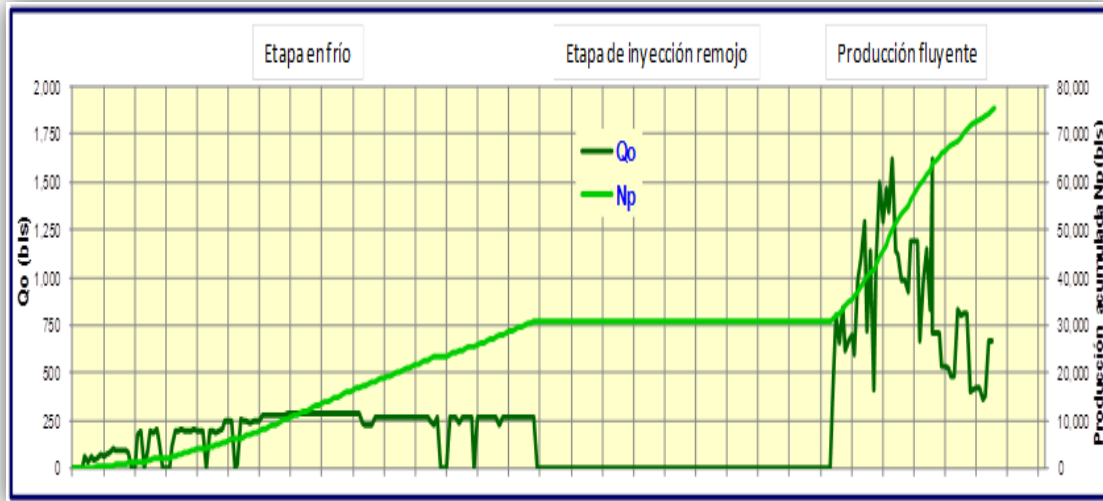


Fig. 78 Historia de producción del pozo Samaria-913H

Para los pozos horizontales se realizó el mismo procedimiento, ahora tomando en cuenta los datos de la gráfica de producción del pozo Samaria -913H:

$$q_i = 1650$$

$$q_o = 700$$

$$N_p = 75,000$$

Sustituyendo en **Ec.51** Se obtiene

$$D = \frac{(100)(1650 - 700)}{75,000}$$

$$D = 1.23$$

Realizando el pronóstico de producción con respecto a la declinación=1.23 y $q_i=1650$, se obtiene la siguiente tabla:

Tabla 37 Pronósticos de producción para pozo Samaria-913H

Tiempo	Producción	Tiempo	Producción
mes1	1489.253947	mes 13	435.297875
mes 2	1344.168072	mes 14	392.890351
mes 3	1213.216731	mes 15	354.614246
mes 4	1095.022913	mes 16	320.06707
mes 5	988.3437545	mes 17	288.885544
mes 6	892.0574773	mes 18	260.741779
mes 7	805.1515873	mes 19	235.339833
mes 8	726.7122299	mes 20	212.412591
mes 9	655.9145799	mes 21	191.718963
mes 10	592.0141679	mes 22	173.041347
mes 11	534.3390523	mes 23	156.183339
mes 12	482.2827532	mes 24	140.967669

Se realizaron pronósticos de producción para todos los pozos, y con la producción obtenida se obtuvieron los ingresos por producción de aceite para cada pozo después de aplicar la inyección de vapor. La **Fig. 79** muestra la producción de la prueba piloto por mes

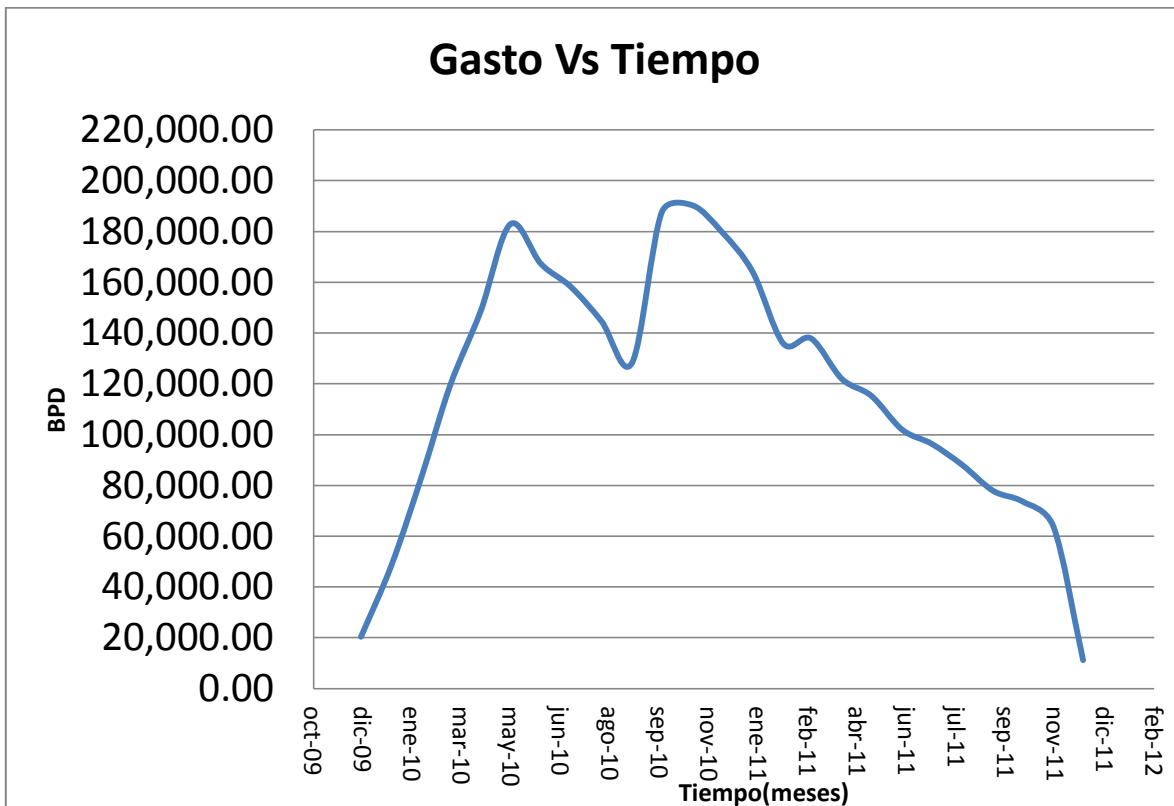


Fig. 79 Producción del campo por meses

La **Fig.80** muestra el comportamiento de la producción del campo por días.

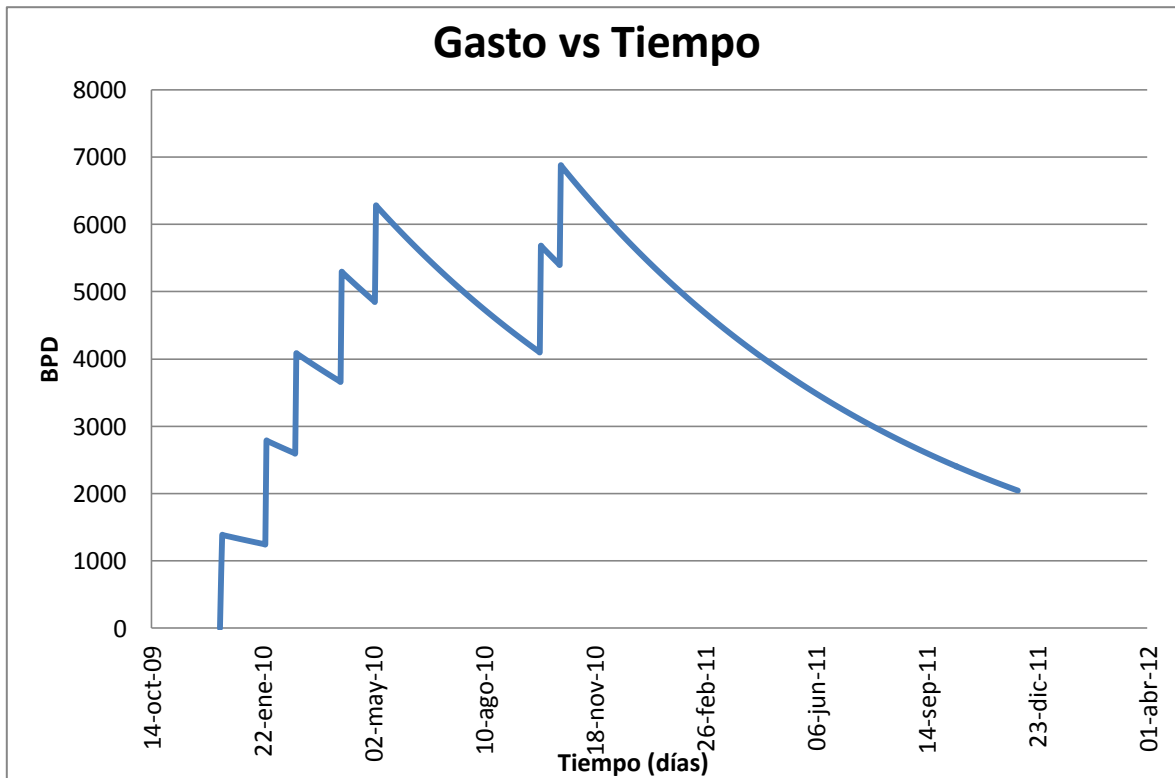


Fig. 80 Producción de pozos por día.

En las **Fig.79 y 80** se puede observar que hay dos picos de producción, esto debido a los tiempos de entrada a producción de cada pozo. De diciembre del 2009 a mayo del 2010 entran los primeros 5 pozos, logrando un pico de producción de 6,000 BPD, y posteriormente comienza la declinación de la producción, pero debido a que en el mes de octubre del 2010 entran dos pozos más, se logra otro pico de producción ahora con casi 6,900 BPD.

Cabe destacar que los porcentajes de declinación obtenidos son un porcentaje teórico, y no representan el comportamiento real de la declinación de los pozos perteneciente a la prueba piloto. Esta declinación puede ser muy diferente debido a que en la realidad, el factor que más afecta para la declinación de la producción es la caída de temperatura en el aceite.

4.3. Evaluación económica

Para la realización de la evaluación económica se tomaron en cuenta todos los factores anteriormente mencionados. La producción se tomó para un tiempo de 365 días de producción en caliente después de terminado el tiempo de remojo para cada pozo. Como el proyecto comenzó en el 2009, se tomaron los costos a ese tiempo. En las tablas siguientes se muestran los cálculos realizados para obtener los diferentes indicadores económicos.

1 barril: 45 USD y Dólar =13.50 pesos

Tabla 38 Evaluación económica parte (1)

	Ene-09	Feb-09	Mar-09	Abr-09	May-09
FEN	-\$ 4,050,000.00	-\$ 16,200,000.00	-\$ 33,634,750.50	-\$ 54,000,000.00	-\$ 51,857,172.00
FEND	-\$ 4,050,000.00	-\$ 16,373,497.53	-\$ 34,359,046.12	-\$ 55,753,622.70	-\$ 54,114,618.99
FENDA	-\$ 4,050,000.00	-\$ 20,423,497.53	-\$ 54,782,543.65	-\$ 110,536,166.35	-\$ 164,650,785.35

Tabla 39 Evaluación económica parte (2)

	Jun-09	Jul-09	Ago-09	Sep-09	Oct-09
FEN	-\$ 88,619,967.00	-\$ 83,909,467.35	\$ 5,797,238.18	\$ 7,740,360.00	\$ 7,952,019.75
FEND	-\$ 93,468,183.80	-\$ 89,447,792.74	\$ 6,246,061.43	\$ 8,428,935.14	\$ 8,752,163.98
FENDA	-\$ 258,118,969.15	-\$ 347,566,761.89	-\$ 341,320,700.46	-\$ 332,891,765.32	-\$ 324,139,601.34

Tabla 40 Evaluación económica parte (3)

	Nov-09	Dic-09	Ene-10	Feb-10	Mar-10
FEN	\$ 6,242,535.00	\$ 17,168,209.65	\$ 32,593,199.27	-\$ 34,853,405.07	\$ 37,381,772.95
FEND	\$ 6,944,251.25	\$ 19,302,603.60	\$ 37,037,726.44	-\$ 40,030,312.97	\$ 43,394,042.62
FENDA	-\$ 317,195,350.09	-\$ 297,892,746.49	-\$ 260,855,020.05	-\$ 300,885,333.02	-\$ 257,491,290.40

Tabla 41 Evaluación económica parte (4)

	Abr-10	May-10	Jun-10	Jul-10	Ago-10
FEN	\$ 90,750,095.33	\$ 103,559,771.44	\$ 89,429,795.19	\$ 78,538,627.77	\$ 70,540,869.92
FEND	\$ 106,474,044.09	\$ 122,804,473.37	\$ 107,184,450.04	\$ 95,139,157.40	\$ 86,366,087.70
FENDA	-\$ 151,017,246.31	-\$ 28,212,772.94	\$ 78,971,677.10	\$ 174,110,834.50	\$ 260,476,922.20

Tabla 42 Evaluación económica parte (5)

	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dic-10	Ene-11
FEN	\$ 60,557,969.90	\$ 99,398,564.29	\$ 103,394,205.62	\$ 92,687,614.65	\$ 78,987,192.58
FEND	\$ 74,937,670.32	\$ 124,318,406.64	\$ 130,700,716.56	\$ 118,421,325.34	\$ 101,997,924.30
FENDA	\$ 335,414,592.52	\$ 459,732,999.15	\$ 590,433,715.71	\$ 708,855,041.06	\$ 810,852,965.36

Tabla 43 Evaluación económica parte (6)

	Feb-11	Mar-11	Abr-11	May-11	Jun-11
FEN	\$ 57,671,458.59	\$ 52,571,357.81	\$ 36,871,882.68	\$ 29,402,045.72	\$ 25,556,525.44
FEND	\$ 75,270,020.64	\$ 69,348,446.67	\$ 49,159,708.71	\$ 39,620,320.12	\$ 34,807,167.58
FENDA	\$ 886,122,986.00	\$ 955,471,432.67	\$ 1,004,631,141.38	\$ 1,044,251,461.51	\$ 1,079,058,629.09

Tabla 44 Evaluación económica parte (7)

	Jul-11	Ago-11	Sep-11	Oct-11
FEN	\$ 24,481,052.54	\$ 22,244,405.35	\$ 19,587,762.93	\$ 4,747,934.75
FEND	\$ 33,699,495.99	\$ 30,948,568.37	\$ 27,544,256.04	\$ 6,748,036.04
FENDA	\$ 1,112,758,125.08	\$ 1,143,706,693.44	\$ 1,171,250,949.48	\$ 1,177,998,985.52

4.3.1 Indicadores económicos

	15-jun-10(17 meses)	32 meses
VPN (MMPesos)	\$ 78,971,677.10	\$ 1,177,998,985.52
VPI (MMPesos)	\$ 455,509,723.50	\$ 428,258,576.56
VPc (MMPesos)	\$ 19,674,223.81	\$ 46,342,794.81
VPN/VPI	0.173	2.75
RBC	0.166	2.48
TIR	-	47%

Tabla 45 Indicadores económicos al 15-junio-10 y a 32 meses.

Con la evaluación económica realizada se pudo observar que el tiempo de recuperación de la inversión es al mes 17 (junio del 2010), ya que para ese mes se empiezan a obtener números positivos (ganancias).

Se obtuvo un VPN positivo de \$1, 177, 998,985.52 Pesos lo indica que el proyecto es altamente rentable. El VPI y el VPc se obtuvieron con los costos de inversión y costos de operación respectivamente a una tasa del 12% para cada tiempo. Dando un Valor Presente de Inversión de \$428, 258,576.56 y un Valores Presente de costos de operación de \$46,342,794.81 .

Se obtuvieron dos relación de beneficio costo, la primera que solo incluye los costos de inversión, resultando un $VPN/VPI= 2.75$, lo que indica que por cada peso invertido se estarán obteniendo 2.75 pesos de ganancia. La segunda relación de beneficio costo incluye los costos de operación y costos de inversión dando como resultado un $RBC= 2.48$, lo que indica que por cada peso gastado se obtendrá una ganancia de 2.48 pesos y un TIR de 48% con el cual reafirmamos la rentabilidad del proyecto.

CONCLUSIONES

Técnicas

- Gracias a los estudios geológicos y sísmicos realizados, se muestra que la estratigráfica y geología de los campos Carrizo e Íride muestran una similitud con Samaria, lo cual nos indica que también ahí se podrían realizar pruebas piloto o implementación de la inyección alterna de vapor.
- El nivel estratigráfico que presenta mayor potencial, está asociado a las arenas definidas como A-1-3, las cuales tienen un volumen de aceite estimado en el orden de los 23.6 MMBls de Nboi.
- Se observó que la etapa de producción en frío, no mostro buenos resultados de producción, por lo que no es indispensable contar con esta etapa si se decide masificar el proyecto, al menos que sea para la obtención de características y estudios de aceite de los pozos.
- Uno de los aspectos importantes para decidir que la inyección de vapor era la mejor opción de recuperación mejorada en comparación a otros métodos, fue que se contaban con antecedentes de los años 70's de que habían realizado una prueba de inyección de vapor con muchos problemas técnicos, pero dando buenos resultados en base a producción recuperada.
- Debido a que el sistema artificial Bombeo Mecánico tipo Rotaflex mostró gran resultado en la etapa en frío y sus características mostraban que era excelente candidato para manejar altas temperaturas, se decidió utilizarlo para la etapa de producción en caliente. Gracias a las cartas dinámométricas se observó que a un determinado tiempo el SAP mostraba problemas por interferencia de gas en el llenado de la bomba, por tal motivo se estudió y analizó la posibilidad de implementar bombeo neumático desde un principio. Resultando un incremento en los costos de operación, pero con un excelente resultado de manejo del aceite y de producción.

- Observando el comportamiento de la temperatura contra el tiempo, se define que la mejor forma para optimizar la explotación después de aplicar la inyección de vapor es comenzando con una etapa fluyente, debido a que la presión del yacimiento es alta y permite que a condiciones de baja viscosidad y altas temperaturas pueda fluir a superficie, posteriormente previniendo que la temperatura del aceite va cayendo y será difícil que el yacimiento siga llevando aceite a superficie, se implementa el sistema artificial de Bombeo Neumático, al llegar a una temperatura de 80°C en el fondo, aproximadamente unos 200 a 250 días después de que se abre a producción, se implementa el segundo sistema artificial, en este caso será el sistema de bombeo de cavidades progresivas, este funcionara hasta que se tenga una producción aproximada de 200 o 150 BPD.
- El problema de las arenas se está controlando perfectamente con el Liner ranurado puesto en el aparejo de producción, ya que al momento de producción por los diferentes estranguladores, se observan mínimos o nulos sedimentos.
- Para el pozo 913-H se esperaba una producción de al menos 2 veces mayor que la de los pozos verticales, pero no ha resultado así, se cree que es por una mala inyección de vapor, ya que el vapor puede estar afectando solamente a una sección del intervalo horizontal y no a toda la sección dando como resultado, baja producción.
- Realizando una comparación de costos y eficiencia, los pozos verticales son los que han brindado mejor respuesta, aunque en la prueba piloto los pozos verticales manejaron mejores características de aceite que la de los pozos horizontales.
- Debido a toda la infraestructura que existe actualmente en Samaria, si se decide realizar una masificación, se debe tener mucho cuidado con la perforación de pozos ya que se pueden presentar problemas de colisión.

Económicas

- Los mayores costos de todo el proyecto son los que generan la perforación y terminación de pozos, por lo que se debe de buscar opciones para reducir costos en esta etapa y obtener un mejor beneficio de la inyección de vapor.
- Analizando y calculando los gastos que genera la inyección de vapor, se observó que los gastos eran realmente mínimos a comparación de todo los que se involucran en el proyecto, ya que el agua utilizada para generar vapor va de 1,200 a 5,000 USD dependiendo de las toneladas de vapor inyectadas, el gas es el que llega a presentar un gasto mayor debido a que es más caro el MMPC de gas que el m^3 de agua, este gasto puede ir de 60,000 USD a 100,000 USD, dependiendo también de cuando gas necesite la caldera para generar el vapor, estos precios van a depender directamente del precio del MMPC del gas m^3 del agua, y de la pariedad del dólar con el peso. Estos costos solo son una vez en cada ciclo lo que nos indica que la inyección alterna de vapor es relativamente barata.
- Para la realización de la evaluación, se tomó el precio del barril de 45 USD ya que ese era el precio al tiempo que comenzó el proyecto, dando como resultado un mayor tiempo de recuperación de la inversión. Si se realizara la evaluación con los precios actuales del barril de aceite, no se tendría ninguna duda de que el proyecto sería rentable y además se tendría una recuperación de la inversión en menor tiempo.
- Debido a esta variación del precio del barril, resulta muy difícil incluir en el portafolio de proyectos, implementaciones de métodos como las de inyección de vapor, ya que al tener un precio de barril muy bajo la realización de este tipo de proyectos no resultaría tan atractivo, como los proyectos donde se tiene aceite de baja viscosidad y alta densidad.
- Debido a las dificultades de obtener datos reales de producción se decidió realizar una declinación exponencial con la cual obtuvimos pronósticos de producción. Se tomó el pozo Samaria-948 como representante de los pozos verticales y direccional, y el pozo Samaria-913H como representate de los pozos horizontales. Cabe destacar que debido a esta incertidumbre y pronósticos supuestos, la evaluación económica puede ser un poco diferente a la evaluación real.

- Debido a que Samaria cuenta con una infraestructura grande red de BN, red de agua, y una Batería, los costos de instalación resultan realmente económicos.
- Realizando la evaluación económica, se muestra que hasta el mes 17 el VPN resulta mayor a 0, lo que nos indica que el tiempo de recuperación de la inversión es en el mes 16 y 17.
- Se obtuvo un VPN positivo de \$1, 177,998,985.52 Pesos lo indica que el proyecto es altamente rentable. El VPI y el VPc se obtuvo con los costos de inversión y costos de operación respectivamente a una tasa del 12% para cada tiempo. Dando un Valor Presente de Inversión de \$428, 258,576.56 y un Valores Presente de costos de operación de \$46,342,794.81 .
- Se obtuvieron dos relación de beneficio costo, la primera que solo incluye los costos de inversión, resultando un $VPN/VPI= 2.75$, lo que indica que por cada peso invertido se estarán obteniendo 2.75 pesos de ganancia. La segunda relación de beneficio costo incluye los costos de operación y costos de inversión dando como resultado un $RBC= 2.48$, lo que indica que por cada peso gastado se obtendrá una ganancia de 2.48 pesos y un TIR de 48% con el cual reafirmamos la rentabilidad del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Tomar núcleos representativos del campo Samaria, con el fin de realizar análisis especiales con estimación de permeabilidades relativas, presiones capilares, pruebas de desplazamiento miscible, etc.
- Estudiar y analizar el tiempo de inyección y remojo para poder optimizar la transferencia de calor al yacimiento y al fluido para obtener una mejor respuesta del yacimiento.
- Las instalaciones superficiales, específicamente los ductos, y accesorios de tuberías, deben de adecuarse a las exigencias de los procesos de manejo de fluidos a altas temperaturas.
- Realizar pozos instrumentados (inteligentes) para obtener información de temperatura, presión, saturación de agua, densidad de los fluidos, etc.
- Para realizar una correcta evaluación de factibilidad técnica y económica de la inyección de vapor, se recomienda analizar como mínimo el comportamiento del segundo ciclo de inyección.
- Crear un grupo de personas que se especialicen en recuperación mejorada, con el fin de explotar reservas pendientes de explotación debido a sus altas densidades y viscosidades.
- Se recomienda comenzar con los estudios de estrategia de explotación para cuando termine de la inyección de vapor.
- Los criterios de selección deben tomarse como recomendaciones generales, pues es necesario realizar estudios de laboratorio a cualquier yacimiento al que se le pretenda aplicar la inyección cíclica de vapor, con ellos se puede predecir los mecanismos de producción además de las reacciones que posiblemente ocurrirán en el yacimiento.
- Es necesario contar con una buena caracterización de los fluidos y del yacimiento al cual se le piensa aplicar un proyecto de inyección de vapor, para poder realizar una buena predicción del comportamiento del método y por lo tanto, asegurar su rentabilidad.

- Se recomienda realizar una prueba piloto en los campos de Cacalilao y Moloacan, ya que muestra características para ser buenos candidatos para aplicar inyección cíclica de vapor. Además se cuenta con antecedentes de implementación de inyección de vapor en el pasado a estos campos, sin resultados satisfactorios debido a la falta de tecnología y experiencia.
- Actualmente gran parte de las reservas de aceite mundiales son encontradas en yacimientos naturalmente fracturados. Es por esto que resulta necesario el estudio técnico y económico de estos yacimientos, así como el comportamiento que pudieran presentar. A diferencia de los yacimientos convencionales, los yacimientos naturalmente fracturas están provistos de un sistema de doble porosidad y doble permeabilidad matriz-fractura. Por tal razón no se puede esperar una similitud en efectos y resultados si es aplicado un proceso de recuperación mejorada a un YNF, como se presentaría en un yacimiento convencional.

NOMECLATURA

Símbolos	Significado
ρ	Densidad
m	Masa
V	Volumen
W	Peso
P	Presión
F	Fuerza
A	Área
V	Volumen específico
Pe	Peso específico
Np	Volumen de aceite producido
N	Volumen original de aceite
FR	Factor de recuperación
Vr	Volumen de la roca
Vp	Volumen de poros
Vs	Volumen de sólidos
ϕ	Porosidad
ϕ_a	Porosidad absoluta
Vpc	Volumen de poros comunicados
Vpnc	Volumen de poros no comunicados o aislados
Cf	Compresibilidad de la formación
Rr	Densidad relativa
μ	Viscosidad
Cg	Compresibilidad del gas
Co	Compresibilidad del aceite
Rs	Relación gas disuelto en el aceite
R	Relación gas disuelto
Bo	Factor de volumen del aceite
Bg	Factor de volumen del gas
Bt	Factor de volumen total o de la fase mixta
Pr	Presión de rocío
°API	“American Petroleum Institute”, densidad del aceite
Py	Presión del yacimiento
Pb	Presión de burbuja
RGA	Relación gas-aceite
Pi	Presión inicial

EOR	“Enhanced oil recovery”, recuperación secundaria
D	Darcy
cp	Centipoises
BPD	Barriles por día
SAP	Sistema artificial de producción
BTU	“British Thermal Unit”, unidad de energía
hr	Hora
°C	Grados Celcius
Psia	Unidades de presión en el sistema ingles lb/in ²
Ton/día	Tonelada por día
μ_w	Viscosidad del agua
T	Temperatura
ρ_w	Densidad del agua
ρ_g	Densidad del gas
M	Peso molecular
Z	Factor de compresibilidad
R	Constante universal de los gases (10.732 psia-pie/ lb _{mol} °R)
°R	Grados Rankin
x_v	Calidad del vapor
H	Entalpia
U	Energía interna del sistema
h	Entalpia especifica
u	Energía interna por unidad de masa
Δ_t	Diferencial de temperatura
q	Gasto
T.P.	Tubería de producción
T.R.	Tubería de revestimiento
VPN	Valor presente neto
VPI	Valor presente de la inversión
VPN/VPI	Valor presente neto sobre el valor presente de la inversión
TIR	Tasa interna de retorno
RBC	Relación beneficio costo
USD	Dólares
MMUSD	Millones de dólares
FEN	Flujo de efectivo neto
FEND	Flujo de efectivo descontado
FENDA	Flujo de efectivo descontado acumulado

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Rangel German Edgar. “El potencial de la recuperación mejorada de petróleo en México” Comisión nacional de hidrocarburos, México, D.F.
- 2) Apuntes de clase. “Comportamiento de Yacimientos” Catedrático Ing. Becerra Zepeda Mario. Facultad de Ingeniería U. N. A. M.
- 3) Revana K. and Erdogan H.M. “Optimization of cyclic steam stimulation Under Uncertainty”, Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. Dallas, Texas, U.S.A. 13-April-2007. Spe 107949-MS.
- 4) Rodríguez N. Rafael, “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M.
- 5) J. J. Taber y F. D. Martin “EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”, Improved Oil Recovery Symposium” Tulsa, Oklahoma, 21-24 Abril de 1996, SPE 35385
- 6) Garicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis. “Apuntes de Comportamiento de yacimientos”. Facultad de Ingeniería, U. N. A. M., 1987
- 7) J. J. Taber y F. D. Martin “Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil”, artículo SPE 12069 presentado en “58th Annual Technical Conference an Exhibition” llevado a cabo en San Francisco, California, 5-8 Octubre de 1983.
- 8) Swaan, “Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs” Paper SPE 5892.
- 9) Susana Bidner Mirtha, “Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo”. Ed. Eudeba, 2001.
- 10) De Ferer Paris Magdalena, “inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos” segunda edición, Maricaibo, Venezuela.
- 11) Zhoa Jian, Zhang Xialin “Cyclic Steam Injection with Additives, Laboratory and Field Test Results of Steam/Foam and Steam/Solvent Processes”, Society of Petroleum. SPE 24632,

- 12) Donaldson E.C., Chilingarian G.V. y Yen T.F., *Enhanced Oil Recovery, Processes and operations*, Elsevier 1989.
- 13) Nehring R, Hess R y Kamionski M: The Heavy Oil Resources of the United States. R-2946-DOE (Febrero de 1983).
- 14) Putra PH, Nasution RD, Thurston FK, Moran JH y Malone BP: “TSO Frac-Packing: Pilot Evaluation to Full-Scale Operations in a Shallow Unconsolidated Heavy Oil.
- 15) Chunhong Wang and Gaoming “Huff and Puff recovery technique on waterout horizontal wells”, SPE 104491,
- 16) Challa RK Murty, K. Kumar, Jean-Hector de Galard “Thermal EOR pilot plan for a shallow limestone reservoir (rumble zone) in Bahrain field”, SPE 120569.
- 17) Gaun Wwnlong, Wu Shuhong, Zhoa Jian, Zhang Xialin”Utilizing natural gas huff and puff to enhance production in heavy oil reservoir”, SPE/PS/CHOA 117335.
- 18), M. Li, E. Astete, H. Wang, “ A simulation study of a cyclic steam stimulation pilot in a deep carbonate heavy oil reservoir in oudeh fiel, Syria”, CSUG/SPE 127603
- 19) C. H Bowman and S. Gilbert. “A successful cyclic steam injection project in the Santa Barbara field”, eastern Venezuela, 2290,
- 20) “Documento Final del Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor para el Campo Samaria Neógeno”, Pemex Exploración y Producción, Región Sur, Activo Integral Samaria-Luna, octubre 2008.
- 21) Francisco Valdez López, Agustín Carillo Romero, “Prueba Piloto de Inyección Cíclica de vapor Campo Samaria”, Revista Ingeniería Petrolera, Agosto 1975.
- 22) Francisco Valdez López, J. Luis Piedra G. y Juan D. Bujanos B., “Proyecto de una Prueba Piloto para Recuperación de Aceite Viscoso por medio de Inyección Cíclica de Vapor”, PEMEX, Gerencia de Explotación, Superintendencia General de Ingeniería en Yacimientos, Campo Samaria, Superintendencia Ingeniería de Yacimientos, Zona Sur, Coatzacoalcos, Veracruz, Marzo 1968.

- 23) Pemex Exploración y Producción, “Diseño de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor para el Campo Samaria Neógeno Pesado”, Informe final, Noviembre 2008.
- 24) Pemex Exploración y Producción, “Proyecto de Delimitación y Caracterización Inicial del Campo Samaria Neógeno”, Informe final, Diciembre 2006.
- 25) Arteaga Cardona M., Aguilar Rodríguez A. y Alva Arroyo G., “Explotación de Aceite Pesado por Inyección Alterna de Vapor”, Revista Horizontal Sur No. 50, Octubre-Diciembre 2009.
- 26) Reportes técnicos de avances de la implementación de la Prueba Piloto de Inyección de Vapor.
- 27) Equipo integrado Landmark-PEMEX, “Proyecto de Delimitación y Desarrollo Inicial Samaria Neógeno”, Diciembre 2006.
- 28) López Valdez, F., Hernández Romero S. y Jacinto Ramón M., “Proyecto de Recuperación Térmica”, Samaria Terciario, Activo Samaria-Sitio Grande, Julio, 1998
- 29) Archivo del Pozo Samaria 16. Prueba de Inyección de Vapor Periodo del 7 Noviembre 1972 a 25 de Julio 1974.
- 30) Estudio integrado Aceite Pesado Terciario, Campo Samaria. Equipo Integrado Landmark APC-PEMEX, Gerencia de Planeación, Región Sur, Marzo 2004
- 31) Análisis de Núcleo del Pozo Samaria 101: Informe del Análisis Geológico de Núcleos 3 y 4, realizado por AGAT LABS Mexicana S.A. de C.V. para PEMEX, Región Sur Activo Samaria-Luna.
- 32) Dra. Irma Glinz Férez, “Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra”, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2007.
- 33) Leland Blank, Anthony Tarquin, “Ingeniería Económica”, Editorial McGraw-Hill, Sexta edición, 2006.
- 34) Héctor Manuel Vidaurri Aguirre, “Matemáticas Financieras”, Editorial GENGAGE Learning, 4ª. Edición, 2009.

- 35) Jack Gido, James P. Clemente, “Administración Exitosa de Proyectos”, Editorial Thompson, segunda edición, 2003.
- 36) Prats, Michael, “Thermal Recovery”, Senior Research Associate, Shell Development Co., Monograph Volume 7.
- 37) Giambattista De Ghetto, Francesco Paone, and Marco Vila, SPE 30316, “Pressure-Volumen-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils”, AGIP S.P.A., Copyright 1995, Society of Petroleum Engineers Inc.

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1 Efectos de la capilaridad.	9
Fig. 2 Proceso de separación Flash en forma esquemática en aceite y gas.	11
Fig. 3 Proceso de la tensión superficial.	12
Fig. 4 Compresibilidad de la roca y los fluidos.	15
Fig. 5 Gas disuelto liberado	16
Fig. 6 Expansión por casquete de gas.	18
Fig. 7 Empuje hidráulico	19
Fig. 8 Empuje por segregación gravitacional.	20
Fig. 9 Esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo (según Clark).	22
Fig. 10 Yacimiento anticlinal con acuífero en el fondo.	22
Fig. 11 Inyección de agua en arreglo.	23
Fig. 12 Esquema del desplazamiento de aceite por gas en una canal de flujo.	24
Fig. 13 Fases de la inyección con polímeros	29
Fig. 14 Inyección por medio de surfactantes.	31
Fig. 15 Inyección de alcalinos.	34
Fig. 16 Inyección de Bióxido de carbono (CO ₂).	37
Fig. 17 Inyección de nitrógeno (N ₂).	38
Fig. 18 Aplicación del método THAI.	42
Fig. 19 Inyección continua de vapor.	45
Fig. 20 Etapas de una inyección cíclica de vapor.	47
Fig. 21 Ciclos de una inyección cíclica de vapor.	48
Fig. 22 Esquema del generador de vapor.	52
Fig. 23 Generador de vapor en campo Samaria	54
Fig. 24 Tipos de inyección: Inyección con tubería arriba de los disparos e inyección con tubería a nivel de disparos.	55
Fig. 25 Elastómero.	56
Fig. 26 Unidad de bombeo mecánico Rotaflex.	57
Fig. 27 Viscosidad en función de la temperatura para varios tipos de aceite	58
Fig. 28 Variación de la temperatura y el volumen específico de una sustancia por calentamiento a presión.	61
Fig. 29 Volumen de vapor vs presión.	63
Fig. 30 representación esquemática de una tubería aislada conduciendo vapor	66
Fig. 31 Mecanismos de transferencia de calor en el pozo	68
Fig. 32 Transferencia de calor en el yacimiento.	69
Fig. 33 Localización campo Samaria.	77
Fig. 34 Sección estructural del campo Samaria terciario	79
Fig. 35 Columna geología tipo.	79
Fig. 36 Sección estructural del campo Samaria.	80

Fig. 37 Sección sísmica de campo (Samaria, Íride, Carrizo)	81
Fig. 38 Mapa de la arena 6.	81
Fig. 39 Samaria-916.....	83
Fig. 40 Samaria-922.....	84
Fig. 41 Samaria 913-H.....	85
Fig. 42 Prueba de viscosidad de pozos delimitadores.	87
Fig. 43 Prueba de viscosidad de laboratorio.....	88
Fig. 44 Grafica de la Viscosidad Vs Temperatura.....	88
Fig. 45 Mapa de isopropiedades.	90
Fig. 46 Full Field Model	91
Fig. 47 Modelo radial.....	93
Fig. 48 Modelo radial de los intervalos de arena.....	93
Fig. 49 Distribución de la temperatura inicial.....	94
Fig. 50 Distribución de la presión inicial.	94
Fig. 51 Modelo cartesiano.....	96
Fig. 52 Modelo cartesiano pozo horizontal.	96
Fig. 53 Producción acumulada, pozo S-916.	97
Fig. 54 Producción en diferentes etapas de inyección.	97
Fig. 55 Área Principal con arenas impregnadas.....	99
Fig. 56 Geometría de pozos.....	100
Fig. 57 Perforación de pozos verticales y horizontales.	102
Fig. 58 Aparejo de producción en frio, pozo vertical.	103
Fig. 59 Aparejo de producción en frio, pozos horizontales.	103
Fig. 60 Aparejo de producción térmico, pozos verticales.....	105
Fig. 61 Aparejo de producción térmico, pozos horizontales.....	106
Fig. 62 Generador de vapor utilizado en campo Samaria.....	107
Fig. 63 Sistema artificial Rotaflex en campo Samaria.	108
Fig. 64 Carta dinamométrica del pozo Samaria-948 con bombeo mecánico tipo Rotaflex.	109
Fig. 65 Comparación de Sistemas artificiales.....	110
Fig. 66 Análisis de sensibilidad de la tubería a diferentes presiones.	111
Fig. 67 Producción Pozo S-916 en diferentes etapas de inyección.	114
Fig. 68 Producción acumulada pozo S-916.	114
Fig. 69 Producción Pozo S-948 en diferentes etapas de inyección.	117
Fig. 70 Producción acumulada pozo S-48.	117
Fig. 71 Producción Pozo S-922 en diferentes etapas de inyección.	119
Fig. 72 Producción acumulada pozo S-922.	120
Fig. 73 Producción Pozo S-913-H en diferentes etapas de inyección.	122
Fig. 74 Producción acumulada, pozo S-913H.....	122
Fig. 75 Producción Pozo S-901 en diferentes etapas de inyección.	124
Fig. 76 Producción acumulada, pozo S-901	124
Fig. 77 Historia de producción del pozo Samaria-948	139
Fig. 78 Historia de producción del pozo Samaria-913H.....	142

Fig. 79 Producción del campo por meses143
Fig. 80 Producción de pozos por día.....144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Ventajas y desventajas de la inyección de agua periférica.	23
Tabla 2 Ventajas y desventajas de la inyección de agua en arreglos.	24
Tabla 3 Ventajas y desventajas de la inyección de gas interna.	25
Tabla 4 Ventajas y desventajas de la inyección de gas externa.	26
Tabla 5 Criterios de selección técnica para la inyección con polímeros.	30
Tabla 6 Criterios de selección técnica para la inyección con surfactantes	32
Tabla 7 Criterios de selección técnica para la inyección con alcalinos.	34
Tabla 8 Criterios de selección técnica para la inyección de N2 y CO2	38
Tabla 9 Criterios de selección técnica para la combustión In-Situ.	41
Tabla 10 Criterios de selección técnica para el método THAI.	43
Tabla 11 Criterios de selección técnica para la inyección continua de vapor.	46
Tabla 12 Comparación de tuberías (de generador) en espiral o recta.	53
Tabla 13 Criterio de selección técnica para la inyección de vapor.	70
Tabla 14 Evaluación Petrofísica del pozo S-916.	84
Tabla 15 Evaluación petrofísica del pozo S-922.	85
Tabla 16 Evaluación petrofísica del pozo S-913-H.	85
Tabla 17 Propiedades de la roca en estudio.	86
Tabla 18 Propiedades PVT del pozo S-916 y 901.	86
Tabla 19 Resultado de la viscosidad vs temperatura.	88
Tabla 20 Criterio de selección técnica para la IAV	89
Tabla 21 Datos petrofísicos del pozo Samaria-916.	92
Tabla 22 Datos térmicos.	92
Tabla 23 Datos petrofísicos del pozo Smaria-913-H.	95
Tabla 24 Geometría de pozos y áreas de interés.	101
Tabla 25 Producción de 5 pozos a 4.5 meses de iniciada la prueba.	127
Tabla 26 Producción después de la inyección de vapor.	127
Tabla 27 Costos de la perforación y terminación de pozos	132
Tabla 28 Costos de los diferentes componentes del equipo de inyección de vapor.	133
Tabla 29 Costos de ingeniería y diseño de los diferentes Sistemas artificiales.	133
Tabla 30 Costos de instalaciones superficiales y subsuperficial de los sistemas artificiales	134
Tabla 31 Costos de operación diaria de los sistemas artificiales	134
Tabla 32 Costos de desmantelamiento de los Sistemas artificiales.	134
Tabla 33 Costos del mejorador de flujo para diferentes geometrías de pozo	135
Tabla 34 Costos de implementación del equipo IAV	136
Tabla 35 Mano de obra utilizada en todo el proyecto de IAV	138
Tabla 36 Pronósticos de producción para pozo Samaria-948.	141
Tabla 37 Pronósticos de producción para pozo Samaria-913H	143
Tabla 38 Evaluación económica parte (1).	145

**“DETERMINACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE
INYECCIÓN ALTERNA DE VAPOR EN ARENAS DEL Terciario de la Región Sur”**

Tabla 39 Evaluación económica parte (2).....	145
Tabla 40 Evaluación económica parte (3).....	145
Tabla 41 Evaluación económica parte (4).....	145
Tabla 42 Evaluación económica parte (5).....	146
Tabla 43 Evaluación económica parte (6).....	146
Tabla 44 Evaluación económica parte (7).....	146
Tabla 45 Indicadores económicos al 15-junio-10 y a 32 meses.....	146