



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE LA REGIÓN SUR

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

SÁNCHEZ CUETO JERÓNIMO



DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CO-DIRECTORES: ING. JOSÉ GERARDO ALBA ARROYO
ING. JORGE PÉREZ SOTO

MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, ENERO 2013



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.

TITULO.....	i
PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE LA REGIÓN SUR i	
OBJETIVO.....	i
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	i
JUSTIFICACIÓN	i
RESUMEN.....	iv
CAPITULO I	1
GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	1
1.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	1
1.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO, PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	3
1.3 FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	5
1.3.1 FENÓMENOS INVOLUCRADOS A LA ESCALA DE LOS POROS.....	5
1.3.2 FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA ESCALA DEL MEDIO POROSO	7
1.3.3 LEY DE DARCY.....	9
1.3.4 FENÓMENOS INVOLUCRADOS A LA ESCALA DEL YACIMIENTO.....	11
CAPITULO II	12
MARCO TEÓRICO SOBRE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	12
2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR.....	12
2.1.1 GENERACIÓN EFICIENTE DE VAPOR.....	12
2.1.2 DISTRIBUCIÓN EFECTIVA DE VAPOR EN LA SUPERFICIE Y EN EL SUBSUELO	13
2.1.3 MONITOREO EFECTIVO DE LA PRODUCCIÓN	14
2.1.4 MONITOREO DEL CALOR Y LA SATURACION EN EL YACIMIENTO.....	14
2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS.....	14
2.2.1 VISCOSIDAD.....	14
2.2.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.....	14
2.2.3 VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR.....	15
2.2.4 CALOR ESPECÍFICO.....	16
2.2.5 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y PETRÓLEOS.....	16

2.2.6 HIDROCARBUROS GASEOSOS	16
2.2.7 AGUA SATURADA	17
2.3 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS.....	17
2.3.1 CALOR ESPECÍFICO DE LAS ROCAS.....	17
2.3.2 CAPACIDAD CALORÍFICA DE ROCAS SATURADAS.....	17
2.3.3 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA.....	18
2.4 GENERACIÓN DE VAPOR.....	18
2.4.1 QUEMADOR DE GAS	20
2.4.2 SEPARADOR DE PURGA Y VAPOR.....	20
2.4.3 CONTROL/ REGISTRO DEL NIVEL DEL SEPARADOR.....	20
2.4.4 CONTROL DE FLUJO DE GAS Y REGISTRADOR DE FLUJO DE PURGA.....	21
2.4.5 CONTROLADOR DE FLUJO DE AGUA DE ALIMENTACIÓN Y REGISTRADOR DE FLUJO DE SALIDA DE VAPOR	21
2.4.6 INDICADORES DE PRESIÓN.....	21
2.4.7 BOMBAS DE ALIMENTACIÓN Y TURBINAS A VAPOR.....	21
2.4.8 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS BOMBAS Y TURBINAS	22
2.4.9 PROCESO DE GENERACIÓN DE VAPOR.....	22
2.5 FACTORES OPERACIONALES QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO.....	23
2.5.1 TASA DE INYECCIÓN.....	23
2.5.2 TIEMPO DE REMOJO.....	23
2.5.3 CANTIDAD DE VAPOR INYECTADO	24
2.5.4 ETAPAS DE PRODUCCION DE UN CICLO.....	24
2.6 FACTORES DE YACIMIENTO QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO.....	25
2.6.1 DAÑOS DE LA FORMACIÓN	25
2.6.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	25
2.6.3 PRESIÓN DE YACIMIENTO, MECANISMO DE PRODUCCIÓN Y SATURACIÓN DE PETRÓLEO	25
2.6.4 YACIMIENTO CON ALTA SATURACIÓN DE PETRÓLEO Y POROSIDAD	25

CAPITULO III	26
MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA UN POZO PETROLERO.....	26
3.1 MÉTODO DE RECUPERACIÓN INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD) Y DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) (POR SUS SIGLAS EN INGLES).....	27
3.1.1 DESARROLLO DEL MÉTODO HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE (HASD).....	27
3.1.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES.....	28
3.1.3 EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD)	28
3.1.4 EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD) EN ARENAS DELGADAS.....	29
3.1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD).....	30
3.1.6 CONDICIONES ATRACTIVAS PARA EL MÉTODO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES	31
3.2 MÉTODO DE DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR.....	32
(SAGD) (POR SUS SIGLAS EN INGLES)	
3.2.1 INTRODUCCIÓN.....	32
3.2.2 RANGO DE APLICACIÓN PARA EL MÉTODO DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).....	34
3.2.3 CONDICIONES ATRACTIVAS PARA EL MÉTODO DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).....	34
3.2.4 CONDICIONES NO ATRACTIVOS PARA DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) SON LOS QUE CUMPLEN CON LOS SIGUIENTES FACTORES.....	35
CAPÍTULO IV	37
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEOGENO	37
4.1 ANTECEDENTES.....	37
4.1.1 CAMPO SAMARIA NEÓGENO.....	39
4.1.2 SAMARIA NEÓGENO	40
4.1.3 EL ACEITE EXTRA PESADO EN EL CAMPO SAMARIA.....	43
4.1.4 PLAN DE EXPLOTACIÓN	43
4.2 GEOLOGÍA DE UN POZO DEL CAMPO SAMARIA NEÓGENO	44
4.3 TERMINACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SAMARIA NEÓGENO.....	48
4.4 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	53
4.4.1 BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL (BMC)	54
4.4.2 BOMBEO NEUMÁTICO.....	54
4.4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP).....	54
4.4.4 RANGOS DE APLICACIÓN BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA.....	55
4.4.5 RANGOS DE APLICACIÓN BOMBEO MECÁNICO	56

4.4.6 METODOLOGÍA EMPLEADA.....	56
4.5 APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEÓGENO	57
4.5.1 CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, EN EL CAMPO SAMARIA EN LA REGIÓN SUR.....	57
4.5.2 CRONOGRAMA DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEÓGENO	60
4.5.3 RECOMENDACIONES COMO RESULTADO DE LA EXPERIENCIAS EN FRÍO	62
4.5.3.1 CONTROL DE ARENA CON TUBERÍA RANURADA	62
4.5.3.2 BOMBEO MECÁNICO TIPO ROTAFLEX COMO SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	62
4.5.3.3 USO DE MEJORADOR DE FLUJO PARA TRANSPORTE	62
4.5.3.4 ES FACTIBLE TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE LA EXPLOTACIÓN EN FRÍO.....	62
4.5.3.5 CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE TODAS LAS ARENAS DE CRUDO EXTRA PESADO	63
4.5.4 RECOMENDACIONES COMO RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA EN CALIENTE	63
4.5.4.1 SE OBTIENE UN INCREMENTO SIGNIFICATIVO DE PRODUCCIÓN.....	63
4.5.4.2 VOLUMEN DE INYECCIÓN Y TIEMPO DE REMOJO EN FUNCIÓN DE MAGNITUD DE ARENAS.....	63
4.5.4.3 PROCESO ADECUADO PARA ACELERAR LA EXTRACCIÓN DE ESTE TIPO DE CRUDO	64
4.5.4.4 DISEÑAR LA MASIFICACIÓN DEL PROCESO	64
4.5.4.5 EVALUAR INYECCIÓN CONTINUA Y SAGD (POZOS PARALELOS HORIZONTALES).....	64
CONCLUSIONES.....	65
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	67

TÍTULO

PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN CAMPO DE LA REGIÓN SUR

OBJETIVO

Definir el mejor esquema de explotación del yacimiento productor de crudo extra pesado, mediante la aplicación del proceso de inyección cíclica de vapor para evaluar la viabilidad técnica e implementarlo en forma masiva.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La inyección cíclica o alternada de vapor es uno de los procesos térmicos, que tiene por objetivo aumentar la movilidad del crudo por medio de la inyección eficaz de vapor a la formación, así como un monitoreo efectivo del calor y la saturación en el yacimiento.

JUSTIFICACIÓN

En México, se conocen del orden de 300 mil millones de barriles de petróleo, los cuales incluyen el crudo ya producido (+/- 38 mil millones) y los recursos prospectivos (+/-18 mil millones), lo cual deja más de 260 mil millones de barriles de aceite –fracción conocida como volumen remanente-. Adicionalmente se podrían incluir cerca de 30,000 millones de barriles de petróleo crudo extra pesado en aguas profundas.⁽¹⁾

Ya que la mayoría de nuestros campos son maduros, y para incrementar su factor de recuperación se deben implementar métodos de recuperación secundaria y mejorada del petróleo, incluyendo los campos maduros de Akal (Cantarell) hasta los campos que representan un reto como Chicontepec.⁽²⁾

Internacionalmente se ha aceptado que los métodos de recuperación mejorada se dividan en cuatro grandes grupos: métodos térmicos, métodos químicos, métodos de inyección miscible de gases y otros (como microbial, eléctricos).⁽³⁾

El uso de métodos de recuperación mejorada del petróleo permite extraer importantes volúmenes adicionales a los obtenidos por la producción a través de métodos convencionales. Los métodos térmicos, por ejemplo, han demostrado en campo ser muy exitosos logrando obtener recuperaciones incrementales de hasta 60-65%, como es el caso de la inyección de vapor, o el drene gravitacional asistido por vapor (SAGD). Estos métodos térmicos en México, todavía no se han desarrollado de manera masiva.⁽⁴⁾

Por otra parte, el método térmico con inyección cíclica de vapor, al reducir la tensión superficial o interfacial, mejora la movilidad del aceite y/o cambia la mojabilidad de la roca donde se encuentra el aceite. El mecanismo de

desplazamiento del petróleo es una combinación de cambios físicos, donde el vapor cede su energía al sistema roca – fluido y de esta manera reduce la viscosidad. La prueba piloto desarrollada en el Campo Samaria en la Región Sur ha tenido un éxito, gracias a las características de la formación y tipos de terminaciones de los pozos que incluyen los aditamentos térmicos.

La inyección cíclica de vapor aumenta la tasa de producción; sin embargo, esta no conduce a un aumento de la recuperación final del yacimiento, es decir, es un proceso de la aceleración de la producción.

Desde un punto de vista operacional, la inyección cíclica de vapor es ampliamente aceptada ya que la aplicación del proceso es simple: un único generador de vapor puede servir para un gran número de pozos. Además, si el proceso es exitoso, el aumento de la producción ocurre inmediatamente, ya que el petróleo caliente fluiría con mayor facilidad hacia la superficie con ayuda de un sistema artificial de producción.

Las ventajas de la inyección cíclica de vapor en relación a otros métodos térmicos son:

- Una evaluación rápida de la eficiencia del proceso
- Mejor diseño de masificación
- Rápida recuperación de la inversión
- No utiliza aditivos químicos
- No genera problemas con el medio ambiente
-

El mecanismo de desplazamiento natural que influye en el comportamiento del yacimiento es por expansión del sistema roca - fluido, el cual permite una recuperación de 25% en promedio.⁽⁵⁾

La combinación de la Inyección Cíclica de Vapor y la Inyección Continua de Vapor en un mismo esquema de producción, proyecta al Horizontal Alternating Steam Drive (HASD), como un proceso más eficiente que los anteriores desde el punto de vista de aceleración de la producción y el factor de recuperación.

El propósito de un pozo horizontal es incrementar el área de contacto con el yacimiento y en consecuencia mejorar la productividad del pozo. La mayor desventaja de los pozos horizontales es que solo una capa del yacimiento puede ser drenada por estos, bajo terminación simple.

Los pozos horizontales, requieren un acondicionamiento especial, tanto de la cementación como de las instalaciones del pozo para resistir las elevadas temperaturas a las cuales estarán expuestos. El proceso puede incluir un período de calentamiento inicial de la formación, así como un periodo de cierre o “remojo” entre ciclos. Hasta este momento el método Horizontal Alternating Steam Drive (HASD), no se ha aplicado en México.

Para la generación de vapor, existen nuevas tecnologías donde se priorizan las condiciones ambientales entorno al protocolo de Kioto para ello la compañía Glass Point ha diseñado el primer proyecto comercial de recuperación térmica de petróleo mejorado llamado “ Concentración Solar de Petróleo “ en el condado de Kern California.

Otra de las tecnologías que se están desarrollando para el mejoramiento en la generación de vapor está basada en nanopartículas en la recuperación mejorada del petróleo. El rendimiento de algunas nanopartículas se encuentra en la etapa de investigación. Los experimentos se realizaron con nueve diferentes tipos de nanopartículas dispersas en cuatro líquidos diferentes. Las nanopartículas utilizadas son el óxido de magnesio, óxido de aluminio, óxido de zinc, óxido de circonio, óxido de estaño, óxido de hierro, óxido de níquel, óxido de silicio y óxido de silicio hidrófobo tratado con silano.

Los resultados experimentales indican que algunas de estas nanopartículas son buenos agentes para la recuperación mejorada del petróleo. El uso de la nanotecnología está empezando a emerger en algunos proyectos de investigación y han demostrado que tienen el potencial para resolver algunos problemas en la recuperación mejorada del petróleo, como son, el cambio de mojabilidad de la roca, la reducción de la tensión interfacial, la reducción de viscosidad del aceite, la reducción de la relación de la movilidad y alteraciones de permeabilidad. De los resultados experimentales, se espera que alguna aplicación de nanopartículas en la recuperación mejorada del petróleo pueda maximizar la recuperación de hidrocarburos y aumentar la producción.

RESUMEN

En el Capítulo I, se describe las generalidades de la inyección de vapor, que es un proceso mediante el cual se suministra energía térmica al yacimiento inyectando vapor de agua. El proceso de inyección puede ser en forma continua o alternada. En la inyección continua de vapor, éste es inyectado a través de cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes. La inyección alternada de vapor consiste en inyectar vapor a una formación productora a través de un pozo productor por un periodo determinado, luego del cual el pozo es cerrado por un tiempo (para permitir la suficiente distribución de calor inyectado). Después de esto, el pozo es puesto nuevamente a producción.

A medida que disminuye el suministro global de crudos ligeros y súper ligeros, los depósitos de crudos pesados y extra pesados cobran importancia. En México la reserva de aceite pesado se encuentra en la región Marina Noreste con 70.3 por ciento del total nacional.

La inyección cíclica de vapor consiste en inyectar, en un determinado pozo, un volumen preestablecido de vapor por un periodo que va de una a tres semanas. Después de la inyección, se cierra el pozo y se deja en remojo por unos pocos días, con el propósito de permitir que el vapor caliente la formación productora y se disperse uniformemente alrededor del pozo. Luego se abre nuevamente el pozo a producción hasta que el proceso deje de ser económicamente rentable.

Los elementos clave para una operación exitosa con crudo extra pesado son varios. Se debe considerar la cadena de valor completa desde el campo productor hasta el transporte, la comercialización, el mejoramiento y la refinación de este petróleo

Las propiedades como la permeabilidad absoluta (K) debe ser buena, mayor a 100 mD. la porosidad (ϕ) alta, arriba de 20%, la saturación inicial del aceite (S_{oi}) debe ser alta, arriba del 50%, la densidad del aceite (δ_o) debe ser 5 °API a 10 °API, la viscosidad (μ_o) mayor a 200 c.p rango recomendable de 1000 a 4000 cp, el espesor (h) de la formación es de 15 m a 30 m y la recomendación general del espesor es menor a 15 m, calidad del vapor (qv) es de 80 % a 90% y no menos a 50%; la temperatura del vapor (T_v) debe ser del orden de 150 °C – 205°C frente a la formación, la presión vapor (P_v) en el yacimiento se requieran más de 70 (kg/cm^2).

Los fenómenos involucrados a la escala de los poros y del medio poroso son:

la capilaridad, la tensión interfacial, el drenaje y la imbibición, y la ley de Darcy.

Los fenómenos involucrados a la escala del yacimiento, a nivel del núcleo son:

En lo que respecta a las propiedades petrofísicas y térmicas de las arenas en un núcleo, a través de los experimentos de laboratorio son:

- La descripción litológica de las arenas analizadas (tamaño, color, composición y cementante)
- La saturación de agua
- La densidad de la roca, la porosidad y la permeabilidad
- La profundidad y el espesor neto.
-

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos son:

- Análisis PVT
- Presión de saturación
- La relación gas aceite
- El factor del volumen de aceite
- La compresibilidad del fluido
- La viscosidad a condiciones de temperatura y presión de yacimiento
- La densidad a condiciones de temperatura y presión de yacimiento

Ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos se requieren a la hora de hacer cálculos para estudiar la inyección de vapor en un yacimiento. A pesar de que estas propiedades se consideran constantes para muchos de estos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura.

Las propiedades térmicas de los fluidos son:

- a) La viscosidad (μ) es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura ($^{\circ}\text{F}$), el gas que contenga en solución y la presión (lb/pie^2).
- b) El calor específico ($\text{BTU}/(\text{lb}\cdot^{\circ}\text{F})$) se encuentra en función de la gravedad específica del petróleo y la temperatura ($^{\circ}\text{F}$); cabe referenciar que el caso de hidrocarburos líquidos se considera los $\text{BTU}/(\text{lb}\cdot\text{mol}\cdot^{\circ}\text{F})$ y en los hidrocarburos gaseosos $\text{BTU}/(\text{los número átomos de carbono/mol})\cdot^{\circ}\text{F}$.

Las propiedades térmicas de las rocas son:

- a) El calor específico se encuentra en función de la temperatura ($^{\circ}\text{F}$)
- b) La capacidad calorífica, $\text{BTU}/(\text{pie}^3\cdot^{\circ}\text{F})$, se encuentra en función de la saturación de los fluidos (fracción), calor específico ($\text{BTU}/(\text{lb}\cdot^{\circ}\text{F})$),
- c) Densidad, lb/pie^3 del petróleo, del agua, del gas y de la roca;

d) La conductividad térmica, $\text{BTU}/(\text{h}\cdot\text{pie}\cdot^{\circ}\text{F})$ se encuentra en función de la tasa de transferencia de calor, BTU/pie^2 , y el gradiente de temperatura, $(^{\circ}\text{F}/\text{pie})$.

En el Capítulo II, se puede observar la generación eficiente de vapor, que se produce por medio de generadores de vapor convencionales de un paso o mediante instalaciones de cogeneración, el cual monitorea los parámetros críticos como, el flujo de gas combustible y aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor, la generación de vapor a través de calderas de tipo Serpentin y funciona con el principio de circulación forzada de un solo paso, el vapor que se inyecta en los campos petroleros es saturado (húmedo) y tiene dos fases líquido y vapor, lo que lo hace difícil de medir y controlar, así mismo se consideran los parámetros operacionales que influyen en el comportamiento del proceso para la generación de vapor

El capítulo III, tiene como finalidad proveer métodos térmicos alternativas para la explotación de aceite pesado y extra pesado, usando los métodos de recuperación mejorada conocidos como HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) o inyección de vapor alternada en pozos horizontales y SAGD (segregación gravitacional asistida por vapor) por sus siglas en inglés. El proceso HASD fue generado para aumentar la eficiencia de recuperación de petróleo pesado en arenas delgadas. Consiste básicamente en inyectar vapor a la formación generando así una cámara de vapor que disminuya la viscosidad del petróleo y le permita fluir más rápidamente hacia el pozo. También se describirá la unión de los procesos de inyección continua junto con la inyección cíclica en pozos horizontales que dieron como resultado el método de horizontal alternating steam drive (HASD).

Básicamente el método por segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) consiste en penetrar el subsuelo con dos pozos horizontales y paralelos entre sí, ubicados uno por encima del otro con una distancia vertical de 5 m. Inicialmente se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de generar una transferencia de energía a la formación y al petróleo aumentando la temperatura del crudo en todo el entorno de los pozos, cuando se tiene un precalentamiento del yacimiento, se da paso a la siguiente fase, la inyección de vapor es detenida solo en el pozo inferior, en este punto se crea la llamada cámara de vapor, donde ocurre la condensación del vapor en la periferia de la cámara. El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación principalmente por conducción, es decir la inyección de vapor logra calentar los fluidos in situ gracias al contacto directo con el vapor.

En el capítulo IV, tiene como finalidad dar a conocer una experiencia de una prueba piloto de inyección cíclica de vapor en México, en un campo de la Región Sur donde se pretende extraer 120 MMBls de aceite extra pesado (5 °API -10 °API). En la prueba piloto se consideraron 8 pozos (4 verticales, 3

horizontales y uno direccional), el sistema artificial en frío se realizó a través de bombeo de cavidades progresivas (BCP) y posteriormente en caliente con inyección de vapor y bombeo mecánico (BM). La profundidad de los yacimientos superior del Pleistoceno (Neógeno) varía entre 300 m – 1000 m, dicha delimitación y caracterización se realizó en el 2006.

Las formaciones productoras de los campos del Terciario en la Región Sur, están representadas por arenas no consolidadas depositadas en ambientes fluvio – lacustres, caracterizados por canales entrelazados y apilados, con barras potencialmente de hidrocarburos, típicas de las formaciones Paraje Solo y Filisola. Los aceites extra pesados se encuentran impregnados en las arenas A6, A4, A1. La lutita 8 prácticamente es la que funciona como pseudo- frontera entre los hidrocarburos ligeros y extra pesados, generalmente se localiza entre los 900 y 1,100 m de profundidad. Son estructuras anticlinales afectadas por fallas normales e inversas. Una vez que los pozos se han evaluado en frío, durante la etapa de inyección de vapor se retiran los equipos de subsuelo y se reemplazan por el aparejo térmico, se modifican los componentes y conexiones de superficie para adaptarlos a las condiciones de presión y temperatura de los yacimientos del Campo Samaria, ubicados en la Región Sur.

CAPITULO I

GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

1.1 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El proceso de inyección cíclica de vapor es a veces llamado "huff and puff" (inyección cíclica de vapor) o "steam soak" (remojo de vapor). El método es frecuentemente usado en pozos que producen petróleo de baja gravedad API (alta viscosidad). Este es un proceso cíclico en el cual el mismo pozo es usado para inyección y producción. Un proceso típico involucra la inyección hacia un pozo de aproximadamente 1,000 barriles de agua por día en forma de vapor. La inyección continúa por dos o tres semanas, después de lo cual el pozo es cerrado por unos cuantos días. El periodo de cierre lo suficientemente largo para que el vapor condense pero no para disipar la presión substancialmente. Después del periodo de cierre, el pozo será producido por un periodo de tiempo entre unos meses a aproximadamente un año.

El ciclo de inyección seguido por producción será repetido varias veces, usualmente en cada ciclo se producirá menos petróleo que en el ciclo previo. Algunos proyectos de inyección cíclica de vapor han sido convertidos a inyección continua de vapor después de unos cuantos ciclos de inyección. Crudos muy pesados (densidades menores de 10^oAPI) usualmente no pueden ser producidos económicamente ya sea por inyección cíclica o inyección continua de vapor, la cantidad de calor requerido para una adecuada reducción de la viscosidad del petróleo puede ser excesiva.

El conocimiento de las propiedades de los fluidos extra pesados es fundamental para decidir los métodos de extracción, producción y procesamiento de un campo. Las pruebas de laboratorio brindan información acerca de los atributos termodinámicos y físicos de las reservas de crudo extra pesado de una compañía. Sin embargo, el equipo de laboratorio debe ser capaz de recrear condiciones de presión, volumen y temperatura representativas del subsuelo durante la recuperación. En el caso de los crudos extra pesados, esto podría involucrar presiones y temperaturas elevadas relacionadas con procesos de recuperación, como la inyección cíclica de vapor.

El petróleo extra pesado se define como un aceite que tiene una viscosidad de petróleo muerto (dead oil viscosity), a la temperatura original del yacimiento, mayor a 100 centipoise (c.p.), o (a falta de datos de viscosidad) una gravedad API menor a 12 °API. Cotiza a un menor precio que los crudos ligeros, especialmente cuando presenta un alto contenido de azufre y metales pesados. Así mismo, la productividad de los pozos es menor y puede dificultar el transporte para su comercialización. Por lo tanto, la explotación exitosa del petróleo extra pesado requiere planeación y ejecución cuidadosa.

Los elementos clave para una operación exitosa con crudo extra pesado son varios. Se debe considerar la cadena de valor completa desde el campo productor hasta el transporte, la comercialización, el mejoramiento y la refinación de este petróleo. Para lograr una recuperación óptima y éxito económico, el operador debe tener la experiencia organizacional y la capacidad para implementar y dirigir la operación eficientemente, además de mejorar y optimizar las operaciones de manera constante. Todas estas tareas deben ser dirigidas en una forma tal que cumplan con los estándares y expectativas ambientales.

La inyección cíclica o alternada de vapor se descubrió accidentalmente en 1959, durante la prueba piloto de inyección continua de vapor que se estaba llevando a cabo en Mene Grande, Estado Zulia, en Venezuela. Hoy en día, la inyección alternada de vapor (también conocida como inyección cíclica de vapor, remojo con vapor, estimulación con vapor) es un método de recuperación térmica muy utilizado en la industria petrolera.

Las técnicas de recuperación mejorada pueden aumentar significativamente la recuperación final. En algunos casos, como las arenas bituminosas en Athabasca, Canadá, este método puede ser utilizado cuando la producción primaria no es factible. Sin embargo, la recuperación mejorada involucra inversiones y gastos operativos muy superiores a los requeridos por la producción primaria o la inyección de agua.

Más del 85% de los costos de operación del proceso de inyección cíclica de vapor son debidos a la operación de equipos de superficie y de fondo del pozo. Un diseño propio y una operación eficiente del equipo de superficie es crítica en el éxito económico de un proyecto de inyección cíclica de vapor. La mayoría de monogramas y artículos publicados sobre recuperación térmica le ha dado poca importancia a este crucial aspecto. Definitivamente existe una necesidad de enfatizar esta área y además de cubrir áreas tradicionales a nivel de yacimiento en recuperación térmica

Desde el punto de vista de la Ingeniería de Yacimientos es un método de recuperación mejorada; y desde el enfoque de la Ingeniería de Producción, el método es de estimulación de la producción por el vapor. Ambos enfoques son correctos.

En este método, en cada pozo donde se inyecta vapor, después de una fase de inyección del vapor a la formación, seguida de otra de cierre del pozo para que el vapor ceda su energía al sistema roca-fluidos, el pozo se torna en productor al abrirlo en una tercera fase que es de producción, cerrándose así un ciclo:

Un ciclo consiste en lo siguiente:

1ª Fase: de inyección (semanas 1 a 5)

2ª Fase: de cierre o remojo (1 día a 2 semanas)

3ª Fase: de apertura (semanas o meses de producción)

El número de ciclos para cada pozo obedece al análisis económico, pero puede fluctuar entre 5 y 7 ciclos.

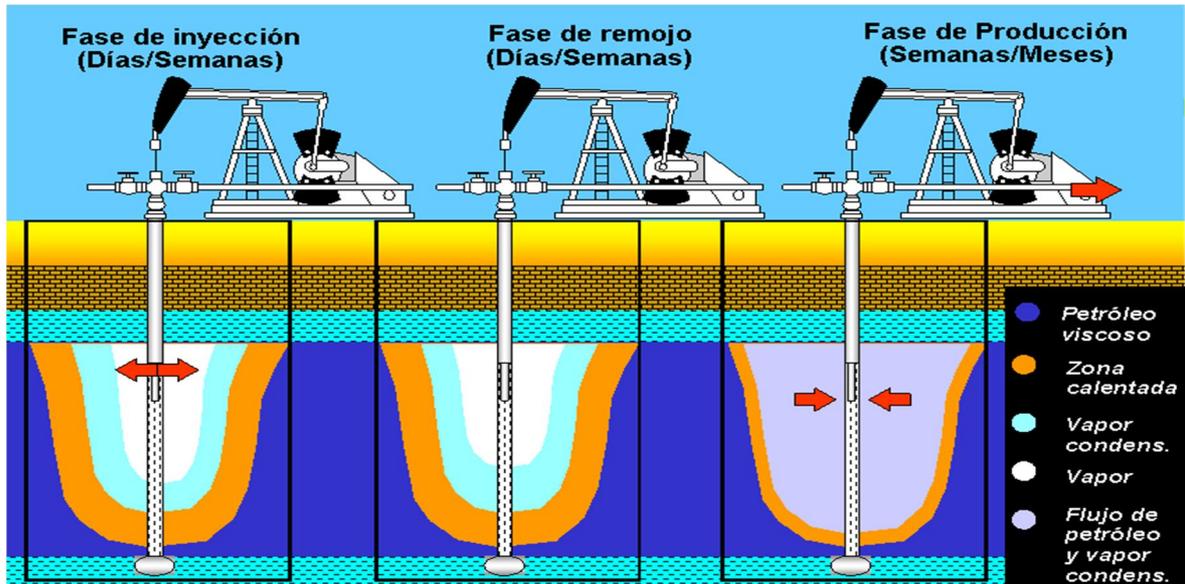


Figura 1.1 Fases de la Inyección Cíclica de Vapor

En la fase de inyección se sacan las varillas de bombeo con la parte móvil de la bomba de fondo del pozo y para la fase de apertura, con apoyo del lubricador, se introducen las varillas con apoyo también de equipo ligero de reparación o de maniobra ex-profesa.

1.2. CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE UN YACIMIENTO, PARA LA RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

- La permeabilidad absoluta (K), debe ser mayor a 100 mD.
- La porosidad (\emptyset) alta, arriba de 20%
- La saturación inicial del aceite (S_{oi}), debe ser alta, arriba del 50%
- La densidad del aceite (γ_o), está íntimamente relacionada con la viscosidad del aceite y no conviene aplicar métodos térmicos con inyección de vapor si la densidad del aceite es baja y por lo tanto la viscosidad del aceite igual.

- La viscosidad del aceite (μ), se recomienda que para considerarla rentable al esfuerzo de aplicar inyección de vapor, la viscosidad del aceite debe ser mayor a 200 c.p. claro está que cada caso se analiza. Rango recomendable de 1000 a 4000 c.p.
- La profundidad (D) máxima permisible para el yacimiento es menor a 900 m. y es que a mayores profundidades, se requieren mayores temperaturas y presiones para el generador de vapor:
- El espesor de la formación (H) (ó de cada uno de los estratos que se sujeten a la inyección de vapor) es un concepto discutido y la recomendación general de las estadísticas de la operación que sea menor a 50 ft, es decir aproximadamente 15 m

Con relación a factores que no dependen del yacimiento en sí, más bien son condicionados por circunstancias del mismo, se citan los siguientes:

- Calidad del vapor. Un rango de buena calidad de vapor que se genera en la superficie, es de 80 a 90% y depende de la caldera utilizada. Y en las paredes del pozo, a la profundidad de la formación productora, el valor de la calidad del vapor no debe ser inferior de 50%. La caída de la calidad es por las pérdidas de calor en el sistema de inyección (de la tubería de la superficie a la cabeza del pozo, en el pozo, y en las formaciones adyacentes del yacimiento).
- La temperatura de vapor y presión de vapor es del orden óptimo frente a la formación de 150 – 205°C (300 – 400 °F) así, donde para inyectar el vapor en el yacimiento se requieran más de 70 (kg/cm^2), habría que aumentar la temperatura arriba de 290 °C para evitar que se condense. Por lo tanto tiene relación con el espesor de la formación, la presión de operación, la presión de ruptura de la formación y las características del pozo inyector.
- Gasto del vapor. Se debe tender a inyectar la mayor cantidad de masa del fluido (del vapor) a la formación en el tiempo más corto posible, o sea, inyectar un gasto de vapor grande.

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

1. A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
2. A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

En el pozo inyector, la nueva tasa de producción es varias veces mayor que la anterior a la inyección, en virtud de la drástica reducción de la viscosidad del petróleo por efecto de la temperatura del vapor de agua, además de la remoción de ciertos tipos de daños de la formación en la vecindad inmediata del pozo, tales como partículas finas, depósitos asfálticos, y depósitos parafínicos, la remoción de estos daños a menudo causa aumento de productividad muchos mayores que los obtenidos en virtud de la sola reducción de la viscosidad.

La tasa de producción del pozo inyector declina, a medida que la formación se enfría por remoción del calor con los fluidos producidos, hasta un valor relativamente cercano al valor previo a la inyección de vapor. Este es uno de los principales índices para decidir la inyección de una nueva cantidad de vapor en el pozo.

Además de las ventajas inherentes al aprovechamiento total de la energía natural del yacimiento y preparación de éste para otros procesos de recuperación adicional de petróleo, la inyección alternada de vapor presenta las siguientes características como proceso de recuperación de petróleo.

- Es económicamente atractivo
- No presenta problemas mecánicos insoluble
- genera un potencial de producción en corto tiempo
- Presenta una alta relación petróleo /vapor

1.3 FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados. Si bien en español las palabras agua y aceite empiezan por la misma letra se usarán las abreviaciones en inglés W (water) y O (oil).

1.3.1 FENÓMENOS INVOLUCRADOS A LA ESCALA DE LOS POROS

- Capilaridad, este fenómeno, está relacionado con las fuerzas intermoleculares. La explicación en palabras llanas es que las paredes atraen con más fuerza (fuerzas de adhesión) al líquido que la fuerza con la que se atraen sus moléculas entre sí (fuerzas de cohesión)

Si las paredes son las que atraen con más fuerza que las moléculas entre sí, se forma un menisco (cóncavo o redondeado hacia abajo), y el líquido tiende a subir como es el caso del agua; pero si las paredes atraen a las moléculas con menos fuerza el menisco (convexo o redondeado hacia arriba) como en el caso del mercurio donde la columna tiende a bajar.

La ley fundamental de la capilaridad o ecuación de Laplace relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interface (presión capilar P_c) con la curvatura como se tiene en la ecuación 1.1

$$P_c = \Delta P = P_o - P_w = 2 \gamma H \quad \text{ec. 1.1}$$

Donde (γ) es la tensión interfacial y (H) la curvatura promedio de la interface. Para una superficie hemisférica la curvatura promedio es el inverso del radio. Para una superficie cualquiera (H) se considera como la mitad de la suma de los inversos de los radios de curvatura principales (el mayor y el menor). La presión es superior del lado de la concavidad, es decir, en el interior de las gotas.

La estructura de atrapamiento de los glóbulos de petróleo, por capilaridad, la tensión interfacial, es la energía libre de Gibbs por unidad de área, y depende de las sustancias adsorbidas en la interface. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares (de los cuales se discutirá mas adelante) puede llegar a 0.001 dina/cm. El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto. Equilibrio de las fuerzas de tensión y ángulos de contacto a lo largo de la línea de contacto trifásico se ejercen perpendicularmente a esta línea y por unidad de longitud de la misma, fuerzas que correspondan a las tensiones interfaciales. El equilibrio se expresa como un balance vectorial entre estas fuerzas cuyas direcciones son las tangentes a las interfaces involucradas. Para simplificar, se puede suponer que el sólido es plano en el punto de contacto y utilizar un cálculo de trigonometría elemental para hallar la condición de equilibrio (en proyección sobre la superficie del sólido) llamada condición de Neuman de la ecuación 1.2 y 1.3

$$\gamma_{Sw} = \gamma_{So} + \gamma_{wo} \cos \theta_o \quad \text{ec. 1.2}$$

$$\gamma_{Sw} + \gamma_{wo} \cos \theta_w = \gamma_{So} \quad \text{ec. 1.3}$$

En general y para evitar confusiones se llama ángulo de contacto θ el ángulo θ_w que corresponde a la fase agua, ecuación 1.4

$$\cos \theta = (\gamma_{So} - \gamma_{Sw}) / \gamma_{wo} \quad \text{ec. 1.4}$$

El valor de θ depende de la tensión interfacial entre O y W (γ_{wo}) y también de las energías libres interfaciales del sólido con los dos fluidos (γ_{Sw} y γ_{So}), es decir de la naturaleza de los fluidos y de la superficie del sólido. El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° es el fluido que moja la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica).

Visto desde fuera la superficie tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas y como consecuencia no será mojable por el agua sino por el aceite, y las gotas de aceites tendrán tendencia en "pegarse" en la superficie (cambio de mojabilidad). Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), y también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma. Adsorción de surfactante y cambio de mojabilidad.

1.3.2 FENÓMENOS INVOLUCRADOS EN LA ESCALA DEL MEDIO POROSO

- Drenaje e Imbibición. Un medio poroso está caracterizado por su geometría, sin embargo no es posible definirla en el caso de un medio poroso natural. La porosidad (ϕ) es la relación entre el volumen de los poros con respecto al volumen total de la roca, la cual varía desde 0.05 para medios muy compactos a 0.26 para un apilamiento hexagonal compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros.

Además de estas propiedades intrínsecas se definen otras dos, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad) o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar). Finalmente (S_o) y (S_w) son las saturaciones de aceite y de agua, es decir las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido. Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones. En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad ($P_c L / \gamma$) en función de las saturaciones, donde (L) representa una longitud característica del medio, por ejemplo el diámetro promedio de poro, esta variación de ($P_c L / \gamma$) corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición. Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo. Los experimentos de imbibición y drenaje muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una saturación residual (S_{or} y S_{wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares. El estado de saturación residual (S_{or})

es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor.

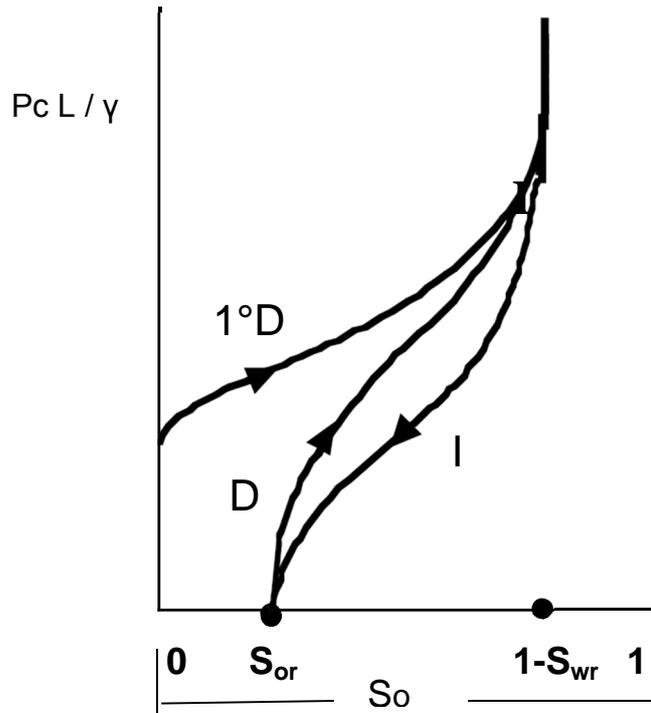


Figura 1.2 Variación de la presión capilar al inyectar sucesivamente agua y aceite en un núcleo

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (W) (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por alícuotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión P_c entre los fluidos.

El desplazamiento de agua por aceite (drenaje) produce la primera vez la curva ($1^\circ D$), que tiende a un valor máximo de S_o , llamado $(1-S_{wr})$ donde S_{wr} es la saturación residual del agua después del drenaje.

Si ahora se reduce la saturación de aceite (O) inyectando agua (W), se obtiene la curva de imbibición (I), hasta la saturación residual (S_{or}). Al aumentar nuevamente la saturación de aceite (S_o) se obtiene la curva de segundo drenaje (D), y así sucesivamente. Las curvas I y D conforman el ciclo de histéresis de la presión capilar. Esto significa que para un cierto estado de saturación del medio poroso (S_o), la presión capilar (el valor de P_c) y ó a P_c dado la distribución real de los fluidos depende de la historia previa de evolución del sistema.

1.3.3 LEY DE DARCY

El movimiento de un fluido monofásico en medio poroso depende de una propiedad del medio llamada permeabilidad. La permeabilidad se halla experimentalmente al determinar la relación entre la velocidad de movimiento de un fluido y la pérdida de carga (variación de presión) producida. La ley correspondiente, llamada de Darcy, enuncia una relación lineal, la cual está satisfecha a las bajas velocidades involucradas. $u = k\mu (dP/dL)$ donde (u) es la velocidad específica o velocidad de filtración, es decir, el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado, es decir, la velocidad promedio en los poros multiplicada por la porosidad. (μ) es la viscosidad del fluido, (dP/dL) es el gradiente de presión (incluyendo el gradiente hidrostático si existe una diferencia de nivel) y (K) es la permeabilidad del medio. Cuando (u) se expresa en cm/seg, (μ) en centipoise, (dP/dL) en atmósfera por cm, (K) se expresa en darcy. El darcy es igual a $9.87 \times 10^{-9} \text{ cm}^2$ y corresponde a un medio bastante permeable. La mayoría de las rocas almacén poseen una permeabilidad del orden de una fracción de darcy. Un lecho de arena compactado pero no consolidado posee una permeabilidad de varios darcys. La ley de Darcy suministra una información equivalente a la ley de Poiseuille para un capilar cilíndrico, pero esta vez promediada para todos los poros, ecuación 1.5 y 1.6

$$\text{ley de Darcy } u = v\phi = k\mu (dP/dL) \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.5}$$

$$\text{ley de Poiseuille } v = R^2/8\mu(dP/dL) \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.6}$$

Cuando los fluidos inmiscibles aceite (O) y agua (W) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

Las saturaciones S_o y S_w

Las presiones P_o y P_w cuya diferencia es P_c

Las velocidades de filtración u_o y u_w

Por analogía con la ecuación de Darcy 1.5y 1.6 se escribe en la ecuación 1.7 y 1.8

$$U_o = k_o\mu_o(dP_o/dL) \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.7}$$

$$L u_w = k_w\mu_w(dP_w/dL) \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.8}$$

Estas relaciones definen los coeficientes (k_o) y (k_w) , llamadas permeabilidades efectivas.

La experiencia muestra que las permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poroso. El cociente entre una permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta (k) se llama permeabilidad relativa (K) de la ecuación 1.9

$$K_o = k_o / k \quad K_w = k_w / k \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.9}$$

Se puede demostrar que la relación (u_w/u_o) es decir, la relación agua/aceite (WOR) en los fluidos producidos es igual a la relación de las movilidades, siendo la movilidad (λ) la relación entre la permeabilidad relativa al fluido y la viscosidad del fluido, ecuación 1.10

$$\text{WOR} = (K_w/\mu_w) / (K_o/\mu_o) = \lambda_w / \lambda_o \quad \text{-----} \quad \text{ec. 1.10}$$

La experiencia muestra que la posición de las curvas (K_w) y (K_o) se desplaza hacia abajo (los K disminuye) cuando la tensión interfacial aumenta, es decir cuando los efectos capilares aumentan, y vice-versa. Si la saturación del yacimiento es considerablemente superior a (S_{or}) el efecto de la capilaridad es poco importante. Al contrario, cuando (S_o) se acerca a (S_{or}) como en el caso de un yacimiento en fin de recuperación secundaria, los fenómenos capilares se tornan dominantes.

1.3.4 FENÓMENOS INVOLUCRADOS A LA ESCALA DEL YACIMIENTO

En lo que respecta a las propiedades petrofísicas y térmicas de las arenas en un núcleo de un yacimiento, a través de los experimentos de laboratorio son:

- La descripción litológica de las arenas analizadas (tamaño, color, composición y cementante)
- La saturación de agua
- La densidad de la roca, la porosidad y la permeabilidad
- La profundidad y el espesor neto.
-

En lo que respecta a las propiedades de los fluidos en un yacimiento son:

- Análisis PVT
- Presión de saturación
- La relación gas aceite
- El factor del volumen de aceite
- La compresibilidad del fluido
- La viscosidad a condiciones de temperatura y presión de yacimiento
- La densidad a condiciones de temperatura y presión de yacimiento

Por otra parte la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todos los casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección agua ó agua con aditivos tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación del agua (S_w) aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa al agua (K_w), lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales. La disposición misma de los pozos inyectoros y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. El gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento. Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales. Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso, aceite (O), con un fluido menos viscoso, agua (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado digitación o formación de dedos de fluido.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO SOBRE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

El proceso de inyección cíclica de vapor es una de las técnicas dominantes en la recuperación mejorada de la extracción de petróleo extra pesado. Por lo tanto, la discusión en este trabajo se concentrará en la recuperación mejorada por inyección cíclica de vapor. Así, la historia de la producción del campo Kern River, en California, muestra que el impacto de la inyección cíclica de vapor sobre la producción de este campo ha sido dramático. El pico de producción con inyección cíclica de vapor fue de aproximadamente 120,000.00 barriles por día –tres veces la producción máxima alcanzada mediante recuperación primaria–.

Hay cuatro factores clave para una operación efectiva y eficiente de recuperación mejorada:

- 1) Generación eficiente de vapor.
- 2) Distribución efectiva de vapor, en la superficie y en el subsuelo.
- 3) Monitoreo efectivo de la producción.
- 4) Monitoreo efectivo del calor y la saturación en el yacimiento.

2.1.1 GENERACIÓN EFICIENTE DE VAPOR

El vapor se produce por medio de generadores de vapor convencionales de un paso o mediante instalaciones de cogeneración, que producen vapor y energía eléctrica. Por ejemplo, en el Valle de San Joaquín de California la empresa Chevron cuenta con un centro de control completamente integrado para los generadores de vapor, el cual monitorea todas las operaciones de los generadores de vapor convencionales. Parámetros críticos, como el flujo de gas combustible y aire para la combustión, el exceso de oxígeno y la calidad del vapor son constantemente medidos y controlados; así mismo, todos los datos se registran. Los generadores de vapor tienen una configuración altamente eficiente con recirculación de gases de escape y con quemadores de combustión escalonados para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

2.1.2 DISTRIBUCIÓN EFECTIVA DE VAPOR EN LA SUPERFICIE Y EN EL SUBSUELO

El vapor que se inyecta en los campos petroleros es saturado (húmedo) y tiene dos fases –líquido y vapor–, lo que lo hace difícil de medir y controlar. Además, los sistemas de distribución de vapor regularmente lo suministran a cientos de pozos de inyección. Cuatro problemas interrelacionados se asocian con esta distribución.

El flujo de vapor debe ser medido y controlado, tanto en la superficie como en el subsuelo, y la calidad del vapor (cociente de masa de fase vapor sobre fase líquida) también debe ser medida y controlada conforme el vapor se distribuye a través del campo. A lo largo de muchos años, Chevron ha desarrollado y optimizado económicamente soluciones para este tipo de problemas.

El método de estranguladores de orificio fijo en flujo crítico es el preferido para el control y medición del flujo de vapor. Su desempeño se basa en las ecuaciones desarrolladas en los laboratorios de flujo de vapor de Chevron, verificadas en condiciones de campo.

La medición de la calidad de vapor en el cabezal de pozo se realiza combinando una placa de orificio y un estrangulador fijo. Las ecuaciones para la combinación de placa y estrangulador se resuelven simultáneamente para el flujo y la calidad de vapor. La instrumentación de medición es simple, compacta y de bajo costo. Puede ser operada mediante el uso de paneles solares como fuente de energía y movilizada fácilmente de pozo a pozo por una persona.

El control de la calidad de vapor en sistemas de distribución superficiales complejos se realiza mediante un dispositivo, desarrollado por Chevron, denominado Splitigator. Este dispositivo suministra el vapor, de una calidad específica, a los ramales del sistema de distribución y que se coloca en las interconexiones de dicho sistema. De esta manera, el dispositivo impactará el desempeño del yacimiento e influirá de forma positiva en la economía del proyecto.

La distribución apropiada de vapor a las zonas individuales en el subsuelo es importante si se quiere alcanzar una recuperación y un desempeño económico óptimo de inyección de vapor en arenas múltiples. Se han desarrollado herramientas de pozo para controlar la distribución de calor y el desempeño del campo y se han demostrado los beneficios de una distribución apropiada del mismo.

2.1.3 MONITOREO EFECTIVO DE LA PRODUCCIÓN

La optimización de procesos costosos de recuperación mejorada demanda un excelente monitoreo de la producción. Chevron lleva a cabo aproximadamente 2500 pruebas en pozos productivos al día para sus operaciones térmicas en California. Estos datos son utilizados para optimizar el tiempo de las operaciones de remediación en los pozos y analizar el desempeño del yacimiento.

2.1.4 MONITOREO EFECTIVO DEL CALOR Y LA SATURACION EN EL YACIMIENTO

En el campo Kern River, Chevron tiene aproximadamente 8000 pozos activos y 660 pozos de observación. La identificación del vapor, la saturación de crudo y los registros de temperatura provenientes de pozos de observación se utilizan para desarrollar geomodelos de variaciones temporales de saturación de petróleo y temperatura. Esta información se utiliza posteriormente para identificar las áreas que necesitan vapor adicional o las que han alcanzado un estado de maduración de la inyección de vapor. En otros campos, donde resulta apropiado, se han utilizado métodos de monitoreo indirecto. Estos incluyen medidores de inclinación, sensores remotos por satélite y monitoreo de sísmica 4D.

2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LOS FLUIDOS

Ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos se requieren a la hora de hacer cálculos para estudiar la inyección cíclica de vapor en un yacimiento. A pesar de que estas propiedades se consideran constantes para muchos de estos cálculos, realmente la mayoría de ellas varía con la temperatura.

2.2.1 VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión. La viscosidad tiene importancia primordial en los procesos de recuperación térmica, ya que ella determina la movilidad del fluido. Dos métodos de interés para predecir la viscosidad son el método de Sauder y el método de Thomas.

2.2.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

En general, la viscosidad del petróleo disminuye con aumento de la temperatura. La reducción es mayor cuanto más viscoso sea el petróleo considerado. En operaciones de recuperación térmica existen tres métodos de uso común para correlacionar la viscosidad y temperatura de petróleos crudos. Estos métodos son la ecuación de Andrade, la técnica de un solo punto y la carta ASTM de viscosidad-temperatura.

Basándose en la relación lineal observada entre la viscosidad y el recíproco de la temperatura, Andrade propuso la siguiente ecuación 2.1

$$\mu = ae^{b/T^*} \quad \text{-----} \quad \text{ec. 2.1}$$

Donde: μ : viscosidad, cp

T^* : temperatura, en grados absolutos

a y b son constantes

Dados dos valores de viscosidad a dos temperaturas, las constantes a y b pueden ser determinadas, las cuales sustituidas en la ecuación resulta en una ecuación de viscosidad en función de la temperatura, para el petróleo considerado.

La técnica de un solo punto se aplica cuando se necesita saber la viscosidad de un petróleo a alta temperatura y sólo se cuenta con un valor de viscosidad a baja temperatura. Una de las pocas técnicas disponibles bajo estas condiciones es la de Lewis y Squires.

La carta ASTM D 341-43 es aplicable para productos líquidos de petróleo crudo.

2.2.3 VISCOSIDAD DEL AGUA Y DEL VAPOR

La viscosidad del agua y del vapor en función de la temperatura puede estimarse mediante las siguientes ecuaciones presentadas por Gottfried, ecuación 2.2

$$\mu_w = \frac{1776 - T_s}{26.5T_s - 89} \quad \text{-----} \quad \text{ec. 2.2}$$

Donde: μ_w : viscosidad del agua, cp

T_s : temperatura de saturación, °F

Para vapor seco y saturado, la viscosidad está dada por la ecuación 2.3

$$\mu_s = (0.2T_s + 81.97) \times 10^{-4} \quad \text{-----} \quad \text{ec. 2.3}$$

Donde: μ_s : viscosidad del vapor seco y saturado, cp

T_s : temperatura de saturación, °F

Para vapor húmedo, la viscosidad se puede estimar mediante la ecuación 2.4

$$\mu_{st} = X_{st}\mu_s + (1 - X_{st})\mu_w \text{ ----- ec. 2.4}$$

Dónde: μ_{st} : viscosidad del vapor húmedo, cp

X_{st} : calidad del vapor, fracción

μ_s : viscosidad del vapor seco y saturado, cp

μ_w : viscosidad del agua, cp

2.2.4 CALOR ESPECÍFICO

Se define como calor específico de una sustancia, a la cantidad de calor requerida para aumentar en un grado la temperatura de la unidad de masa de la sustancia. Para estimar el calor específico de líquidos, gases y rocas se emplean las ecuaciones 2.5, 2.6 y 2.7 de Gambill.

2.2.5 HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y PETRÓLEOS

$$c_o = \frac{0.388+0.00045T}{\sqrt{\gamma_o}} \text{ ----- ec. 2.5}$$

Dónde: c_o : calor específico, BTU/(lb·°F)

γ_o : gravedad específica del petróleo

T: temperatura, °F

2.2.6 HIDROCARBUROS GASEOSOS

$$c_g = 4 + 1.30n + 0.012nT \quad (n \geq 3) \text{ ----- ec. 2.6}$$

Dónde: c_g : calor específico del gas, BTU/(lb·mol·°F)

n: número de átomos de carbono/mol

T: temperatura, °F

2.2.7 AGUA SATURADA

$$c_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4} T + 1.79 \times 10^{-6} T^2 \text{-----} \text{ ec. 2.7}$$

Dónde: c_w : calor específico, BTU/(lb·°F)

T: temperatura, °F ($T \leq 500^\circ\text{F}$)

2.3 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS

2.3.1 CALOR ESPECÍFICO DE LAS ROCAS

Está representada por la ecuación 2.8

$$c_r = 0.18 + 0.00006T \text{-----} \text{ ec. 2.8}$$

Dónde: c_r : calor específico, BTU/(lb·°F)

T: temperatura, °F

2.3.2 CAPACIDAD CALORÍFICA DE ROCAS SATURADAS

Una propiedad térmica de gran interés en el diseño de procesos térmicos, es la capacidad térmica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos, ya que de su valor depende cuanto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que ella contiene, en un determinado incremento. La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por la ecuación 2.9

$$M = (1 - \phi) \rho_r c_r + \phi (S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \text{-----} \text{ ec. 2.9}$$

Dónde: M: capacidad calorífica, BTU/(pie³·°F)

S: saturación de los fluidos, fracción

c: calor específico, BTU/(lb·°F)

ρ : densidad, lb/pie³

o, w, g, r: subíndices referentes a petróleo, agua, gas y roca respectivamente

2.3.3 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA

La conductividad térmica es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido, por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura, bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y la temperatura. Se expresa por la Ley de Fourier, la cual establece la ecuación 2.10

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x} \quad \text{-----} \quad \text{ec. 2.10}$$

Dónde: $\frac{Q_c}{A}$: tasa de transferencia de calor, BTU/pie²

K_h : conductividad térmica, BTU/(h·pie·°F)

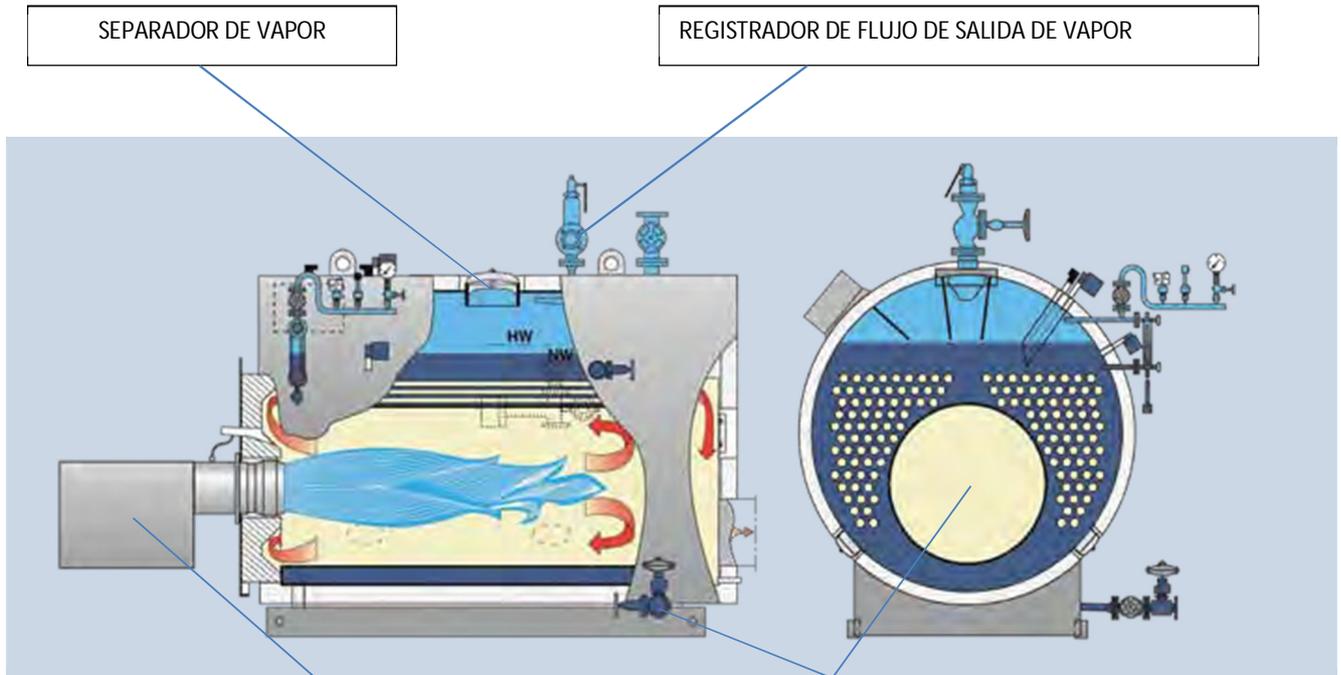
$\frac{\partial T}{\partial x}$: gradiente de temperatura, °F/pie

2.4 GENERACIÓN DE VAPOR

Los Generadores de Vapor son calderas de tipo Serpentin y funcionan con el principio de circulación forzada de un solo paso. El diseño de estas calderas incluye un economizador integral y superficies de calentamiento dispuestas en forma de un nido de serpentines helicoidales concéntricos dentro de un casco de aire de doble pared. El agua tratada se suministra a través de la válvula de control de alimentación situada en la entrada del economizador en la parte superior de la caldera, y fluye hacia abajo por los serpentines helicoidales de multipasos y separación abierta del economizador, en contra flujo de los gases de combustión; luego pasa a un cabezal exterior, el cual la lleva a un serpentín intermedio de un solo paso, y de separación tangencial por el cual fluye hacia arriba. En este serpentín se alcanza la temperatura de saturación y comienza así la evaporización del agua. La mezcla de vapor y agua pasa a continuación, exteriormente, a la base del serpentín interior de separación tangencial, que forma el hogar, por el cual fluye hacia arriba por el serpentín techo; este serpentín está constituido por tubos tangentes entre sí, los cuales forman una espiral cónica interior, y termina alrededor de la base de acceso al hogar. En este serpentín techo se alcanza la última etapa de evaporización del agua.

El vapor húmedo (calidad de 85%) que sale del serpentín techo pasa a un separador exterior de alto rendimiento y de ahí fluye al cabezal de alta presión. El agua separada se descarga a través de la válvula de control de nivel del separador hacia el sistema de recuperación de purga.

Las calderas constan de los siguientes equipos, instrumentos y controles:



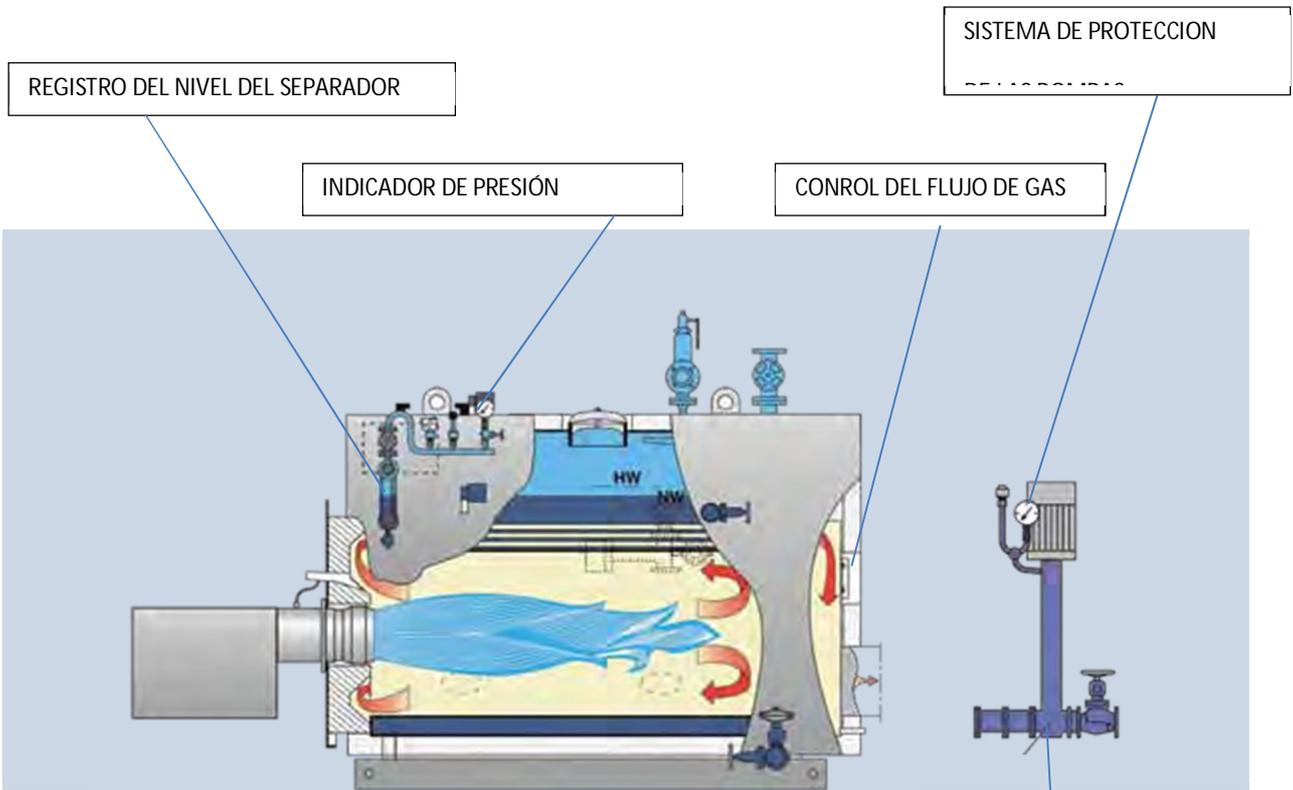
SEPARADOR DE VAPOR

REGISTRADOR DE FLUJO DE SALIDA DE VAPOR

Figura 2.1 partes de una Caldera

QUEMADOR DE GAS

SEPARADOR DE PURGA



REGISTRO DEL NIVEL DEL SEPARADOR

INDICADOR DE PRESIÓN

CONROL DEL FLUJO DE GAS

SISTEMA DE PROTECCION

Figura 2.2 partes de una Caldera

BOMBAS DE ALIMENTACION

2.4.1 QUEMADOR DE GAS

Está formado por un quemador central y un anular. El quemador central actúa como un quemador único para carga baja y como piloto del quemador anular. El quemador central, es detectado por un electrodo.

El gas entra a los quemadores a través de válvulas electromecánicas, las cuales se abren sólo cuando está energizado el solenoide correspondiente por una señal eléctrica que envía.

La velocidad y la turbulencia del aire son controladas por un difusor, el cual se opera manualmente, al igual que el “ dumper “ que controla la cantidad de aire para la combustión.

El aire y el combustible forman en el quemador una mezcla turbulenta, la cual se quema eficientemente. La tasa de quemado de la mezcla se controla regulando la presión del gas en el cabezal mediante una válvula mecánica y automática.

Para evitar la presencia de líquido de gas y petróleo que interfieren con el buen funcionamiento de los quemadores, existen separadores a la entrada de gas a la Planta. Ver figura 2.1

2.4.2. SEPARADOR DE PURGA Y VAPOR

Este es de tipo ciclónico y efectúa la separación mediante acción centrífuga, de gravedad y de impacto.

El vapor húmedo entra en el separador en forma tangencial a la superficie interna del mismo, y la aceleración centrífuga resultante multiplica diferencia de densidades. La parte líquida baja por la pared cilíndrica del separador, hace impacto contra las placas o pantallas internas y sale finalmente por la conexión de purga. El vapor sale por la conexión superior del separador. Ver figura 2.1

2.4.3 CONTROL/ REGISTRO DEL NIVEL DEL SEPARADOR

Este instrumento controla y registra el nivel del agua en el separador mediante una celda de presión diferencial, y ajusta la apertura de una válvula estabilizadora automática instalada en la línea de purga de la caldera después del separador. Ver figura 2.2

2.4.4 CONTROL DE FLUJO DE GAS Y REGISTRADOR DE FLUJO DE PURGA

Este instrumento controla la apertura de una válvula estabilizadora automática que controla el flujo de gas a la caldera, con la cual se mantiene el flujo de purga en un valor constante determinado, a la vez que lo registra mediante una celda y placa de orificio instalada en la línea de purga de la caldera. Ver figura 2.1

2.4.5 CONTROLADOR DE FLUJO DE AGUA DE ALIMENTACIÓN Y REGISTRADOR DE FLUJO DE SALIDA DE VAPOR

Este instrumento controla y registra el flujo de agua de alimentación de la caldera mediante una válvula automática estabilizadora de flujo instalada en la línea de alimentación de agua y una celda de presión diferencial y placa de orificio instalada también en dicha línea.

Este instrumento también registra el flujo de salida de vapor mediante una celda y placa de orificio instalada en la línea de salida de vapor de la caldera. Ver figura 2.2

2.4.6 INDICADORES DE PRESIÓN

Estos instrumentos están ubicados en la parte frontal de la caldera y están conectados a las líneas de suministro de agua y de gas y de salida de vapor. Ver figura 2.2

2.4.7 BOMBAS DE ALIMENTACIÓN Y TURBINAS A VAPOR

El agua de alimentación de las calderas es suministrada con la presión necesaria por un sistema de bombas dispuestas en paralelo y descargando a un cabezal común.

Las bombas son centrifugas horizontales de tipo voluta de 9 y 11 etapas ; son accionadas por motores electricos de 600 y 1000 HP, acoplados a las bombas mediante cajas de engarnajes multiplicadoras, en el caso de inicio de la planta; y son accionados por turbinas a vapor acopladas directamente a las bombas en el caso de alimentación normal de las calderas.

El tipo de las turbinas a vapor utilizados es el de impulso de una sola etapa, de rodete doble. El vapor para las turbinas se toma del cabezal de alta presión (1000 a 1500 lpc), se regula a un valor entre 600 y 700 lpc, y luego se seca en un separador común, o en separadores individuales para cada turbina. Ver figura 2.2

2.4.8 SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LAS BOMBAS Y TURBINAS

Las bombas están protegidas por un sistema de desvío automático, el cual impide que el flujo que pasa baje a valores peligrosos, en cuyo caso se produce una recirculación de alivio hacia el desaireador. Ver figura 2.2

2.4.9 PROCESO DE GENERACIÓN DE VAPOR

El agua de alimentación es bombeada desde un pozo de agua, se almacena en tanques; de éstos es impulsada por bombas a la planta de tratamiento, para ser filtrada y ablandada, de la cual el agua sale con una dureza máxima de 3 ppm.

Luego el agua pasa al desaireador mecánico, donde se le elimina el oxígeno y dióxido de carbono disueltos mediante una contra – corriente de vapor a baja presión; de allí va al tanque de alimentación.

Del tanque de alimentación el agua es impulsada por bombas, accionadas por turbinas de vapor o por motores eléctricos, hasta las calderas.

En las calderas se transforma un 85 % del agua de alimentación en vapor saturado a 1000 o 1500 lpcm.

Todo el vapor va a un cabezal principal, el cual está provisto de una válvula de control de presión para mantener una presión constante en la planta.

El 15% restante del agua de alimentación sale del separador como flujo de purga y va a tanque de expansión, en la cual se transforma en vapor a baja presión. Este vapor se recolecta, en conjunto con el vapor de escape de las turbinas, en un cabezal que está regulado a 12 lpcm mediante una válvula de control de exceso a la atmósfera; o se aprovecha en el desaireador o en el evaporador.

Del cabezal principal se toma vapor para consumo interno de la planta (turbinas, plantas de purga, y desaireador), y se exporta vapor al campo para ser inyectado a los pozos.

El agua de purga de los tanques de expansión, la cual tiene un alto contenido de cloruro de sodio, pasa a los evaporadores o planta de concentración de salmuera; allí es sometida a evaporación continua hasta que alcance una concentración de 20%. Entonces se pasa a un tanque de almacenamiento y es neutralizado con HCl al 15%. Esta salmuera se utiliza en la regeneración de la resina de los intercambiadores de iones. Con la cual se reduce el consumo de sal en grano y, por lo tanto, los costos de producción de vapor. Ver figura 2.2

2.5 FACTORES OPERACIONALES QUE INFLUYEN EN EL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO

2.5.1 TASA DE INYECCIÓN

La tasa de inyección de vapor debe ser la máxima posible a fin de hacer que sea mínimo la cantidad de calor que se quede en las paredes del pozo y el tiempo que este sin producir.

Hacer que sean máximos el radio y la temperatura de la zona calentada; cuando la arena petrolífera es de mucho espesor, el vapor tiene a pasar por la parte más alta debido a la segregación por gravedad.

2.5.2 TIEMPO DE REMOJO

Cuando se inyecta vapor en un yacimiento puede darse una de varias situaciones diferentes, las cuales son variaciones de las dos situaciones que se mencionan a continuación:

Si las pérdidas de calor son mínimas, se formará una zona de vapor cuya presión será mayor que la del yacimiento. En este caso, el vapor aportará la energía para expulsar el petróleo del yacimiento.

Si hay pérdidas grandes de calor hacia las formaciones adyacentes, la presión de la zona de vapor continuará declinando a medida que el vapor se condensa.

Cuando el pozo se cierra por largo tiempo, se condensará el vapor y su calor será transferido a la roca y a los fluidos; la presión de la zona de vapor declinará rápidamente y por lo tanto no se dispondrá de la energía expansiva del vapor para expulsar el petróleo. Si el yacimiento no tiene presión, la fuerza de la gravedad será la única que contribuirá a la producción de petróleo en este caso.

Si hay grandes pérdidas de calor, el pozo se pone en producción tan pronto termina la inyección de vapor, se dispondrá de gran cantidad de la energía de presión de vapor para producir el petróleo. Pero en este caso una gran proporción del vapor será expulsado junto con el petróleo y el agua. Lo cual se traducirá en una baja eficiencia en la utilización del vapor.

En términos generales, un registro cuidadosamente hecho de la presión del cabezal durante el periodo de remojo (cierre del pozo después de la inyección), indicaría el mejor momento para poner el pozo en producción. Este momento sería durante el periodo de declinación rápida de la presión, o a muy poco después del mismo. Sería aun mejor si dicha presión se registraré frente a la formación.

2.5.3 CANTIDAD DE VAPOR INYECTADO

Se ha demostrado teóricamente que el aumento en la tasa de producción después de la inyección, comparada con la tasa previa, y la producción acumulada durante un ciclo son directamente proporcional a la cantidad de vapor inyectado. También se ha demostrado teóricamente que al aumentar la cantidad de vapor inyectado se aumenta la relación petróleo / vapor hasta un valor máximo, cuando se trata de un pozo dañado, la máxima relación petróleo /vapor corresponde a una cantidad de vapor relativamente pequeña.

Al tratar de determinar la cantidad óptima de vapor a inyectar por ciclos en los pozos, deben tenerse en cuenta todos los otros factores como son: la viscosidad del petróleo, espesor de las arenas, distribución vertical del vapor, presión del yacimiento, saturación del petróleo, saturación de agua, etc. Además de la cantidad optima de vapor.

Por ciclo/ pozo debe estar ligada a la optimización en la utilización del vapor disponible para inyectar en varios pozos simultáneamente, de las facilidades de distribución del vapor.

2.5.4 ETAPAS DE PRODUCCION DE UN CICLO

La etapa de producción de un pozo durante un ciclo de inyección alternada de vapor, deberá cortarse cuando la tasa de producción llegue a valores cercanos a los de la tasa previa a la inyección, las etapas de producción depende de:

- Estado mecánico del pozo
- Cantidad de vapor disponible
- Demanda de producción

Uso óptimo de los recursos disponibles, como son, líneas de distribución de vapor, máquinas de servicios a pozos, equipos de inyección de vapor.

2.6 FACTORES DE YACIMIENTO QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DEL PROCESO

2.6.1 DAÑOS DE LA FORMACIÓN

La magnitud del daño presente en la formación antes de que un pozo sea inyectado con vapor puede tener un efecto muy grande en la respuesta del mismo a la inyección cíclica de vapor.

Dicho efecto se manifiesta aun cuando el daño no es removido por el vapor, y es mucho mayor en caso afirmativo.

2.6.2 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

Atendiendo al cambio de viscosidad, la razón de la tasa de producción caliente, después de inyección, se ve que a mayor cambio de la viscosidad, corresponde mayor cambio en la tasa de producción caliente en relación con la tasa previa a la inyección de vapor.

2.6.3 PRESIÓN DE YACIMIENTO, MECANISMO DE PRODUCCIÓN Y SATURACIÓN DE PETRÓLEO

La respuesta de producción será mejor en un yacimiento con alta presión que uno con baja presión, y, por otra parte, será posible hacer mayor número de ciclos en un yacimiento con una tasa de declinación de presión baja que en uno con tasa de declinación alta. Pozos que presentan zonas parcialmente agotadas no son buenos candidatos para la inyección alternada de vapor.

2.6.4 YACIMIENTO CON ALTA SATURACIÓN DE PETRÓLEO Y POROSIDAD

Son buenos candidatos para la inyección alternada de vapor, las arenas altamente saturadas, de espesor mayor que 200 ft, y con buena permeabilidad vertical, pueden ser buenos candidatos, aunque tengan baja presión, debido a su potencial de drenaje por gravedad.

CAPITULO III

MÉTODOS DE INYECCIÓN DE VAPOR PARA UN POZO PETROLERO

3.1 MÉTODO DE RECUPERACIÓN INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD) Y DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) (por sus siglas en ingles)

El siguiente capítulo tiene como fin explicar el método de recuperación mejorado conocido como HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) o inyección de vapor alternada en pozos horizontales y el método Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD por sus siglas en ingles). El proceso HASD fue generado para aumentar la eficiencia de recuperación de petróleo pesado en arenas delgadas. Consiste básicamente en inyectar vapor a la formación generando así una cámara de vapor que disminuya la viscosidad del petróleo y le permita fluir más rápidamente hacia el pozo. También se describirá la unión de los procesos de inyección continua junto con la inyección cíclica en pozos horizontales que dieron como resultado el método de HASD.

La inyección de vapor alternada en pozos horizontales (HASD), consiste en la combinación de tecnología de pozos horizontales (paralelos al buzamiento de los estratos) que se encuentren en el mismo plano horizontal, junto con mecanismos de desplazamientos que incluyen la disminución de la viscosidad con la temperatura (calentamiento de la formación). Lo que se intenta es generar una cámara de vapor a partir de un pozo inyector correspondiente y que este calor sea transferido a los fluidos que se encuentran en el yacimiento, con la finalidad de disminuir la viscosidad del petróleo, generando así un frente de barrido hacia el pozo productor gracias al gradiente de presión.

El método HASD puede resultar la mejor alternativa para la explotación de petróleo pesado y extra pesado en arenas delgadas, tanto por las facilidades de perforación y posicionamiento de los pozos como por el requerimiento del número de pozos para un mismo espaciamento quiere decir que podría tener hasta un solo pozo horizontal inyectarle vapor y luego de un tiempo, producir por este mismo pozo. Con dos pozos horizontales se puede intercambiar en repetidas ocasiones el pozo inyector por el productor y viceversa, creando así una mayor cámara de vapor afectando a su vez una mayor área del yacimiento.

3.1.1 DESARROLLO DEL MÉTODO HORIZONTAL ALTERNATING STEAM DRIVE (HASD)

Es un proceso de inyección que implica uno o varios pozos, y usualmente se aplica a yacimientos de petróleo pesado (10 °API - 22.3 °API) y extra pesado (5 °API - 10 °API).

El objetivo primario de este proceso es proporcionar energía térmica en las cercanías del pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. Este calor es entonces usado para disminuir la viscosidad del petróleo que fluye a través de la región calentada. Básicamente implica tres etapas:

1. Una rápida, pero temporal, inyección de vapor húmedo (calidad alrededor de 70 a 85 %) por un periodo de tiempo específico (1 a 3 semanas) dentro de un pozo de petróleo.
2. Un corto periodo de remojo (3 a 6 días), en el cual la mayor cantidad del calor latente del vapor es transferido dentro de la formación que rodea (adyacente) al pozo.
3. Período donde el pozo es puesto en producción por varios meses.

Durante la última etapa, la tasa de producción de fluidos calientes al comienzo es más alta que la de la producción primaria en frío. Sin embargo, la tasa de petróleo declina con el tiempo a valores cercanos a los de la etapa de pre-estimulación, ya que el calor es removido con los fluidos producidos y disipado dentro de las formaciones no productivas adyacentes. Estas tres etapas se repiten ciclo por ciclo, hasta que el proceso resulte no rentable.

El propósito de un pozo horizontal es incrementar el área de contacto con el yacimiento y en consecuencia mejorar la productividad del pozo. La mayor desventaja de los pozos horizontales es que solo una capa del yacimiento puede ser drenada por estos, bajo terminación simple.

En recuperación térmica con inyección cíclica de vapor e inyección continua de vapor, en los pozos horizontales tienen notables ventajas sobre los pozos verticales, tales como una mejor distribución del calor y el transporte lateral de fluidos mejoraran la eficiencia de barrido, incrementando las reservas producibles. Adicionalmente, el número de pozos necesarios para el desarrollo del campo o producir un patrón disminuye.

Sin embargo, el éxito del proceso de inyección cíclica depende fuertemente de asegurarse de una uniforme colocación del vapor a lo largo de la longitud total del pozo y de factores tales como cantidad de vapor a inyectar, tiempo de producción, numero de ciclos.

3.1.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES

El concepto es crear una gran zona calentada arriba del pozo horizontal, tal como un prisma triangular invertido, o cámara de vapor como se observa en la siguiente Figura 3.1

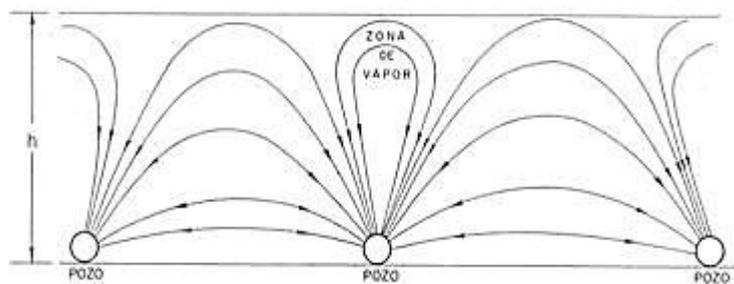


Figura 3.1 Inyección Cíclica de Vapor en Pozos Horizontales

Lo que se tiene es una vista seccional de tres pozos horizontales a los cuales se aplica inyección cíclica y se muestra la zona calentada por el vapor arriba de ellos y las líneas de flujo de petróleo hacia los pozos en la etapa de producción. Para el proceso HASD se prevé el desarrollo de una cámara de vapor de mayor extensión lateral, debido el mayor tiempo de inyección o tiempo de ciclo, además de la influencia de la caída de presión en el pozo productor adyacente, lo que ha de generar un mayor y mejor calentamiento de la formación y los fluidos hidrocarburos.

3.1.3 EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD)

El esquema básico está basado en un patrón de pozos repetitivos en los cuales tenemos pozos horizontales paralelos entre si y al plano de buzamiento del estrato, que drenan el yacimiento alternándose como inyector o productor durante cada período o ciclo, como se ilustra en la Figura 3.2

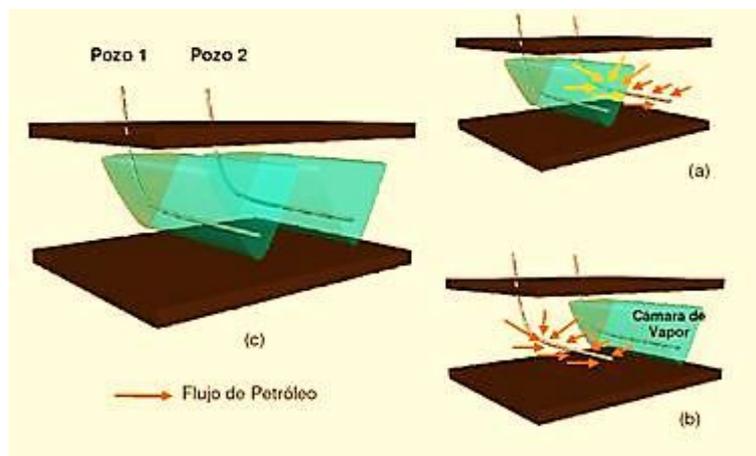


Figura 3.2 a, 3.2 b, 3.2 c proceso HASD

En la figura 3.2.a podemos observar cómo se genera la cámara de vapor en uno de los pozos, mientras que el siguiente pozo actúa como productor.

La figura 3.2.b Muestra como en el siguiente ciclo el pozo que inicialmente era productor fue cambiado a inyector mientras que el que anteriormente inyectaba vapor ahora produce petróleo.

Mientras que la figura 3.2.c muestra el impacto de la inyección progresiva de vapor por ambos pozos, durante ciclos sucesivos, generando el calentamiento del yacimiento y sus fluidos.

Esta combinación de la Inyección Cíclica de Vapor y la Inyección Continua de Vapor en un mismo esquema de producción, proyecta al HASD como un proceso más eficiente que los anteriores desde el punto de vista de aceleración de la producción y factor de recuperación.

Estos pozos requieren un acondicionamiento especial, tanto de la cementación como de las instalaciones del pozo para resistir las elevadas temperaturas a las cuales estarán expuestos. El proceso puede incluir un período de calentamiento inicial de la formación, así como un periodo de cierre o “remojo” entre ciclos.

3.1.4 EL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD) EN ARENAS DELGADAS

El proceso HASD surge como una estrategia de recuperación para arenas delgadas y muy delgadas desde el punto de vista operacional, en comparación con el método SAGD, el cual requeriría posicionar dos pozos horizontales en una sección transversal de una arena delgada. De hecho, el proceso SAGD es aplicable para arenas con espesores mayores a 50 pies. Adicionalmente, el número de pozos requeridos para un mismo espaciamento se duplica para el proceso SAGD, en comparación al proceso HASD, como se observa en la Figura 3.3

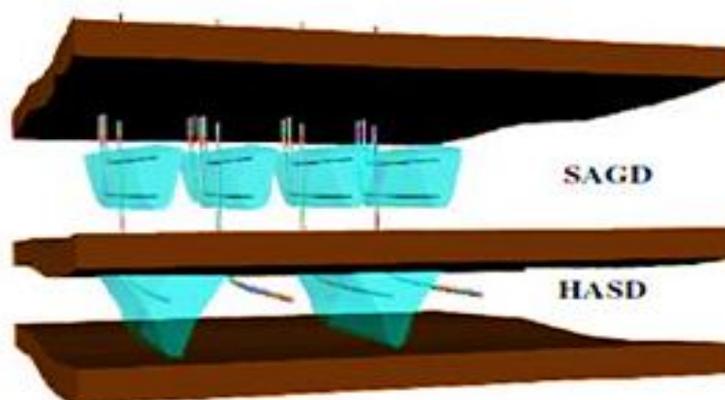


Figura 3.3 Comparación del Proceso HASD vs SAGD

3.1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES (HASD)

Generalmente para este método es muy difícil encontrar información documentada sobre la aplicación en campo de HASD, es un método relativamente nuevo y la información que existe sobre este método solo son pruebas de simulación.

Este método surge como alternativa para SAGD no es difícil pensar que la variación de los rangos de aplicación entre uno y otro sea muy similar. En específico el rango que difieren estos dos métodos es el espesor de la arena petrolífera.

PETRÓLEO	Gravedad API	menor a 20° API
	Viscosidad	mayor a 400 cp
	Composición	no es determinante
YACIMIENTO	profundidad	menor a 3000 ft
	Espesor	menor a 20 ft
	Porosidad	menor a 25%
	Permeabilidad	mayor a 100 md
	Yacimiento	Volumétrico
	Temperatura	no es determinante
	litología	Contenido bajo de arcilla

Tabla 3.1 Rango de aplicación del método HASD

CONDICIONES OPERACIONALES DEL MÉTODO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES

Estas condiciones varían entre un yacimiento y otro, ya que depende absolutamente de las características principales como la estructura del yacimiento, la porosidad, el petróleo original en sitio, viabilidad económica etc.

Las condiciones operacionales que deben de tomarse en cuenta son las siguientes:

- Espaciamiento horizontal entre los pozos
- Profundidad de los pozos
- Tasa de inyección de vapor
- Longitud de los pozos
- Tiempo de los ciclos
- Presión de fondo fluyente
- Sistema de levantamiento

3.1.6 CONDICIONES ATRACTIVAS PARA EL MÉTODO DE INYECCIÓN DE VAPOR ALTERNADA EN POZOS HORIZONTALES

- El método de recuperación HASD es un proceso mejorado que facilita la producción de petróleo pesado y extra pesado
- Es un método aplicable en arenas delgadas donde la recuperación por otros métodos como SAGD no puede ser llevada a cabo
- La tasa de inyección de vapor, la longitud de los pozos, el espaciamiento entre los pozos, la profundidad respecto a la arena dependerá básicamente de las propiedades estructurales y petrofísicas del yacimiento.
- Un estudio previo sobre la viabilidad del método es recomendable para estimar la futura producción.
- La movilidad del crudo, a condiciones iniciales, es el parámetro del yacimiento más importante para el rendimiento y eficiencia del proceso
- El segundo parámetro de mayor influencia en la recuperación de petróleo fue la longitud de la sección horizontal de los pozos, ya que permite contactar y calentar una mayor sección longitudinal del yacimiento
- El comportamiento de HASD en una arena delgada, es ligeramente afectado por la profundidad de la sección horizontal de los pozos,
- El aumento de la tasa de inyección de vapor es positivo para el incremento del volumen de petróleo recuperado

La recuperación de petróleo es poco sensible a la duración de los ciclos de inyección/producción

Mayores permeabilidades verticales, en un medio homogéneo, mejoran la recuperación de petróleo, e impactan positivamente la recuperación mejorada del petróleo. Resulta un método relativamente económico en comparación con métodos de recuperación mejorada como la combustión in situ, inyección de polímeros, álcalis, es incluso mas económico que el SAGD ya que se necesitan

la mitad de pozos que operarían en un yacimiento que produce por este método.

3.2 MÉTODO DE DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) (por sus siglas en ingles)

3.2.1 INTRODUCCIÓN

El método SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage) para la obtención de crudos pesados y extra pesados es una técnica que logra un recobro de 60% a 70% del Petróleo Original En Sitio (POES). Esta característica lo hace muy atractivo desde el punto de vista económico ya que otras técnicas de recuperación térmica al ser aplicadas al mismo tipo de yacimiento logran un recobro promedio del 18%. Esta técnica se basa fundamentalmente en la inyección continua de vapor saturado en donde es necesario obtener y mantener las condiciones de equilibrio en presión, temperatura y flujo tanto en el pozo inyector como productor. Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor (SAGD). Esta técnica implica el uso de dos pozos horizontales en lugar de verticales. Los operadores inyectan vapor en el pozo superior. El vapor sube en el yacimiento y reduce la viscosidad del crudo, el cual luego fluye por gravedad hacia el pozo de producción horizontal inferior. El SAGD tiene una tasa de recuperación estimada de 40% a 60%.

Mecanismo que utiliza el proceso Drenaje por Gravedad Asistida con Vapor

- El vapor condensa en la interfase
- El petróleo y el condensado drenan hacia el pozo productor
- El flujo es causado por la fuerza de gravedad
- La cámara se expande vertical y lateralmente

El mundo en el que vivimos cada día crece más en sus necesidades energéticas, y esa pendiente negativa que reflejan las reservas mundiales de hidrocarburos, nos dan un marco donde el negocio de los crudos pesados toma mayor fuerza, el aspecto económico obviamente está implícito en todos los procesos, proyectos y acuerdos políticos que conlleven a la mejoría o aplicaciones de nuevas tecnologías para la extracción de estos crudos cada día más solicitados, pero a su vez con mayor esfuerzos en todas las áreas donde está implicada la extracción de estos crudos que se encuentran en esos yacimientos no convencionales. Esas tecnologías se esfuerzan en básicamente el aumento de la movilidad del crudo y reducir su viscosidad, por ello este documento trata sobre una de ellas, El Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor, la cual fue diseñada por Roger Butler, como una distribución específica de los pozos y cada uno de ellos con una función específica (inyector y productor), el éxito de este método ha traído importantes mejoras en la recuperación y a su vez desarrollo del mismo, con nuevas distribuciones, mejorías en la propiedades del yacimientos, posiciones de los pozos, mayor

seguridad, revestidores mas aislantes, entre otros aspectos que se mencionaran a continuación para comprender mucho mejor los beneficios y limitaciones de SAGD.

La historia de SAGD (Segregación gravitacional asistida por vapor) empieza en Canadá desde que su creador Dr. Roger Butler en 1978 la implementó, el éxito de esta tecnología en los yacimientos de crudos pesados fue notable, es decir el gasto energético es menor en comparación con otros procesos y a su vez con mejores factores recuperación. En Venezuela se aplicó la primera prueba piloto en 1997, en el campo Tía Juana ubicado en el Occidente del País. En ese momento la producción tuvo resultados no esperados (700Bbl/día), luego de 5 años de desarrollo se obtuvo un 50% de factor de recuperación, dando un aval mundial de lo importante que es la aplicación de SAGD como método de recuperación para crudos pesados.

Entre los procesos de recuperación térmica SAGD es uno de los más conocidos y desarrollados con otras variantes, ya que el mismo ha dado resultados importantes. Básicamente SAGD consiste en penetrar el subsuelo con dos pozos horizontales y paralelos entre sí, ubicados uno por encima del otro con una distancia vertical de 5 m. inicialmente se inyecta vapor en ambos pozos con la finalidad de generar una transferencia de energía a la formación y al petróleo aumentando la temperatura del crudo en todo el entorno de los pozos, cuando se tiene un precalentamiento del yacimiento, se da paso a la siguiente fase, la inyección de vapor es detenida solo en el pozo inferior, en este punto se crea la llamada cámara de vapor, donde ocurre la condensación del vapor en la periferia de la cámara. El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación principalmente por conducción, es decir la inyección de vapor logra calentar los fluidos en sitio gracias al contacto directo con el vapor. Por el contrario, los fluidos desplazados son calentados tanto por conducción como por convección, por tal motivo el flujo de vapor condensado (agua caliente) y petróleo ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor por conducción (Fig.3.2.3), esto tiene como objetivo reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad, lo que atrae como consecuencias positivas una facilidad mayor en la extracción del crudo. Por lo tanto el pozo inferior tendrá como función producir, mientras que el superior es el encargado de inyectar vapor. Es importante señalar que operacionalmente se debe inyectar vapor a una presión menor que la presión de fractura del yacimiento, para evitar daños a la formación que contribuyan a la disminución de la porosidad o interferir en la transferencia de calor. Se debe añadir que a medida que se aplica este proceso, el pozo productor se cierra periódicamente para no generar un ciclo de vapor, se trata en la medida de lo posible de no producir el vapor inyectado.

3.2.2 RANGO DE APLICACIÓN PARA EL MÉTODO DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SADG)

El siguiente cuadro nos da un pequeño resumen de las condiciones ideales para la aplicación de SAGD.

YACIMIENTO	profundidad	menor a 609.6 m
	Porosidad	menor a 26%
	Permeabilidad horizontal	mayor de 1000 mD
	Permeabilidad vertical	mayor a 100 mD
	Yacimiento	capa de gas
	Relacion agua- aceite	14.9 m
	litología	Contenido bajo de arcilla

Tabla 3.2 Rango de aplicación del método SAGD

3.2.3 CONDICIONES ATRACTIVAS PARA EL MÉTODO DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

- 1.- Los yacimientos deben poseer al menos un 10 % de arcillas, debido a que estas se hinchan al absorber el agua fresca que se condensa del vapor.
- 2.- Los Acuíferos asociados deben ser tratados con cuidado ya que no se quiere que la cámara de vapor entra en contacto con un acuífero, parte del vapor inyectado es perdido debido a la alta permeabilidad al agua.
- 3.- La presencia de una pequeña capa de gas puede prevenir pérdidas de calor a las capas suprayacentes del yacimiento debido a la baja conductividad térmica de la capa de gas. Por tal motivo una capa delgada de vapor puede no ser un aspecto negativo en la aplicación de SAGD.
- 4.- Las fracturas a pequeña escala pueden ser de beneficio para distribuir el vapor en el petróleo viscoso, y a su vez agregar una transferencia de calor y de masa más eficiente.
- 5.- Para que los yacimientos prospectos donde se quiere aplicar esta tecnología, tengan una eficiencia óptima es necesario tener en cuenta estos factores no mencionados.

6.- Arena apilada (fluvial o marino) sin barreras significativas de lutita entre la arena. La presencia de una buena roca sello al tope de la arena es importante para el confinamiento del vapor.

7.- Unidades de flujo amplias y continuas.

8.- Arenas con altas relación de permeabilidad (kh/kv).

3.2.4 CONDICIONES NO ATRACTIVAS PARA DRENAJE POR GRAVEDAD ASISTIDO POR VAPOR (SAGD) SON LOS QUE CUMPLEN CON LOS SIGUIENTES FACTORES

1.- Espesores de arena menores a 5 m.

2.- Regiones con grandes capas de gas o agua de fondo.

3.- Arenas con intercalaciones múltiples de lutitas

4.- Regiones con cambios significantes y no predecibles de facies entre arena y lutita.

5.- Regiones con fracturas comunicadas, fallas.

6.- Zonas donde el confinamiento controlado de la cámara de vapor sea difícil.

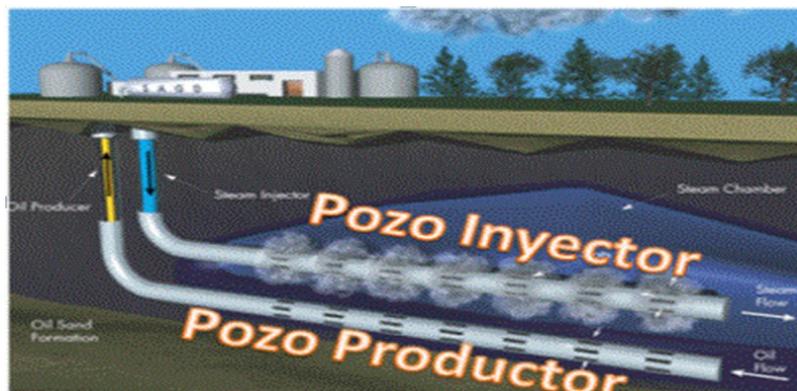


Figura3.2.1. Esquema de ubicación de pozos en SAGD.

CAPÍTULO IV

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEOGENO

4.1 ANTECEDENTES

El campo Samaria Neógeno, pertenece al activo integral Samaria - Luna de la Región Sur de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción, está situado a 17 km al W-NW de la ciudad de Villahermosa, Tabasco, en la provincia geológica de Cuencas Terciarias del Sureste.

Dentro del proyecto de campos maduros se efectuó el estudio de caracterización geológica, la secuencia a explotar se ubica en las Arenas A1, A4 y A6, que constituyen los tres paquetes principales de la edad Plio-Pleistoceno del campo Samaria Terciario, esto con la finalidad de estimar las reservas correspondientes al aceite extra pesado. Se contó con la información de 69 pozos del campo a nivel del terciario, que en su conjunto, representan un espesor bruto de hasta 450 m.

La cuantificación del volumen original y las reservas de hidrocarburos tienen importancia para el desarrollo del campo, ya que por medio de su determinación se podrán establecer las estrategias de explotación. Sin embargo, un grado de incertidumbre depende de la información disponible para tal efecto y de la metodología empleada.

Para evaluar el volumen original de hidrocarburos en el campo Samaria Neógeno, existen básicamente tres métodos volumétricos para el cálculo del volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento:

- 1.- Método de Isopacas.
- 2.- Método de Cimas y Bases.
- 3.- Método de Isohidrocarburos.

En el campo Samaria Neógeno se aplicó para el cálculo del volumen original de hidrocarburos el método de isohidrocarburos, ya que es el método que proporciona resultados más confiables.

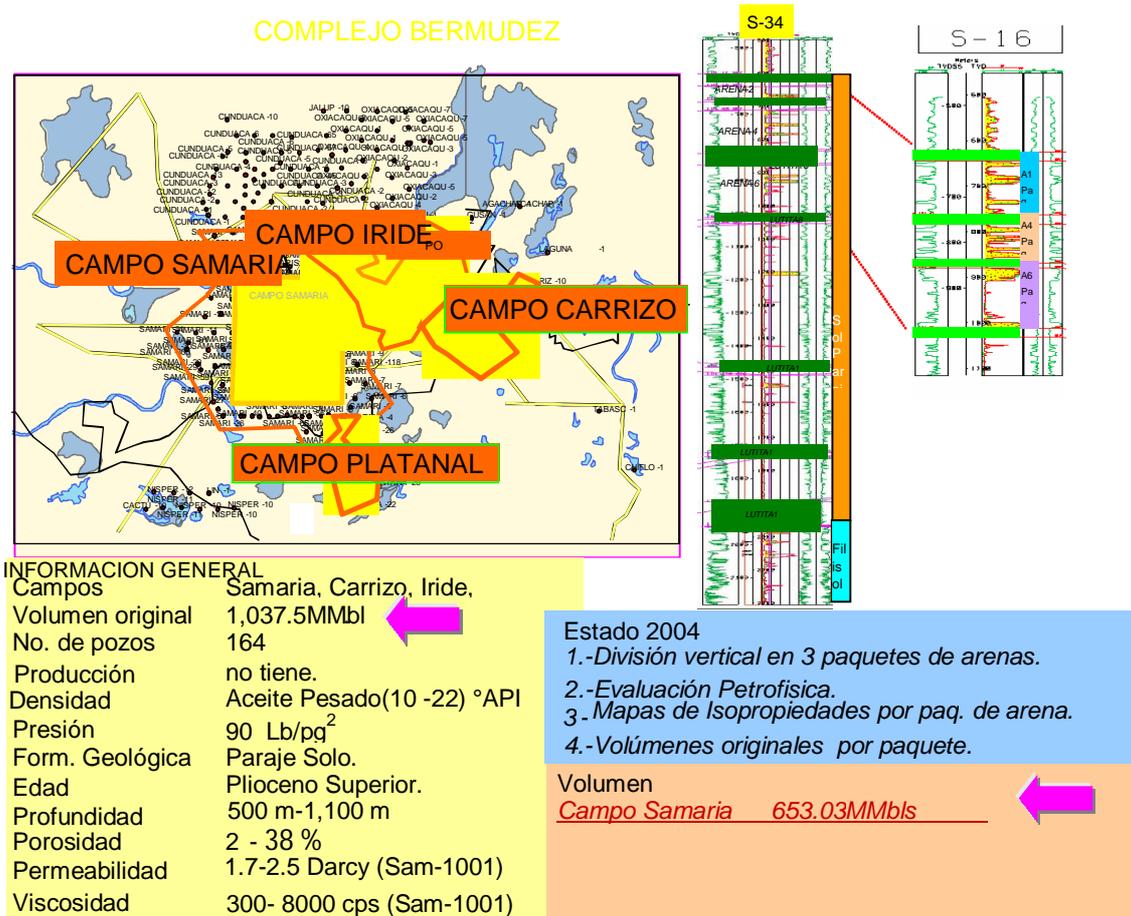


Figura 4.1 Muestra los Información General de los Campos en la Región Sur, fuente: pemex

La Tabla 4.1. Muestra un resumen de cálculos de volúmenes originales de aceite extra pesado a condiciones de yacimiento del campo samaria neógeno, alcanzando el valor de 653.03 millones de barriles de aceite extra pesado. La arena A6 tiene el 45.44 % del volumen original, el 36.04 % en la arena A4 y el 18.52% en la Arena A1. Con base a los volúmenes originales de aceite extra pesado las Arena A6 y A4 son las más prospectivas.

Arena	Area (Km2)	Volumen (MMbls)	Boi	Vol a cond. Estándar (MMbls)
Arena -A6	14,8	334,18	1.1262	296.73
Arena-A4	12,0	265.08	1.1262	235.38
Arena-A1	8,0	136,18	1.1262	120.92

Tabla 4.1. Resumen cálculo volumen de aceite extra pesado campo Samaria Neógeno.

El campo Samaria Neógeno se encuentra en un nivel de campo marginal al compararlo con yacimientos más profundos tales como los del Cretácico. Actualmente se reactiva la producción de los pozos del Terciario, los cuales han sido productores durante el inicio de la historia del campo.

4.1.1 CAMPO SAMARIA NEÓGENO

El aceite extra pesado generalmente se deja de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Los aceites densos y viscosos, denominados aceites extra pesados, presentan retos de producciones especiales pero no insuperables.

El campo Samaria se localiza a 17 Km al W-NW de la Cd. de Villahermosa, Tabasco. sus coordenadas UTM son X = 493,000 Y = 1'991,000 cubre un área de 25 Km² y pertenece al activo integral samaria-luna de pemex exploración y producción, región sur.

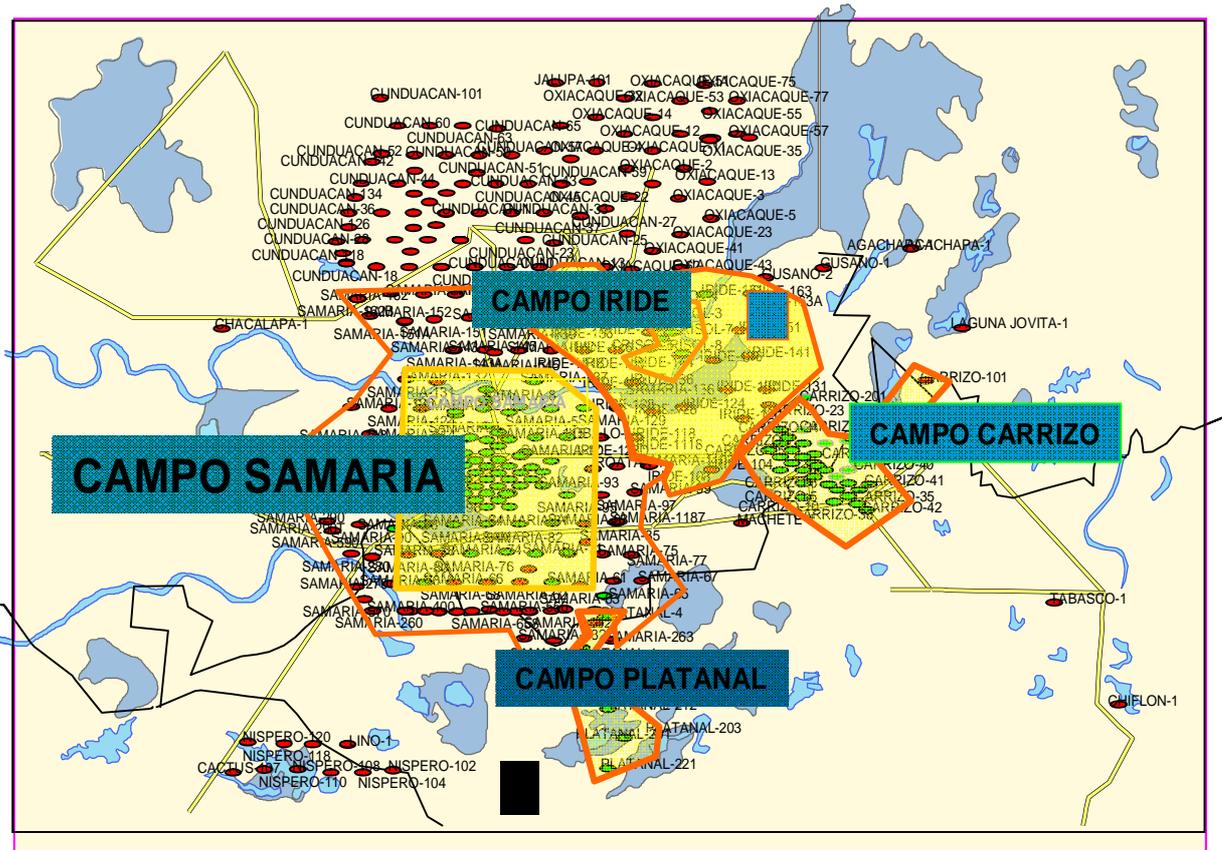


Figura 4.2 Campos de la Región Sur, fuente: Pemex

La explotación de este yacimiento se remonta a la década de los sesenta, cuando los trabajos de sismología de reflexión realizados en 1961, descubrieron un anticlinal orientado de norte a sur con fallas normales transversales en el flanco buzante sur del anticlinal.

El pozo descubridor fue el Sam-2, perforado en la cresta del anticlinal, a 3,469 m. Se probaron varias arenas de la sección cortada, algunas con aceite extra pesado, y terminando el pozo a 810-800 m. La producción diaria inicial fue de 94 Bls de aceite.

Desde entonces y hasta 1973 se perforaron 44 pozos, los cuales obtuvieron producción de aceite fluyente en intervalos arenosos de la secuencia sedimentaria del plioceno (Arenas A8-A18) de 5.68 MMB, contando aun con una Reserva Remanente de 9.62 MMB para esos niveles, aunque se observo presencia de aceite extra pesado, que no se produjo, en la secuencia superior (Arenas A1-A6), la del pleistoceno (neógeno), donde se ha calculado que existen reservas del orden de 120 MMB

El Yacimiento superior del pleistoceno (neógeno), tiene una profundidad que varía entre 300 m a 1000 m y está caracterizado por contener aceite extra pesado de 5 a 10 °API

Durante el 2006, se desarrolló el “Proyecto de delimitación, caracterización y desarrollo inicial de aceite extra pesado en el Campo Samaria Neógeno”, entre los objetivos estuvo el poner a producir un pozo, realizándose un empacamiento con grava, instalándole un liner ranurado como control de arena y colocando un sistema de bombeo de cavidades progresivas (BCP), con lo que se logró obtener una producción de 217 BPD.

4.1.2 SAMARIA NEÓGENO

El objetivo del proyecto Samaria Neógeno es extraer 129 MMB de aceite extra pesado con rango de densidades de 5°API - 10°API, en una primera fase de explotación se contempló realizar el diseño e implementación de una prueba piloto de inyección cíclica de vapor y considerar 8 pozos: S-948, S-916, S-901, S-922 verticales, S-915 D direccional, S-917H, S-913H y S-915H horizontales, los pozos verticales inicialmente se explotarán con producción en frío con aplicación del sistema artificial de bombeo de cavidades progresivas (BCP) y posteriormente con producción en caliente con inyección cíclica de vapor y bombeo mecánico (BM), el pozo direccional y los horizontales se explotarán con producción en frío con equipo (BCP) y mejorador de flujo. El desarrollo para la masificación se tiene contemplados 40 pozos con una producción máxima esperada de 17,000 BPD.

Pozo	Arena	Densidad oAPI	Viscosidad cp	Qo bl/día	fw %
901	A1	9.36	4,505	250	0
916	A4	8.65	6,329	20	0
922	A6	7.77	13,818	120	0
948	A4 y A6	8.57	8,638	101	12

Tabla 4.2 Los primeros 4 pozos perforados, para evaluar las Arenas, fuente: Pemex

Pozo	Geometría	Arena
Sam-901	Vertical	A1,A4
Sam-922	Vertical	A6
Sam-916	Vertical	A4
Sam-948	Vertical	A4, A6
Sam-915	Direccional	A1, A4
Sam-913H	Horizontal	A1
Sam-915H	Horizontal	A4
Sam-917H	Horizontal	A6

Tabla 4.3 Pozos seleccionados para la inyección cíclica de vapor
fuente: Pemex

La primera fase de perforación se consideró a los primeros 4 pozos, que iniciaron a perforar el 13 de abril y terminaron el 2 de julio del 2009, y evaluaron a las arenas A4, (Sam-916), A4 y A6 (Sam-948), A6 (Sam-922) y A1, (Sam-901).

Durante la perforación de los primeros 4 pozos verticales, arriba citados, se llevó un estricto control en la recuperación de las muestras de canal cada 5 m, por parte de la compañía rotenco, a fin de coleccionar muestras de todos los intervalos arenosos, toma de fotografía de los mismos y preparación de estos para enviarse a estudios de granulometría, sedimentológica y mineralogía, además de definir la profundidad de entrada para cada uno de los núcleos programados en cada uno de los pozos, mismos que correspondían a las arenas objetivo para probar y producir.

Se programó, desde un principio, la recuperación de 9 Núcleos de 9 m de longitud, orientados y preservados en estos pozos, a fin de establecer con ellos y mediante los análisis respectivos parámetros petrofísicos, sedimentológicos y otros.

La inyección cíclica de vapor es usada como inyección térmica a un pozo en producción suministrando un calentamiento localizado en la vecindad del pozo. La inyección cíclica con vapor es algunas veces referida como procesos de "remojo en vapor". La inyección de pozos en producción de crudos extra pesados ha recibido bastante interés por parte de los productores de este tipo de crudos desde principios de 1970.

El éxito de la inyección cíclica de vapor está ligado al gran efecto de la temperatura sobre la viscosidad de los aceites extra pesados. Para un incremento en la temperatura, la viscosidad del aceite disminuye considerablemente.

Debido a que la productividad de un pozo es inversamente proporcional a la viscosidad del aceite, cualquier reducción en la viscosidad resultará en un incremento de la producción del pozo.

El pozo vertical Samaria 916, fue el primero de los 8 pozos perforados específicamente para el desarrollo de la prueba piloto de inyección cíclica de vapor. El objetivo de este pozo fue probar el potencial del paquete de arena A4.

4.1.3 EL ACEITE EXTRA PESADO EN EL CAMPO SAMARIA

Evaluaciones realizadas en los pozos Samaria - 05, 16, 19, 31, 44 y en el 1001, han manifestado la presencia de un crudo extra pesado (5 a 10° API), localizado principalmente en la parte superior de la columna geológica, (terciario superior y cuaternario inferior). Debido a los requerimientos de esquemas especiales de producción y tecnologías específicas se desarrollará el proyecto aplicado al campo Samaria Neógeno para definir el esquema más rentable de explotación de estas reservas.

Para el caso del yacimiento Pleistoceno (neógeno) del campo samaria, y a partir del pozo Samaria 1001, se recalculó la petrofísica de todos los pozos, generándose valores promedios para cada una de las arenas y se obtuvieron valores de permeabilidad, porosidad, saturación de agua y de espesor del estrato, para generar el escenario óptimo de explotación.

4.1.4 PLAN DE EXPLOTACIÓN

Muchos yacimientos producen más eficientemente con pozos horizontales. En algunos casos, se prefiere un plan de producción fomentando la producción de arena junto con la del aceite. La elección de la estrategia óptima de producción en frío requiere una comprensión de las propiedades del fluido y del yacimiento, así como de la física de producción.

El plan de explotación, comprendido en el período 2008-2022, contempla solamente al campo Samaria Neógeno, inicialmente con una etapa de explotación en frío, para los primeros 6 años, y una de inyección cíclica de vapor (ICV) y finalmente otra de Inyección Continua de Vapor (ICV), por el resto del tiempo.

4.2 GEOLOGÍA DE UN POZO DEL CAMPO SAMARIA NEÓGENO

El campo Samaria está ubicado en el área de Chiapas-Tabasco, alojada dentro de la provincia geológica denominada cuencas terciarias del sureste de México, cuya sedimentación y deformación la controlan los elementos tectónicos de la plataforma de Yucatán al norte, el macizo granítico de Chiapas y la plataforma chiapaneca al sur. El área de Chiapas-Tabasco, semeja un pilar estructural o “Horst”, armado en rocas del mesozoico principalmente, cubierto por estratos terciarios, pudiendo considerarse como una continuación de los plegamientos del anticlinal norte de Chiapas. sus límites son elementos estructurales y fisiográficos, denominados; falla frontera, cuenca de macuspana por el oriente, falla de comalcalco y domos de la cuenca salina por el poniente, los primeros 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, están representadas por depósitos de arenas no consolidadas depositadas en ambientes fluvio-lacustres, caracterizados por canales entrelazados y apilados, con barras potencialmente almacenadoras de hidrocarburos, típicas de las formaciones paraje solo y filisola.

Las secuencia sedimentarias del Plio-Pleistoceno sobreyacen a la lutita A18, constituidas por los paquetes A1 a A18, y están representadas 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 de los paquetes arenosos. Estas arenas presentan impregnación de hidrocarburos ligeros y extra pesados; los aceites ligeros están almacenados en las arenas A18, A16, A12 y A8 mientras que los aceites extra pesados en las arenas A6, A4 y A1. La lutita A8 prácticamente es la que funciona como pseudo-frontera entre los hidrocarburos ligeros y pesados, la que generalmente se localiza entre los 900 m y 1,100 m de profundidad.

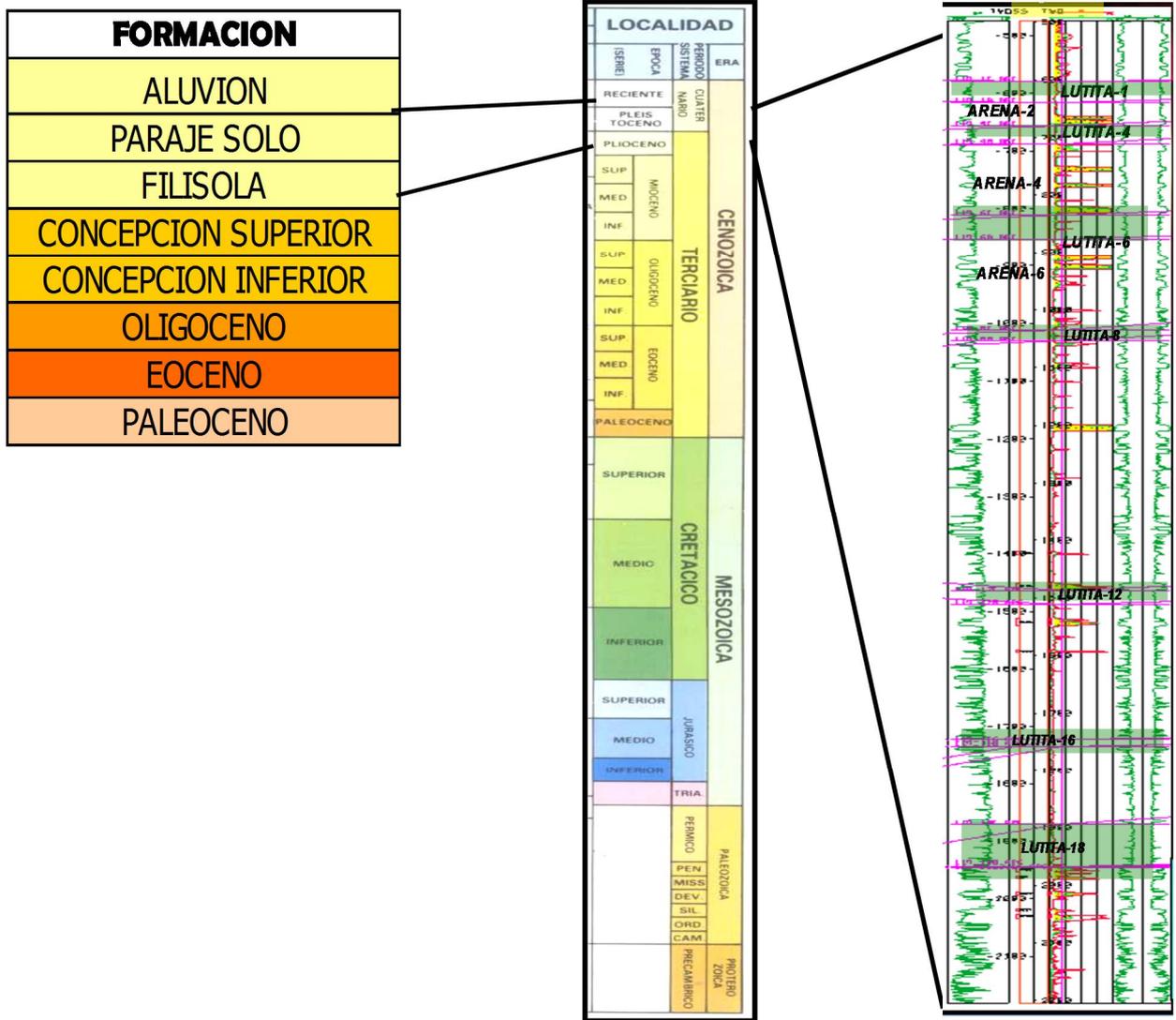


Figura 4. 3. Columna Geológica Tipo fuente: Pemex

Estructuralmente, los campos de este bloque, son estructuras anticlinales afectadas por fallas normales e inversas, formando bloques individuales, los que están comunicados hidráulicamente, Figura 4.3

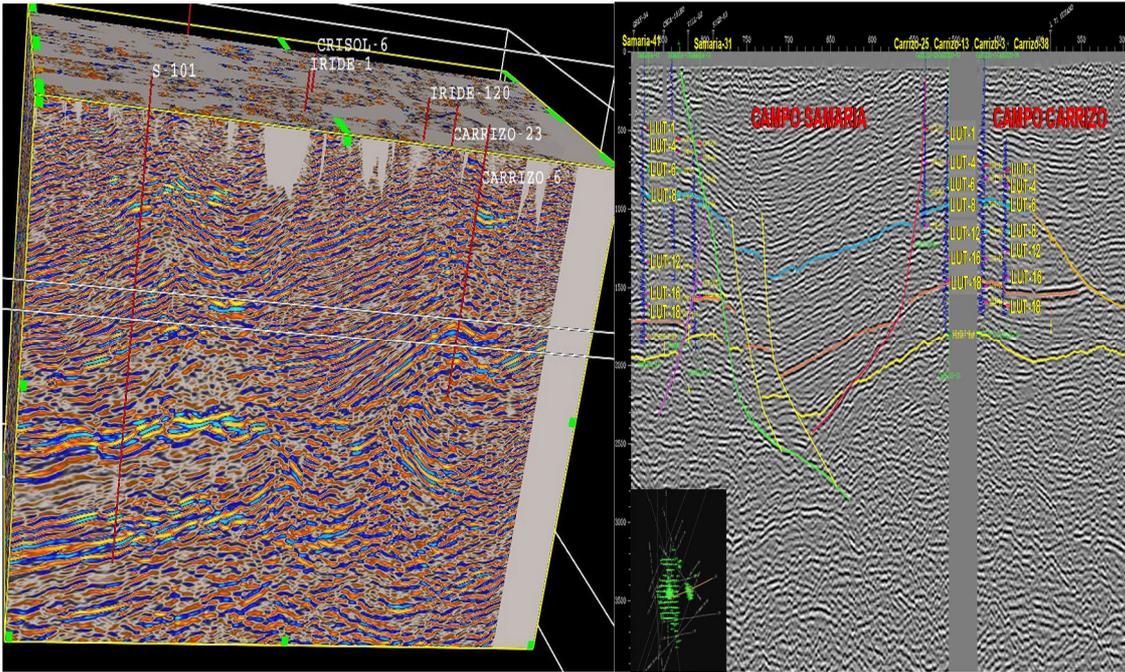


Figura 4.4. Sección sísmica del bloque. fuente: Pemex

Con el objeto de disminuir la incertidumbre y los riesgos, asociados a las diferentes variables involucradas en la estimación de los volúmenes de hidrocarburos, se realizó un estudio detallado a los 4 paquetes superiores de arenas del campo samaria neógeno, utilizando la sísmicas 3D con una extensión areal de 480 km² 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, Figura 4.4

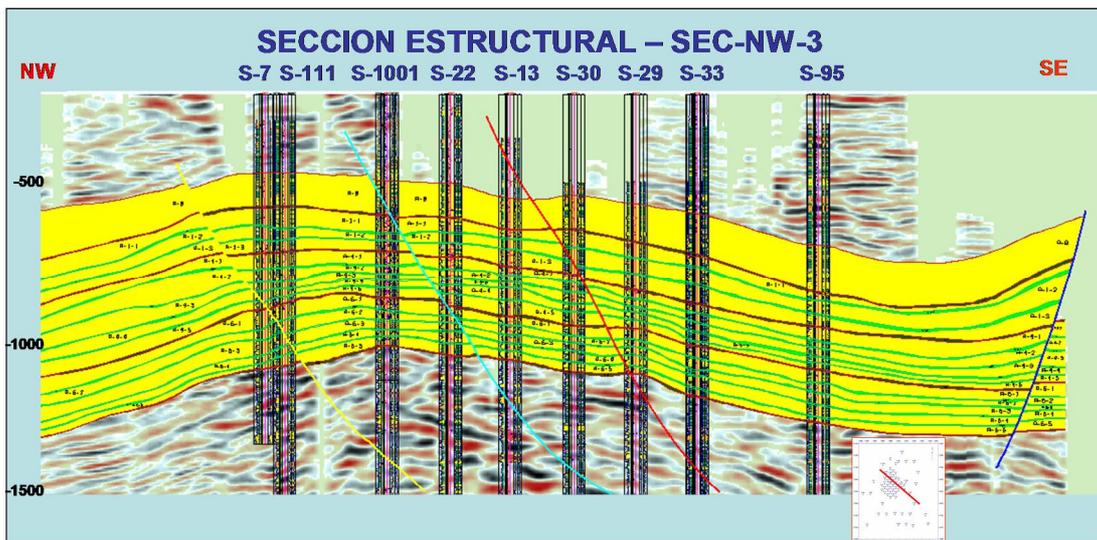


Figura 4.5: Sección estructural de un Campo de la Región Sur. fuente: Pemex

Con base en el estudio del patrón de la curva SP de los registros del campo de la región sur (ocasionalmente GR), se definieron los siguientes patrones de electrofacies para los paquetes A0 a A6: canales apilados, zonas arcillosas asociadas a planicies de inundación y pequeños cuerpos de arenas asociados a zonas de rotura. Los mismos patrones debieran de existir en los paquetes A8 a A18 del campo samaria neógeno. Figura 4.5

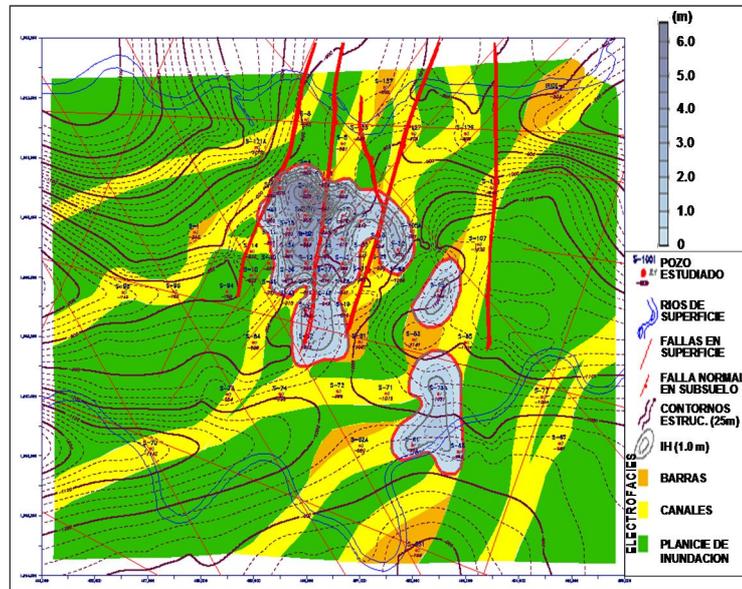


Figura 4.6 Mapa Combinado de Electro facies & Estructura & IH de la Arena A6. fuente : Pemex

Para el caso del yacimiento Pleistoceno (Neógeno) se recalculó la petrofísica de todos los pozos, a partir del pozo Samaria 1001 generándose valores promedios para cada una de las arenas y se obtuvieron valores de permeabilidad, porosidad, saturación de agua y de espesor de la formación, construyéndose finalmente mapas de isopropiedades, Figura 4.7.

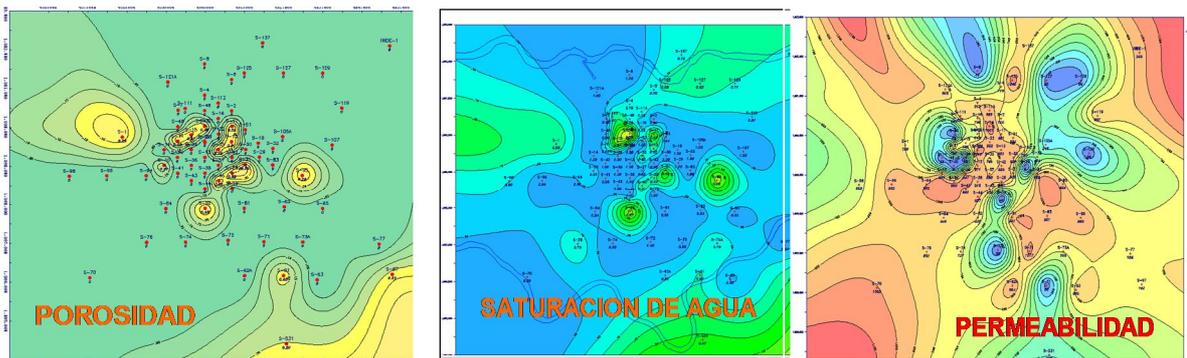


Figura 4.7.- Plano de Isopropiedades de un campo en la región sur. fuente: Pemex

En función del modelo estático desarrollado para el yacimiento de crudo extra pesado del campo samaria neógeno, el cual incluye trece unidades de flujo, y tomando en cuenta las propiedades de fluidos y producción recientemente

evaluadas en el pozo Samaria 1001, se elaboró un modelo dinámico inicial, el cual tiene una dimensión de 103 X 93 X 26 (249,054 celdas), Figura 4.8

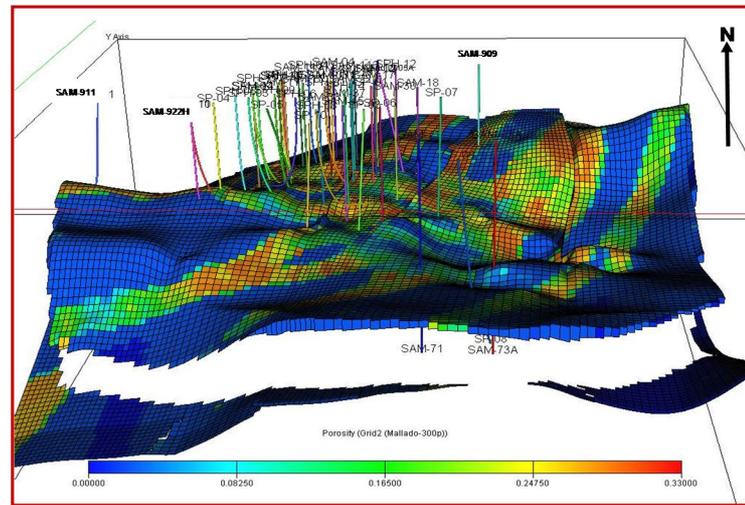


Figura 4.8 -Modelo de Simulación del campo Samaria Neógeno
fuente: Pemex

4.3 TERMINACIÓN DE LOS POZOS DEL CAMPO SAMARIA NEÓGENO

Una vez que los pozos se han evaluado en frío y se ha definido la arena o arenas candidatas a inyectar con vapor, es necesario retirar los equipos de subsuelo empleados para producción y reemplazarlos por el aparejo térmico, modificar los componentes y conexiones de superficie para adaptarlos a las condiciones de presión y temperatura a que serán sometidos durante la etapa de inyección cíclica de vapor.

Los equipos de superficie y los componentes de los pozos están diseñados para operar hasta un máximo de 2500 psi. Valor que corresponde a la presión máxima de descarga de la planta portátil de generación de vapor. La temperatura aunque muy ligada a los valores de presión estará en el rango de 500°F y 600 °F.

Para el proceso de inyección cíclica de vapor se requieren condiciones especiales en la configuración mecánica del pozo como las descritas en el diseño de los pozos y especialmente en el aparejo de inyección. Las condiciones cíclicas de presión y temperatura hacen que los tubos se sometan a esfuerzos de compresión y tensión alternativos debido a los cambios por elongación y contracción de los materiales.

Los objetivos principales del aparejo de inyección son:

- Conducir el vapor desde la superficie a la zona de interés
- minimizar la transferencia de calor hacia el entorno del mismo (espacio anular, revestidor, cemento y la formación)
- ser capaz de soportar todos los cambios cíclicos de presión y temperatura, alongándose y contrayéndose sin deformarse.

Este aparejo está constituido por una tubería de producción con aislamiento, una junta de expansión y un empacador. Uno de los modelos de tubería aislada más eficiente es la fabricada con tuberías en forma concéntrica y ensamblada al vacío. La más sencilla de todas las tuberías aisladas es la que tiene una capa de Silicato de Calcio como elemento aislante.

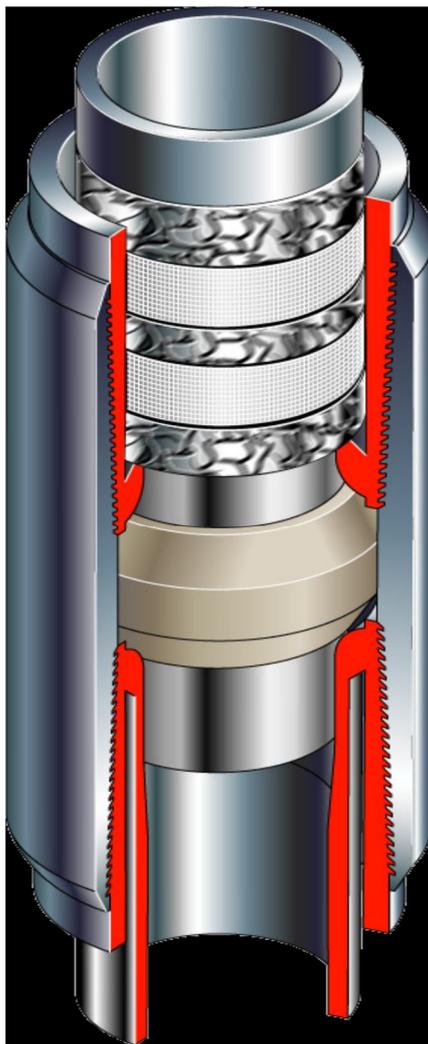


Figura 4.9 Tubería Isotérmica
fuente: Pemex

El aparato de inyección cíclica de vapor debe ir equipado con un empacador térmico. El empacador provee un sello entre la tubería aislada y el interior de tubería de revestimiento, cerrando el espacio anular al paso del vapor.

En algunos casos estos empacadores están diseñados con un mandril que permite absorber los cambios de longitud que ocurren en la tubería por efectos del proceso de inyección. La longitud del mandril es función del estimado de la elongación de la tubería.

Otro de los elementos de mucha importancia en el aparato de inyección es la junta de expansión. Después de instalado el aparato de inyección, la tubería en su parte superior queda sujeta al "Top Flange" y en su parte inferior anclada a la tubería de revestimiento mediante el empacador térmico. De esta forma podemos ver que la función de la junta de expansión es absorber las elongaciones que sufre en forma cíclica el aparato de inyección y así evitar deformaciones permanentes o fallas.

La junta de expansión está constituida por un cuerpo y un mandril que se desliza dentro de este. La longitud del mandril dependerá de la longitud que se estima se alargará el aparejo en su totalidad. Cuando un pozo es seleccionado para inyección cíclica de vapor debe cambiarse parcialmente su configuración física. Figura 4.10

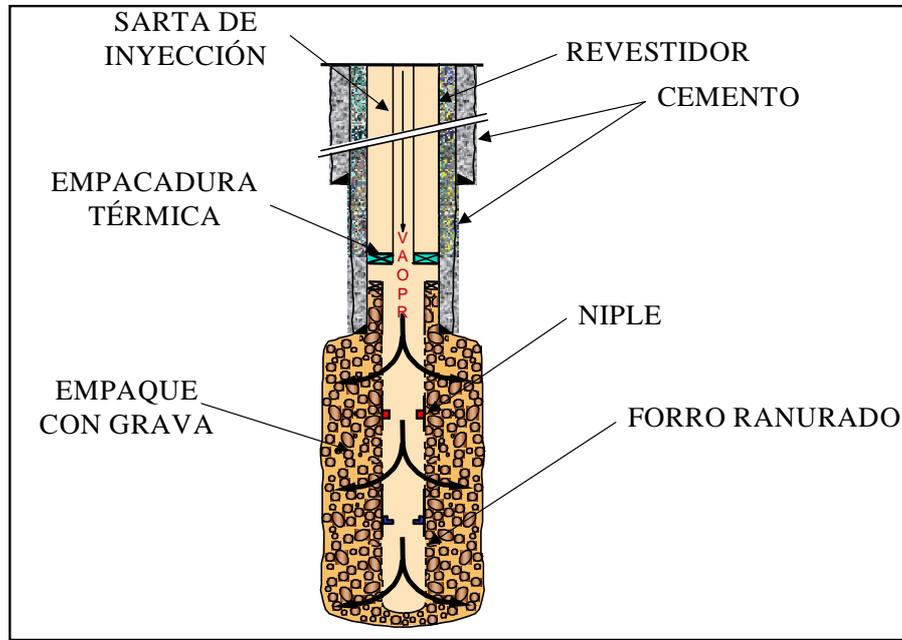


Figura 4.10 Empacador Térmico

Revisado los equipos que se necesitan para conformar el aparejo de la inyección cíclica de vapor, a continuación se describen los materiales requeridos para ello:

- Tubería Aislada tipo Thermo Case.
- Tubería con aislante de Silicato de Calcio.
- Nitrógeno como elemento de empaque del revestidor.
- Empacadores Térmicos.
- Juntas de Expansión
- Camisa de circulación o Niple de drene.
- Niple para probar tuberías.

Tubería Tipo Thermo Case de 3 ½ pulgadas. Tubería es de 3 ½ pulgadas, J-55, EUE, 9.3 lb./pie, cubierta con una camisa fabricada de lamina de 1/8 de pulgada de espesor y diámetro exterior de 5-1/8 de pulgada. Con aislante de Silicato de Calcio. Queda a discusión del equipo la sarta final de inyección.

©

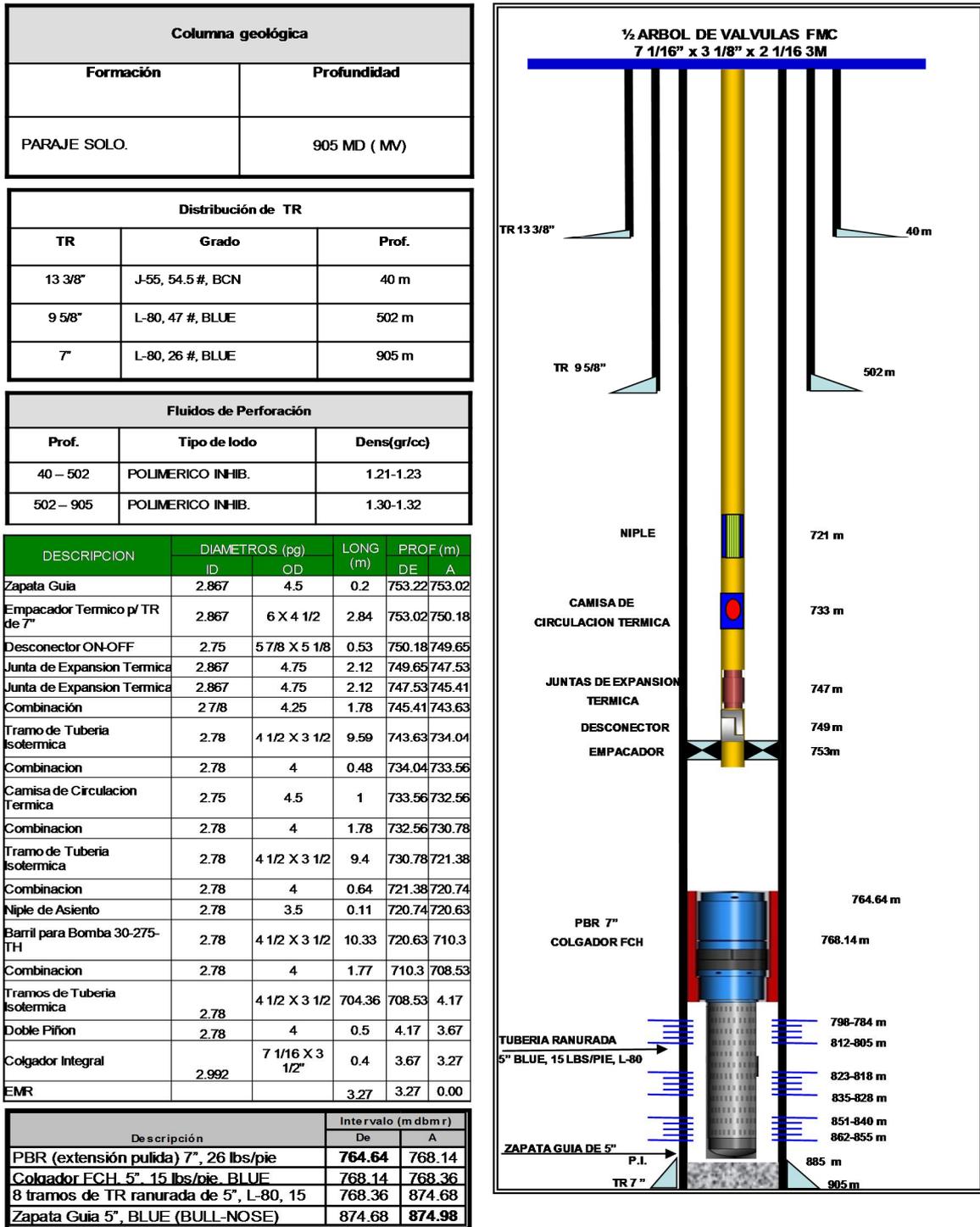


Figura 4.11. Aparejo de Inyección térmico, fuente: Pemex

4.4 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN

El análisis que se presenta a continuación desde el punto de vista de productividad se resume en dos fases principales. La primera fase considera la evaluación en frío de pozos existentes como pozos nuevos y la segunda fase contempla los análisis pertinentes al proceso de inyección alternada de vapor.

Los pozos existentes a estudiar bajo la producción en frío fueron elegidos principalmente porque contaban con las condiciones mínimas de superficie necesarias para ser trabajados. La prueba de producción en frío consta de 5 etapas desde el punto de vista de productividad de pozos:

- Selección de los pozos para la prueba
- Estimación de la productividad
- Selección de los métodos de producción
- Diseño de los sistemas
- Pruebas

Las experiencias internacionales han demostrado que uno de los métodos más exitosos para la explotación de este tipo de yacimientos de aceite viscoso es la inyección cíclica de vapor.

La razón principal por la cual ha sido seleccionado este proceso de recuperación térmica es su grado de conocimiento y madurez en sus aplicaciones comerciales y de masificación a nivel mundial, en la cual se ha logrado incrementar el factor de recuperación en más del 20% en inyección cíclica de vapor.

El inicio de esta prueba piloto abarca la evaluación y antecedente de pozos existentes para tomarlos como referencia en el estudio de factibilidad de aplicación de los sistemas artificiales de producción. El caso del pozo Samaria 1001 permitió la toma de información que servirá de base a los futuros análisis para selección del sistema artificial más idóneo. Adicionalmente se tomaron las experiencias en este pozo para documentar las mejores prácticas de operación, diseño y selección del tipo de sistema artificial tanto para la operación en frío, como para la producción en caliente luego de la inyección de vapor.

Las características del tipo de aceite y la experiencia en campos internacionales, obligan a considerar un sistema artificial para llevar el aceite a la superficie. De aquí surge la necesidad de evaluación de productividad y una metodología que permita definir el tipo de método óptimo a utilizar en las distintas fases del proyecto.

El petróleo puede fluir desde el fondo del pozo por la tubería hasta la superficie por sí solo, debido al empuje del agua o del gas o de ambos, esto es lo que se conoce como “flujo natural”. Pero puede ocurrir que en el yacimiento no exista

presión suficiente para ello, o dependiendo del tipo de fluido, densidades y viscosidades puede que sea necesario implementar alguno de estos métodos artificiales de producción, los cuales se definen en la tabla siguiente:

4.4.1 BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL (BMC)

Es el bombeo mecánico o balancín, está constituido por dos equipos:

- El de subsuelo que consta de tubería de producción, varillas, bomba de subsuelo, ancla de gas, ancla de tubería.
- El de superficie que consta de la unidad de bombeo, motor de la unidad y el cabezal del pozo.

El funcionamiento en conjunto de dichos elementos constituye el sistema de bombeo mecánico, para transmitir la energía adicional al pozo y transportar fluido desde el fondo hasta la superficie.

4.4.2 RANGOS DE APLICACIÓN BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL

Es el sistema de levantamiento artificial más utilizado en pozos de baja producción en yacimientos de avanzado estado de agotamiento. El sistema consiste en una bomba reciprocante 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. Estas bombas trabajan mejor en pozos someros, que contengan muy poco o nada de sólidos o gas. Pueden ser utilizados en pozos verticales o desviados. Este método permite producir pozos sometidos a inyección de vapor. Las bombas de varillas son de muy fácil disponibilidad, fáciles de instalar y operar.

4.4.3 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

Es la bomba de cavidades progresivas, de desplazamiento positivo rotativo cuyo funcionamiento se basa en el principio del tornillo de Arquímedes, la cual consta esencialmente de dos engranajes helicoidales interiores entre sí (rotor y estator). El principio del sistema de bombeo por cavidades progresivas es muy sencillo. Una vez que el conjunto estator – rotor se coloca a la profundidad programada, la unión de ambos forma “cavidades definidas y cerradas”, a medida que el rotor gira, las cavidades progresan hacia arriba, desde la admisión hacia la descarga de la bomba.

Como el objetivo de esta fase del proyecto es determinar el mejor esquema de productividad y los sistemas artificiales aplicables a las condiciones de producción en frío de aceites extra pesados; así como también durante la producción en caliente, nos enfocaremos en los dos métodos que por excelencia operan para estas condiciones. Estos dos sistemas que se establecieron son el Bombeo Mecánico Convencional y el Bombeo de Cavidades Progresivas.

4.4.4 RANGOS DE APLICACIÓN BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA

El rango de aplicación de este método de levantamiento se encuentra entre 50 BPD y 3700 BPD, generalmente a 500 r.p.m. Es posible instalar la bomba dentro de forros o revestidores con diámetros iguales o mayores a 4-1/2". En cuanto a aplicaciones de campo a nivel mundial, se ha cubierto una diversidad de condiciones de operación, desde crudos extra pesados 7-8°API con viscosidades de 5 cps hasta 48000 cps a 100 °F. Con respecto a la profundidad de asentamiento de la bomba, se encuentran aplicaciones de hasta 7500 pies con temperaturas de fondo de hasta 280 °F. Esta aplicación se encuentra en el campo Boscán, pozo BN-145, el cual produce desde Junio de 1999 una tasa promedio de 380 BPD a 250 r.p.m., el mismo fue terminado con una bomba Geremia, modelo 40-40-1200, asentada a 7522 pies. En cuanto a producción se han obtenido tasas de 2500.

Con respecto al manejo de gas, los fabricantes sugieren hasta un 80% de volumen de gas libre en las bombas de cavidades progresivas. Aplicaciones de laboratorio, han arrojado volúmenes entre 20 % y 40 % respectivamente a condiciones de entrada de la bomba, sin embargo esto es función del tipo de elastómero utilizado y de la velocidad de operación de la misma. Obviamente, el volumen de gas libre manejado, afectará la durabilidad de la bomba (elastómero).

En general, este método es recomendado para el manejo de crudos extra pesados y viscosos, con caudales por debajo de 1200 BPD. Para producciones mayores generalmente se requieren altas velocidades de rotación, lo que incide negativamente en la durabilidad de la bomba. Las mayores limitantes de operación son el contenido de componentes agresivos de los fluidos producidos (aromáticos, H₂S, CO₂), la temperatura de operación y el porcentaje de gas libre en la entrada de la bomba.

4.4.5 BOMBEO NEUMÁTICO

Es el Levantamiento Artificial por Gas o Bombeo Neumático, es un método de producción, que funciona por medio de válvulas que le inyectan gas al pozo. Esta inyección puede realizarse de 2 formas:

- Inyectar gas por tubería y producir por el anular.
- Inyectar gas por el anular y producir por le tubería.

Las válvulas operan de 2 formas:

Válvula operada por gas: donde el área₁ es mayor al área₂, cuando es inyectado el gas por la tubería, entra por el área más grande el gas y cuando es inyectado el gas por el anular entra el fluido.

Cuando se está utilizando una inyección de gas por la tubería y se produce por el anular hay que tener mucho cuidado ya que la tubería de revestimiento se puede corroer y si esto sucede no se puede controlar la producción y no hay forma de controlar las presiones que en él se producen.

4.4.6 METODOLOGÍA EMPLEADA

Para realizar el análisis de productividad para la implementación del proyecto piloto de inyección de vapor, se aplicó la metodología de comparación de sistemas de levantamiento entre los métodos de bombeo de cavidades progresivas vs bombeo mecánico, basado en la gran eficiencia para levantar aceite extra pesado y otro por el manejo de producciones en calientes. Se analizaron las características básicas de yacimientos, roca fluida, que nos den la mayor información para las simulaciones tanto para pozos verticales, desviados y horizontales, producción en frío y en caliente.

Para los pozos de inyección cíclica de vapor, se están evaluando dos esquemas, el primero sería utilizar un sistema artificial para la etapa de flujo en caliente y un sistema distinto, para la etapa en frío, y el segundo esquema sería encontrar un sistema que pueda operar tanto en frío como en caliente, lo que disminuiría notablemente los costos de producción durante el desarrollo del campo, dado que se ahorraría un trabajo a pozo y un sistema artificial. Para la etapa en caliente no se podría utilizar el bombeo de cavidades progresivas, dado que los elastómeros no soportarían los 500 °F a que vendrían los fluidos del yacimiento, sin embargo, podría evaluar adicionalmente el uso de bombeo hidráulico jet, el cual también tiene la ventaja de poder operar tanto en frío como en caliente.

4.5 APLICACION DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEÓGENO

4.5.1 CONSIDERACIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN PILOTO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR, EN EL CAMPO SAMARIA DE LA REGIÓN SUR

- Perforar 8 pozos: 4 Verticales, 3 Horizontales y 1 Direccional y terminarlos para operar en caliente
- Analizar más del 60% de las arenas A1, A4, A6, que constituyen los tres paquetes principales del plio – pleistoceno.
- Evaluar dos tipos de sistema artificial: Bombeo de Cavidades Progresivas y Bombeo Mecánico
- Utilizar la infraestructura superficial existente
- Producir en frío por seis meses
- Implementar la Inyección Cíclica de Vapor
- Inyectar 5,000 toneladas de vapor por pozo en cada ciclo, a un gasto de 240 ton/día y reposar por 3-15 días
- Producir en caliente por seis meses (fluyente y con sistema artificial)
- Evaluar tres ciclos de inyección

GEOLOGÍA Y PETROFISICA		TIPO DE FLUIDO	
Área extensión	25 km ²	Tipo de fluido	Aceite extra pesado
Tipos de yacimiento	Estructural - Estratigráfico	Densidad de aceite	6-10 °API
Roca	Arenas no consolidadas	Viscosidad @ Ty	4,500-23,000 cp
Porosidad (%)	20-38	Viscosidad @ Ta	6,000-45,000 cp
Permeabilidad (mD)	4,000-6,000	RGA	10-20 m ³ /m ³
Espesor neto (m)	120-150	Presión	94 kg/cm ²
		Temperatura	47°C

Tabla 4.5 características del yacimiento y los fluidos
fuente: Pemex

Pozo	Arena	H m	γ °API	μ cp (am)	Qon	Np	Toneladas	Qon	Np	RPV	Días
					frío bl/día	frío bls	vapor inyectadas	1/2" bl/día	caliente bls	B/Ton	Operando en caliente
Sam-916	A4	51	9	6,329	125	2,755	2,477	258	53,275	23	183
Sam-948	A4 y A6	41	9	8,638	67	12,794	4,955	535	118,638	24	155
Sam-922	A6	30	8	13,818	78	11,190	3,930	554	83,051	21	136
Sam-913H	A1	326 Long	5	23,234	268	167,254	8,730	579	65,049	7.4	94
Sam-901	A1 y A4	38	9	4,505	278	42,978	8,096	1,076	54,017	7	64
Sam-915	A1 y A4	88	8	17,691	49	11,441	1er Ciclo de Inyección de vapor				
Sam-915H	A4	322	10	1,948	399	24,115	Programado para reparación				

Tabla 4.6 Resultados del primer ciclo de inyección de Vapor, fuente: Pemex

DESCRIPCION DE LOS RESULTADOS DE LA TABLA 4.6

- El campo samaria neógeno contiene un volumen original de 535 MMB de aceite y una reserva de 129 MMB de aceite, cuya densidad es de 5 a 10 °API y su viscosidad de aceite muerto a 45 °C de 4,505 a 23,234 cps.
- En el año 2008 se integró un equipo de trabajo para la prueba piloto de la inyección cíclica de vapor, estableciendo perforar 7 pozos (4 verticales, 2 horizontales y 1 direccionado), como se muestra en la tabla 4.6
- Se analizaron tres capas de arenas (A1, A4, A6) que constituyen los paquetes principales del pleistoceno (Neógeno): el espesor de los estratos de los pozos verticales están en un rango de 30m-88m y en los pozos horizontales es de 324m en promedio, como se muestra en la tabla 4.6
- En la etapa en frío, la producción de aceite extra pesado es de 49 B/día a 399 B/día, el volumen de aceite extra pesado acumulado por pozo es de 2,755 B a 167,254 B alcanzando un total de 272,527 B de aceite extra pesado acumulado en la etapa en frío como se observa en la tabla 4.6
- En la etapa en caliente, la inyección de vapor pozos es de 2,477 toneladas a 8,096 toneladas por pozo, obteniendo una producción de 258 B/ día a 1,076 B/día por pozo, la relación de petróleo producido en barriles, por toneladas de vapor inyectado es de 7 hasta 24 B/ton, el tiempo de operación de los pozos en la etapa en caliente es de 64 días a los 183 días, como se muestra en la tabla 4.6
- Los dos pozos que no presentan datos en la tabla 4.6, en la etapa en caliente, es debido a que presentaron problemas mecánicos durante el ciclo de inyección.
- Estos resultados muestran que la inyección cíclica de vapor es un método adecuado para explotar el campo samaria neógeno.

4.5.2 CRONOGRAMA DEL PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA PRUEBA PILOTO DE LA INYECCIÓN DE VAPOR EN EL CAMPO SAMARIA NEÓGENO

- La producción en frío inició el 6 de mayo del 2009 en el pozo Sam-916 y en caliente el 23 de diciembre del 2009 en el mismo pozo
- Se cumplió un año produciendo y se han acumulado 375,237 barriles
- Se había pronosticado una Q_o max de 3,000 bpd con 8 pozos y el día de hoy se producen 3,500 con 7 pozos
- Se han gastado \$447 MMP y se han recuperado \$378 MMP considerando un precio de 60USD/B
- La máxima producción en frío se obtuvo en el pozo Samaria 901 con 439 bpd. La acumulada actual de los siete pozos es de 121,997 barriles
- No se ha observado producción de agua, ni de sedimentos
- La inyección de vapor inició el 5 de diciembre del 2009, inyectándose de 2,500 a 8,500 ton/pozo, calidad de 80%
- Se ha inyectado vapor a tres pozos verticales y un horizontal. Actualmente se está estimulando el pozo Samaria 901
- El tiempo de remojo es de 8 a 14 días
- Se han inyectado en total 20,092 toneladas de vapor que equivalen a 45,461 mmBTU
- La producción en caliente inició el 24 de diciembre de 2009 con el pozo Sam-916

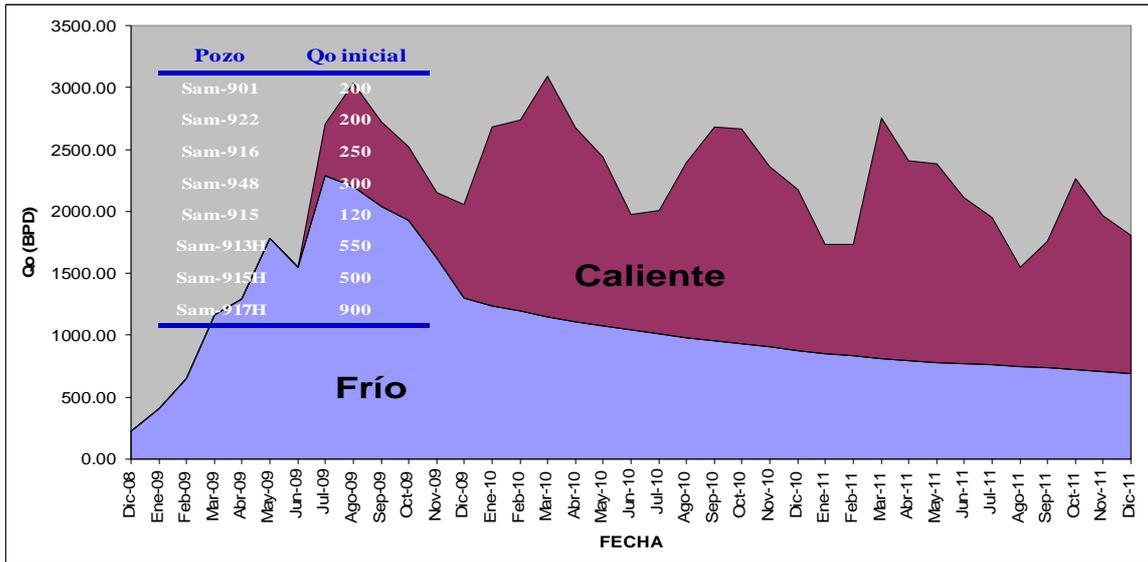


Figura. 4.12 Comportamiento del gasto de aceite extra pesado, en frío y en caliente fuente: Pemex

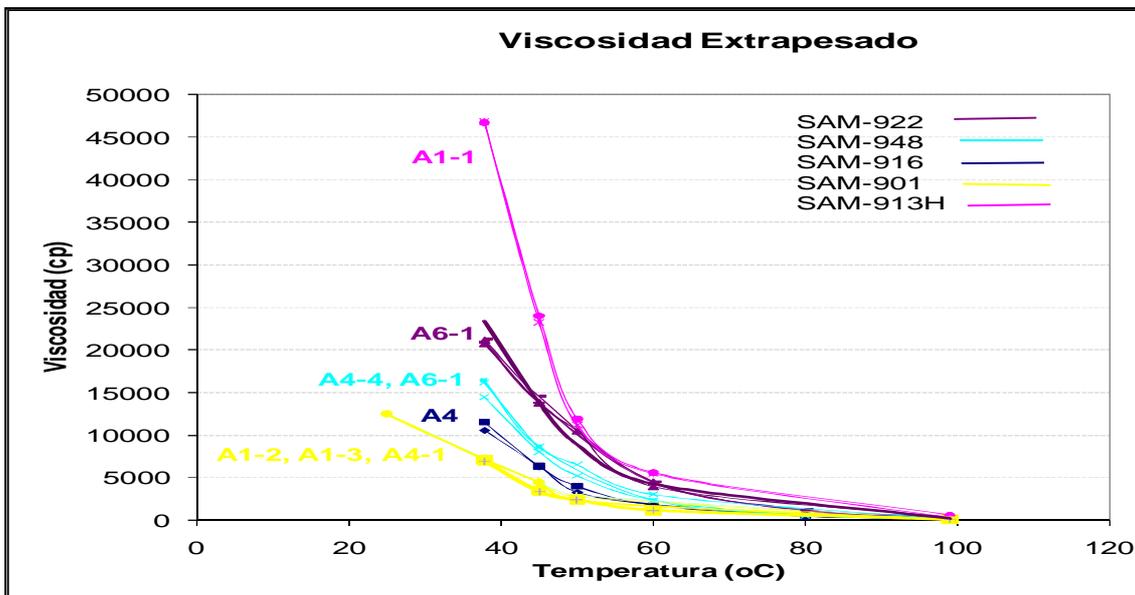


Figura. 4.13 Incremento de la viscosidad de 23,000 cp a 45,000 cp de condiciones de yacimiento a superficie del pozo (913 h) aplicando inyección cíclica de vapor fuente: Pemex

4.5.3 RECOMENDACIONES COMO RESULTADO DE LA EXPERIENCIA EN FRÍO

4.5.3.1 CONTROL DE ARENA CON TUBERÍA RANURADA

Con la finalidad de eliminar el arenamiento en el pozo, fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos

Este tipo de terminación se utiliza mucho en formaciones no compactadas debido a problemas de producción de fragmentos de rocas y de la formación, donde se produce generalmente petróleos pesados y extra pesados

4.5.3.2 BOMBEO MECÁNICO TIPO ROTAFLEX COMO SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN

Tiene su principal aplicación en el ámbito mundial en la producción de crudos pesados y extra pesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos.

No se recomienda en pozos desviados, y tampoco es recomendable cuando la producción de sólidos y/o la relación gas \pm líquido sea muy alta, ya que afecta considerablemente la eficiencia de la bomba

4.5.3.3 USO DE MEJORADOR DE FLUJO PARA TRANSPORTE

También conocidos como reductores de viscosidad o fricción, son productos compuestos por un material que reduce fricción entre el fluido y la superficie del conducto que lo transporta y las de formación de gel del petróleo en temperaturas más bajas que las temperaturas de aparición de los cristales de parafinas insolubles.

Al usar estos agentes se puede hacer circular un caudal mayor con la misma presión de bombeo ó también reducir la caída de presión para el mismo caudal que circulante.

4.5.3.4 ES FACTIBLE TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE LA EXPLOTACIÓN EN FRÍO

Producir en frío solamente pozos estratégicos para establecer la línea base y para toma de información

4.5.3.5 CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE TODAS LAS ARENAS DE CRUDO EXTRA PESADO

La geometría y dimensiones de los canales limitan el diseño de arreglos de inyecciones convencionales

La profundidad media de los canales varía de 5 a 27 m y la anchura de 80 a 120 m

La porosidad varía de 20 a 38%, la permeabilidad de 1 a 6 Darcies, el espesor neto de 120 a 150 m y la profundidad de 600 a 1000 m

El tamaño de grano de cada canal es heterogéneo, de acuerdo a los estudios de granulometría efectuados, por lo que se tendrá mayor control en el diseño de cedazos para prevenir problemas de arenamiento.

4.5.4 RECOMENDACIONES COMO RESULTADOS DE LA EXPERIENCIA EN CALIENTE

4.5.4.1 SE OBTIENE UN INCREMENTO SIGNIFICATIVO DE PRODUCCIÓN

Producción inicial promedio por estrangulador de ½" de 1,167 bpd y una acumulada de 1'098,269 barriles

Los 7 pozos resultaron productores de aceite extra pesado con densidad de 5 a 10 °API y viscosidad @ Ty (45 °C) de 2,000 a 23,000 cp

En la mayoría de los pozos no se ha observado producción de agua, ni de sedimentos

4.5.4.2 VOLUMEN DE INYECCIÓN Y TIEMPO DE REMOJO EN FUNCIÓN DE MAGNITUD DE ARENAS

Se ha inyectado un ciclo en 7 pozos, con un total de 42,232 toneladas de vapor:

Calidad = 80%

$P_{\text{máx}} = 1,978 \text{ psi (139 Kg/cm}^2\text{)}$

$T_{\text{máx}} = 630 \text{ °F (332 °C)}$

Consumo de agua = 1,500 bpd

Flujo de energía promedio que recibe el yacimiento de 22 mmBTU/hr

Tiempo de remojo de 7 a 18 días

4.5.4.3 PROCESO ADECUADO PARA ACELERAR LA EXTRACCIÓN DE ESTE TIPO DE CRUDO

El plan de explotación propuesto con base en los resultados de la prueba piloto es, explotar en frío algunos pozos para establecer la línea base y tomar información, continuar con la Inyección cíclica de vapor (3-5 ciclos), e implementar Inyección continua de vapor, SAGD y/o HASD en las áreas que aplique

Aún cuando es una tecnología probada en el mundo, se tiene que adaptar para el campo samaria en el sentido de que conserva su presión inicial, por lo cual las presiones y temperaturas de inyección son superiores a las manejadas a nivel internacional, dificultando sobre todo la toma de información

4.5.4.4 DISEÑAR LA MASIFICACIÓN DEL PROCESO

El mayor valor de la prueba piloto, es la adquisición y análisis de la información, con la cual se diseñó la masificación de la tecnología de inyección de vapor

Los costos de mayor impacto son los de perforación e inyección de vapor

Las pruebas pilotos no están obligadas a ser rentables, sin embargo para este caso, resultó autofinanciable

4.5.4.5 EVALUAR INYECCIÓN CONTINUA Y SAGD (POZOS PARALELOS HORIZONTALES)

Implementar pruebas pilotos de Inyección continua de vapor con arreglo lineal, por la complejidad geológica y SAGD en las áreas adecuadas

CONCLUSIONES

El uso de métodos térmicos como recuperación mejorada es una buena opción; al inyectar vapor de forma cíclica, se reduce claramente la viscosidad del crudo extra pesado, se aumentó la movilidad del petróleo facilitando su producción, además ocurre la expansión térmica del petróleo y del agua.

Durante el periodo de remojo todo el vapor se inyectó con una calidad del 80 %.

Durante el periodo de producción aumentó 4 veces la cantidad de crudo a recuperar, no se presentó la producción de la arena, debido al uso de tecnología para contrarrestar la presencia de arena en los pozos.

Sin embargo, el éxito del proceso de inyección cíclica depende fuertemente de asegurarse de una inyección de vapor a lo largo de la longitud total del pozo y de factores tales como cantidad de vapor a inyectar, tiempo de producción, número de ciclos.

La inyección cíclica de vapor es un proceso altamente eficiente para producir el aceite extra pesado del campo Samaria Neógeno.

La producción promedio en frío es de 140 bpd y después de la inyección cíclica de vapor se obtienen en promedio 1120 bpd, aproximadamente 8 veces más.

La inversión es baja y se puede recuperar rápidamente (6.5 dls la relación de ingreso por barril de aceite y costo de inyección de vapor, pero es indispensable reducir costos de perforación y reparación de pozos.

Aun cuando es una tecnología probada en el mundo, se tiene que adaptar para el campo Samaria Neógeno en el sentido de que conserva su presión inicial, por lo cual las presiones y temperaturas de inyección son superiores a las manejadas a nivel internacional, dificultando sobre todo la toma de información.

El plan de explotación propuesto con base en los resultados de la prueba piloto es: explotación en frío para establecer la línea base, continuar con la inyección cíclica de vapor de (3 a 5 ciclos), e implementar la inyección continua de vapor, SAGD y/o HASD.

Como se muestra en la figura 4.13, la viscosidad incrementa de 23,000 a 45,000 cp, en el pozo inyectado de forma horizontal.

El uso de métodos térmicos de recuperación mejorada es una opción, al inyectar vapor de forma cíclica, redujo claramente la viscosidad del crudo extra pesado, aumento la movilidad del petróleo, facilitando su producción, además ocurre la expansión térmica del petróleo y del agua.

Durante el periodo de remojo todo el vapor inyectado, con una calidad del 80 % se presenta la condensación parcial calentando la roca y los fluidos presentes dentro del yacimiento, además de permitir la distribución uniforme del calor.

Durante el periodo de producción aumento 8 veces más la cantidad de petróleo, no se presentó la presurización de la arena, porque las formaciones productoras están representadas por depósitos de arenas no consolidadas, es decir no hay presencia de gas libre, solo gas disuelto.

Otros factores que contribuyen a la recuperación mejorada del petróleo a través de la inyección cíclica de vapor es el efecto favorable que la temperatura tiene sobre la permeabilidad relativa al petróleo y el incremento de la tendencia de mojabilidad de la roca por el agua.

Sin embargo, el éxito del proceso de inyección cíclica depende fuertemente de asegurarse de una uniforme colocación del vapor a lo largo de la longitud total del pozo y de factores tales como cantidad de vapor a inyectar, tiempo de producción, numero de ciclos.

REFERENCIAS NUMERICAS

- (1) Reserva de hidrocarburos de México, 1 de enero de 2011
- (2) Dr. Rangel German Edgar, energia a debate, marzo – abril 2011
- (3) Dr. Rangel German Edgar, energia a debate, marzo – abril 2011
- (4) Dr. Rangel German Edgar, energia a debate, marzo – abril 2011
- (5) Ganesh, thakur, integreted watterford assetment

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. CARCOANA, A. "Applied Enhanced Recovery", Prentice Hall (1992).
2. COUDERC, B.M., VERPEAUX, J.F., QUETTIER, M. "Emeraude Vapeur: A Steam Pilot in an Offshore Enviroment", paper SPE 16723 presentado en la 62° Conferencia y Exhibición Técnica Annual de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo, Dallas, Septiembre 27-30 (1987).
3. DONALDSON, E.C., CHILINGARIAN, G.V., YEN, T.F.: "Enhanced Oil Recovery, II Processes and Operations", Elsevier, E.E.U.U. (1989).
4. LAKE, L. "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, E.E.U.U. (1989).
5. LATIL, M. "Enhanced Oil Recovery", Instituto Francés de Petróleo, Francia (1980).
6. SATTER, A., THAKER, G. "Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach", PennWell Books, E.E.U.U. (1994).
7. TEKNICA. "Enhanced Oil Recovery", Teknica Petroleum Services Ltd, Canadá(2001).
- 8.-LORETO MENDOZA, EDUARDO G. "Apuntes de Recuperación Mejorada ".,México D.F. 2005
- 9.- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE "Introduction to oil and gas production
Book one of the vocational training series ".,Fifth edition June 1996
- 10.-BUTLER R. Y MENDOZA H. (1999) SAGD, Pilot Test in Venezuela. Artículo Técnico SPE 53687 presentado en la Conferencia de Ingeniería de Petróleo de Latinoamérica y el Caribe en Caracas, Venezuela del 21 al 23 de Abril de 1999.

- 11.- FERNANDEZ R. EDGAR A. Y BASHBUSH JOSÉ LUIS (2008) Horizontal Alternating Steam Drive Process for the Orinoco Heavy oil Belt in Eastern Venezuela, Artículo Técnico SPE 117689 presentado en International Thermal Operations and heavy oil Symposium in Calgary, Alberta, Canada 20-23 Octubre 2008.
- 12.-ESPINOZA, R. (2008) Estudio del Comportamiento del Proceso HASD en arenas delgadas del área San Diego, bloque Junín. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- 13.-MENDOZA H, A.PADRON, F. PORTILLO (1997), Steam Stimulation in Horizontal Wells Pilot Test in Venezuela. Artículo Técnico The Petroleum Society paper 97-66 presentado en 48Th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society in Calgary, Alberta, Canada 8-11 Junio 1997
- 14.- Eduardo A. Aguirre & Yoel A. Vivas Completación de Pozos
- 15.- PEMEX. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Plan de Desarrollo Crudo Extra pesado Campo Samaria Neógeno, Activo Integral Samaria Lluna, Villahermosa Tabasco, 26 de Julio de 2010
- 16.- PEMEX. EXPLORACION Y PRODUCCION, Inyección Alternada de Vapor en el Campo Samaria Neógeno, Mayo 2011
- 17.- T.E.W. NIND. Fundamentos de producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros, Trend University, Ontario, Canadá, edición especial 2010
- 18.- HALLIBURTON, Manual de Yacimientos, 20 de abril 2012

BIBLIOGRAFIA DE DOCUMENTOS ELECTRONICOS

- 1.-<http://www.petroleoamerica.com/2011/03/caracterizacion-y-evaluacion-de-la.html>
- 2.- <http://www.buenastereas.com/ensayos/método-sagd/539694.html>
- 3.- <http://www.halliburton.com/public/landmark/contents/.../H05997S.pdf>
- 4.- <http://www.cedip.edu.mx/temarios/IPEA/.../INGPERFORACIONPOZOS.do...>
- 5.- http://www.isco.com/.../Enhanced_Oil_Recovery.pdf
- 6.-http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdfvcv