

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN
CÍCLICA DE VAPOR MEDIANTE ANALOGÍAS**

DEISY GONZÁLEZ ROA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2005**

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN
CÍCLICA DE VAPOR MEDIANTE ANALOGÍAS**

DEISY GONZÁLEZ ROA

**Trabajo de grado presentado como
Requisito parcial para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Co-director

**WILSON BARRIOS ORTIZ
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

AGRADECIMIENTOS

A **MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro**, docente de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por su orientación y sugerencias.

Al **Grupo de Recobro Mejorado**, por darme la oportunidad de pertenecer a el y apoyar el desarrollo de este trabajo de grado.

A **Wilson Barrios Ortiz**, Ingeniero de Petróleos, por su valiosa colaboración y sugerencias.

A **Roy Eliécer Sandoval**, Ingeniero de Petróleos, por su ayuda en los momentos en que necesité orientación.

A **Carlos Brewer Ramos**, Ingeniero de Sistemas, por el diseño y programación de la base de datos.

A **Oscar Vanegas**, Ingeniero de Petróleos, por sus sugerencias durante el desarrollo del método de analogía.

A mi querida **Universidad Industrial de Santander**, por haberme acogido en sus aulas y formarme como profesional.

DEDICATORIA

A Dios.

A mis padres Marlene y Antonio, mi adoración,
porque cuento con su amor siempre.

A mis hermanitos del alma Daniel, Ludwíg y Fernando.

A mi abuela Gertrudiz, mi viejita linda,
gracias por tus consejos y amor.

A Cristian, por su amor.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. FUNDAMENTOS BÁSICOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	3
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	4
1.1.1 Periodo de inyección.	6
1.1.2 Periodo de remojo.	10
1.1.3 Periodo de producción.	12
1.2 FACTORES QUE DEBEN TENERSE EN CUENTA EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	14
1.2.1 Parámetros básicos del proceso.	14
1.2.2 Factores de yacimiento y de los fluidos.	17
1.2.3 Factores operacionales.	28
1.3 CONSIDERACIONES TECNOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	32
1.3.1 Tratamiento del agua de inyección.	32
1.3.2 Generadores de vapor.	38
1.3.3 Líneas de transporte de vapor en superficie.	42
1.3.4 Diseño del completamiento de pozos en procesos térmicos.	43
1.3.5 Tratamiento del petróleo producido.	48
1.4 PÉRDIDAS DE CALOR EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	49
1.4.1 Pérdidas de calor en superficie.	49
1.4.2 Pérdidas de calor en el pozo.	50

1.4.3 Pérdidas de calor en la formación.	51
1.5 ASPECTOS ECONÓMICOS DEL PROCESO	54
1.5.1 Operación funcional del proceso sobre costos.	54
1.5.2 Control del balance de energía.	54
1.5.3 Rápido escalamiento a operación comercial.	54
1.5.4 Condiciones de operación de tiempo completo.	55
1.5.5 Costos de mayor incidencia.	55
1.5.6 Relación aceite incremental-vapor inyectado (RAV).	55
1.6 VARIACIONES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	57
1.6.1 Vapor con solvente.	57
1.6.2 Vapor más gas.	60
1.6.3 Vapor más agentes espumantes (surfactantes).	61
2. EXPERIENCIAS DE CAMPO Y PROBLEMAS OPERACIONALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	65
2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	66
2.1.1 Arenamiento.	67
2.1.2 Depositación de asfaltenos.	70
2.1.3 Baja inyectividad.	70
2.1.4 Depositación de escamas (incrustaciones).	71
2.1.5 Emulsiones.	72
2.1.6 Fallas mecánicas.	75
2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	77
2.2.1 Campo Bachaquero (Venezuela).	77
2.2.2 Campo Cat Canyon (USA).	83
2.2.3 Campo Los Perales (Argentina).	89
2.2.4 Campo South Tapo Canyon (USA).	97

2.2.5 Resumen de los problemas operacionales reportados a nivel mundial.	103
3. FUNDAMENTOS EN BASES DE DATOS	105
3.1 SISTEMAS DE BASES DE DATOS	105
3.1.1 Sistema de administración de bases de datos (DBMS).	106
3.1.2 El administrador de bases de datos (DBA).	107
3.2 BASE DE DATOS	107
3.2.1 Componentes principales de una base de datos.	109
3.2.2 Ventajas en el uso de bases de datos.	111
3.2.3 Administración y gestión de una base de datos.	113
3.2.4 Funciones de las bases de datos.	114
3.2.5 Tipos de bases de datos.	114
3.3 BASES DE DATOS RELACIONALES	117
3.3.1 Diseño de las bases de datos relacionales.	118
3.4 MICROSOFT® ACCESS	119
3.4.1 Elementos de una base de datos de Microsoft® Access.	120
3.4.2 ¿Por qué se escogió Access para la creación de la base de datos de este proyecto?	122
4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS	124
4.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA	125
4.1.1 Medidas de tendencia central.	127
4.1.2 Medidas de dispersión.	130
4.2 MODELO ESTADÍSTICO	132
4.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO	136
5. CONCLUSIONES	141

6. RECOMENDACIONES	142
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143
BIBLIOGRAFÍA	149
ANEXO A: GUÍA DEL USUARIO DE CSS-DBase	158

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor.	5
Figura 2. Inyección convencional.	7
Figura 3. Inyección por el espacio anular.	8
Figura 4. Inyección selectiva consecutiva.	9
Figura 5. Viscosidad del crudo en función de la temperatura y la gravedad API.	11
Figura 6. Efecto del daño sobre la tasa de producción de aceite.	19
Figura 7. Efecto de la relación arena-arcilla sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.	20
Figura 8. Efecto de la viscosidad inicial sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.	24
Figura 9. Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.	30
Figura 10. Componentes de un filtro vertical.	34
Figura 11. Fotografía de un sistema de ablandamiento de agua.	36
Figura 12. Sistema de ablandamiento del agua.	36
Figura 13. Tratamiento del agua de generación del vapor.	38
Figura 14. Esquema del funcionamiento de un generador de vapor.	41
Figura 15. Instalaciones de líneas de vapor con expansiones térmicas.	43
Figura 16. Efecto de la temperatura sobre los esfuerzos mecánicos en el casing.	45
Figura 17. Completamiento de un pozo para estimulación con vapor.	47

Figura 18. Pérdidas de calor en las líneas de inyección de superficie.	50
Figura 19. Pérdidas de calor en la tubería de inyección del pozo.	51
Figura 20. Pérdidas de calor en la inyección de vapor por el efecto de las intercalaciones arena-arcilla.	52
Figura 21. Efecto del costo del combustible y de la relación vapor-petróleo en el costo de producir petróleo.	56
Figura 22. Inyección de vapor con solvente.	59
Figura 23. Inyección de vapor más gas.	61
Figura 24. Inyección de vapor más agentes espumantes.	63
Figura 25. Mapa de ubicación del campo Bachaquero (Venezuela).	78
Figura 26. Modelo sedimentológico del campo Bachaquero.	81
Figura 27. Mapa de ubicación del campo Cat Canyon (USA).	84
Figura 28. Mapa de ubicación del campo Los Perales (Argentina).	90
Figura 29. Mapa estructural del campo Los Perales.	91
Figura 30. Secuencia estratigráfica del campo Los Perales.	92
Figura 31. Completamiento de los pozos del campo Los Perales.	94
Figura 32. Mapa de ubicación del campo So. Tapo Canyon (USA).	98

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros básicos del proceso de inyección cíclica de vapor.	15
Tabla 2. Características del agua de alimento al generador.	33
Tabla 3. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Bachaquero.	79
Tabla 4. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Cat Canyon.	86
Tabla 5. Respuesta a la estimulación cíclica con vapor en tres pozos del campo Cat Canyon durante el primer ciclo.	87
Tabla 6. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Los Perales.	92
Tabla 7. Respuesta a la estimulación cíclica con vapor de los tres pozos piloto del campo Los Perales.	95
Tabla 8. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo So. Tapo Canyon.	99
Tabla 9. Resumen de la estimulación con vapor – Producción e Inyección, campo So. Tapo Canyon.	101
Tabla 10. Dificultades y problemas operacionales reportados en algunos proyectos de Inyección Cíclica de Vapor a nivel mundial.	104
Tabla 11. Ilustración de la estructura de una tabla de bases de datos relacionales.	121
Tabla 12. Parámetros de analogía.	125
Tabla 13. Tabla de datos para el ejemplo de aplicación del modelo de analogía.	137

Tabla 14. Criterios estadísticos para cada uno de los parámetros de analogía y su respectivo peso.	139
Tabla 15. Información del campo nuevo al cual se le va a realizar la analogía.	139
Tabla 16. Índices comparativos para todos los campos del ejemplo.	140

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR MEDIANTE ANALOGÍAS*.

AUTOR: DEISY GONZÁLEZ ROA**.

PALABRAS CLAVES: Inyección Cíclica de Vapor, Base de Datos, Analogía, CSS-DBase®.

El método de Inyección Cíclica de Vapor (ICV) es un elemento de vital importancia en la industria de los hidrocarburos, debido a que con su implementación se posibilita una mayor extracción de petróleo de los yacimientos, previa evaluación de viabilidad técnico-económica.

Dada la necesidad manifiesta de aumentar las reservas de hidrocarburos en nuestro país, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la posible aplicabilidad del proceso de ICV como método de Recobro Mejorado, en los campos del ámbito nacional.

Por tal motivo se implementó una base de datos especializada, denominada CSS-DBase®, la cual recopila, clasifica e integra la mayor cantidad de datos de campo, correspondientes a los proyectos de ICV más representativos a nivel mundial, a partir de la literatura disponible.

Esta herramienta permite realizar analogías numéricas entre campos *nuevos* y los contenidos en la base de datos, mediante los principales parámetros de screening del proceso de ICV, con el fin de encontrar yacimientos con propiedades similares y así obtener información adicional que dé al ingeniero de yacimientos, de producción y al geólogo, las bases y criterios para plantear estudios más detallados.

El uso de este tipo de analogías, permite obtener datos confiables que conllevan al análisis preliminar de un prospecto, que no posee inicialmente datos suficientes para su caracterización; o de un campo en desarrollo que no cuenta con un plan de recobro definido. Para así, proporcionar una idea inicial más acertada acerca de la viabilidad de la implementación de la Inyección Cíclica de Vapor.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND INTERPRETATION OF RESERVOIRS SUBJECTED TO CYCLIC STEAM STIMULATION BY USING ANALOGIES*.

AUTHOR: DEISY GONZÁLEZ ROA**.

KEYWORDS: Cyclic Steam Stimulation, Database, Analogy, CSS-DBase®.

The Cyclic Steam Stimulation (CSS) method is an element of vital importance in the hydrocarbons industry, on account of its implementation it is possible a greater oil extraction of the reservoirs, previous evaluation of technical-economical viability.

Considering the manifest need of increasing the hydrocarbons reserves in our country it is important to take into account tools that allow the study of the possible applicability of CSS as a method of Enhanced Oil Recovery in the fields of the national area.

For this reason, it was implemented specialized database called CSS-DBase®, which stores, classifies and integrates the greatest amount of field data corresponding the most representative CSS projects all over the world, starting from the available literature.

This tool allows to make numerical analogies among *new* fields and the contents in the database by means of the main parameters of screening of CSS process, in order to find reservoirs with similar properties and in this manner get additional information that gives the reservoirs and production engineers and geologist the bases and criteria to plan more detailed studies.

The use of this kind of analogies permits to obtain reliable data that aids the preliminary analysis of a prospect which does not initially have enough data for its characterization; or of a developing field which does not possess a definite recovery plan. So that, it provides an initial idea more suitable dealing with the viability of the implementation of the Cyclic Steam Stimulation.

* Graduate Project.

** Faculties of Chemicals-Physical engineering. Petroleum Engineering.
Tutor: MSc. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

La explotación de los yacimientos que contienen crudos pesados representa una oportunidad próxima para aumentar las reservas de hidrocarburos en nuestro país, ya que cantidades considerables de petróleo se encuentran almacenadas en ellos, donde la mayoría de estos volúmenes de hidrocarburo se han dejado de explotar debido a la dificultad para su extracción por su alta viscosidad o porque no era económicamente rentable la implementación de un método de recobro mejorado en los mismos. Por esta razón, actualmente, el método de Inyección Cíclica de Vapor (ICV) se ha convertido en un elemento de vital importancia en la industria de los hidrocarburos, debido a que con su implementación se posibilita una mayor extracción de petróleo de este tipo de yacimientos, previa evaluación de viabilidad técnico-económica. Para llevar a cabo esta evaluación, es importante contar con herramientas que permitan el estudio de la posible aplicabilidad del proceso de ICV como método EOR en los campos del ámbito nacional.

Por tal motivo en este trabajo se desarrolla una base de datos especializada, en Access, denominada CSS-DBase[®], la cual recopila, clasifica e integra la mayor cantidad de datos de campo, correspondientes a los proyectos de ICV más representativos a nivel mundial, a partir de la literatura disponible. Esta herramienta permite realizar analogías numéricas entre campos *nuevos* y los contenidos en la base de datos, mediante los principales parámetros de screening del proceso de ICV, con el fin de encontrar yacimientos con propiedades similares y así obtener información adicional que dé al ingeniero de yacimientos, de producción y al geólogo, las bases y criterios para plantear estudios más detallados.

El uso de este tipo de analogías, permite obtener datos confiables que conlleven al análisis preliminar de un prospecto, que no posee inicialmente datos suficientes para su caracterización; o de un campo en desarrollo que no cuenta con un plan de recobro definido. Para así, proporcionar una idea inicial más acertada acerca de la viabilidad de la implementación de la Inyección Cíclica de Vapor.

El proyecto se encuentra estructurado de la siguiente manera: inicialmente se presenta una descripción detallada de todos los conceptos básicos que se relacionan con el proceso de inyección cíclica de vapor. Luego, se detallan los problemas operacionales que se pueden llegar a presentar durante el proceso y algunos casos históricos en los cuales se vieron enfrentados a estos problemas y la forma como se resolvieron. Posteriormente, se describen los fundamentos básicos sobre bases de datos y se explica porqué se escogió Access como plataforma para la creación de CSS-DBase[®]. Seguidamente, se desarrolla el método de analogía utilizado para llevar a cabo las comparaciones entre los campos nuevos y los contenidos en la base de datos, junto con un ejemplo explicativo. Por último, se presentan una serie de conclusiones, las cuales muestran la utilidad y funcionalidad de la base de datos, y se hacen unas recomendaciones, las cuales son indispensables para darle una adecuada utilización a CSS-DBase[®].

Como anexo, se presenta un manual del usuario para el manejo de la herramienta, junto con la respectiva validación del método de analogía y verificación de la funcionalidad del sistema.

1. FUNDAMENTOS BÁSICOS EN INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

En 1959, la Shell Oil Company de Venezuela se encontraba probando un proyecto piloto de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande, por accidente sobrepasó la presión de sobrecarga y tuvo que suspender las operaciones de inyección de vapor, al momento de abrir de nuevo el pozo inyector, este mostró un flujo de más de 100 Bls/día con bajo corte de agua ¹, antes de la estimulación el pozo había producido a una tasa de 3 a 10 Bls/día. Este descubrimiento condujo a lo que hoy muy bien se conoce como proceso de inyección cíclica de vapor o “huff and puff” el cual es ampliamente utilizado en recobro térmico.

El objetivo del proceso, es el de inyectar calor en forma intencional a la formación, con el propósito de recobrar de una manera más eficiente los hidrocarburos que todavía permanecen en ella. Este método puede ser aplicado a cualquier tipo de crudo y de una manera más significativa a los yacimientos de crudo pesado y extrapesado.

El principal efecto de calentar el yacimiento es la reducción en la viscosidad del crudo por lo cual se incrementa la tasa de producción; pero hay otros efectos menores, tales como cambios en la tensión superficial que se manifiesta por cambios en la presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad ².

Algunas ventajas, que hacen del método de inyección cíclica de vapor un proceso práctico y competitivamente económico con respecto a otras técnicas, son las siguientes:

^{1, 2} TREBOLLE, R. L., CHALOP, J. P. and COLMENARES, Rodolfo.: “The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy”, paper SPE 25798. p. 2.

- Recomendado en yacimientos de crudos pesados, ya que provee una fuerza de movilidad y transfiere calor al yacimiento reduciendo las fuerzas viscosas, facilitando el direccionamiento del crudo hacia los pozos productores.
- Remueve los depósitos orgánicos de la formación o a lo largo de la tubería de producción. Dichos depósitos suelen con frecuencia restringir el flujo del crudo reduciendo considerablemente las tasas de producción.
- Aumentan la presencia de gas libre como consecuencia del calentamiento.

Este método requiere del más alto nivel de ingeniería, análisis operacional y supervisión³. Por medio de la aplicación de este proceso en campos donde existen las condiciones apropiadas, los resultados obtenidos han sido gratificantes y generalmente lucrativos.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

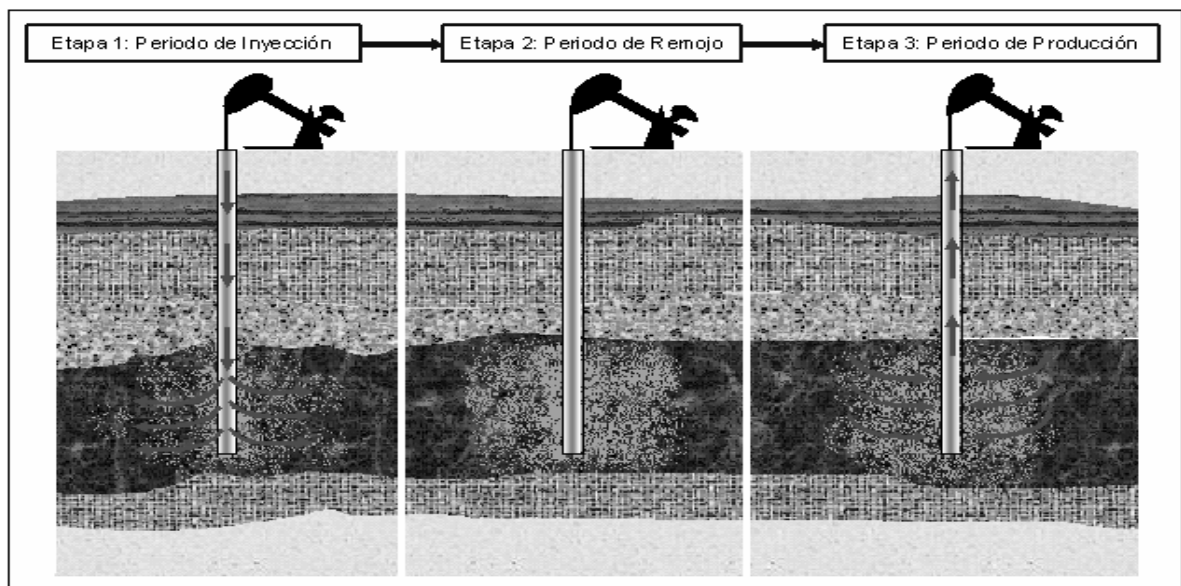
El proceso de estimulación cíclica con vapor es actualmente el método de recobro térmico más ampliamente aplicado para la producción de aceite pesado y bitumen ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos⁴.

³ RIVERO, R. T. and HEINTZ, R. C.: "Resteaming Time Determination-Case History of a Steam-Soak Well in Midway Sunset", paper SPE 4892. p. 3.

⁴ CHAN, M. Y. S. and SARIOGLU, G.: "Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs", paper SPE 22369. p. 1.

El proceso consta de tres etapas: etapa de inyección, etapa de remojo y etapa de producción (Figura 1). Un ciclo completo de estimulación consiste de la inyección de una cantidad de vapor el cual es subsecuentemente seguido por la producción de aceite ⁵. La producción de aceite para cada ciclo es determinada hasta el límite económico y cuando este se alcanza otra cantidad de vapor es inyectada nuevamente. El proceso entonces se repite hasta alcanzar el límite de recobro del yacimiento ⁶.

Figura 1. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor.



El factor de recobro alcanzado por este método puede ser aproximadamente del 10 al 25% del OOIP dentro del área afectada por la operación, y es función del tipo de aceite y de las características del yacimiento involucradas.

⁵ RIVERO, Op. cit., p. 3.

⁶ CHAN, Op. cit., p. 2.

El propósito de la inyección cíclica de vapor es incrementar la tasa de producción de un pozo por un periodo de tiempo o extender la vida de producción total del pozo. Cualquiera de estas dos actividades puede tener un impacto grande sobre la rentabilidad del método ⁷.

1.1.1 Periodo de inyección. En esta etapa, se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas según los requerimientos estimados, dicho tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto.

Durante este periodo se recomienda que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor, para un tiempo en el cual, en el caso de un proyecto piloto en una nueva área, pueda proporcionar una estimación de la inyectividad de la formación y variación de la misma con el tiempo, las cuales dependen de las condiciones del yacimiento ⁸. El vapor inyectado se canaliza dentro de la formación debido a la segregación gravitacional, a la inyección preferencial en los estratos de mayor permeabilidad y a las relaciones adversas de viscosidades.

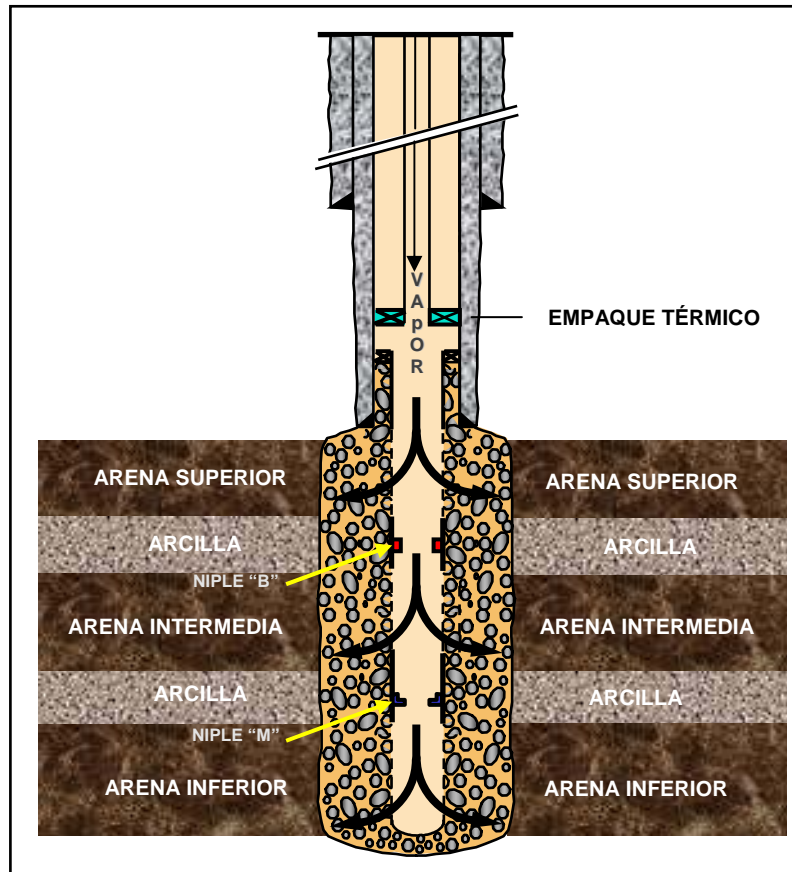
Básicamente, existen tres formas de inyectar vapor en el yacimiento: inyección convencional, inyección por el espacio anular e inyección selectiva. En la inyección convencional se inyectan por la tubería de producción, aproximadamente, entre 25200 a 31500 Bls de vapor equivalente en todas las arenas del yacimiento, durante un periodo de 15 días, seguidamente el pozo es

⁷ CURRY, Guy L., CHANG, Gordon Y. K. and HARPER, Ronald G.: "Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects", paper SPE 2627. p. 2.

⁸ PASCUAL, M. R.: "Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales", paper SPE 69632. p. 2.

puesto en remojo durante 3 días y se puede llegar a obtener un periodo de producción de hasta 2 años. La siguiente figura muestra la configuración general de este tipo de inyección.

Figura 2. Inyección convencional.

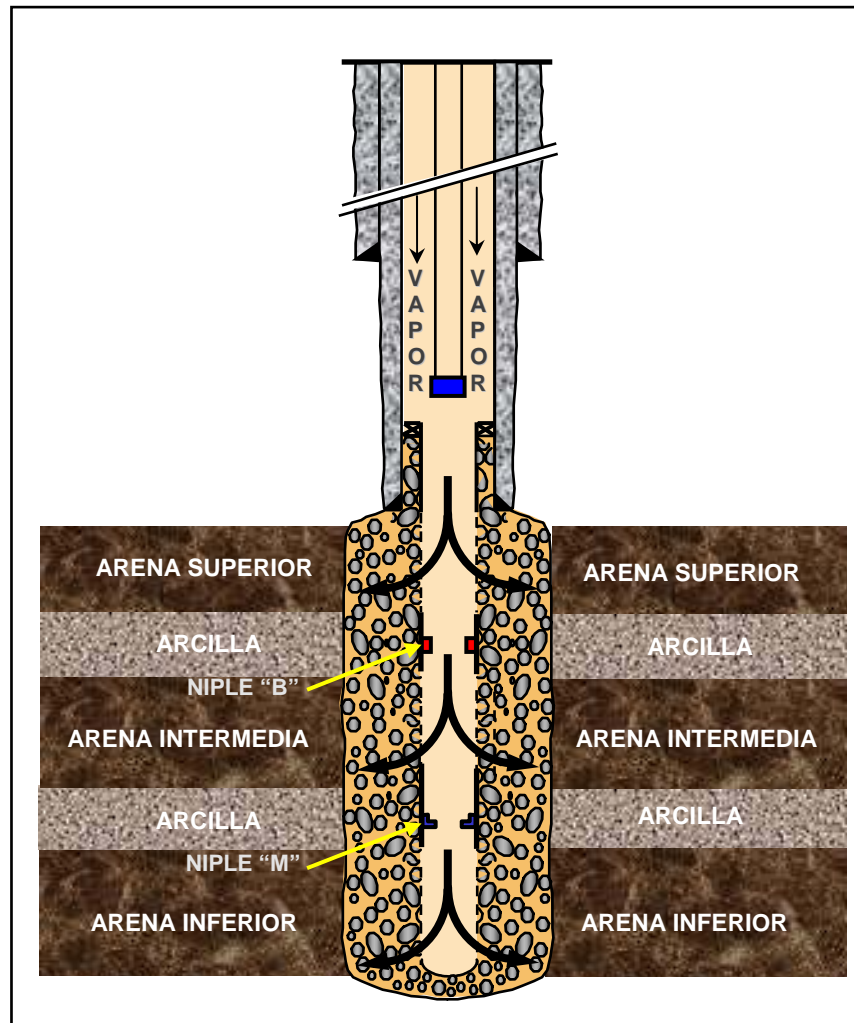


Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elias. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Junio 2002.

En la inyección por el anular se levanta la bomba unos 25 pies por encima de la zapata y se inyecta vapor por el espacio anular casing-tubing, al terminar la inyección se deja el pozo en remojo por unos 3 días. Seguidamente, el pozo es

puesto en producción y cuando la presión y temperatura declinan se asienta la bomba. Este tipo de inyección exige que el pozo esté totalmente bien cementado hasta superficie y tiene como ventaja que no se requiere retirar el equipo del pozo. La siguiente figura muestra la configuración de este tipo de inyección.

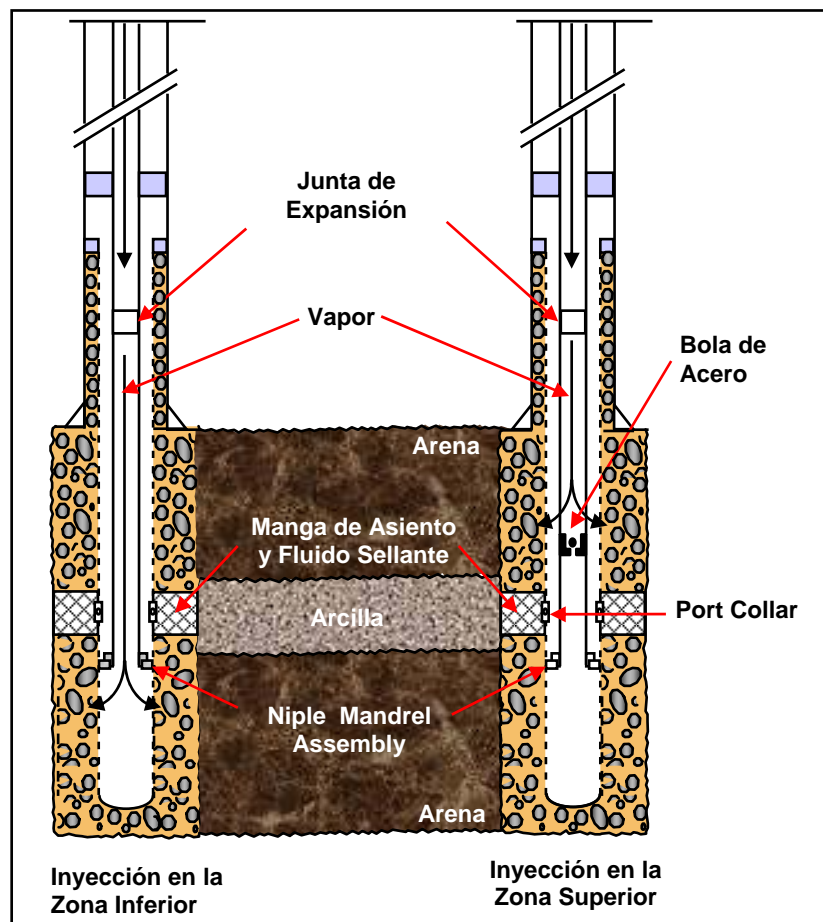
Figura 3. Inyección por el espacio anular.



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elias. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Junio 2002.

En el caso de la inyección selectiva, se acondiciona el pozo para que aporte vapor a una arena específica. Puede ser para una sola arena o puede ser selectiva consecutiva. Cuando el vapor se inyecta a una sola arena, se estimulan primero las mejores arenas (de mejor permeabilidad y porosidad). Si es consecutiva, se estimulan primero las arenas inferiores y luego las superiores. La siguiente figura muestra la configuración de una inyección selectiva consecutiva.

Figura 4. Inyección selectiva consecutiva.



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elias. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Junio 2002.

1.1.2 Periodo de remojo. Después del periodo de inyección, se cierra el pozo con el fin de estabilizar la presión del sistema para que la zona de vapor se expanda, logrando con ello la homogenización de la zona caliente alrededor del pozo.

En este periodo algo del vapor inyectado se condensa cerca de la cara del pozo y en su mayor parte esta zona es de agua saturada. Por ello se prevé que el pozo producirá gran cantidad de agua al inicio de la etapa de producción⁹. A medida que se condensa el vapor y debido a la alta temperatura del mismo, se estima que se producen cambios en las permeabilidades relativas al agua y al aceite, y en la presión capilar, lográndose de este modo, junto con la reducción de la viscosidad del crudo, un aumento en la permeabilidad relativa al crudo lo que se traduce en un incremento en la movilidad del aceite.

El periodo de remojo debe ser optimizado para permitir la transferencia de calor por conducción entre el vapor inyectado, los fluidos y roca del yacimiento. Este tiempo debe ser lo suficientemente corto para evitar excesivas pérdidas de calor a los estratos no productores del yacimiento, pero, no debe ser tan pequeño para que el vapor sea capaz de entregar calor a la roca del yacimiento¹⁰. La duración de este periodo, básicamente, depende de la cantidad de vapor que ha sido inyectado en la formación.

Durante los periodos de inyección y de remojo, ocurre una disminución en la viscosidad del crudo dentro del área contactada por el vapor. El grado de esta

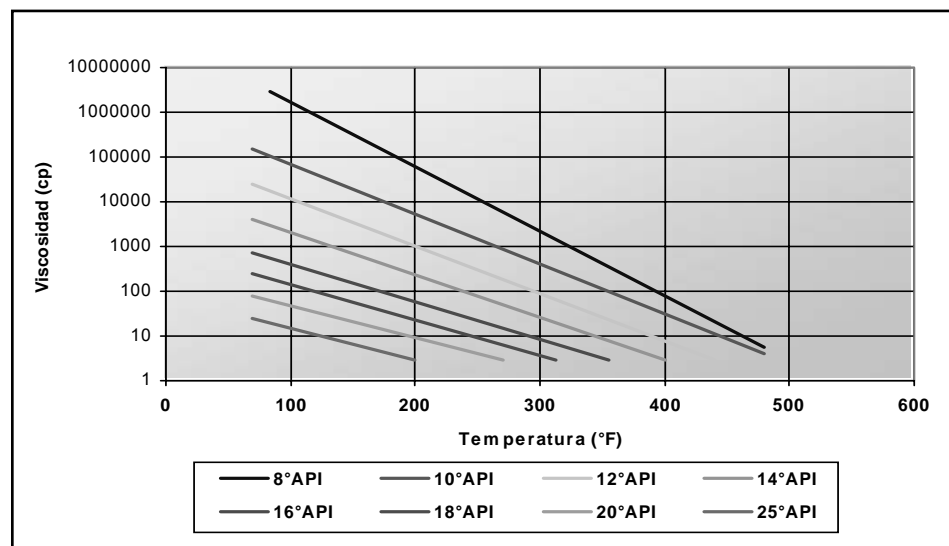
⁹ GOZDE, S. and CHHINA, H. S.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs", paper SPE 18807. p. 3.

¹⁰ TREBOLLE, R. L. DE PAZ, M. C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", paper SPE 25810. p. 3.

disminución depende de la viscosidad original del crudo, es decir que a medida que se aplica calor al crudo la reducción en su viscosidad es mayor, cuanto más viscoso sea el mismo.

La siguiente figura muestra la viscosidad de petróleo en función de la temperatura y la gravedad API.

Figura 5. Viscosidad del crudo en función de la temperatura y la gravedad API.



Tomada de: ALVERNIA, Cristian y PRADO, Luis Enrique. Implementación de modelos analíticos en procesos de inyección cíclica de vapor. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, 2003.

Como se puede observar en la figura anterior, si el crudo posee gran viscosidad, con un pequeño aumento en la temperatura se logra una disminución considerable de la misma, de igual manera, si el crudo posee una viscosidad menor al aumentar su temperatura ocurrirá una disminución pero en este caso no tan pronunciada como en el caso anterior.

1.1.3 Periodo de producción. En este periodo el pozo es abierto y empieza a producir una gran cantidad de agua a alta temperatura, debido a la condensación del vapor inyectado, la tasa de agua irá disminuyendo poco a poco, originándose un aumento en la tasa de producción de crudo y por lo tanto, también en la permeabilidad relativa del aceite. Por este motivo la respuesta del pozo a la estimulación, dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo, de la permeabilidad existente, del radio calentado, de la presión inicial del yacimiento y del daño removido con el calor.

La duración del efecto de estimulación (periodo de producción) dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos van enfriando la formación y de la proporción de energía que se transmita a las formaciones adyacentes, tanto en sentido vertical como radial. Estos factores con el tiempo serán los que originen un descenso proporcional en la producción de aceite en todos los ciclos que se vayan a realizar, ya que al descender la temperatura aumentará la viscosidad del aceite, deteniéndose el proceso cuando se haya alcanzado la tasa mínima económica.

Una explicación de la respuesta del proceso de inyección cíclica de vapor, dada por T. C. Boberg, implica que el mejoramiento en la tasa de producción de aceite está relacionado a la distancia radial calentada alrededor de la cara del pozo; es decir que al introducir calor en el yacimiento se tiene el mismo efecto como el de incrementar el radio de la cara del pozo al radio del frente calentado ¹¹. De acuerdo a esta explicación, la tasa de producción de aceite, desde el pozo, esta gobernada, principalmente, por la tasa de aceite que pueda fluir desde la parte no calentada del yacimiento hacia el área caliente.

¹¹ BURNS, James.: "A Review Of Steam Soak Operations in California", paper SPE 2117. p. 2.

Para considerar la explicación de Boberg, se debe tener en cuenta las siguientes observaciones:

- El análisis de Boberg aplica a yacimientos no depletados o parcialmente depletados en donde el mecanismo de producción primario no es afectado por la introducción de calor.
- El incremento en la presión alrededor de la cara del pozo no se considera.
- Y, el modelo analítico propuesto por Boberg no tiene en cuenta el aceite caliente movible en la zona calentada.

Otro método para predecir el incremento en la tasa de producción de aceite por inyección cíclica de vapor, ha sido propuesto por W. D. Owens y V. E. Suter. En la aplicación de este modelo analítico se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- En una zona de gran espesor o en un yacimiento de múltiples zonas, el vapor puede penetrar solo una fracción del intervalo abierto.
- La tasa de producción puede estar limitada por la capacidad mecánica del equipo de producción.
- El agua fresca puede causar reducción en la permeabilidad debido al hinchamiento de las arcillas.
- Si se inyecta gran cantidad de vapor, la saturación de aceite alrededor del pozo puede ser reducida a tal magnitud que la permeabilidad relativa al aceite disminuye significativamente.

- Y, que la condición del modelo analítico propuesto por W. D. Owens y V. E. Suter, solo puede existir, de acuerdo con la explicación de Boberg, cuando el radio calentado es igual al radio de drenaje del yacimiento.

Los métodos analíticos son útiles en el momento de predecir la tasa de producción inicial de aceite después de la inyección cíclica de vapor. Sin embargo, en el caso de predecir la tasa de declinación de un pozo después de la estimulación, es prudente guiarse principalmente por la experiencia de campo, pero básicamente la cantidad de aceite recuperado por ciclo es una función de:

- a. La cantidad de vapor inyectado.
- b. El espesor del intervalo productor.
- c. El número de ciclos previos al ciclo actual, y
- d. El estado de depleción del mecanismo de producción primario.

Todos estos aspectos deben ser considerados en el momento de determinar la posible tasa de producción del pozo después de cada ciclo.

1.2 FACTORES QUE DEBEN TENERSE EN CUENTA EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Para lograr el desempeño óptimo de un proyecto de recobro térmico, se deben tener en cuenta varios factores, con el fin de que estos sean una ventaja y no un motivo de fracaso o contratiempo que originen fallas imprevistas y pérdidas económicas.

1.2.1 Parámetros básicos del proceso. Los parámetros básicos del proceso, comprenden todos los factores que hacen parte del todo del diseño, mediante los cuales se puede hacer un chequeo al panorama general de todo el proceso. Se pueden clasificar de la siguiente manera:

Tabla 1. Parámetros básicos del proceso de inyección cíclica de vapor ¹².

PARÁMETROS	FACTORES
Parámetros de entrada	<ul style="list-style-type: none"> - Tipo de proceso que se va a llevar a cabo en el campo, en este caso en particular el proceso es inyección cíclica de vapor. - Duración del ciclo. - Duración del periodo de inyección y del periodo de remojo. - Duración del periodo de producción. - Límite económico de producción.
Parámetros del generador de vapor	<ul style="list-style-type: none"> - Producción del generador en BTU/hr. - Condiciones físicas y mecánicas del generador. - Eficiencia térmica del generador. - Calidad del vapor esperada del generador.
Parámetros de operación	<ul style="list-style-type: none"> - Relación de vapor inyectado/aceite recuperado. - Vapor total inyectado en la formación. - Costo de la unidad de vapor generado. - Calidad del vapor en la cabeza del pozo. - Pérdidas de calor en la tubería de superficie. - Calidad del vapor en la cara de la arena productora. - Pérdidas de calor en el pozo.
Parámetros de mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Control de la calidad del agua de inyección. - Control de corrosión e incrustaciones en el generador. - Control del estado mecánico del pozo. - Control del estado de las tuberías de superficie. - Control de las instalaciones eléctricas y accesorios.
Parámetros del pozo	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación del estado mecánico de los pozos antes y después de los ciclos de inyección. - Datos del pozo como registros eléctricos. - Saturaciones para pozos nuevos antes y durante la inyección.

Pruebas de laboratorio	<ul style="list-style-type: none"> - Análisis del agua de alimento al generador. - Análisis del vapor condensado a la salida del generador para determinar la calidad del vapor generado. - Cromatografía del gas de entrada para evaluar su poder calorífico.
Pruebas de sensibilidad	<ul style="list-style-type: none"> - Pruebas de compatibilidad del agua de inyección para evaluar el posible daño por hinchamiento de arcillas y de taponamiento por migración de finos. - Pruebas de inyectividad de la formación para establecer la tasa máxima de inyección de vapor que sería permitida por la matriz de roca y para impedir el arrastre de finos. - Pruebas de evaluación de la permeabilidad de la formación para impedir la disminución de la misma por la inyección del vapor. - Pruebas de viscosidad con cambio de temperatura.
Parámetros del agua para la generación del vapor	<ul style="list-style-type: none"> - Caudal mínimo del agua. - Calidad del agua. - Tratamiento previo al agua para la generación del vapor. - Costo del tratamiento del agua.
Parámetros del suministro del combustible para el generador	<ul style="list-style-type: none"> - Cantidad de combustible requerido. - Costo del combustible. - Poder calorífico del combustible. - Proveedor del combustible.
Tuberías	<ul style="list-style-type: none"> - Dimensiones y caídas de presión de las tuberías de agua y de combustible. - Dimensiones, caída de presión y pérdidas de calor de la tubería de vapor en superficie y en el pozo. - Accesorios de las tuberías, aislamiento del sistema de superficie y del pozo y cambios de longitud durante la operación.

<p>Parámetros del sistema de producción</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad de los sistemas de levantamiento artificial. - Número de pozos a ser estimulados. - Disponibilidad de equipos de producción. - Disponibilidad del sistema de separación y tratamiento en superficie.
<p>Parámetros adicionales del yacimiento</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Saturaciones de fluidos antes y después de cada ciclo. - Temperatura promedio de la zona calentada. - Contactos en el yacimiento. - Curvas de permeabilidad relativa con temperatura. - Perfiles de presión dentro del yacimiento. - Tratamiento del proceso de inyección cíclica de vapor en presencia de un acuífero.

1.2.2 Factores de yacimiento y de los fluidos. Para evaluar el efecto de los parámetros de yacimiento sobre la estimulación con vapor se debe considerar como cada uno de estos parámetros modifica la relación Aceite Incremental-Vapor Inyectado (RAV, Bls/Bls). Esta relación es la variable más importante en procesos de recuperación térmica porque está relacionada con el análisis económico de la operación ¹³.

La relación aceite-vapor (RAV) indica cuantos barriles de vapor, expresados en barriles equivalentes de agua fría (Cold Water Equivalent) se deben inyectar para recuperar un barril de crudo en superficie.

¹² PAEZ S. Javier D., *et al.* Screening EOR Campos de la Gerencia del Alto Magdalena. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2003.

¹³ BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988. p. 69.

- **Efecto de la profundidad de la formación:** la profundidad de la formación limita seriamente la aplicación de la estimulación con vapor debido a las excesivas pérdidas de calor y a las fallas que experimenta el casing en pozos con profundidades mayores a los 3000 pies.

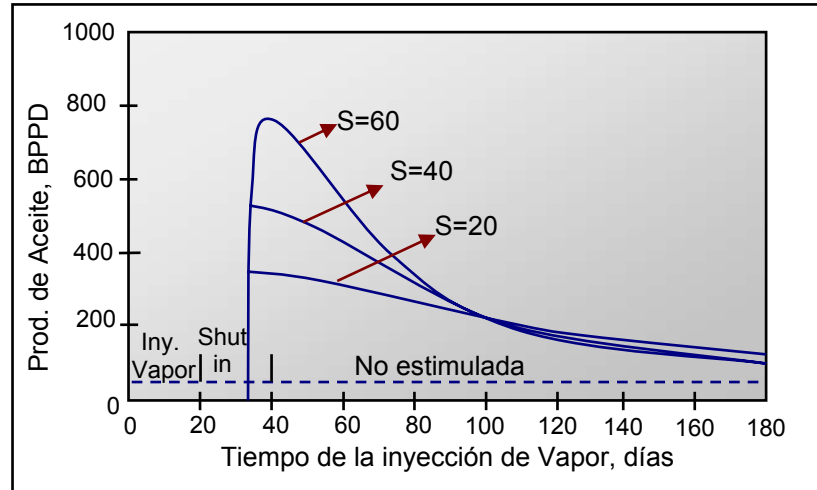
Las pérdidas de calor en la cara del pozo, a grandes profundidades, pueden causar suficiente condensación lo que ocasiona una disminución en la calidad del vapor inyectado en el fondo del pozo, o peor aún el vapor se puede condensar completamente y convertirse en agua caliente. Por esta razón, la eficiencia térmica del proceso se disminuye, lo cual se ve reflejado en la respuesta del pozo a la estimulación con la disminución de la relación aceite incremental vapor inyectado.

Para evitar excesivas pérdidas de calor, se recomienda el uso de aislante térmico en el tubing o fluidos aislantes en el anular casing-tubing, y empaques térmicos que aíslen el intervalo productor, que va a ser estimulado, del anular.

- **Efecto del factor de daño o “Skin”:** la cantidad de daño presente en el pozo, antes de la estimulación, puede tener gran efecto sobre la respuesta de producción del pozo cuando este es estimulado. Esto quiere decir que a mayor daño existente mayor será la relación aceite incremental-vapor inyectado, cuando este es removido, debido a que se disminuye en gran proporción la obstrucción que el daño estaba causando al flujo en la zona productora.

La figura 6 muestra el efecto del daño sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado para una estimulación. Como se puede observar a medida que el daño es mayor y si éste es removido la tasa de producción de aceite aumenta, por lo tanto la RAV de igual manera también aumenta.

Figura 6. Efecto del daño sobre la tasa de producción de aceite.

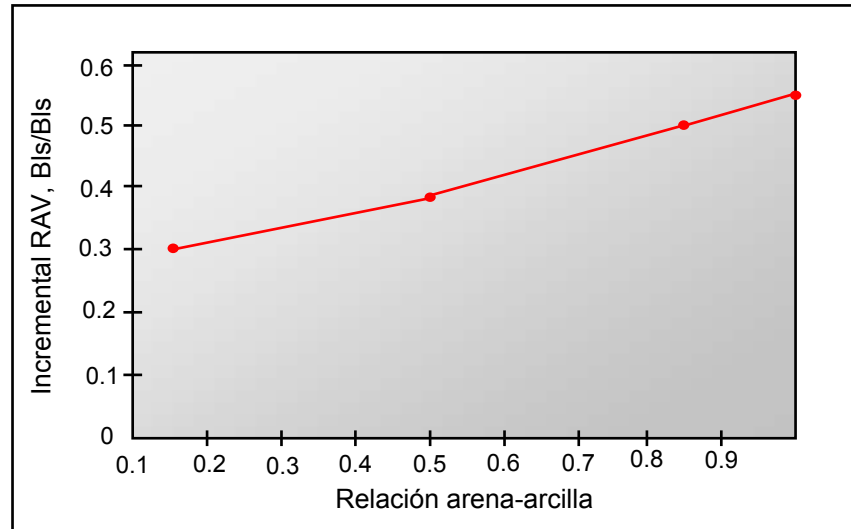


Tomada y modificada de: BOBERG, T. C. and LANTZ, R. B.: “Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well”, paper SPE 1578.

- **Efecto de la relación arena-arcilla y espesor de la arena:** para analizar el efecto de la relación arena-arcilla sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado, se mantiene constante el número de arenas y se varía el espesor bruto para así variar esta relación. La reducción en la relación aceite incremental-vapor inyectado cuando la relación arena-arcilla disminuye (incrementando el espesor bruto de la zona productora) es el resultado del aumento de las pérdidas de calor a las arcillas intermedias.

La figura 7 muestra este efecto de la relación arena-arcilla sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.

Figura 7. Efecto de la relación arena-arcilla sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.



Tomada y modificada de: BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988.

A medida que aumenta el espesor de arcilla menor será la cantidad de aceite recuperado, esto se debe a que las pérdidas de calor aumentarán ocasionando una acelerada disminución en la temperatura y por consiguiente una disminución en la tasa de producción.

Por ejemplo, un pozo tiene dos arenas productoras de espesor 100 pies cada una y separadas por 800 pies de arcilla, la respuesta de esta configuración a la estimulación con vapor probablemente es más favorable que la respuesta de un pozo que tenga veinte arenas productoras de espesor 10 pies cada una y separadas por 42 pies de arcilla, aún cuando los dos pozos tengan el mismo espesor bruto, el mismo espesor neto de arena productora y la misma relación arena-arcilla.

La relación arena-arcilla y espesor de la zona productora son factores fundamentales para el éxito del proceso, ya que por medio del análisis de estos se determina si las arenas productoras son o no homogéneas. En caso de serlo, se recomienda inyectar inicialmente desde el fondo debido al movimiento ascendente que realiza el vapor dentro de la formación, garantizando que la gravedad realice un mejor papel en la producción del pozo ¹⁴.

En caso de arenas heterogéneas (intercalaciones de arcillas), se debe inyectar en los intervalos de mejores características, es decir, se inyecta vapor de forma selectiva. Si existe más de una zona de interés, se recurre al “Steam Sandwich”, en el cual se aíslan las zonas de mayores saturaciones de crudo, y se inyectan separadamente. Si sucede lo contrario, donde sólo hay una formación favorable, se procede a inyectar vapor en todo el estrato productor (incluyendo las capas de arcilla).

En el caso de no poder aplicar ninguna de las prácticas anteriores, debido a que las intercalaciones de arena y arcilla sean frecuentes y de espesores muy pequeños, se recurre a inyectar vapor en todo el intervalo, lográndose estimular las partes de interés, aunque esto no sea lo mas óptimo para el proceso por las pérdidas de calor que se presentan.

- **Efecto de la presión del yacimiento:** es conveniente tener una alta presión de yacimiento y una baja caída de presión. Esto debido a que un yacimiento depletado no dará una buena respuesta a la estimulación con vapor puesto que no

¹⁴ FRANCO J., Francy M y LEÓN P., Emiro. Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2003. p. 77.

tendrá suficiente presión para producir en frío; y una rápida caída de presión puede significar que la estimulación solo será económicamente viable para los dos primeros ciclos.

En los yacimientos depletados o con muy poca presión, la producción se deberá principalmente a otros mecanismos de empuje, como drenaje por gravedad o compactación.

Yacimientos que presentan arenas de grandes espesores donde se produce por drenaje gravitacional, pueden dar una buena respuesta a la inyección durante varios ciclos, a pesar de que la caída de presión sea acelerada. Este fenómeno se debe a que en este tipo de yacimientos el peso de la columna de fluido es bastante considerable.

En general se desea alta presión en el yacimiento pero por debajo de los 1500 psi, para permitir la inyección de vapor saturado

▪ **Efecto de los mecanismos de producción:** debido a la disminución de la viscosidad del petróleo por el aumento de temperatura la relación de movilidad agua/petróleo es más favorable. A partir de esta consideración, el mecanismo que permite el flujo de petróleo de la arena productora al pozo puede ser uno de los siguientes:

- Presión del yacimiento en caso que exista.
- Drenaje por gravedad.
- Compactación de la roca del yacimiento.
- Expansión térmica del petróleo.
- Efecto de la temperatura sobre las permeabilidades relativas.
- Calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.

El potencial de drenaje gravitacional se presenta en yacimientos con arenas de más de 200 pies de espesor y con buena permeabilidad vertical. Por esta razón, estos yacimientos son considerados buenos candidatos para una estimulación con vapor aunque se encuentren depletados.

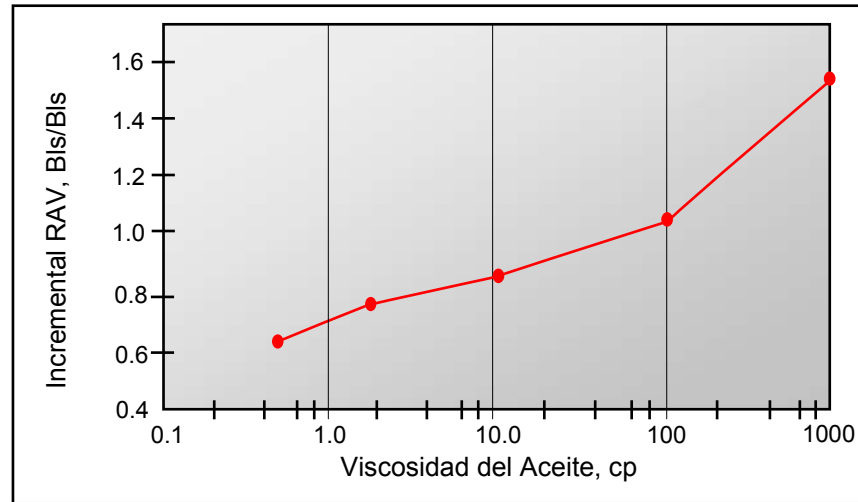
En yacimientos con aceites de alta viscosidad con una producción primaria no significativa, el aceite que es calentado puede ser producido con tal de que algún mecanismo lo desplace desde la zona calentada (tal como expansión térmica del petróleo o compactación de la roca del yacimiento).

- **Efecto de la viscosidad del aceite:** para un aumento de temperatura dado, la reducción de la viscosidad para un crudo de baja viscosidad original es menos pronunciada que para un crudo de alta viscosidad original. Por esta razón, el incremento en la producción después de la inyección de vapor será menor para los crudos que presenten baja viscosidad inicial.

Si no ocurren pérdidas de calor, desde la región calentada de la arena productora, el aumento en el ciclo para un aceite de baja viscosidad, puede marcar la diferencia en la tasa de aceite estimulada y generar el mismo recobro incremental de aceite que el que se podría obtener para un crudo de alta viscosidad. Por ello, las pérdidas de calor hacia rocas improductivas son importantes en la evaluación del efecto de la viscosidad del aceite sobre el recobro incremental de aceite.

La figura 8 ilustra el efecto de la viscosidad inicial sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.

Figura 8. Efecto de la viscosidad inicial sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.



Tomada y modificada de: BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988.

Como se puede observar, la figura 8 muestra que a medida que la viscosidad inicial del aceite en la zona productora es mayor, y debido al efecto que la temperatura tiene sobre la misma, se puede obtener una mayor relación aceite-vapor.

- **Efecto de la saturación de aceite:** en general yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%) son buenos candidatos para una estimulación con vapor.

El requisito de que en el yacimiento exista alta saturación de aceite radica en que si esta es máxima entonces se garantiza que la saturación de agua es baja. Ya que si se presenta el caso contrario el agua se convierte en una ladrona de calor aumentando de esta manera las pérdidas ya que esta posee mayor calor

específico que el petróleo. Además, a mayor saturación de aceite será posible recuperar mayor cantidad de crudo, logrando con esto que el proceso sea eficiente tanto por aplicabilidad como económicamente.

- **Efecto de la tasa de producción en frío o índice de productividad antes de la inyección:** la tasa de producción en frío o más particularmente el índice de productividad, previo a la estimulación, es un factor muy importante en la evaluación de un proyecto de inyección de vapor.

La relación entre la tasa de producción en frío y el aceite incremental-vapor inyectado es directamente proporcional hasta ciertas condiciones. Esto quiere decir que a mayor tasa de producción en frío mayor será la relación aceite incremental-vapor inyectado.

Por ejemplo, se puede comparar la respuesta a la estimulación con vapor que tiene una tasa de producción en frío de 1 Bls/día con una de 4 Bls/día; se asume que la misma cantidad de vapor es inyectada en cada pozo y que las tasas después de la estimulación son cuatro veces la tasa de producción en frío. El primer día de producción después de la estimulación, el pozo con más alta tasa de producción en frío produce 12 Bls más de aceite que el pozo de la tasa baja, lo mismo puede seguir sucediendo en los siguientes días hasta cierto punto en donde las tasas se igualan; el pozo con la tasa de producción en frío más alta produce el mayor aceite incremental. Sin embargo, en pozos donde la tasa de producción en frío es mayor a 200 Bls los fluidos producidos remueven una gran cantidad de calor, ocasionando que la relación sea inversamente proporcional, debido al enfriamiento acelerado del yacimiento.

En general se considera que la tasa de producción en frío debe ser alta pero por debajo de los 600 Bls/día.

- **Efecto de la relación agua-aceite (WOR) y la relación gas-aceite (GOR):** el efecto de una elevada relación agua-aceite (WOR), es adverso para el proceso de estimulación con vapor. Ya que la producción de grandes cantidades de agua a través de la región calentada acelera el enfriamiento debido a la alta capacidad calorífica del agua. Además, si en un pozo la presión de fondo fluyente cae a niveles muy bajos durante el periodo de producción, cierta cantidad de agua se puede vaporizar, incrementando la cantidad de calor removido debido al calor latente de vaporización del agua.

El aumento de la relación gas-aceite (GOR) puede también ser perjudicial para la producción debido a que la producción de gas disminuye la presión parcial del vapor de agua en la zona calentada, permitiendo que las pérdidas de calor sean más elevadas debido al flasheo del agua.

- **Efecto del agua de fondo y capa de gas:** muchas formaciones que contienen crudos pesados se caracterizan por tener una arena de agua de fondo o una zona de alta saturación de gas en el tope. Cualquiera de estos dos, puede tener un efecto desfavorable sobre la respuesta de la inyección cíclica de vapor ¹⁵.

La presencia de una zona de agua de fondo puede tender a desviar un volumen significativo del vapor inyectado, reduciendo de este modo el calor de entrada en la zona de crudo. De igual manera, una capa de gas puede incrementar la tendencia de canalización del vapor, generando una pobre eficiencia de barrido vertical.

¹⁵ FAROUQ ALI, S. M.: "Effect of Bottom Water and Gas Cap on Thermal Recovery", paper SPE 11732. p. 4.

Estos casos son complicados por el flujo de calor hacia el agua o hacia la capa de gas presentes en la zona de crudo. Por lo tanto, solo para ciertas condiciones establecidas, puede ser económicamente factible llevar a cabo un proyecto de inyección cíclica de vapor en presencia de agua de fondo y/o zona de gas.

La respuesta del yacimiento a la inyección cíclica de vapor cuando se presenta agua de fondo puede variar grandemente. En el caso de un crudo muy viscoso (por ejemplo: 100000 cp) y si el espesor de la zona de agua es menor del 20% de la zona de crudo, se pueden presentar las siguientes eventualidades: el vapor inyectado puede fluir en la zona de agua, la presión de inyección puede ser relativamente baja (por debajo de la presión de fractura) y se pueden inyectar grandes volúmenes de vapor. Durante la fase de producción, grandes cantidades de agua y vapor, y un volumen relativamente pequeño de crudo pueden ser producidos. Sin embargo, cuando se lleva a cabo el segundo ciclo de inyección, la respuesta en la producción de crudo puede ser mayor, debido a que el calor en la zona de agua se transfiere hacia la zona de crudo. En los subsecuentes ciclos, el vapor puede, cada vez más, fluir en la zona de crudo, en vista de la reducción de la viscosidad y de la presencia de agua y vapor. Como resultado, no es raro que el segundo ciclo sea mejor que el primero cuando se presenta agua de fondo.

Por otro lado, si el espesor de la zona de agua es considerable (asumiendo permeabilidades relativas iguales para la zona de agua y para la zona de crudo) la respuesta de la producción de crudo puede ser pobre. Por ejemplo, en dos ciclos de estimulación con vapor en Alberta, en presencia de zonas de agua de fondo de espesores del 30 al 50% de la zona de crudo, la producción de crudo después de la estimulación fue prácticamente insignificante. En tales casos, el agua de fondo actúa como una ladrona de calor, y el vapor inyectado tiene poco efecto sobre la zona de crudo.

La presencia de una zona de alta saturación de gas, en el proceso de inyección cíclica de vapor, puede ser más perjudicial que la zona de agua de fondo. El vapor puede penetrar en la parte superior de la formación, calentando las capas superiores de crudo, donde el flujo por gravedad es mínimo. Durante la fase de producción del ciclo, gran parte del vapor inyectado puede ser producido, además, dependiendo del intervalo completado del pozo, la expansión del vapor puede ayudar a expulsar el crudo.

De otra parte, si se inyectan grandes volúmenes de vapor, la zona de saturación de gas puede ayudar a que se genere una capa de vapor lejos del pozo, la cual puede tener un efecto favorable sobre el recobro de crudo después de la movilización del crudo caliente hacia las regiones frías.

1.2.3 Factores operacionales. Diferentes factores influyen la tasa de crecimiento del radio calentado a medida que el vapor penetra en la formación. La tasa a la cual el vapor es inyectado es muy importante. En general, se desea altas tasas de inyección de vapor para minimizar las pérdidas de calor en la cara del pozo así como también para minimizar el tiempo que el pozo permanece fuera de producción.

Un gran radio estimulado beneficia el efecto de la inyección y este se puede lograr si se utiliza una alta tasa para un volumen de inyección establecido, ya que se ocasionan menos pérdidas hacia zonas no productoras.

- **Efecto de la tasa de inyección:** lo más recomendable es que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, lo cual proporciona reducción de las pérdidas de calor y una cantidad dada de calor se puede inyectar en un periodo de tiempo más corto.

En general lo que se quiere lograr con una tasa de inyección alta es lo siguiente:

- Minimizar el tiempo de cierre del pozo ya que se está perdiendo producción.
- Maximizar el radio de calentamiento para lograr un mayor efecto en la estimulación.
- Minimizar las pérdidas de calor para aprovechar al máximo el calor inyectado.
- **Efecto de la cantidad de vapor inyectado:** la cantidad de vapor inyectado es la principal variable que el ingeniero puede manejar y optimizar durante la operación de la estimulación con vapor.

En general, pequeñas cantidades de vapor pueden ser inyectados para pozos en donde el mayor problema es el daño en la cara del pozo, obteniendo resultados aceptables.

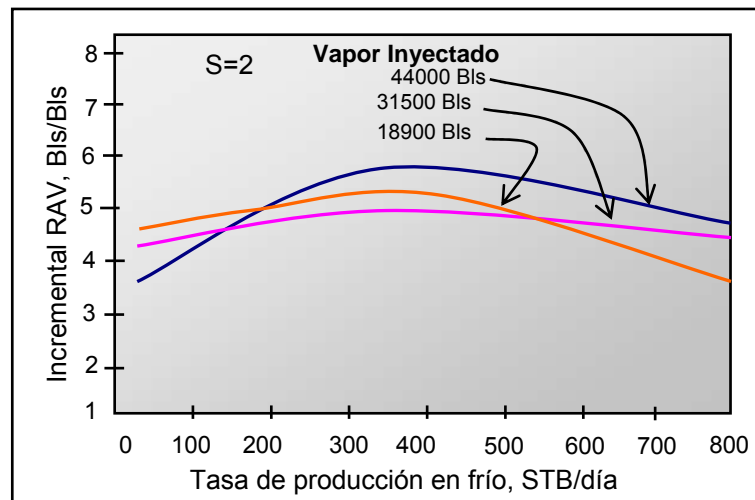
La figura 9 indica que el aumento en la cantidad de vapor inyectado incrementa la relación aceite incremental-vapor inyectado hasta un punto máximo u óptimo y eventualmente declina.

Para pozos con daño o formaciones donde ocurre conificación, el valor máximo de la relación aceite incremental-vapor inyectado ocurrirá a una tasa de inyección relativamente baja. La conificación evita un crecimiento sustancial del radio de calentamiento a lo largo del espesor de la arena con la cantidad de vapor inyectado.

Para pozos que producen crudos de altas viscosidades y con índice de productividad insignificante previo a la estimulación, es necesario utilizar mayor flujo másico de calor que para crudos convencionales pesados. Para este tipo de

situaciones, la inyección cíclica de vapor se convierte en un método combinado de estimulación y mecanismo térmico de producción.

Figura 9. Efecto de la cantidad de vapor inyectado sobre la relación aceite incremental-vapor inyectado.



Tomada y modificada de: BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988.

La cantidad de vapor inyectado más económica, debe ser determinada a través de un análisis del proyecto considerando todos los pozos a estimular.

En general grandes cantidades de vapor pueden ser inyectados en:

- Pozos con alta productividad.
- Grandes espesores productores.
- Pozos sin daño.
- Pozos con crudos de altas viscosidades.

- **Otros factores operacionales.**

- Efecto del tiempo de remojo: al extender este periodo los beneficios no son muy notables y se pierden días de producción.

El tiempo de remojo aconsejado se encuentra entre uno y cuatro días. A menos que los datos de campo indiquen un beneficio al incrementar el mismo.

- Efecto de la presión de fondo fluyente: conviene maximizar la caída de presión pero la presión en el fondo del pozo se debe mantener por encima de la presión de vapor del agua, a la temperatura en el fondo del pozo, para evitar flasheo del agua.

- La cantidad de vapor inyectado debe ser alta cuando los pozos presentan alta productividad y cuando la zona productora es de espesor considerable.

- La tasa de inyección debe ser la mayor que se pueda. Solo así se podrán minimizar las pérdidas de calor y maximizar el radio calentado.

- El tiempo de remojo no debe ser mayor a una semana. Esta condición debe cumplirse ya que los beneficios que se obtienen al extenderse dicho periodo no son muy notables y además, se esta perdiendo producción al permanecer el pozo cerrado.

- Por lo general el vapor empleado en este tipo de operaciones es húmedo y figura entre el 80 y 90% de calidad. En este tipo de procesos no se recomienda utilizar vapor sobrecalentado, porque su uso no justifica los costos incrementales.

1.3 CONSIDERACIONES TECNOLÓGICAS INVOLUCRADAS EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección de fluidos calientes involucra un cierto número de consideraciones tecnológicas ¹⁶. El primero de todos ellos es tener el equipo adecuado (generadores) para producir el calor requerido para que los fluidos adquieran las propiedades deseadas (presión, temperatura, tasa de flujo, calidad del vapor). Estos generadores deben ser alimentados con agua previamente tratada. El pozo debe ser diseñado para resistir el esfuerzo térmico y finalmente puede haber problemas particulares relacionados al tratamiento de los fluidos producidos.

1.3.1 Tratamiento del agua de inyección. La máxima calidad del vapor húmedo obtenido en generadores de campo es generalmente alrededor de 80-85%. Esta propiedad indica el tipo de tratamiento que el agua de alimento debe sufrir. Las características del agua usada en la generación del vapor son las que se muestran en la tabla 2. El tratamiento del agua de alimento al generador depende de la naturaleza de las fuentes de agua. Las principales fuentes de agua son:

- Aguas superficiales corrientes, por ejemplo, ríos. Esta usualmente contiene gases, minerales disueltos como arcillas, materia orgánica y residuos.
- Aguas superficiales estáticas, por ejemplo, lagos. Esta generalmente contiene muy poco material en suspensión, debido a la decantación natural, además contiene gases disueltos y minerales, y muy a menudo algas, bacterias y otros compuestos orgánicos.

¹⁶ BURGER, J., SOURIEAU, P. y COMBARNOUS, M. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du pétrole publications, Éditions Technip. París, 1985. p. 159.

- Agua de acuíferos someros. Esta no contiene oxígeno, contiene muy poco material en suspensión y muy poca materia orgánica. Sin embargo, el contenido mineral es alto (Calcio, Magnesio, Estroncio y Bario) y se incrementa con la profundidad (aguas duras).
- Agua producida por yacimientos de petróleo. Esta contiene hidrocarburos, algunas veces H₂S y tiene un alto contenido mineral. Esta fuente de agua es usada cuando parte del agua producida por el yacimiento bajo inyección de vapor es reciclada al generador. Esta requiere especial tratamiento debido al contenido de aceite.

Tabla 2. Características del agua de alimento al generador.

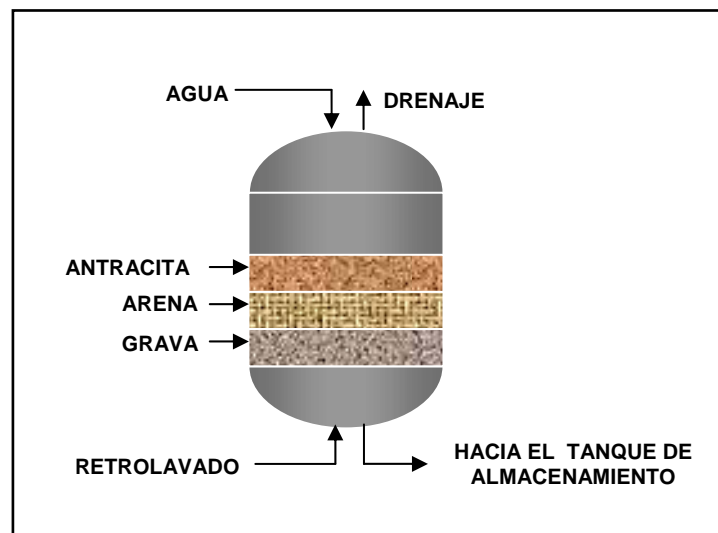
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN
Dureza	0
Calcio	0
Magnesio	0
Contenido de hierro	< 0.1 ppm
Contenido de oxígeno	0.1 ppm
Contenido de bióxido de carbono	0.1 ppm
Contenido salino	< 1000 ppm
Contenido de sólidos	< 5 ppm
Contenido de residuos orgánicos	No
Contenido de residuos aceitosos	No
pH del agua de alimentación	7 y 12

Generalmente el agua de alimento al generador es sometida a tres operaciones, primero reducir el contenido de minerales suspendidos o la cantidad de materia orgánica (proceso físico), segundo ablandamiento del agua y tercero eliminar los gases disueltos (procesos químicos).

- **Material en suspensión:** por lo general, el agua de inyección tiene cierta cantidad de sólidos en suspensión, los cuales son los primeros en ser eliminados durante el proceso de tratamiento del agua. La remoción de estas impurezas se lleva a cabo en dos etapas, la primera de ellas es la de oxidación-decantación y la segunda la de filtración a través de un medio poroso. En estas etapas se eliminan olores, se mejora el color, se reduce la turbidez y se remueven elementos en suspensión.

Los filtros utilizados en esta primera fase del tratamiento del agua de inyección, están conformados de: (a) lechos de antracita, los cuales eliminan el color, olor y sabor del agua, (b) lechos de arena, para retirar los materiales en suspensión y (c) lechos de grava, para evitar que la arena penetre en los desagües inferiores de la torre de filtrado y distribuir el flujo en el retro-lavado. La figura 10 muestra la configuración general de estos filtros.

Figura 10. Componentes de un filtro vertical.



Cuando se trata de agua reciclada de los sistemas de tratamiento de agua, existe un serio problema con la cantidad de aceite presente. Por lo tanto, el agua es sometida a procesos de decantación, esto reduce el contenido de aceite de 100 a 50 ppm. Posteriormente, es tratada en celdas de flotación donde se reduce a menos de 10 ppm. Las trazas remanentes son limpiadas por medio de filtros de tierra Diatomácea.

- **Ablandamiento del agua:** el agua que va a ser usada en el generador debe tener dureza cero, es decir los iones de calcio y magnesio, los cuales al ser sometidos a altas temperaturas forman escamas, deben ser escrupulosamente eliminados.

La eliminación de la dureza se realiza mediante unidades de intercambio iónico que reemplazan los cationes con sodio, este intercambio catiónico se realiza por medio de resinas sintéticas como las zeolitas. También se ha propuesto el uso de etilen-diamina-ácido-tetracético (EDTA), para eliminar el exceso de dureza dentro del sistema, pero este producto favorece la corrosión en las líneas de metal.

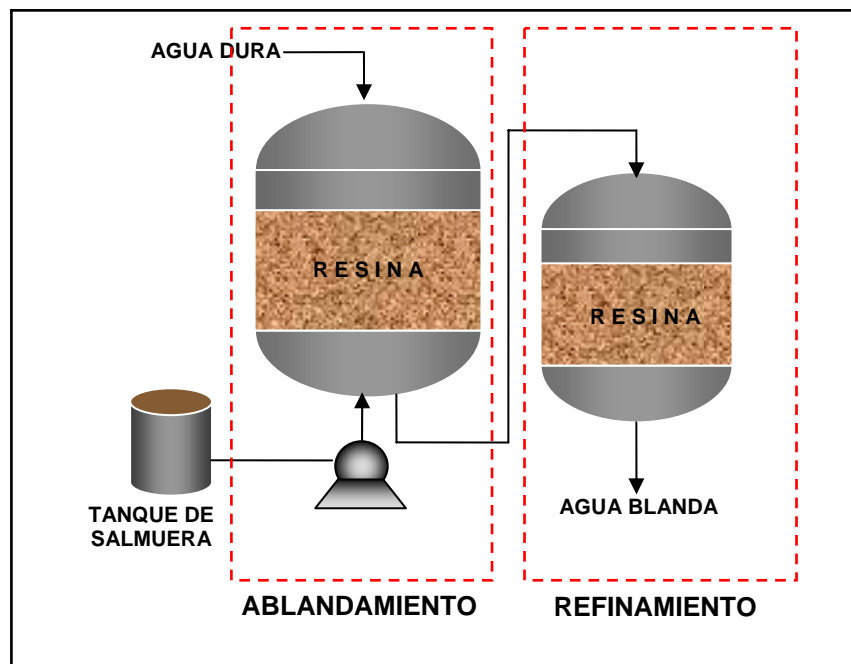
En esta operación, generalmente se utilizan dos unidades, la primera para ablandar y la segunda para refinar el agua. Se recomienda la adición de sustancias cáusticas para prevenir la corrosión dentro de las líneas metálicas y reducir los depósitos de hierro. De igual manera, se recomienda que el agua de salida del tratamiento de ablandamiento tenga un pH de 10; el pH es ajustado tanto en la entrada como en la salida de este proceso.

La figura 11 muestra una fotografía de un sistema de ablandamiento de agua para la generación de vapor, en donde se pueden observar las dos unidades utilizadas en este proceso, y la figura 12 muestra el recorrido del agua para su suavización.

Figura 11. Fotografía de un sistema de ablandamiento de agua.



Figura 12. Sistema de ablandamiento del agua.



- **Gases disueltos:** se debe eliminar cualquier cantidad de oxígeno y de dióxido de carbono presentes en el agua. Este proceso, generalmente, se realiza usando deaireación mecánica y tratamiento químico combinados, o sólo tratamiento químico. La deaireación mecánica consiste en poner en contacto cerrado, al agua de alimento con algo de vapor del generador, con este mecanismo, virtualmente, todos los gases disueltos son eliminados y el contenido de oxígeno se puede disminuir a menos de 0.01 ppm.

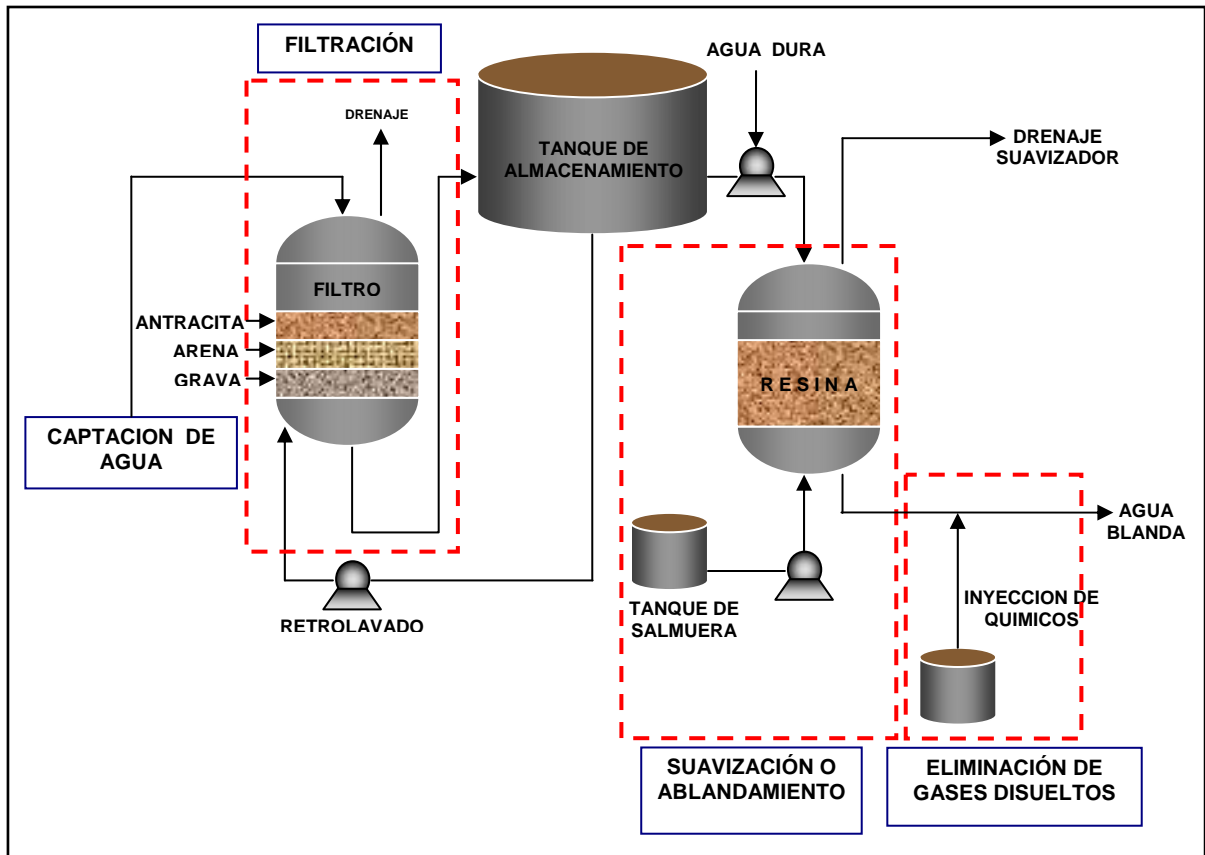
En el tratamiento químico, generalmente se utiliza el sulfito de sodio para eliminar las propiedades oxidantes del agua. En ausencia del deaireador mecánico se utilizan 8 ppm de sulfito de sodio por 1 ppm de oxígeno dentro del agua. El agua desoxigenada debe contener 20 ppm de sulfito de sodio para asegurar que el agua tiene propiedades reducidas de oxígeno. Es mejor introducir el sulfito antes de la operación de ablandamiento, para proteger las partes metálicas de la unidad de intercambio iónico.

En general los pasos recomendados para el tratamiento del agua son:

- Usar un bactericida, generalmente se emplea cloro líquido y/o gaseoso.
- Remoción de sólidos suspendidos: el agua pasa a través de un filtro de antracita y posteriormente pasa a un tanque de almacenamiento donde los residuos precipitan por gravedad.
- Remoción de la dureza: generalmente se usa zeolita sódica para remover la dureza del agua.
- Remoción del oxígeno: se utiliza tratamiento químico o mecánico, para la remoción de oxígeno. Generalmente, el sulfito de sodio es el químico utilizado para tal propósito.

La figura 13 resume los pasos para el tratamiento del agua de generación del vapor en forma de diagrama de flujo.

Figura 13. Tratamiento del agua de generación del vapor.



1.3.2 Generadores de vapor. Para llevar el agua de alimento al generador, a la presión requerida, para la inyección de fluidos calientes en el pozo se usa una bomba múltiplex a tasa de flujo constante. Si el generador no trabaja a su capacidad completa, el agua es recirculada dentro del sistema y controlada con un regulador de paso, este regulador envía una señal al sistema del quemador para controlar la tasa de inyección de combustible.

El agua es enviada a la sección convectiva en donde se precalienta en contracorriente por los gases de combustión y luego pasa a la sección de radiación en la cual se transfiere calor al fluido mediante el mecanismo de radiación desde la llama del generador. La figura 14 muestra este esquema de funcionamiento de generación del vapor.

Cuando se envía agua fría, directamente a la sección convectiva, los gases de combustión con los óxidos de azufre (SO_2 y SO_3) provocan una severa corrosión en las líneas del agua circulante, por lo que la tubería debe estar protegida contra corrosión.

La eficiencia térmica del generador es función directa de la temperatura de salida de los gases de combustión. Razón por la cual, se desea que dentro de la sección convectiva la temperatura de entrada del agua sea moderada (precalentamiento del agua).

El circuito de calentamiento está compuesto de un soplador de aire, un circuito de entrada de combustible, un quemador y varios reguladores y dispositivos de control. La tasa de combustión, la rata de aire/combustible y las características de flama son mantenidas bajo estricto control.

La unidad se apaga automáticamente si cualquier parte del sistema del generador falla. Ejemplos de posibles malos funcionamientos son: bajo suministro del agua de alimento, baja tasa de flujo de agua, temperatura o presión, cualquiera de las dos baja o alta, alta temperatura de los tubos, problemas en el suministro de aire o combustible y extinción de la llama.

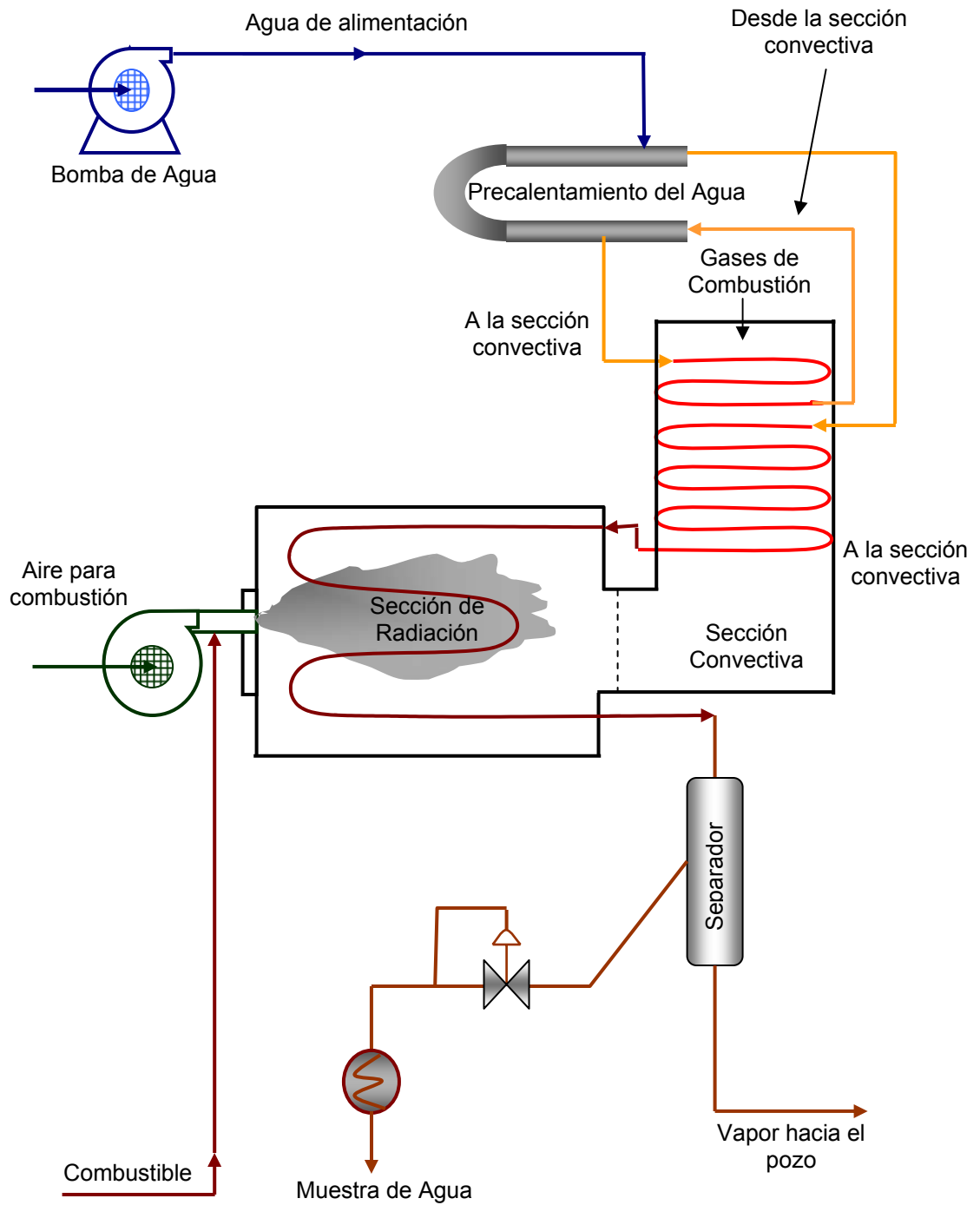
Los generadores comerciales para inyección de fluidos calientes son diseñados para presiones de 1500 psia o 2500 psia, y pueden ser de tipo estático o móvil. Valores típicos del poder calorífico son 20 MMBTU/hora y 50 MMBTU/hora. Estos

valores corresponden más o menos a 1250 y 3150 Bls/día de Cold Water Equivalent (CWE) respectivamente, con calidad del vapor generado de 80% producido por día, a partir del agua a temperatura estándar.

Los componentes principales del equipo completo para producir vapor son:

- Una bomba de alimento de agua al generador.
- Un regulador de entrada de combustible al generador.
- Un compresor de aire de entrada al quemador.
- Electro válvulas de regulación del sistema.
- Etapa de precalentamiento del agua.
- Etapa de radiación.
- Etapa de convección.
- Chimenea de purga de gases de combustión.
- Economizador.
- Controles de seguridad del generador: controladores de potencia de la bomba, controladores de la llama, controladores de nivel de agua de alimento, control de la presión del agua, alta temperatura de los tubos, alta/baja temperatura del vapor de salida.
- Un techo protector para el generador para la protección ambiental del generador (opcional).
- Quemador de combustible.
- Control de flujo: el flujo de vapor es controlado desde el generador.
- Separador y condensador, a la salida del vapor del generador, para tomar la muestra del agua condensada del vapor, para medir la calidad del mismo.

Figura 14. Esquema del funcionamiento de un generador de vapor.



1.3.3 Líneas de transporte de vapor en superficie. Las características de las líneas de superficie son escogidas de acuerdo al tipo de prueba y el ambiente. Las condiciones climáticas prevalecientes en el campo son las que más se tienen en cuenta.

Un método particularmente usado para estimulación con vapor involucra pozos en cluster. Este reduce al mínimo la longitud de las líneas de superficie entre el manifold y la cabeza de los pozos, las cuales son reagrupadas en un área limitada.

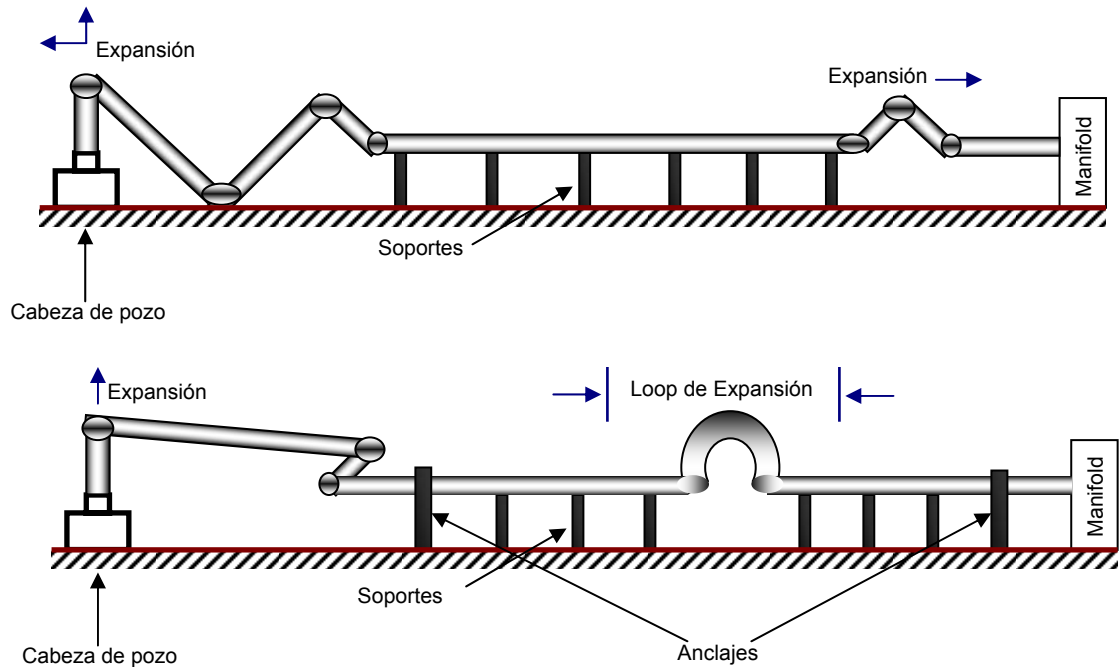
Dos posibles arreglos para las líneas son:

1. Una sola línea entre cada pozo y el manifold para inyección de vapor y para producción simultáneamente, y
2. Líneas separadas y manifold independiente para inyección y producción.

Al planear el diseño de las líneas, siempre debe tenerse en cuenta la expansión que sobre éstas se puede ocasionar, para esto se utilizan los loops de expansión, igualmente las cabezas de los pozos son equipadas para prevenir cualquier tensión mecánica o esfuerzos térmicos.

La figura 15 muestra una configuración general de las líneas de transporte de vapor en superficie con loops y expansiones en cabeza del pozo.

Figura 15. Instalaciones de líneas de vapor con expansiones térmicas.



Tomado y modificado de: BURGER, J., SOURIEAU, P. y COMBARNOUS, M. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du pétrole publications, Éditions Technip. París, 1985.

1.3.4 Diseño del completamiento de pozos en procesos térmicos. El completamiento de los pozos sometidos a inyección de fluidos calientes, debe escogerse teniendo en cuenta las posibles tensiones térmicas, ya que el casing es puesto bajo unos esfuerzos considerables, los cuales pueden causar la falla del mismo por rotura.

Las condiciones más severas ocurren en pozos profundos donde se requiere inyección a alta temperatura y presión.

- **Efecto de la temperatura sobre el casing:** si se conocen los efectos de la temperatura sobre el casing, es posible entender las causas de las fallas del mismo y desarrollar un criterio de diseño para el completamiento de los pozos térmicos.

La expansión lineal de un casing, sin tensión, sometido a un incremento de temperatura ΔT en $^{\circ}\text{C}$ o $^{\circ}\text{K}$, está dada por la siguiente aproximación:

$$\frac{\Delta l}{l} = 1.26 * 10^{-5} \Delta T \quad (1)$$

Un casing libre de 1312 pies de longitud, que sufre un incremento en temperatura de 392 $^{\circ}\text{F}$ se expande 3,12 pies. Si el casing no está libre para elongarse o doblarse (buen cemento de la columna entera), este sufre compresión pura cuando la temperatura incrementa. Esto se expresa en el campo elástico por medio de la siguiente ecuación:

$$k = E \frac{\Delta l}{l} \quad (2)$$

En donde: $k \approx 2.5 \Delta T$ MPa con ΔT en $^{\circ}\text{C}$ o $^{\circ}\text{K}$, o

$k \approx 360 \Delta T$ psia con ΔT en $^{\circ}\text{C}$, o

$k \approx 200 \Delta T$ psia con ΔT en $^{\circ}\text{F}$.

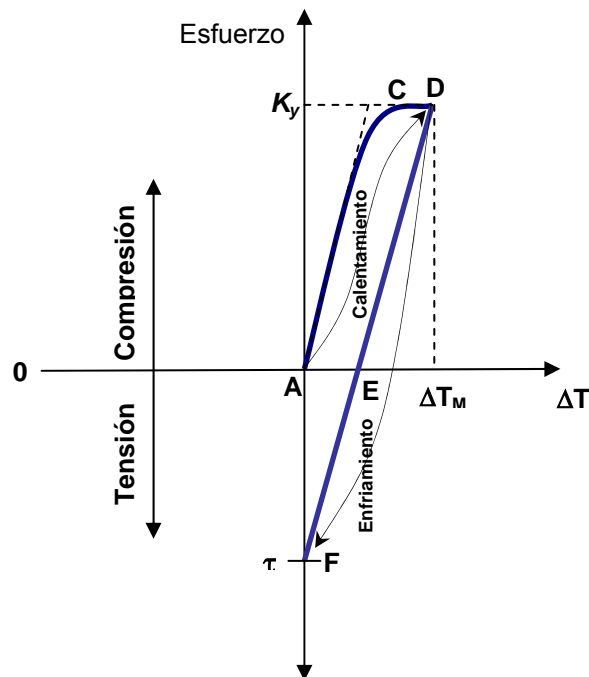
El módulo elástico E es igual a aproximadamente $2 * 10^5$ MPa para el acero.

La figura 16 muestra el diagrama esfuerzo vs. ΔT . Si el ΔT_M es más grande que la temperatura a la cual se alcanza el límite elástico (**B**), la curva de esfuerzo versus temperatura no es lineal, así que el casing empieza a sufrir deformación permanente.

Por encima del punto **C**, el cual corresponde al yield strength k_y , la curva se vuelve prácticamente horizontal (**CD**). El casing, que ya no puede adsorber esfuerzo térmico adicional en forma de un incremento en el esfuerzo compresivo, puede sufrir una gran y permanente deformación. Cuando el sistema es enfriado, los esfuerzos siguen el camino **DEF** paralelo al dominio elástico **AB**. Este corta la abcisa en **E** para una diferencia de temperatura $\Delta T - 2.5k$. Como la temperatura retorna a la temperatura inicial, entonces el casing será sometido a esfuerzo tensil, punto **F** sobre la figura.

$$\tau = 2.5\Delta T_M - k_y \text{ MPa} \quad (3)$$

Figura 16. Efecto de la temperatura sobre los esfuerzos mecánicos en el casing.



Tomada y modificada de: BURGER, J., SOURIEAU, P. y COMBARNOUS, M. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du pétrole publications, Éditions Technip. París, 1985.

Para obtener una vida útil del casing, a pesar de la fatiga causada por los procesos continuos de expansión y compresión del metal, se recomienda no trabajar por encima de la temperatura del yield strength. La temperatura de máximo incremento durante la operación es:

$$\Delta T_M = \frac{k_y (MPa)}{2.5} \quad \text{en } ^\circ\text{C o } ^\circ\text{K} \quad (4)$$

Para completamiento térmico, se recomienda el uso de casing de grado N-80.

- **Cementación:** un buen trabajo de cementación es esencial para pozos térmicos. El diámetro del pozo debe ser constante y el casing debe tener suficientes centralizadores para asegurar que la capa de cemento tenga un espesor constante.

Los cementos convencionales pierden su resistencia a la compresión y se vuelven permeables al ser sometidos a una temperatura de 230 °F. Por encima de esta temperatura, se puede obtener estabilidad térmica adicionando de 30 al 60% de silica flour al cemento; los cementos más usados son los cementos clase G. Por otra parte, adicionando menos del 10% de cloruro de sodio al agua de mezcla, se incrementa el coeficiente de expansión del cemento y provee mejor adherencia a la columna y a las formaciones.

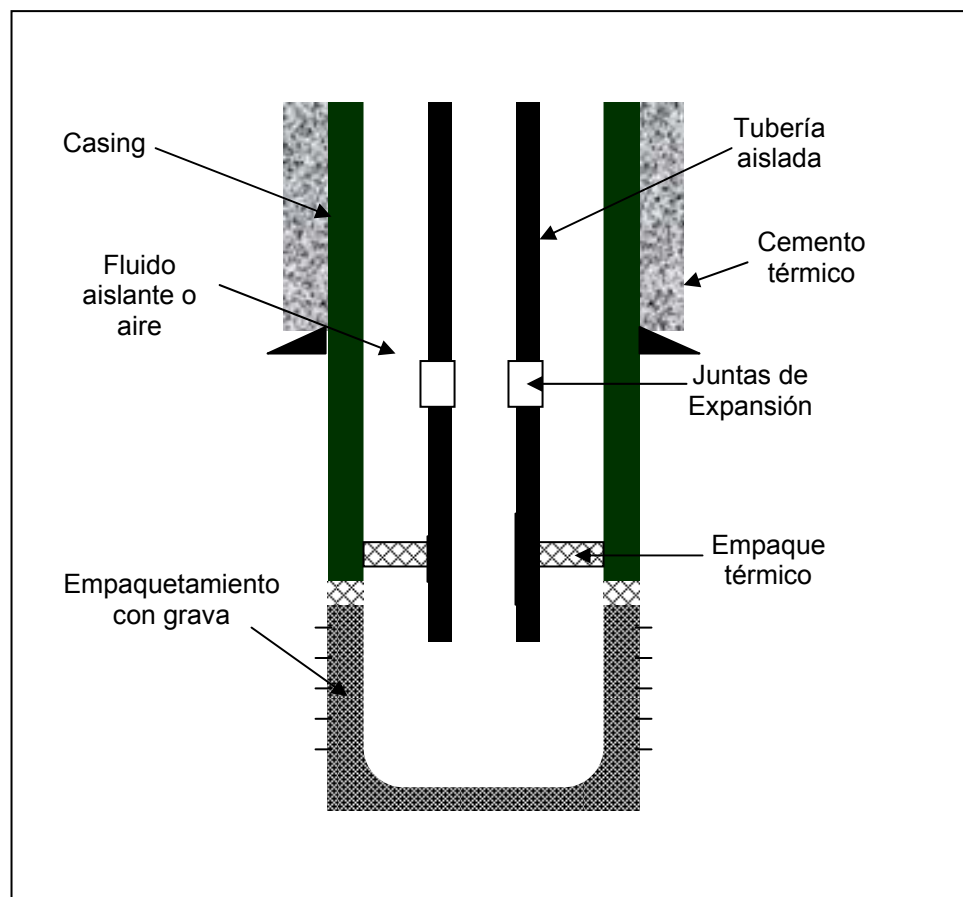
Otros aditivos usados en el cemento son: reductores de fricción, bentonita, materiales aislantes como perlita, vermiculita, etc.

- **Aislamiento térmico de los pozos:** convencionalmente, el fluido caliente es inyectado a través de un tubing, cuyo espacio anular debe estar totalmente libre de líquidos, saturado de aire o de fluido aislante y requiere el uso de empaques térmicos. Así mismo, la sarta de tubing debe encontrarse aislada para evitar la

transferencia de calor hacia el casing y evitar la expansión del mismo y su posterior colapso por cambios de temperatura. De igual forma, es recomendable realizar un registro (por ejemplo el Cement Bond Log) para detectar puntos de falla del cemento revestidor del pozo.

La figura 17 muestra un completamiento típico de un pozo para estimulación con vapor.

Figura 17. Completamiento de un pozo para estimulación con vapor.



Tomada y modificada de: PAEZ S. Javier D., *et al.* Screening EOR Campos de la Gerencia del Alto Magdalena. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2003.

- **Equipo de fondo:** el completamiento de fondo depende de la naturaleza de la formación, si el pozo es inyector o productor o ambas condiciones. El fondo del pozo es empaquetado con grava o se utilizan liners ranurados, para evitar el arenamiento de la cara del pozo. Preferiblemente, los liners deben ser ajustados con juntas de expansión y sus dispositivos de suspensión deben sellarse apropiadamente.

Los pozos térmicos generalmente son producidos por bombeo mecánico, por lo tanto, después de haber sido estimulados con vapor, se deben tener en cuenta ciertas precauciones cuando se bombean, particularmente debido al fenómeno de bloqueo por gas, el cual reduce el rendimiento de la bomba.

1.3.5 Tratamiento del petróleo producido. El principal problema en el petróleo producido de la estimulación con vapor, es la formación de emulsiones directas e inversas, especialmente en crudos cuya densidad es cercana a la del agua. Para romper estas emulsiones se utilizan químicos desemulsificantes, los cuales se inyectan en las líneas de producción antes de que el crudo emulsionado llegue las instalaciones de tratamiento.

El tratamiento del petróleo producido, involucra un tanque de lavado en el cual ocurre una separación inicial de gas, aceite y agua y decantación de sólidos suspendidos, seguido de un tratamiento de tanques de asentamiento.

Para aceites en los cuales es difícil el tratamiento, es preferible proceder desde una fase de separación inicial hasta un tratamiento con temperatura (tratadores térmicos) o separadores electrostáticos. El agua producida es reciclada o inyectada en formaciones subterráneas. Si el agua es reciclada, como lo es en proyectos de vapor a gran escala, ésta debe recibir el tratamiento adecuado.

1.4 PÉRDIDAS DE CALOR EN LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Las pérdidas de calor en el proceso de inyección cíclica de vapor empiezan en el generador de vapor, con la subsiguiente pérdida en las líneas de inyección de superficie, la cabeza del pozo, la trayectoria del pozo y finalmente en la formación y los estratos adyacentes (ver Diagrama de flujo de pérdidas de calor). A continuación se discute de manera sencilla las pérdidas que se pueden presentar en cada uno de estos sistemas.

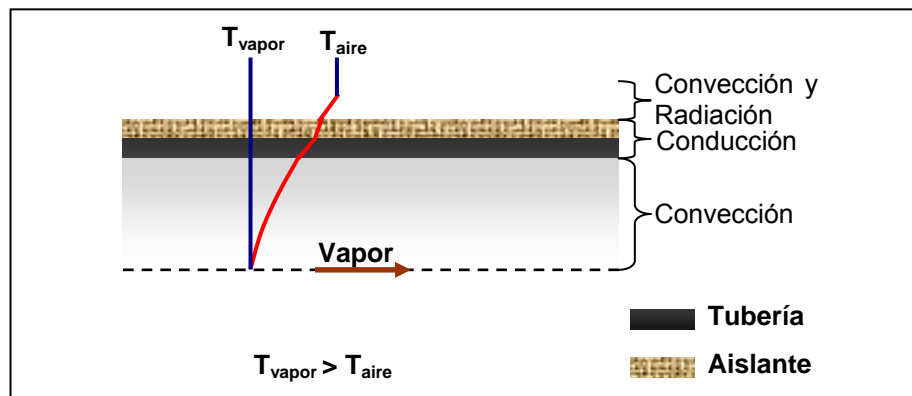
1.4.1 Pérdidas de calor en superficie. Las pérdidas de calor ocurridas en la unidad generadora de vapor son medidas tomando en cuenta la eficiencia térmica del generador.

Las pérdidas de calor en las líneas de inyección de superficie se dan, debido a la combinación de los tres mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación. El proceso que sigue estas pérdidas de calor es el siguiente:

- Transferencia de calor a través del fluido por convección hasta la pared interna de la tubería, este se da debido a que entre el fluido y la pared de la tubería existen delgadas películas de fluido a baja velocidad y el calor será transferido por convección a través de esas películas.
- Consecuentemente el calor será transferido desde la pared interna hasta la pared externa de la tubería por conducción; en caso de que la tubería este revestida con protección aislante, el calor fluirá por conducción a través de este medio hasta la sección convectiva (el aire).
- Por último el calor será transmitido hacia el aire u otros cuerpos cercanos básicamente por radiación y convección.

La figura 18 muestra como se dan las pérdidas de calor en las líneas de inyección en superficie, desde una temperatura, T , del vapor de inyección mayor a una temperatura, T , del aire.

Figura 18. Pérdidas de calor en las líneas de inyección de superficie.



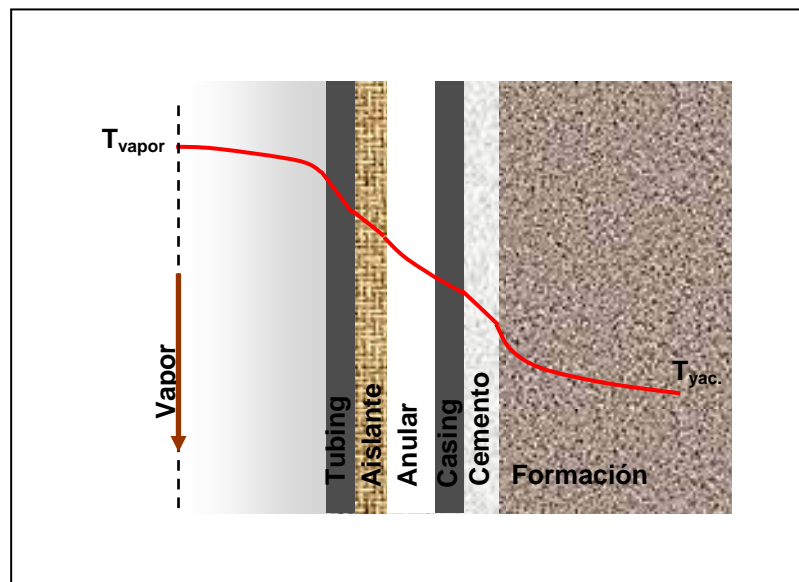
1.4.2 Pérdidas de calor en el pozo. Las pérdidas de calor en el pozo no alcanzan un estado estable, pues están decreciendo constantemente con el tiempo. Esta función del tiempo es una medida de que tan rápido puede la tierra conducir el calor lejos del pozo.

Al igual que en las pérdidas de calor en líneas de superficie, las pérdidas de calor en el pozo se deben a la combinación de los tres mecanismos de transferencia de calor y se presentan en forma análoga.

En la mayoría de los elementos del pozo (tubing, anular casing-tubing, casing, cemento y formación) la transferencia de calor se realiza por conducción, a diferencia del anular, donde se pueden presentar los mecanismos de radiación y convección libre o forzada en caso de que exista algún fluido en el espacio anular.

La figura 19 muestra como se presentan estas pérdidas de calor en la tubería de inyección del pozo, desde una temperatura, T , del vapor de inyección mayor a una temperatura, T , de la formación.

Figura 19. Pérdidas de calor en la tubería de inyección del pozo.

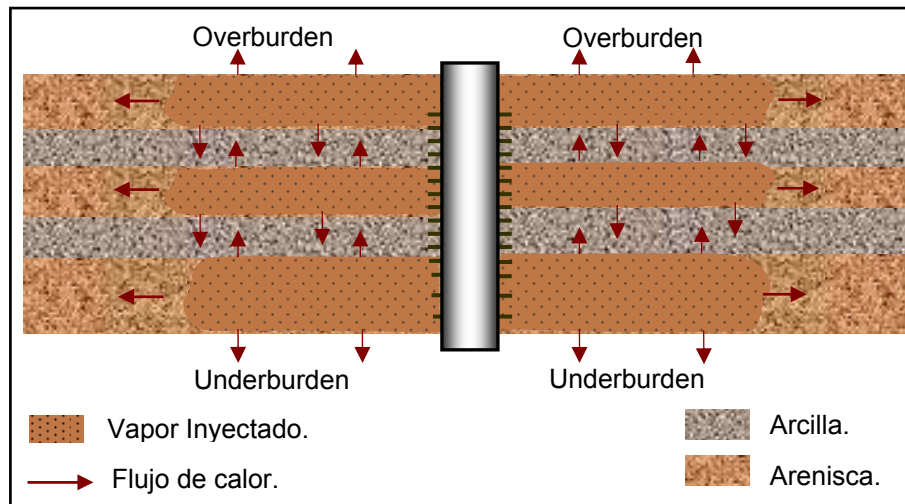


1.4.3 Pérdidas de calor en la formación. Las pérdidas de calor en la formación se presentan hacia los estratos adyacentes inferior y superior (overburden y underburden) y hacia las intercalaciones de rocas no productoras en el caso de que existan.

De igual manera es importante tener en cuenta la presencia de acuíferos en las cercanías al pozo, ya que pueden ser grandes ladrones de calor, debido a que estos por su alta capacidad calorífica pueden absorber gran parte del calor inyectado. Una característica geológica igualmente importante es la cercanía de una falla, pues estas constituyen un camino fácil para el fluido inyectado, significando no solo pérdida de calor, sino también del vapor.

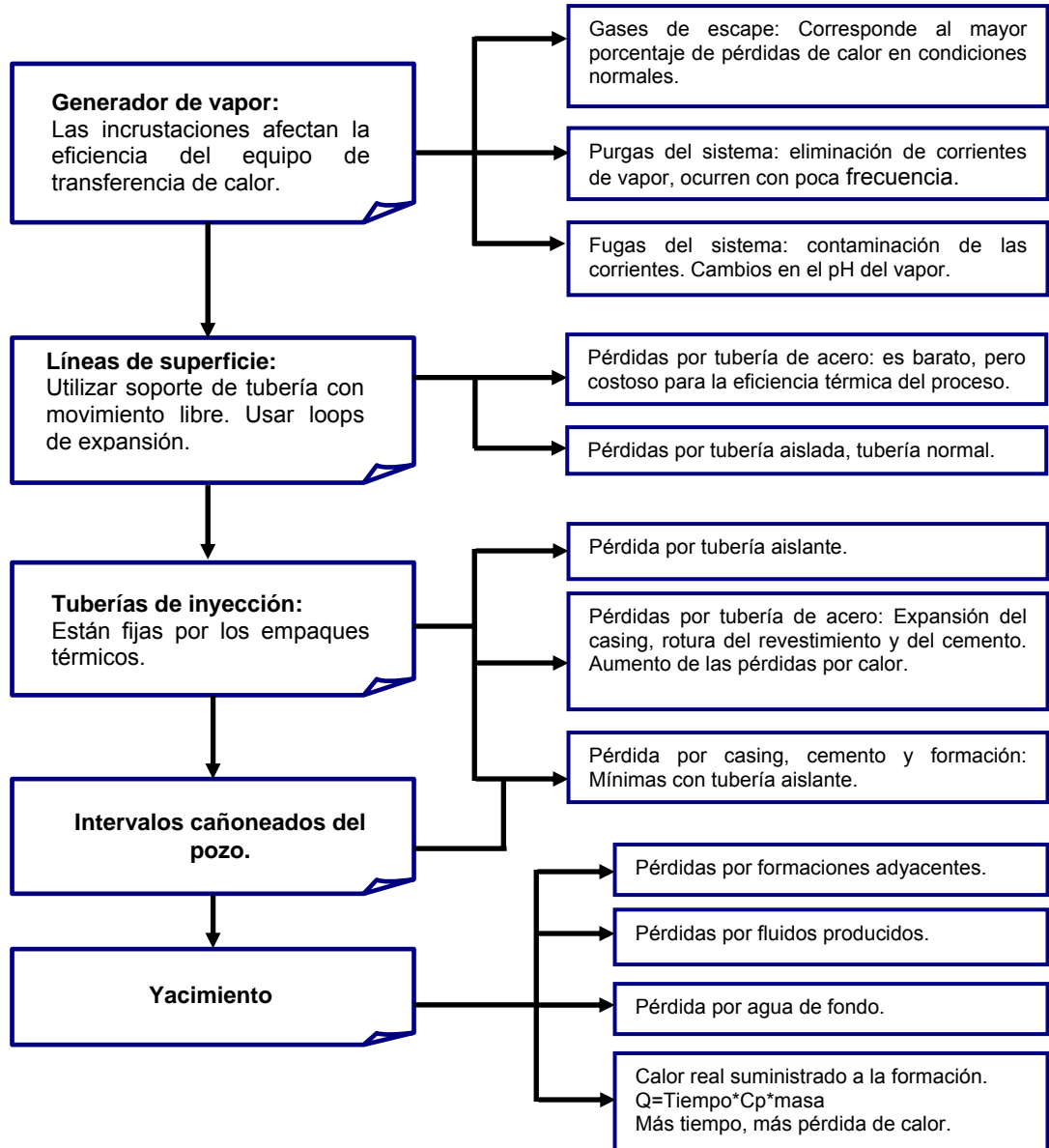
La figura 20 muestra una configuración de intercalaciones de arena-arcilla, en la cual se puede ver como se da el flujo de calor hacia las zonas no productoras (arcilla), ocasionando de esta manera las pérdidas del mismo.

Figura 20. Pérdidas de calor en la inyección de vapor por el efecto de las intercalaciones arena-arcilla.



El siguiente diagrama resume de manera esquemática y general las pérdidas de calor que se pueden presentar en un proceso de inyección cíclica de vapor.

Diagrama de flujo de pérdidas de calor ¹⁷.



¹⁷ PAEZ, Op. Cit., p. 75.

1.5 ASPECTOS ECONÓMICOS DEL PROCESO

Los principios básicos a tener en cuenta para la evaluación económica del proceso de inyección cíclica de vapor son ¹⁸:

1.5.1 Operación funcional del proceso sobre costos. El propósito principal del estudio económico es garantizar que el proceso de inyección cíclica de vapor sea controlable incondicionalmente, lo que significa que los costos corresponden a equipos e insumos externos, con las mejores condiciones de calidad y con prácticas de operación estandarizadas.

1.5.2 Control del balance de energía. Se busca que la operación desde el punto de vista termodinámico sea eficiente y que el suministro de calor sea óptimo en tiempo y costos.

1.5.3 Rápido escalamiento a operación comercial. El diseño debe ser aplicable tanto para la operación del piloto como en el proyecto comercial. El escalamiento del proceso no solo aplica en un campo, sino que es aplicable en toda una cuenca productora de petróleo, esto debido al gran tamaño de los campos donde se aplica la inyección cíclica de vapor.

El escalamiento implica el tendido de nuevas líneas, la perforación de nuevos pozos y la ampliación de las facilidades existentes, pero la operación en esencia sería la misma que el piloto, con los cambios necesarios correspondientes.

¹⁸ PAEZ, Op. cit., p. 70.

1.5.4 Condiciones de operación de tiempo completo. La viabilidad del proyecto depende del mayor tiempo de operación del equipo por año, debido a una rápida amortización de los costos iniciales y optimización de los costos de operación, se deben estimular los pozos adyacentes dentro de un mismo periodo de producción para minimizar pérdidas y obtener un drenaje adicional de la influencia de cada pozo a los cambios de presión.

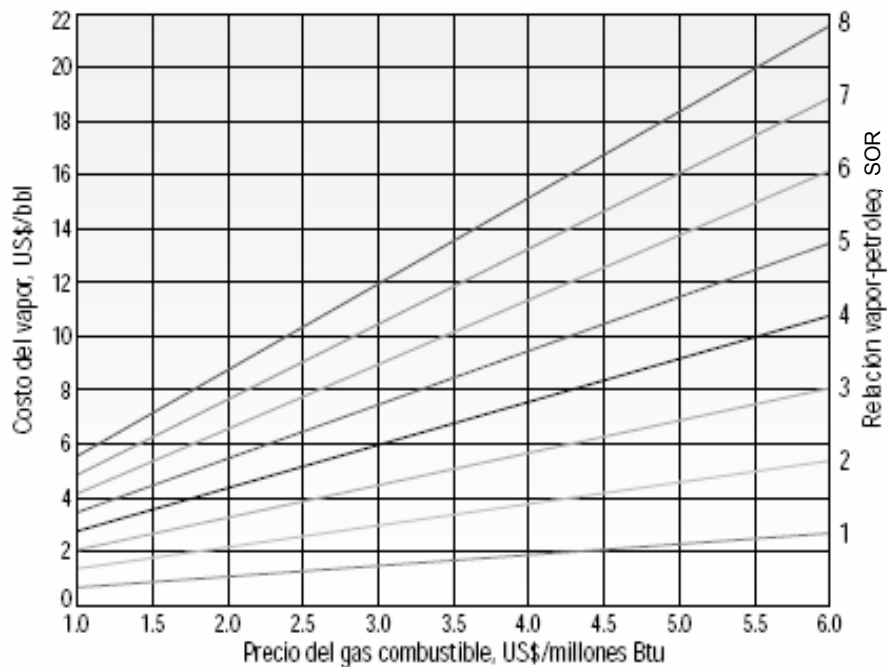
1.5.5 Costos de mayor incidencia. Los costos de mayor incidencia dentro del proceso de inyección cíclica de vapor en su orden de importancia son: costo del gas por MMBTU, costo del generador, costos de recompletamiento y acondicionamiento de pozos, costo de las facilidades de superficie, sistemas de levantamiento artificial y tubería, y por último costo del tratamiento de agua. Por tanto, se debe hacer un estudio económico minucioso, antes de la implementación del método para garantizar la factibilidad económica del mismo.

1.5.6 Relación aceite incremental-vapor inyectado (RAV). La relación aceite incremental-vapor inyectado es la relación básica en todos los procesos de recobro térmico, ya que éste es el indicador clave de eficiencia térmica de cada ciclo de inyección ¹⁹. Esta relación junto con el costo de producción del barril de vapor equivalente permiten calcular el costo del barril adicional de crudo recuperado. En la mayoría de los campos el costo del barril adicional, es un factor que influye grandemente en la suspensión de procesos de recobro térmico, cuando el precio del crudo baja, ya que el valor de un barril de crudo en el mercado es diferente al costo de producirlo.

¹⁹ WATKINS, D. R., KALFAYAN, L. J. and BLASER, S. M.: "Cyclic Steam Stimulation in a Tight Clay-Rich Reservoir", paper SPE 16336. p. 7.

La relación aceite incremental-vapor inyectado (RAV) también se puede medir en términos de barriles de vapor equivalente requeridos para producir un barril de petróleo (SOR: Steam Oil Ratio), es decir el inverso de la RAV. La relación SOR y el costo asociado con la generación de vapor afectan directamente la rentabilidad de un proyecto. Cuando el precio del gas, el combustible requerido para la generación del vapor, es demasiado alto, y el precio del crudo pesado es bajo, las operaciones de inyección de vapor se ven restringidas. La siguiente figura visualiza claramente la relación entre el precio del gas combustible, SOR y costo del vapor generado.

Figura 21. Efecto del costo del combustible y de la relación vapor-petróleo en el costo de producir petróleo.



Tomada y modificada de: CURTIS, Carl, *et al.*: "Yacimientos de Petróleo Pesado", artículo publicado por Schlumberger, Invierno 2002/2003.

En la figura 21, la intersección entre el precio del combustible (en este caso gas) y la relación SOR (líneas de color) determina el costo del vapor por barril de petróleo producido. Los operadores pueden utilizar esta gráfica para determinar el precio máximo del combustible para el cual la producción se mantiene rentable.

1.6 VARIACIONES DEL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor, al igual que otros métodos de recobro mejorado, ha ido evolucionando con el tiempo. Es así, como se ha buscado que el desempeño del método se mejore por medio de aditivos, los cuales son agregados al vapor, ya sea desde el inicio del proyecto o después de haberse aplicado cierta cantidad de ciclos en el yacimiento. Las variaciones del método se pueden clasificar de la siguiente manera: vapor con solvente, vapor mas gas y vapor mas agentes espumantes.

1.6.1 Vapor con solvente. Frecuentemente, los solventes y crudos livianos son usados, como diluentes para facilitar el bombeo y transporte por tubería de los crudos pesados. El uso exclusivo de solventes para la recuperación de petróleo pesado tiende a ser limitado, debido a sus altos costos; sin embargo, el uso de solventes en cantidades menores al 10% en volumen del vapor, como aditivo en los procesos de vapor, ha sido estudiado tanto en laboratorio como en campo, obteniéndose buenos resultados²⁰.

²⁰ SHU, W. R. and HARTMAN, K. J.: "Effect of Solvent on Steam Recovery of Heavy Oil", paper SPE 14223. p. 1.

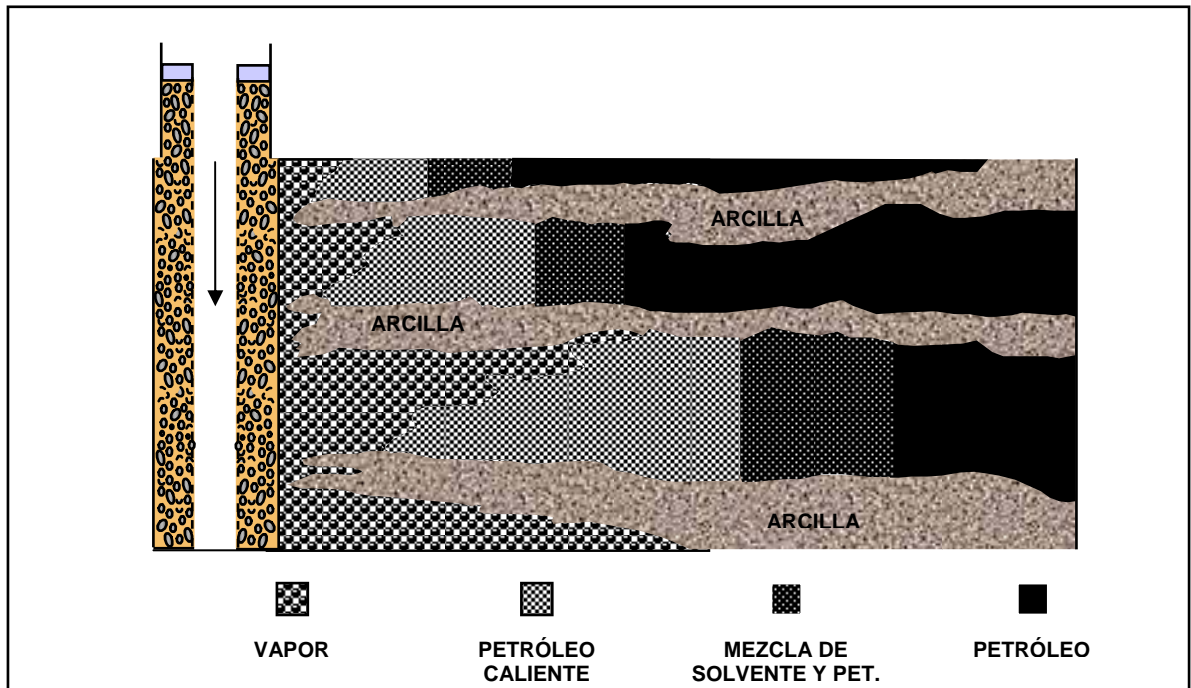
Los solventes, son usados para mejorar la eficiencia y extender la aplicación de la inyección cíclica de vapor en los campos que han estado produciendo bajo este método de recobro mejorado ²¹. Es importante aclarar, que el solvente entra al yacimiento en estado gaseoso, y el esquema de inyección más favorable para este proceso es el siguiente:

- **Fase de calentamiento:** inyección de vapor sin solvente, generalmente por dos días consecutivos, para precalentar el área y evitar la condensación del solvente en las zonas cercanas al pozo al inicio del proceso de inyección.
- **Inyección de vapor y solvente:** en esta fase, el vapor y el solvente son inyectados simultáneamente, favoreciéndose de este modo, la solubilidad del solvente dentro del crudo y lográndose una mayor área de contacto, por el incremento en la movilidad del crudo debido a la considerable reducción en su viscosidad. La duración de esta fase depende de la inyectividad de la formación.
- **Inyección de vapor:** esta fase concluye cuando el volumen de vapor remanente es inyectado. Aquí el solvente es desplazado por el vapor y alcanza una penetración alta, la cual a su vez se traduce en una gran área de petróleo contactada.

La figura 22 muestra el comportamiento esperado de la inyección de vapor con solvente.

²¹ MENDEZ, Zuleyka, *et al.*: "Cyclic Steam Injection with Additives: Laboratory and Field Test Results of Steam/Foam and Steam/Solvent Processes", paper SPE 24632. p. 1.

Figura 22. Inyección de vapor con solvente.



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elias. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Centro de Excelencia STM, Junio 2002.

A pesar del efecto de reducción de la viscosidad del crudo, en la zona de mezcla de solvente y petróleo, la contribución de éste a la producción de petróleo es mínima; por consiguiente, cualquier aumento en la producción se debe explicar por la difusión del solvente en una gran área o por los cambios en la permeabilidad absoluta y relativa, debido a la disolución de los depósitos orgánicos, lo que conlleva a un aumento de la inyectividad y hace al medio poroso más mojable al agua mejorando la productividad.

Los mejores resultados que se han obtenido, en la implementación de la inyección cíclica de vapor con solvente, ha sido en yacimientos con espesores netos productores mayores a 90 pies.

1.6.2 Vapor más gas. El mecanismo que permite el mejoramiento de recobro de crudo por inyección de vapor más gases no-hidrocarburos tales como nitrógeno y dióxido de carbono presente en los gases de combustión, incluye la solubilidad del gas en el crudo, la gran reducción de la viscosidad del crudo y el mejoramiento de las propiedades en la tensión interfacial. Además, el gas inyectado puede modificar el perfil de inyección del gas y el perfil de producción de crudo, y el área calentada del yacimiento se puede expandir más rápidamente a medida que se difunde el gas en solución. El dióxido de carbono puede fácilmente disolverse en el crudo y reducir su viscosidad, mientras que el nitrógeno puede, en parte disolverse en el crudo, y mantener la presión del yacimiento en un nivel alto ²².

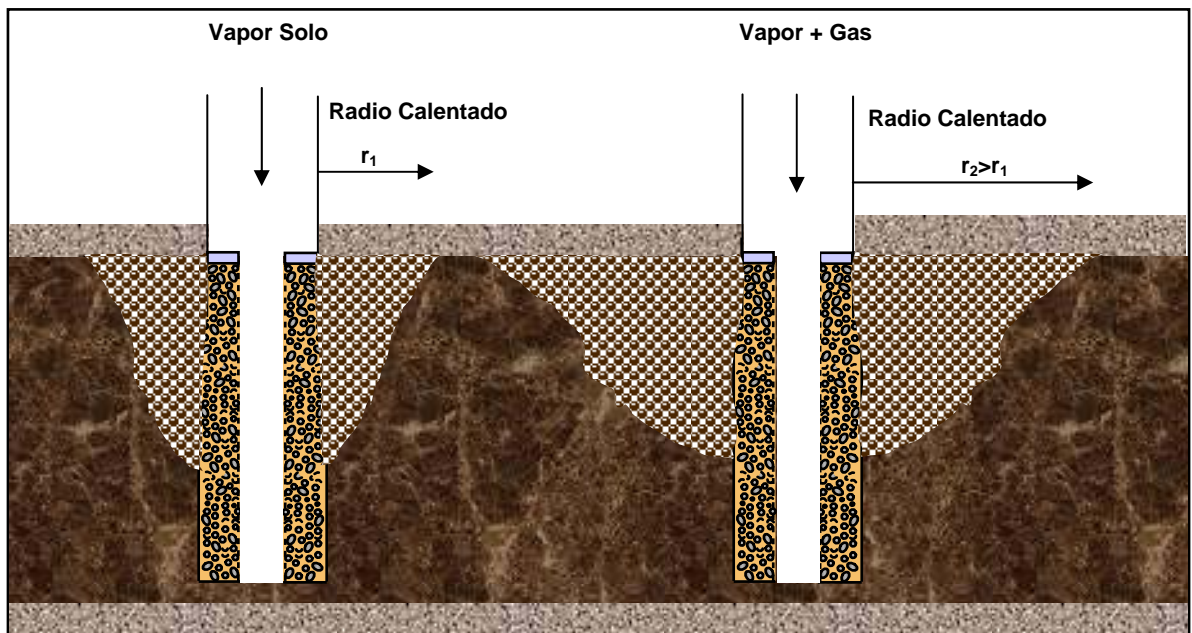
- **Efecto de difusión de gas en el crudo:** el gas se disuelve en el crudo y se difunde rápidamente hasta un radio extenso dentro del yacimiento, de este modo se mejoran las propiedades del crudo (disminución de la viscosidad) y se extiende el área de drenaje.

- **Efecto de reducción de la viscosidad del gas de combustión sobre el crudo:** el gas de combustión, especialmente el dióxido de carbono, se puede disolver en el crudo, y por lo tanto la viscosidad del mismo se reduce considerablemente aumentando de esta manera la habilidad de flujo del crudo.

²² ZHANG, Fengshan, FAN, Xueping and DING, Jianmin : " Field Experiment of Enhancing Heavy Oil Recovery by Cyclic Fuel Gas Injection", paper SPE 64724. p. 2.

La figura 23 muestra el comportamiento esperado de la inyección de vapor más gas. Como se puede observar, el radio calentado por la inyección de vapor más gas es mayor al radio calentado por la inyección de vapor solo, obteniéndose de esta manera una mayor área de calentamiento y de drenaje de crudo.

Figura 23. Inyección de vapor más gas.



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Centro de Excelencia STM, Junio 2002.

1.6.3 Vapor más agentes espumantes (surfactantes). El principal problema que se presenta en los procesos de recobro térmico es la pobre eficiencia de barrido volumétrica, definiendo la misma como el producto de la eficiencia de barrido vertical por la eficiencia de barrido areal. Los principales factores que determinan

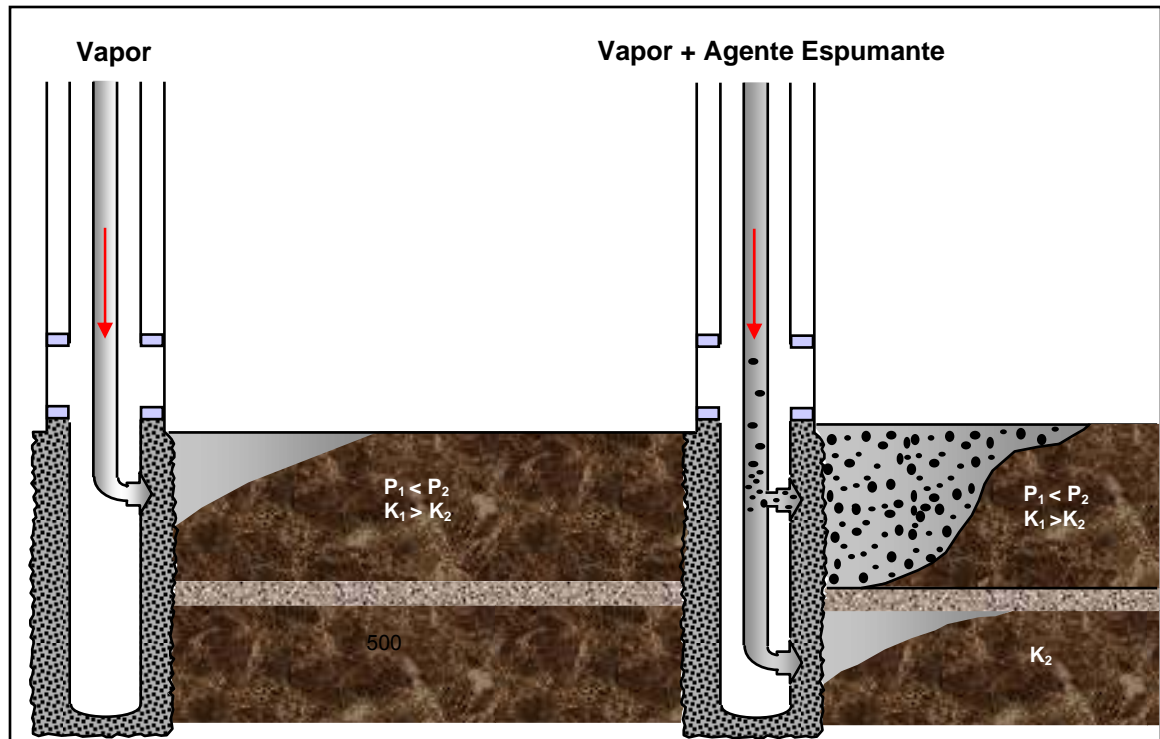
esta eficiencia de barrido son: la heterogeneidad del yacimiento, la variación en la permeabilidad, la permeabilidad relativa, el espaciamiento entre pozos, la calidad del vapor y la relación de movilidad ²³.

En el proceso de inyección cíclica de vapor, el frente del vapor, en el primer ciclo de inyección, busca el área de mayor permeabilidad y durante los subsiguientes ciclos el vapor tiende a aumentar la zona de drenaje de crudo establecida en el primer ciclo; es decir el vapor tiende a irse por la primera zona de mayor permeabilidad y de menor presión que encontró desde el primer ciclo, dejando las demás zonas libres de vapor y sin ser estimuladas. Esto se puede visualizar en la figura 24. Para corregir estos problemas de distribución del vapor, se han utilizado surfactantes para generar espumas in-situ dentro del yacimiento. Estas espumas ayudan a que el vapor se re-direccione desde los canales iniciales de vapor hacia las zonas del yacimiento que contienen mayor saturación de crudo o a aquellas que no habían sido estimuladas, es decir se mejora la eficiencia de barrido vertical por medio del bloqueo que la espuma ocasiona en el área inicialmente contactada por el vapor. Los surfactantes comerciales de este tipo (agentes espumantes) que se han utilizado son: el alkyltolueno sulfonato de sodio de cadena lineal (LTS) y el alkylbenceno sulfonato de sodio de cadena ramificada (BBS) ²⁴.

²³ COOKE, R. W. and ESON, R. L.: "Field Results of Optimizing the Steam Foam Diversion Process in Cyclic Steam Applications" paper SPE 21531. p. 2.

²⁴ MENDEZ, Op. cit., p. 6.

Figura 24. Inyección de vapor más agentes espumantes.



Tomada y modificada de: LÓPEZ, Elías. Procesos de Producción de Crudos Pesados Relacionados con la Inyección de Vapor. Jornadas de Actualización Tecnológica en Explotación de Crudos Pesados. PDVSA, Centro de Excelencia STM, Junio 2002.

Otros surfactantes utilizados son los químicos interfacialmente activos llamados "Thin Film Spreading Agents" (TFSA). El compuesto químico del TFSA ²⁵, es soluble en agua y estable a altas temperaturas, y es usado para mejorar el

²⁵ ADKINS, J. D.: "Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells" paper SPE 12007. p. 2.

proceso de inyección cíclica de vapor debido a sus propiedades de superficie activa. Los componentes del TFSA pueden reducir las fuerzas de tensión interfacial por la sustitución de una película extendida, lo suficientemente fuerte como para romper los agentes emulsificantes naturales que se encuentran entre las interfaces aceite-agua y aceite-roca. Esta disminución de las fuerzas de tensión interfacial, permiten la coalescencia de las gotas de agua con agua y de las gotas de crudo con crudo, generándose de este modo una desemulsificación dentro del yacimiento. Además, como consecuencia de la disminución de las fuerzas interfaciales, la mojabilidad de la roca se aumenta y por lo tanto se mejora la movilidad del crudo.

Un aspecto muy importante, que hay que tener en cuenta, es la correcta selección del químico surfactante, esto para asegurar que no se produzca un bloqueo en la formación. Es necesario seleccionar el mejor TFSA para lograr una eficiente reducción en las fuerzas de tensión interfacial, ya que si éstas se reducen demasiado, entonces, se podría inhibir el proceso de coalescencia. De otro lado, una reducción insuficiente en las fuerzas interfaciales no permitiría la coalescencia de las gotas de los fluidos.

2. EXPERIENCIAS DE CAMPO Y PROBLEMAS OPERACIONALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

En el estudio de los casos de campo, en donde se llevó a cabo la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor, se encontró que los problemas operacionales que se pueden llegar a presentar en este proceso, se clasifican de la siguiente manera: problemas operacionales durante la etapa de inyección y de remojo, y problemas operacionales durante la etapa de producción.

Dentro de los problemas operacionales que se pueden presentar durante la etapa de inyección y de remojo tenemos: baja inyectividad, depositación de asfaltenos, depositación de escamas y fallas mecánicas en la tubería de producción y casing.

Durante la etapa de producción, estos problemas pueden ser: arenamiento, formación de emulsiones en el fluido producido, fallas en el sistema de levantamiento artificial, especialmente en el bombeo mecánico, y fallas mecánicas tanto en tubería de producción como en el casing.

El estudio de estos campos, permitió identificar y clasificar los problemas operacionales que pueden ocurrir durante la estimulación de un pozo, y al mismo tiempo, conocer las soluciones que se dan para estos problemas. Por ello la importancia de este capítulo, ya que involucra dos objetivos principales: el primero, describir los problemas operacionales que comúnmente se presentan en los procesos de inyección cíclica de vapor, y el segundo, realizar una descripción de las experiencias de campo más representativas en las cuales se reportaron este tipo de problemas y la solución que se dio a los mismos.

2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Los problemas operacionales, que se pueden presentar durante la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor, son básicamente los mismos para la mayoría de las experiencias de campo estudiados en este proyecto, y se explicarán a continuación con una breve descripción del porqué se generan y su posible solución.

2.1.1 Arenamiento. La producción de arena es uno de los problemas operacionales más antiguos de los campos de petróleo ²⁶. Este se asocia usualmente con formaciones poco profundas, como las que contienen crudos de alta viscosidad. La presencia de este problema, durante la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor, se debe básicamente a las siguientes causas:

- La inyección de vapor se lleva a cabo en areniscas poco profundas, no-consolidadas o muy friables.
- La temperatura del vapor y su fase líquida alcalina ocasiona pérdida de la resistencia de la matriz cerca de la cara del pozo, al debilitar el material cementante de sus granos, generando de esta manera, además de la producción de arena (granos de la matriz) el desprendimiento y/o colapso del casing ²⁷.

²⁶ ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation. Second Edition, Vol. 2. Tulsa: Oil & Gas Consultants, 1982. p. 35.

²⁷ MURER, A. S., *et al.*: "Steam Injection Project in Heavy-Oil Diatomite", paper SPE 60853. p. 4.

- Las fuerzas de arrastre del fluido que se produce, las cuales se incrementan con altas tasas de flujo y con las altas viscosidades del fluido.
- Cuando declina la presión del yacimiento, se incrementan las fuerzas de compactación alterando la cementación de los granos.

Los inconvenientes que origina la excesiva producción de arena son:

- **Restricción de la tasa de producción:** la producción de los pozos disminuye paulatinamente a medida que se va sedimentando la arena dentro del pozo. Se ha encontrado en algunos casos que una pequeña cantidad de arena es suficiente para obstruir el normal funcionamiento de las bombas de subsuelo e impedir la producción artificial del pozo.
- **Desgaste del equipo de producción:** el efecto abrasivo que presenta un fluido que contiene arena, origina un desgaste acelerado del sistema de producción del pozo, principalmente en las partes móviles (bombas). Ante esta situación, los equipos de producción en superficie como los de recolección y medida requieren constantes mantenimientos para retirar los depósitos de arena que allí se presenten.
- **Aumento de la frecuencia en los servicios de limpieza:** los pozos al arenarse necesitan continuamente de servicios de limpieza, lo cual incrementa los costos de producción.

Para la prevención de la producción de arena se utilizan los siguientes mecanismos de control:

- **Reducción de las fuerzas de arrastre:** la reducción de las fuerzas de arrastre o de fricción, es a menudo el método más efectivo para controlar la producción de

arena. La tasa de producción del fluido causante del movimiento de la arena, debe ser considerado como una tasa por unidad de área de formación permeable abierta hacia la cara del pozo. Por tanto, para reducir las fuerzas de arrastre se debe:

- Incrementar el área de flujo: ya sea limpiando, recañoneando, aumentando la densidad de las perforaciones o creando fracturas.
- Reducir la tasa de producción: siempre y cuando los análisis económicos lo permitan.

▪ **Método mecánico o del puenteo:** consiste en impedir el paso de las partículas de arena hacia el pozo, partiendo de la base de que las partículas tienden a puentearse. Se ha demostrado que las partículas redondas no fluyen continuamente a través de ranuras rectangulares del doble de ancho de su diámetro, ni por huecos circulares de diámetros tres veces mayores que la partícula redonda. Este método se basa en retener una fracción de arena de la formación con el fin de que el resto se puentee sobre ellas. Puede utilizarse solo mallas o ranuras para hacer funcionar el método, o utilizar arenas de características especiales, como paquete externo y homogéneo alrededor y al exterior de la tubería, el cual sirve como filtro entre la formación y el hueco productor, a esto se le llama comúnmente empaquetamiento con grava.

Para el puenteo mecánico sin utilizar grava, el factor importante a determinar es el tamaño de la ranura del liner, la cual se determina en base al tamaño de grano de arena que se está produciendo.

En el caso de empaquetamiento con grava existen varios factores a tener en cuenta, tales como: tamaño de la arena de la formación, tamaño de la grava,

tamaño de la ranura del liner, espesor del empaquetamiento y fluido de empaquetamiento.

- **Consolidación de los granos de la arena:** el objetivo básico de una consolidación con resinas es el de incrementar la resistencia de la matriz alrededor de la cara del pozo, de tal manera que los granos de la arena no se desprendan debido a las fuerzas de arrastre originada por los fluidos que están fluyendo a una tasa de producción determinada.

Este método consiste en inyectar a la formación en estado diluido, un fluido formador de resinas. Como la temperatura de la formación es relativamente alta, se origina una separación del fluido en dos partes: resina y fluido inerte. La resina contiene su propio catalizador y tiende a revestir los granos de la arena y cementarlos en los puntos de contacto. Tras un periodo de cura, el fluido inerte se circula fuera del pozo y los vacíos remanentes forman la permeabilidad que permite el paso de los fluidos de la formación.

Existe otra técnica de consolidación de los granos de arena, la cual requiere dos fluidos. El primero que contiene la resina, entra en el pozo y es seguido por un fluido cargado con catalizador, el cual provoca la reacción necesaria para que fragüe la resina. Otra función del segundo fluido, es la de dispersar el fluido cargado con la resina, logrando con esto, que se aumente el volumen del área consolidada. Esta técnica se conoce como “reacción in-situ”.

En los casos de campos reportados, en donde se ha llevado a cabo la implementación de la inyección cíclica de vapor, este problema de producción de arena, se ha resuelto, básicamente, utilizando empaquetamiento con grava. Aunque también se han buscado otras alternativas, las cuales involucran la utilización de químicos para la estabilización de finos antes de la estimulación con

vapor y la adición de un estabilizador de arcilla al alimentador de agua del generador o al efluente del vapor.

2.1.2 Depositación de asfaltenos. La depositación de asfaltenos se presenta en aquellos campos en donde el crudo producido es de base asfáltica. Este problema se presenta cuando, por la temperatura del vapor inyectado se vaporizan los componentes livianos del crudo y estos tienden a desestabilizar los asfaltenos, los cuales se depositan y cubren las superficies minerales de la formación con películas aceitosas, alrededor de la cara del pozo, ocasionando de ésta manera la reducción de la permeabilidad.

La solución a este problema ha sido la utilización de un solvente comercial con alto contenido de aromáticos y con un porcentaje de un surfactante mojado por agua llamado Halliburton Hyflo-IV ²⁸.

2.1.3 Baja inyectividad. La inyectividad tiene que ver con la cantidad de fluido que “*toma o recibe*” la formación por día, a determinada presión de operación. La inyectividad es proporcional a la permeabilidad y porosidad del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad del aceite. Es decir, en un yacimiento con baja permeabilidad y/o porosidad, muy posiblemente se presentarán problemas de baja inyectividad. De igual manera, en un yacimiento que contiene crudo de alta viscosidad y por diferencia de densidades, el crudo actúa como una barrera de obstáculo al vapor para que este pueda fluir libremente, en conclusión a mayor viscosidad del crudo, es posible que se presente baja inyectividad de la formación.

²⁸ WATKINS, Op. cit., p. 8.

En ocasiones este problema se puede presentar en pozos cercanos a una falla, la cual actúa como barrera de flujo e impide que el vapor sea tomado por la formación, este caso ocurrió en el campo Los Perales de Argentina, en donde se preveía que este problema podría ocurrir, ya que se tenía conocimiento de la presencia de una falla ²⁹.

2.1.4 Depositación de escamas (incrustaciones). El tratamiento de agua para generación de vapor involucra reducir las concentraciones de cationes metálicos, como el hierro (Fe^{++}), Calcio (Ca^{++}) y magnesio (Mg^{++}) a una concentración menor de 1mg/kg ³⁰. Esto es determinante, ya que los cationes de hierro, calcio y magnesio, junto con otros de valencia similar, reaccionan con los aniones de carbonato y silicato para precipitar escamas. Las incrustaciones se forman cuando los iones presentes en la fase líquida del vapor (agua), sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos en forma de clusters o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las costras o incrustaciones, las cuales se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene.

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la superficie en donde se formó, por lo cual se hace muy difícil su remoción.

²⁹ PASCUAL, Op. cit., p. 5.

³⁰ BURTON, Robert. : "Waste Water Recycling in Steamflood Operations", paper SPE 11710. p. 2.

Las escamas precipitadas son el carbonato de calcio (CaCO_3) e hidróxido de Magnesio $\text{Mg}(\text{OH})_2$, las cuales son conocidas generalmente como incrustaciones de carbonato, y se localizan desde los equipos de superficie, como el generador y tuberías de inyección del vapor, hasta el fondo del hueco, tubería de producción (cuando se inyecta el vapor por la tubería de producción) y orificios de las perforaciones en la cara de la formación. Las consecuencias de la precipitación de estos carbonatos son la corrosión y el taponamiento de las tuberías y filtros.

La manera de evitar la formación de estas incrustaciones, es llevar un buen control en el tratamiento del agua para verificar que las concentraciones de los cationes de hierro, calcio y magnesio, efectivamente están siendo reducidos a la concentración óptima para la generación del vapor, es decir que se están utilizando aguas suaves para la generación del vapor. Sin embargo, cuando es inevitable la formación de escamas, los tratamientos utilizados para su remoción son los químicos.

2.1.5 Emulsiones. Una emulsión es una suspensión cuasi-estable de finas gotas de un líquido dispersas en otro líquido, el líquido presente como pequeñas gotas es la fase dispersa o interna, mientras que el líquido que lo rodea es la fase continua o externa. Es común que los fluidos producidos, desde los pozos, después de un proceso de inyección cíclica de vapor, se encuentren emulsionados, esto debido a la presencia de gran cantidad de agua condensada en la cara del pozo, la cual se mezcla con el petróleo producido desde la formación.

Los requisitos para formar una emulsión son los siguientes:

- Dos líquidos inmiscibles.
- Suficiente agitación para dispersar un líquido en pequeñas gotas.

- Un emulsificador para estabilizar las gotas dispersas.

Los tipos de emulsiones de agua y petróleo que se pueden encontrar en el crudo son ³¹:

- Petróleo en agua o hidrofílica (inversa): En donde la fase dispersa es el petróleo y la fase externa el agua.
- Agua en petróleo o hidrofóbica (normal, regular o directa): En donde la fase dispersa es el agua y la fase continua el petróleo.
- Emulsiones duales o triples: petróleo en agua en petróleo y agua en petróleo en agua.

Los tratamientos empleados para romper las emulsiones son:

- **Tratamiento Químico:** consiste en agregar a la emulsión ciertas sustancias químicas, llamadas desemulsificantes. El éxito en el rompimiento de una emulsión por tratamiento químico consiste en seleccionar el desemulsificante apropiado y usarlo en la proporción adecuada. La mayoría de los desemulsificantes son solubles en agua, y algunos en petróleo y sus derivados; para aplicarlos se pueden utilizar puro o disueltos en agua, crudo, gasolina o queroseno. El efecto del desemulsificante es mejor a mayor temperatura, teniendo en cuenta lo anterior, se puede pensar que el sitio apropiado para agregar el desemulsificante sería en

³¹ PAEZ C., Ruth. Diplomado en Facilidades de Superficie, Módulo 3: Operaciones de Recolección y Tratamiento de Fluidos Producidos. Universidad Industrial de Santander, Septiembre 22 y 23, 2000. p. 35.

la línea de superficie lo más cerca posible de la cabeza del pozo; si se trata de una emulsión con mucha agua libre se debe agregar en un punto después de que ésta haya sido retirada de la mezcla.

- **Tratamiento gravitacional:** el asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre (Free Water Knockout). Los eliminadores de agua libre (FWK) son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua libre, la cual es agua producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 10-20 minutos. El crudo de salida de un FWK todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. Otro sistema que es muy importante son los tanques de lavado o comúnmente llamados “Gun Barrels”; estos recipientes usualmente operan con media parte de agua y la otra parte lo cubre el aceite, la alimentación de crudo se realiza por la parte inferior por medio de distribuidores, de tal manera que el agua que viene con el aceite entre en contacto con el agua del recipiente para que la coalescencia de la misma se lleve a cabo, y por la parte superior, está la salida de aceite limpio, cumpliendo con especificaciones de sal y de contenido de agua ³².

- **Tratamiento Térmico:** un método común en la separación de emulsiones de agua en aceite, es tratar que la corriente que llega al recipiente tratador adquiera calor para ayudar al rompimiento de la emulsión. Incrementando la temperatura de dos fluidos inmiscibles se aumenta la posibilidad que las gotitas de agua dispersadas puedan chocar con suficiente fuerza para coalescer. A medida que las gotitas coalescen, crecen en tamaño y se asientan rápidamente. El proceso requiere que las gotitas de agua tengan suficiente tiempo de contacto una con otra.

³² http://mail.udlap.mx/~tesis/mip/priego_f_o/capitulo2.pdf

▪ **Tratamiento electrostático:** la molécula de agua es polar, por lo tanto, un campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite, por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

1. Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.

2. La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite, al pasar por el campo electrostático se alinean con su carga positiva orientada al electrodo cargado negativamente (*fuerza de atracción electrostática*) lo que hace que estas se junten para formar una gota más grande.

Dependiendo de que tan fuerte sea la estabilidad de la emulsión, se utilizan combinaciones de estos tratamientos, por ejemplo en la mayoría de los campos en donde se produce crudo pesado por estimulación con vapor, se utiliza tratamiento químico junto con tratamiento térmico y gravitacional. En ocasiones es suficiente el tratamiento químico junto con el gravitacional, pero esto no se da en todos los casos, como se mencionó antes, la escogencia del tratamiento o tratamientos adecuados depende de la estabilidad de la emulsión, de la efectividad del tratamiento y del costo económico del mismo.

2.1.6 Fallas mecánicas. En un proceso de inyección cíclica de vapor se pueden presentar fallas mecánicas en el casing, en la tubería de producción, en el equipo de superficie (generador y bombas de alimentación de agua) y en el sistema de levantamiento artificial.

Las fallas en el casing y tubería de producción, se presentan principalmente en aquellos pozos que fueron reacondicionados para la inyección de vapor, ya que éstos desde un principio no fueron diseñados para procesos térmicos y su cementación, grado de revestimiento y tubing, no son los adecuados para soportar

los esfuerzos generados por las altas temperaturas. Las fallas en el casing se presentan cuando por degradación del cemento, al ser sometido a altas temperaturas, se generan espacios vacíos entre revestimiento y formación; estos espacios vacíos permiten que el casing se mueva libremente por el efecto de los esfuerzos de tensión y compresión, lo que puede causar conveamiento o, en el peor de los casos, colapso del mismo si se supera su yield strength.

En el caso de fallas en la tubería de producción, éstas se presentan, básicamente, cuando el grado del tubing no tiene un yield strength lo suficientemente alto para soportar las altas temperaturas, y por tanto, al superar el mismo se puede ocasionar el colapso de la tubería.

Las fallas en el generador de vapor se deben principalmente a la depositación de incrustaciones, las cuales ocasionan corrosión en el equipo. También se pueden llegar a presentar fallas en el equipo por las siguientes causas: bajo suministro del agua de alimento, baja tasa de flujo de agua, temperatura o presión, cualquiera de las dos alta o baja, alta temperatura de los tubos y problemas en el suministro de aire o combustible.

Los problemas reportados con la bomba de subsuelo están ligados a la producción de arena de la formación, ya que ésta se deposita dentro de la bomba ocasionando que el pistón y las válvulas sufran abrasión, lo que hace necesario el cambio de estos elementos. Otro caso que se ha reportado, relacionado con las bombas de subsuelo de varilla, ha sido la disminución en el rendimiento de la misma, es decir, en la reducción de la capacidad de la bomba de producir los fluidos, ya sea por bajo nivel de fluido o por bloqueo por gas. Este problema se ha resuelto mejorando los requerimientos de bombeo mecánico o en última instancia cambiando el mecanismo de bomba de subsuelo por otro, como por ejemplo, a levantamiento con gas lift.

2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO DE PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

A continuación se presentan las experiencias de campo más representativas en cuanto a problemas operacionales. Se describe cómo se llevó a cabo el proceso de estimulación, los problemas operacionales que se presentaron y la manera como éstos fueron resueltos.

2.2.1 Campo Bachaquero (Venezuela). Más del 50% de las reservas remanentes de crudo en el oeste de Venezuela están localizadas en yacimientos que se encuentran a lo largo de la costa este del Lago de Maracaibo ³³. La mayoría de estas reservas son de crudo pesado con gravedades entre 11-20 °API.

Desde agosto de 1965, se han estimulado pozos en los más grandes yacimientos de crudo pesado obteniéndose como resultado un incremento considerable en la producción y relaciones petróleo incremental-vapor inyectado en promedio de 3,5 Bls/Bls. El yacimiento Bachaquero-02 del campo Bachaquero, hace parte de este grupo de yacimientos en los cuales se ha llevado a cabo el proceso de inyección cíclica de vapor.

- **Localización y descripción del campo:** el campo Bachaquero está localizado en la costa este del Lago de Maracaibo, Venezuela (Figura 25). Y hace parte de las más grandes acumulaciones de petróleo localizadas en la parte on-shore de la costa del lago, que han sido producidas desde el año de 1930.

³³ ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam stimulation Experience in Lake Maracaibo". International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada, 1989. p. 13.

Figura 25. Mapa de ubicación del campo Bachaquero (Venezuela).



Tomada de: Biblioteca de consulta Encarta 2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

El petróleo original in-situ es de cerca de 8000 MMBls, mientras que la producción acumulativa, hasta el año de 1999, sumaba los 1600 MMBls, la cual resulta en un factor de recobro de alrededor de 20%. La gravedad promedio del crudo producido es de 14 °API ³⁴.

El principal mecanismo de producción primario es empuje de gas en solución y compactación. La inyección de agua se ha llevado a cabo desde 1967, y se

³⁴ PELGRAIN de LESTANG, A. *et al.*: "A Large Scale Geostatistical Study: the Bachaquero 2 Field", paper SPE 56657.

intentó realizar un proyecto de inyección de gas pero fue desechado debido a la baja eficiencia. La inyección cíclica de vapor ha sido implementada como un mecanismo de aceleración de la producción y su aplicación ha sido satisfactoria dado los buenos resultados obtenidos.

La siguiente tabla resume las principales propiedades del medio poroso y del fluido del yacimiento Bachaquero-02.

Tabla 3. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Bachaquero.

CAMPO BACHAQUERO		
PARÁMETROS DEL MEDIO POROSO	Permeabilidad (k), md	1760
	Porosidad (Φ), %	30,6
	Profundidad, pies	4320
	Espesor Neto, pies	256
	Presión del yacimiento, psia	1200
	Temperatura del yacimiento, °F	128
PARÁMETROS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Gravedad del Crudo, °API	14
	Viscosidad del Crudo @ 128 °F (μ), cp	90

El campo Bachaquero puede ser dividido en dos partes: el área este es un monoclinas con buzamiento leve al sur (6 a 8°), mientras el área oeste es una compleja zona reactivada, de la cual el rasgo tectónico principal es la falla inversa regional Pueblo Viejo y representa el límite oeste del campo. Dentro del campo, las fallas no tienen una dislocación vertical significativa y no actúan como barreras de permeabilidad.

El yacimiento consiste de arenas y arcillas finas no-consolidadas, depositadas en un ambiente marino, próximo a continental (fluvial). Las unidades del yacimiento pertenecen a una secuencia regresiva siliciclástica del 3er orden.

El ambiente deposicional es marino a costero en la parte baja y fluvial en la sección superior. La heterogeneidad del yacimiento se relaciona a la arquitectura deposicional de los cuerpos de arena y es alta en la sección fluvial (cinturón de canales, canales meandricos, barras de punto, llanuras de inundación).

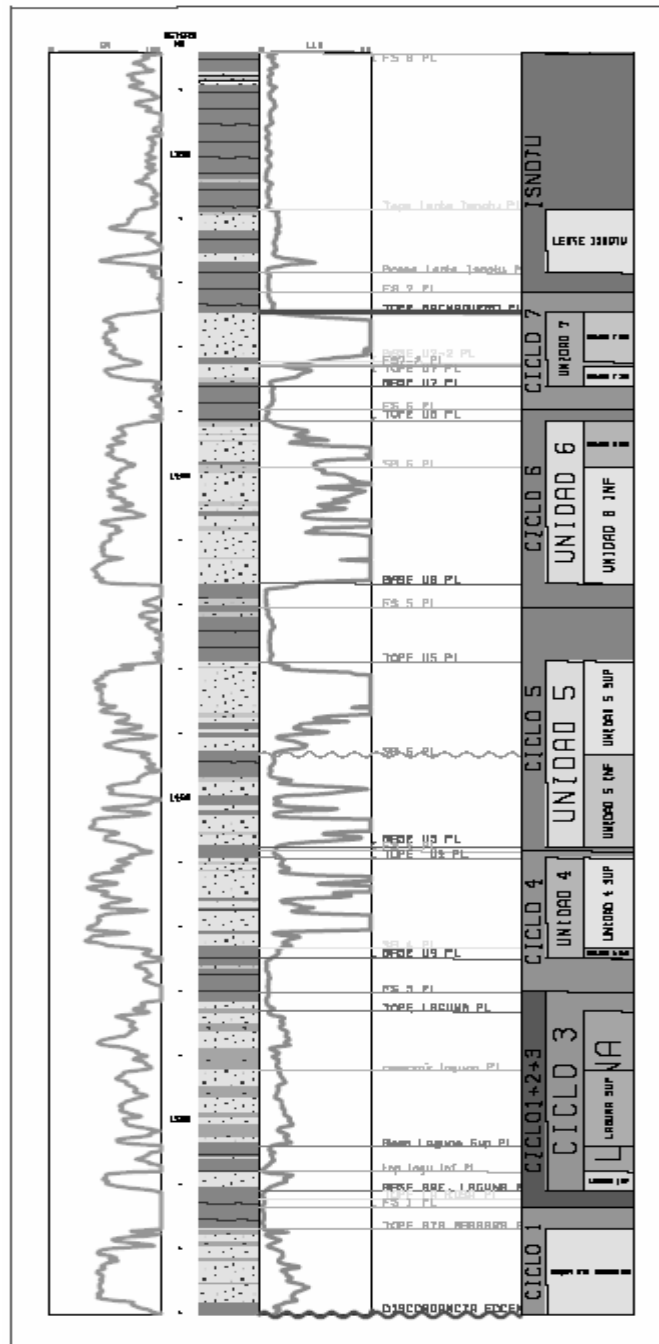
Verticalmente, se han identificado siete unidades principales, llamadas desde el fondo hasta el tope, U1 a U7 (Figura 26). Estas unidades están separadas por horizontes esquistosos (superficies de inundación) de espesor y continuidad variables.

Las arenas del yacimiento tienen muy buenas propiedades petrofísicas, con porosidad alrededor del 30% y permeabilidad en el orden de cientos a miles de milidarcys.

- **Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor:** debido a que el yacimiento Bachaquero-02 está localizado bajo el Lago de Maracaibo, el vapor es generado en barcasas equipadas con una planta de tratamiento de agua (agua del lago) que la suaviza y reduce la cantidad de oxígeno y de biomasa contenida en la misma ³⁵. El generador de vapor tiene una capacidad de 50 MMBtu/hr, a una presión máxima de operación de 2500 psia y genera vapor con una calidad del 80%.

³⁵ ROMERO, Op. cit., p. 15.

Figura 26. Modelo sedimentológico del campo Bachaquero.



Tomada de: PELGRAIN de LESTANG, A. et al.: "A Large Scale Geostatistical Study: the Bachaquero 2 Field", paper SPE 56657.

El vapor es inyectado a los pozos a través de conexiones aisladas flexibles para permitir el levantamiento de la cabeza de los mismos y el movimiento de la barcaza ocasionado por las olas y el viento.

El equipo de completamiento térmico de los pozos, consiste de:

- Cabeza de pozo térmica, generalmente una OCT, serie 900, con doble sello.

- Casing de 7 pulgadas, de grado N-80, cementado hasta la superficie con cemento térmico de composición: 35% de sílica flour, 2% de CaCl_2 y 0.2% de retardante.

- Tubing de 3 ½ pulgadas, EUE, en excelente condición, con grasa térmica en los acoples.

- Mandriles y válvulas térmicas de gas lift.

- Empaque térmico con una junta de expansión incorporada, usualmente Brown Emjay.

- Liner térmico ranurado, de grado N-80 o P-105, con 64 ranuras por pie de 0.03 pulgadas y liner hanger térmico.

Durante la etapa de inyección de vapor no se presentaron problemas de baja inyectividad, gracias a la alta permeabilidad y espesor neto de la arena estimulada. El tiempo de cierre del pozo es más un parámetro operacional que una consideración dependiente del yacimiento. Por consiguiente, el pozo es puesto en producción tan pronto como se ha inspeccionado la presión y temperatura de fondo y se han cambiado las válvulas de gas lift.

- **Problemas operacionales reportados:** la mayoría de las soluciones a los problemas han sido simples y con técnicas no tan sofisticadas. Además del cambio temprano del bombeo mecánico a levantamiento con gas lift y del cambio de la cabeza del pozo de una no-aislada a una aislada, los siguientes son otros problemas que se superaron.

Problemas mecánicos: los problemas mecánicos más frecuentes durante el proceso de inyección fueron las fallas presentadas en el empaque térmico y en las juntas de expansión, debido al atascamiento de las juntas y a las fallas en el sello térmico. El atascamiento de las juntas de expansión ocurrió por la acumulación de silicato de sodio (utilizado como aislante térmico en el anular casing-tubing) dentro del sistema empaque/junta de expansión. Las fallas del sello térmico tienen diferente origen, tales como la calidad del material, posición y/o número de sellos. Este problema fue solucionado adicionando dos sellos extras, modificando su posición y también colocando una columna de un aceite llamado *bunker C fuel oil* en el anular para reducir la presión diferencial a través del empaque.

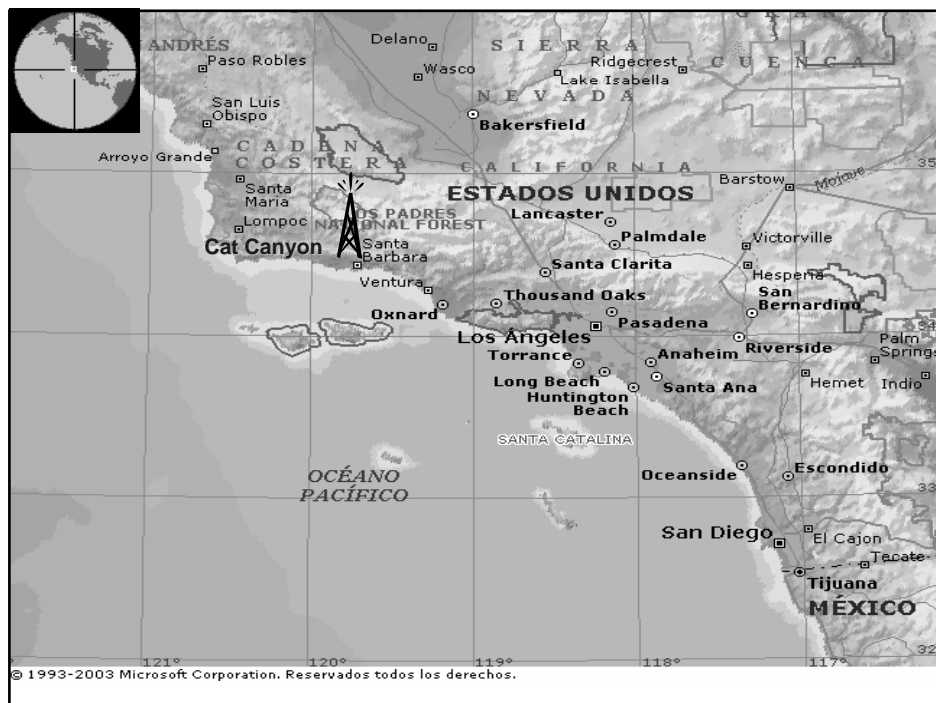
Problemas de producción: durante la etapa de producción los problemas más frecuentes fueron asociados con las fallas en las bombas y producción de arena. Con el cambio del bombeo mecánico a levantamiento con gas lift, los problemas en las bombas fueron solucionados. La producción de arena se debió al daño en el liner ranurado y probablemente, en menor magnitud, a la disolución de la grava; este problema fue minimizado cambiando el grado del liner de J-55 a N-80 o P-110, controlando el tamaño y calidad de la grava e inspeccionando el pH del vapor húmedo.

2.2.2 Campo Cat Canyon (USA). En enero de 1965, se llevó a cabo un proyecto piloto de estimulación térmica en el campo Cat Canyon, utilizando vapor como agente transportador de calor hacia la zona productora. El incentivo para desarrollar esta técnica de estimulación en el campo fue, primero, el de acelerar la

producción y segundo, recuperar más petróleo desde el yacimiento (petróleo incremental)³⁶.

- **Localización y descripción del campo:** el campo Cat Canyon se encuentra ubicado en el estado de Santa Bárbara, California, USA (Figura 27).

Figura 27. Mapa de ubicación del campo Cat Canyon (USA).



Tomada de: Biblioteca de consulta Encarta 2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

³⁶ DIETRICH, William K. and WILLHITE, G. Paul.: "Steam-Soak Results Cat Canyon Oil Field", paper Presented at the Spring Meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production, April 1966, California. p. 395.

El área relacionada a la estimulación térmica es Sisquoc Pool, la cual se encuentra localizada en el flanco suroeste del gran anticlinal Cat Canyon bajo la superficie del aluvión del valle de Santa María. El tope de la zona de interés está designada localmente con el marcador S₈ y se extiende hasta el marcador S₁₇, para un espesor bruto en promedio de 300 a 500 pies.

La roca del yacimiento Sisquoc S₈-S_{17A}, está compuesta de arenisca pobremente a no consolidada de color negro y castaño, con láminas delgadas de arenisca limosa pobremente consolidada de color castaño y gris, y con arcillas friables interlaminadas de color gris-verde.

Un estudio de la proporción de componentes minerales indica una cantidad significativa de montmorillonita sensible al agua y la difracción indica la presencia de cuarzo y feldespato, principalmente. Los intervalos pobremente consolidados de estas series interlaminadas tienen cemento silíceo en la matriz, mientras los granos de arena en los intervalos no-consolidados parecen estar suspendidos en el fluido del yacimiento. Es posible que una película asfáltica residual actúe como cemento de la matriz sumamente débil en estos intervalos.

El petróleo producido desde el yacimiento Sisquoc es de base asfáltica, y su gravedad API puede variar apreciablemente con la profundidad. La presión de saturación del crudo producido de gravedad 12,2 °API, es de 1046 psia a una temperatura de 130 °F; al comparar este valor con la presión promedio del yacimiento de 1400 psia, se observa que el crudo del yacimiento está subsaturado.

La tabla 4 resume las principales propiedades del medio poroso y de los fluidos del yacimiento Sisquoc.

Tabla 4. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Cat Canyon.

CAMPO CAT CANYON		
PARÁMETROS DEL MEDIO POROSO	Permeabilidad (k), md	293
	Porosidad (Φ), %	35
	Profundidad, pies	3200
	Espesor Neto, pies	150
	Presión del yacimiento, psia	1400
	Temperatura del yacimiento, °F	130
PARÁMETROS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Saturación de Aceite (S_o), %	70
	Gravedad del Crudo, °API	12,2
	Viscosidad del Crudo @ 130 °F (μ), cp	100

- **Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor:** con el objetivo de aclarar la respuesta de la producción a la estimulación, tres pozos, los más representativos, serán discutidos en detalle. La tabla 5 resume los datos más relevantes de los pozos estimulados, esta provee una referencia de comparación de la respuesta individual de los pozos.

Pozo California Nº 15: después de la estimulación, la producción del pozo declinó rápidamente a una tasa constante cercana a los 50 BPPD. Esta tasa, más la temperatura constante de la línea de flujo, llevaron a pensar que la mayoría de la energía inyectada fue disipada en el tiempo de producción (90 días). La proyección de la declinación de esta tasa de producción indicó que la producción incremental podría alcanzar los 14000 Bls, y que el periodo de producción del ciclo podría estar sobre los 500 días. Obteniéndose, de esta manera, un petróleo incremental por barril de vapor inyectado igual a 2,19 Bls/Bls.

Tabla 5. Respuesta a la estimulación cíclica con vapor en tres pozos del campo Cat Canyon durante el primer ciclo.

Parámetro	Pozos Estimulados		
	Pozo California Nº 15	Pozo United California Nº 18	Pozo United California Nº 8
Profundidad, pies	3290	3670	3730
Espesor Bruto, pies	335	547	301
Espesor Neto, pies	150	340	150
Presión en la cabeza del pozo, psia	2100	2200	2100
Temperatura en la cabeza del pozo, °F	643	650	643
Tasa de inyección, Bls/día	1280	1370	1300
Periodo de Inyección, días	5	5	8
Vapor Inyectado Total, Bls	6390	7685	10386
Periodo de Cierre, días	3	3	4
Producción de Aceite Antes de la Inyección, Bls/día	11	46	44
Producción de Aceite Máxima Después de la Inyección, Bls/día	158	166	337
Producción de Aceite Después de 90 días Bls/día	51	44	112
Periodo de Producción, días	552	165	173
Recobro de Aceite Total Durante la Inyección, Bls	14000	1346	9078
Recobro Adicional por Bls de Vapor Inyectado	2,19	0,17	0,88
Recobro Adicional por MMBTU de Vapor Inyectado, Bls	6,93	0,54	2,62

Tomada de: DIETRICH, William K. and WILLHITE, G. Paul.: "Steam-Soak Results Cat Canyon Oil Field", paper Presented at the Spring Meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production, April 1966, California.

Pozo United California Nº 18: la estimulación en este pozo fue un fracaso, ya que sólo 1346 Bls de petróleo incremental fueron recuperados, antes de que la tasa de producción retornara a la tasa de producción en frío. El corto tiempo del periodo de producción, mostrado por este pozo, no fue normal para el área estimulada. Aproximadamente 0,17 barriles de petróleo incremental por barril de vapor inyectado fueron obtenidos en el primer ciclo de estimulación del pozo. La productividad del pozo cayó significativamente por debajo de la tasa de producción

en frío, en un periodo de 5 meses después de la estimulación. Una explicación a este fracaso incluyó las siguientes causas:

- a. Bajo volumen de vapor inyectado, 7685 Bls.
- b. Buena productividad primaria, 46 BPPD.
- c. La gravedad API del crudo.

Pozo United California N° 8: este pozo fue el segundo en ser estimulado en el campo Cat Canyon. Después de 173 días de producción, el casing falló a una profundidad de 1043 pies, y el pozo tuvo que ser cerrado. Durante este tiempo, el pozo produjo 9078 Bls de petróleo para una relación total de 0,88 barriles de petróleo incremental por barril de vapor inyectado. La proyección de la tendencia de producción, indicó un potencial de 1,75 barriles de petróleo incremental por barril de vapor inyectado, recuperados en un tiempo de 450 días, si el pozo no hubiera sufrido daño mecánico.

▪ **Problemas operacionales reportados:** los problemas operacionales que se presentaron durante la implementación de la inyección cíclica de vapor en el campo Cat Canyon, fueron los siguientes:

Problemas mecánicos: se experimentaron fallas en el casing en tres pozos, cada uno de estos pozos fue completado con casing de grado J-55 con 8 juntas redondas estándar. Las fallas generadas fueron, el desprendimiento de las juntas o fractura, durante los periodos de cierre y/o de producción en el primer ciclo de inyección. Dos pozos tuvieron grandes desplazamientos del casing partido, entre 4 a 4,5 pulgadas. Estas fallas ocurrieron en zonas poco profundas (1500 pies) de las cuales se conocía que tenían pobre soporte de la tubería, pobre cementación y baja conductividad térmica en los alrededores.

Las fallas del casing fueron causadas por el sobrecalentamiento del mismo, durante la inyección del vapor, ya que el esfuerzo compresivo inducido excedió el yield strength del casing. La falla de la junta ocurrió durante el esfuerzo de tensión (enfriamiento) debido a que las 8 juntas redondas estándar son más débiles en tensión que el acero del casing. La solución a estos problemas, fue utilizar nitrógeno a alta presión dentro del anular casing-tubing para reducir la transferencia de calor hacia el casing. Y se estableció, utilizar nuevas alternativas en el completamiento de los pozos nuevos.

Problemas de producción: la producción desde los pozos estimulados era altamente emulsificada, pero con cantidades normales de químicos, calor y tiempo de retención se logró alcanzar un BS&W adecuado para la venta crudo.

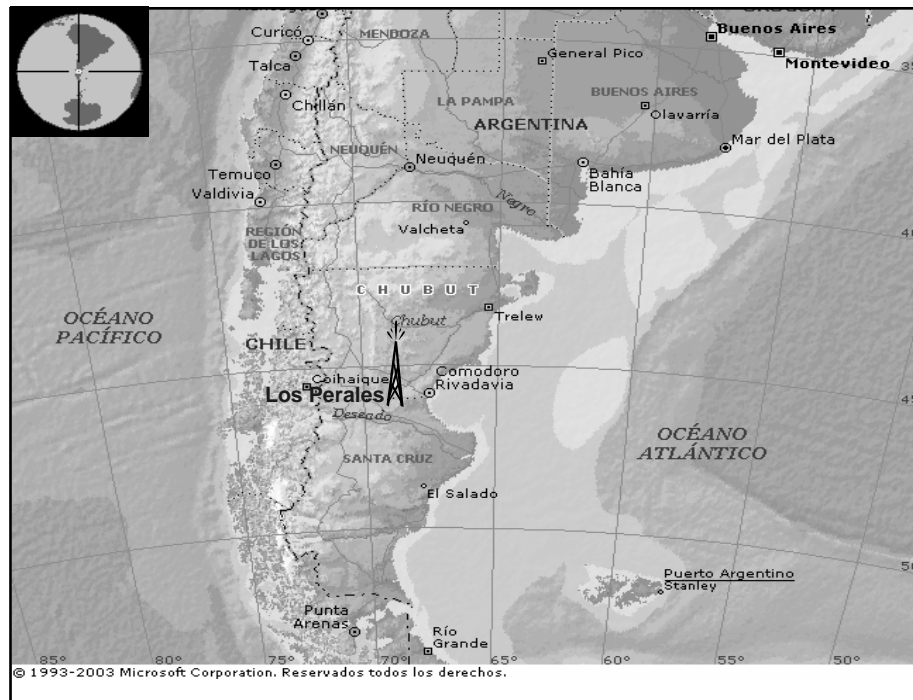
El incremento en el potencial de producción ocasionó que se cambiaran los requerimientos en las unidades de bombeo. Hubo un incremento en la relación gas-aceite y un alto nivel de fluido, el cual en su gran mayoría era agua caliente y esta se vaporizaba y el vapor era succionado por la válvula de la bomba, lo que contribuyó a que la eficiencia de la misma disminuyera hasta a un 30-40%. Esto fue compensado por el sobre-bombeo del pozo cuando las condiciones del equipo lo permitían.

2.2.3 Campo Los Perales (Argentina). La inyección cíclica de vapor en el campo Perales se inició a comienzos del año de 1999. Para llevar a cabo el proyecto se realizaron estudios preliminares, los cuales mostraron la viabilidad de inyectar vapor en intervalos con crudo pesado localizados en la formación Bajo Barreal, a una profundidad de 3300 pies³⁷.

³⁷ PASCUAL, Op. cit., p. 2.

- **Localización y descripción del campo:** el campo Los Perales se encuentra localizado en la cuenca de San Jorge, en la provincia de Santa Cruz, Argentina (Figura 28).

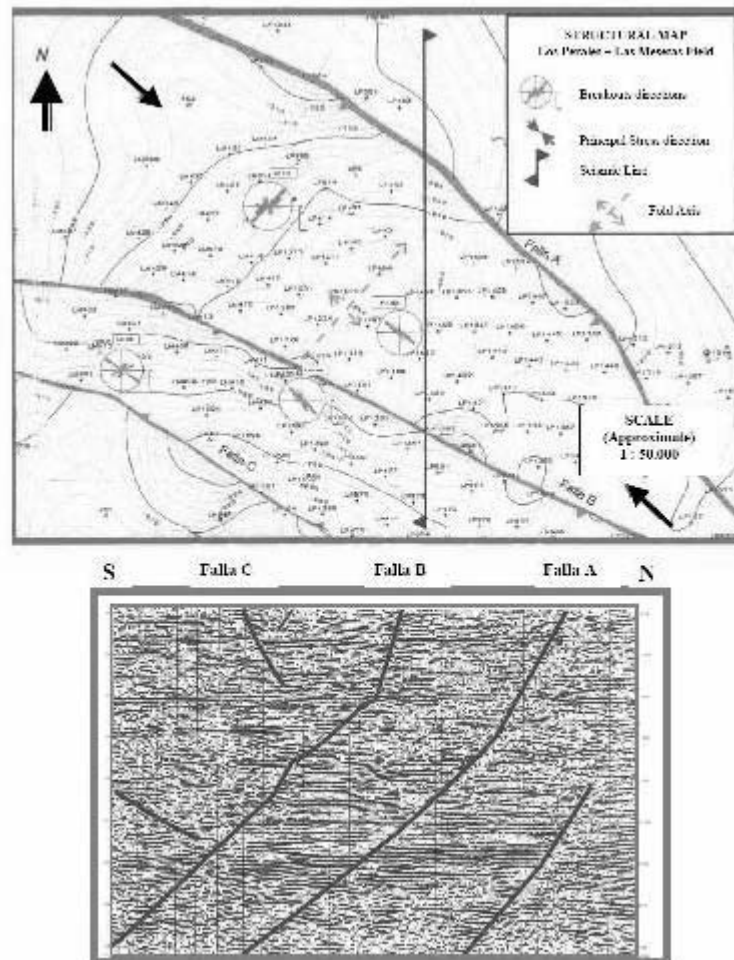
Figura 28. Mapa de ubicación del campo Los Perales (Argentina).



Tomada de: Biblioteca de consulta Encarta 2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

El área del campo es afectada por un sistema principal de fallas regionales de ángulo alto (Figura 29), rumbo predominante NW-SE y buzamiento hacia el SW (fallas A y B). Asociado a este sistema, hay fallas directas con trazos paralelos al juego principal, pero con buzamiento a la sección opuesta (falla C).

Figura 29. Mapa estructural del campo Los Perales.

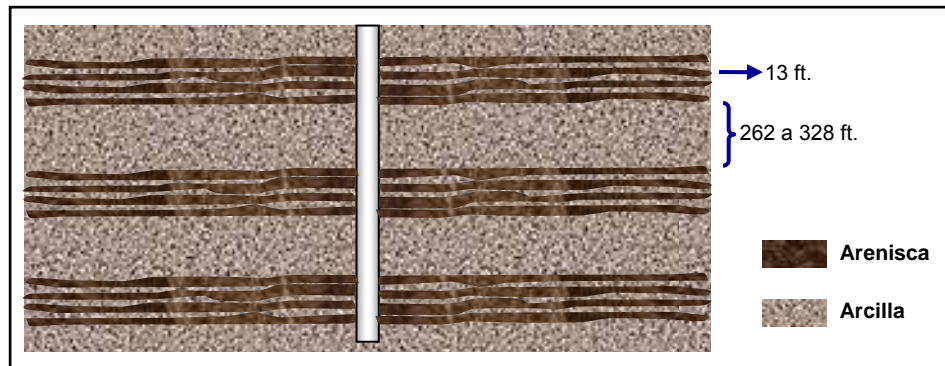


Tomada de: SAAVEDRA, Benito; et al.: "Used of the Combined Resistivity and Acoustic Image Logs in Designing Patterns of Injection and Producing Wells in a Waterflooding Project", paper SPE 53856.

En términos de composición total, en promedio, la arenisca de la formación Bajo Barreal es esquistosa, porosa, moderadamente bien sorteada y de grano medio. Hay una disminución gradual en la porosidad con el aumento en la profundidad. Los yacimientos de la cuenca San Jorge, tienen una geometría lenticular con espesores que raramente superan los 32 pies, son litológicamente complejos y la

secuencia estratigráfica revela un cambio vertical en los componentes de grano del armazón principal. El yacimiento Los Perales es un sistema fluvial multi-capas, principalmente conformado por paquetes de cuatro capas y tres paquetes por pozo en promedio (Figura 30). La distancia entre los paquetes varía desde 262 pies hasta 328 pies.

Figura 30. Secuencia estratigráfica del campo Los Perales.



La siguiente tabla resume las principales propiedades de la roca y del fluido del yacimiento Los Perales.

Tabla 6. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo Los Perales.

CAMPO LOS PERALES		
PARÁMETROS DEL MEDIO POROSO	Permeabilidad (k), md	500
	Porosidad (Φ), %	28
	Profundidad, pies	3116
	Espesor Neto, pies	13
	Presión del yacimiento, psia	1208
	Temperatura del yacimiento, °F	150
PARÁMETROS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Saturación de Aceite (S_o), %	72
	Gravedad del Crudo, °API	13,5
	Viscosidad del Crudo @ 150 °F (μ), cp	5150

▪ **Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor:** el proyecto piloto consistió de cuatro pozos nuevos, que fueron diseñados y perforados específicamente para la inyección cíclica de vapor. Después de la inyección en estos cuatro pozos, se decidió reacondicionar y estimular un pozo viejo para evaluar la posibilidad de implementar el proceso de estimulación en este tipo de pozos.

El equipo de superficie incluyó un generador de vapor de capacidad 25 MMBTU/hr a una presión máxima de operación de 2500 psia, el cual generaba vapor con calidad, a la salida del generador, de 80%.

El completamiento térmico de los cuatro pozos perforados fue el siguiente:

- Casing de 7 pulgadas y 23 lb/pie, de grado N-80.
- Cemento con porcentaje de sílice de 36% y con un 24% de aditivo como el *Litefil*, para aumentar la resistencia a la compresión del cemento.
- Los pozos fueron cementados desde el fondo hasta la cabeza del pozo.

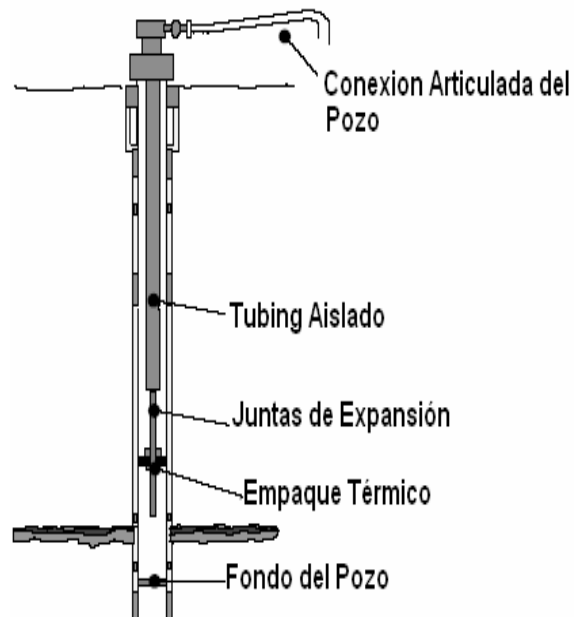
El ensamblaje de inyección, utilizado en los pozos piloto (Figura 31), se detalla a continuación:

- Empaque térmico para aislar el anular y por consiguiente reducir la transferencia de calor al casing.
- Junta de expansión, para permitir la expansión longitudinal por el esfuerzo del tubing durante la inyección.

- Tubing aislado de 4,5 pulgadas de diámetro externo y de 2 3/8 pulgadas de diámetro interno.
- El anular fue llenado con gas inerte de conductividad térmica menor a la del nitrógeno molecular.

Según los registros corridos, después del proceso de estimulación, éstos mostraron que las herramientas térmicas utilizadas preservaron las condiciones del cemento.

Figura 31. Completamiento de los pozos del campo Los Perales.



Tomada de: PASCUAL, M. R.: "Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales", paper SPE 69632.

La siguiente tabla resume los datos más relevantes de los pozos estimulados.

Tabla 7. Respuesta a la estimulación cíclica con vapor de los tres pozos piloto del campo Los Perales.

Parámetro	Pozos Estimados				
	Pozos Nuevos				Pozo Viejo
	Pozo 804	Pozo 802	Pozo 803	Pozo 801	Pozo 115
Profundidad, pies	2915-3260	3214	2902	3198	2296
Espesor Neto, pies	59				
Presión en la cabeza del pozo, psia	1777	1720	1379	1990	2005
Tasa de inyección, Bls/día	817	786	786	503	603
Periodo de Inyección, días	18	18	30	4	18
Vapor Inyectado Total, Bls	15725	14148	22500	2000	10690
Periodo de Cierre, días	7	20	20		20
Producción de Aceite Antes de la Inyección, Bls/día	50				
Producción de Aceite Máxima Después de la Inyección, Bls/día	169	113	34		88
Periodo de Producción, días	365	270	180		60
Recobro de Aceite Total Durante la Inyección, Bls	20675				
Recobro Adicional por Bls de Vapor Inyectado	1,33				

- **Problemas operacionales reportados:** a continuación se presenta una breve descripción de la respuesta de cada uno de los pozos a la estimulación y los problemas operacionales que se presentaron.

Pozo 804: este pozo está localizado en el área piloto donde las características del yacimiento, el espesor de las capas y continuidad son más favorables. Antes de la estimulación, estuvo en producción por un año y medio con interrupciones continuas debido a la alta viscosidad del crudo.

La inyección en el pozo fue interrumpida debido a problemas en las facilidades de superficie, después el pozo fue cerrado por una semana y posteriormente produjo

por un año hasta que las tasas de producción regresaron casi a la producción primaria. La relación aceite incremental-vapor inyectado para este pozo, fue de 1,33 Bls/Bls.

Pozo 802 y 803: el análisis de estos pozos se llevó en conjunto, porque los dos comparten dos características en común: cuatro capas estimuladas y alto corte de agua en respuesta a la estimulación.

El pozo 802, produjo inicialmente durante tres meses con alto corte de agua. Se intervino para aislar la zona de agua y posteriormente fue puesto en producción durante seis meses hasta que la tasa de producción alcanzó el límite económico.

El pozo 803, produjo inicialmente durante tres meses con alto corte de agua. Se intervino para aislar la zona de agua y posteriormente fue puesto en producción durante tres meses hasta que la tasa de producción alcanzó el límite económico. El corte de agua de este pozo declinó desde un 80% a menos del 10%, cuando se cementó una de sus capas.

La experiencia obtenida con estos dos pozos destaca la importancia de conocer el yacimiento a ser inyectado. Particularmente yacimientos multicapas, en los cuales el vapor tiende a entrar en las áreas de condiciones más favorables (alta saturación de agua, baja viscosidad comparada con formaciones adyacentes). Y donde las capas son altamente heterogéneas, ya que el vapor no se distribuye uniformemente lo cual implica reducción de la eficiencia del calentamiento. Esto aumenta los costos de inyección, pérdidas de tiempo para completar los ciclos, y lo más importante, pérdidas de producción.

Pozo 801: en este pozo, cuatro estratos fueron inyectados durante un periodo de 4 días, la inyección tuvo que ser interrumpida debido a bajo Leak off (baja inyectividad), esto se preveía, ya que se conocía que el pozo estaba localizado

cerca de una falla, y que su porosidad y espesor neto eran menor que en los otros pozos piloto. En el periodo de inyección se presentaron problemas en las preventoras (BOP's). Debido a todo esto se decidió parar la inyección y el pozo continuó produciendo por producción primaria.

Pozo 115 (pozo viejo, reacondicionado para la estimulación): una de las expectativas más interesantes en el campo Los Perales, estaba en la estimulación de pozos viejos, esto es, pozos que no fueron perforados o completados para inyección de vapor. Un pozo localizado cerca a la planta generadora de vapor fue reacondicionado. El principal requerimiento fue cementar las zonas superiores e inferiores, de una capa de solo 32 pies de espesor, la cual fue estudiada para ser estimulada.

Dentro de las precauciones tomadas durante el periodo de inyección fue la interrupción de la misma para preservar las condiciones del casing. El reacondicionamiento del pozo mostró dificultades debido a que la cementación auxiliar fue afectada por la condiciones del casing, particularmente por la condición formación–casing. Además, quedaron espacios vacíos sin cementar, y en este caso las herramientas térmicas deben trabajar sobre una base poco segura.

Con la experiencia ganada de este pozo, el desarrollo de zonas nuevas puede evaluarse con la posibilidad de que el proyecto de estimulación térmica involucre pozos nuevos y pozos viejos.

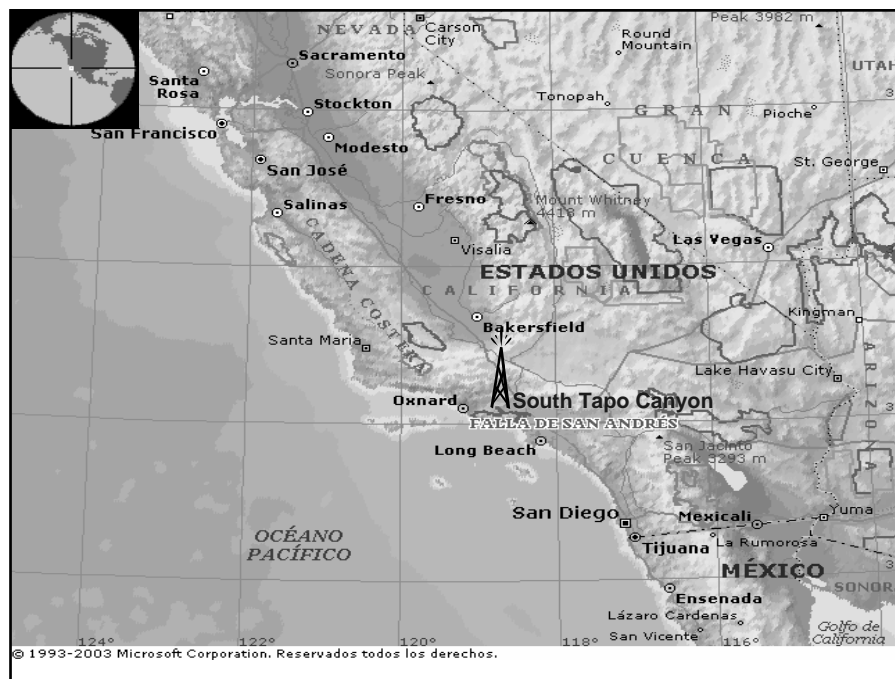
2.2.4 Campo South Tapo Canyon (USA). La primera estimulación con vapor en el campo So. Tapo Canyon, considerada moderadamente exitosa, se llevó a cabo en el pozo 12-7, en el año de 1964³⁸. Posteriormente, cuatro de los cinco pozos,

³⁸ WATKINS, Op. cit., p 3.

que habían sido perforados entre 1977 y 1980, fueron estimulados durante 1984 y 1985 con resultados variados. La zona estimulada fue la Fourth Sespe, perteneciente al yacimiento Sespe del campo.

- **Localización y descripción del campo:** el campo So. Tapo Canyon, se encuentra ubicado en el condado de Ventura, California, USA (Figura 32). El yacimiento Sespe en el campo So. Tapo Canyon, está compuesto de cuatro zonas, nombradas desde la First Sespe hasta la Fourth Sespe, cada una separada por una barrera de shale. La tercera y cuarta zona son las más productoras, siendo la cuarta la zona estimulada.

Figura 32. Mapa de ubicación del campo So. Tapo Canyon (USA).



Tomada de: Biblioteca de consulta Encarta 2003. Microsoft Corporation. Reservados todos los derechos.

La zona Fourth Sespe es una arena de grano medio y de sorteamiento pobre. La difracción de rayos X, indica gran cantidad de feldespatos, plagioclasas y cuarzo. El contenido de arcillas varía entre 6 y 12%, compuesta principalmente de esmectita e illita. La caolinita y clorita también se encuentran presentes aunque en menor cantidad. Entre los finos no arcillosos se encuentran, el cuarzo y los feldespatos (4 micras de tamaño o menos).

La formación Fourth Sespe, por ser rica en arcillas y en contenido de finos no arcillosos, es muy sensible al agua. El agua fresca, usada como materia prima en la generación de vapor, podría severa y rápidamente reducir la permeabilidad. Igualmente, la migración de finos con el flujo de agua, puede también reducir esta propiedad del yacimiento.

La siguiente tabla resume las principales propiedades de la roca y del fluido del yacimiento Sespe.

Tabla 8. Parámetros del medio poroso y del fluido del yacimiento, campo So. Tapo Canyon.

CAMPO SOUTH TAPO CANYON		
PARÁMETROS DEL MEDIO POROSO	Permeabilidad (k), md	25
	Porosidad (Φ), %	24
	Profundidad, pies	1650-2300
	Espesor Neto, pies	107-143
	Presión del yacimiento, psia	725-671
	Temperatura del yacimiento, °F	95
PARÁMETROS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Gravedad del Crudo, °API	14,6-19
	Viscosidad del Crudo @ 95 °F (μ), cp	-

- **Descripción del proceso de inyección cíclica de vapor:** cerca de 4 MMBTU fueron inyectados por cada ciclo, excepto para el pozo 31-7 (ciclo 2) donde se inyectaron 3.1 MMBTU. En todos los casos, el revestimiento se presurizó con gas de la locación para ayudar a prevenir las pérdidas de calor en el anular. La presión del gas en superficie se mantuvo generalmente sobre o igual a la presión del tubing. En todos los casos, menos en los pozos 37-18, 38-18 y 40-18, un “overflush” de 1500 galones de combustible diesel se inyectó al terminar la inyección de vapor. El propósito original del “overflush” de diesel fue el de incrementar la saturación de hidrocarburo cerca a la cara del pozo y minimizar las alteraciones del mineral o la reprecipitación de los minerales disueltos durante el periodo de remojo. Este paso podría no ser beneficioso, pero es realmente improbable que pudiera ser de alguna forma perjudicial para la formación.

Registros de temperatura se corrieron después de cada ciclo de vapor. En algunos casos, estos se llevaron a cabo después de 5 a 7 días de inyección de vapor para asegurarse de que la consistencia del cemento permaneciera intacta. El registro en el pozo 38-18, mostró que el vapor estaba inyectándose detrás de la tubería en una zona sobre la Fourth Sespe. Se desarrolló una cementación remedial y el pozo se estimuló nuevamente con vapor; en el siguiente registro de temperatura, se verificó que el vapor estaba siendo inyectado en las arenas de la zona Fourth Sespe.

Un resumen de datos de inyección y producción se muestra en la tabla 9. Las respuestas variaron drásticamente. Los pozos 35-18 y 31-7 (ciclo 1) rindieron respuestas excelentes. Los pozos 36-18 y 31-7 (ciclo 2) rindieron respuestas intermedias, mientras los otros tres pozos respondieron pobremente. Pruebas de temperatura realizadas a estos tres pozos, mostraron que ésta en el fondo de los pozos era relativamente baja después de la estimulación. El pozo 40-18 tuvo problemas en el generador, lo cual resultó en una pobre calidad del vapor y una interrupción del periodo de inyección. Este problema podría ayudar a explicar las

bajas temperaturas en el fondo de los pozos. El pozo 37-18 no tuvo ningún problema, sin embargo la temperatura en el fondo de pozo fue muy baja y la respuesta en el periodo de producción fue muy corta.

Tabla 9. Resumen de la estimulación con vapor – Producción e Inyección, campo So. Tapo Canyon.

Parámetros	Pozos Estimulados						
	31-7 Ciclo 1	31-7 Ciclo 2	35-18	33-18	37-18	38-18	40-18
PRODUCCIÓN							
Prod. antes del ciclo (Bls/día)	18/17	20/18	4/3	18/16	13/10	10/8	21/6
Meses después del ciclo	25	15	35	18	3	3	6
Aceite acumulado (MBLS)	30,5	9,7	43,1	10,8	3,3	1,0	1,3
Aceite Inc. (MBLS)	13,1	5,0	39,9	5,0	2,5	0,35	1,0
Aceite Inc. en el primer año (MBLS)	10,3	4,6	20,6	4,6	2,5	0,35	1,0
INYECCIÓN							
Espesor Bruto, pies.	111	111	172	203	162	287	199
Espesor Neto, pies.	134	134	137	126	124	214	124
MMMBTU Inyectados	4,0	3,1	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
MBLS vapor inyectado, (CWE)	13,0	10,6	13,1	10,3	15,7	12,5	15,3
Días en inyec.	19	14	30	18	30	38	34
Calidad promedio del vapor, %	53	74	54	71	63	58	46,57
Presión máx. de inyección, psia	1295	1180	1600	1490	1500	1560	1490
Temp. de fondo de pozo, °F	430	480	396	518	350	320-381	360

Tomada de: WATKINS, D. R., KALFAYAN, L. J. and BLASER, S. M.: "Cyclic Steam Stimulation in a Tight Clay-Rich Reservoir", paper SPE 16336.

▪ **Problemas operacionales reportados:** los problemas operacionales, presentados durante el proceso de estimulación térmica en el campo So. Tapo Canyon fueron los siguientes:

Baja inyektividad: la baja permeabilidad natural del campo So. Tapo Canyon, contribuye a una baja inyektividad y potencialmente a unas tasas de producción marginales, aún desde pozos sin daño alguno. Este factor, puede reducir la eficiencia de inyección del vapor o la capacidad de flujo del pozo, a un nivel que podría resultar antieconómico.

Daño a la formación y producción de finos: debido a que la formación Sespe es rica en arcillas y en contenido de finos no arcillosos, ésta es sensible al agua. Lo que ocasiona que cuando el vapor se condensa, las arcillas se hinchan y por lo tanto se reduce la permeabilidad. De igual manera, hay migración de finos en la etapa de producción, lo que también contribuye a la reducción de esta propiedad. Para solucionar este último problema se desarrollaron dos procesos: el proceso A, el cual involucra un químico para la estabilización de finos antes de la estimulación con vapor, y el proceso B, que involucra la adición continua de un estabilizador de arcilla al alimentador de agua del generador o al efluente. Para prevenir el daño a la formación se adicionó Cloruro de Potasio al vapor.

Deposición de asfaltenos: el contenido de asfaltenos del crudo producido en el campo So. Tapo Canyon, varía entre un 5 y 9% en peso. El aceite producido del pozo 31-7, después del segundo ciclo, era en su gran mayoría vapor destilado. Estos hidrocarburos ligeros tienden a desestabilizar los asfaltenos, extrayendo los maltenos y resinas, las cuales actúan para estabilizar la suspensión de asfaltenos en el aceite crudo. A medida que los asfaltenos comienzan a desestabilizarse, estos tienden a estabilizar las emulsiones agua-aceite y cubren las superficies minerales con películas aceitosas. Estos cambios en el comportamiento y la composición del petróleo, indicaron que la formación en el pozo 31-7 podría haberse vuelto mojada por aceite, ocasionando, por lo tanto, un corte de agua más alto.

El tratamiento llevado a cabo para solucionar este problema involucró la inyección de 2500 galones de un solvente alto en aromáticos que contenía 0.25% de un surfactante mojado por agua comercialmente disponible, llamado Halliburton Hyflo-IV. El solvente se usó para disolver los asfaltenos que podrían haber cubierto los minerales, y el surfactante fue diseñado para dejar la formación, nuevamente, en estado de: mojada por agua. Con este tratamiento se logró reducir el corte de agua de 55-65% a 40-45% sin afectar la producción total de fluido.

2.2.5 Resumen de los problemas operacionales reportados a nivel mundial.

Durante la revisión de la literatura disponible de los casos de campo, en donde se llevó a cabo la implementación de la inyección cíclica de vapor, se logró identificar y clasificar, los diferentes problemas operacionales y dificultades que se pueden presentar durante la implementación de este método de recuperación mejorada.

Es importante notar que estos problemas, son en la mayoría de los casos, comunes a casi todos los campos. Por medio de esta observación, y gracias a la fundamentación que se dio para cada uno de estos problemas en la primera sección de este capítulo, se puede llegar a entender, de una mejor manera, el porqué se presentan y la manera como los mismos pueden ser resueltos, teniendo en cuenta las soluciones vistas y las que se llevaron a cabo en los casos de campo estudiados.

La tabla 10 resume los problemas operacionales de algunos de los campos reportados en la literatura. Esta tabla incluye los campos más representativos del ámbito nacional e internacional, en donde se estimularon pozos con el objetivo de incrementar la tasa de producción y el factor de recobro de los mismos.

Tabla 10. Dificultades y problemas operacionales reportados en algunos proyectos de Inyección Cíclica de Vapor a nivel mundial.

CAMPO	UBICACIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES REPORTADOS
Athabasca	Canadá	Producción de arena. Dificultades con el levantamiento y manejo de los fluidos producidos.
Bachaquero	Venezuela	Fallas en el empaque térmico. Fallas en la junta de expansión. Durante el proceso de producción los problemas más frecuentes fueron asociados con fallas en las bombas y producción de arena.
Cat Canyon	USA	Fallas en el casing. Depositación de escamas y asfaltenos. Emulsiones. Problemas en las bombas utilizadas para el levantamiento del fluido producido.
Cold Lake	Canadá	Producción de arena. Migración de finos.
Huntington Beach	USA	Producción de arena. Fallas en el casing de pozos antiguos que no habían sido diseñados para inyección de vapor.
Kuwait	Kuwait	Levantamiento de la cabeza del pozo en 6 pulgadas. Escape del vapor hacia el anular casing-tubing.
Lagunillas	Venezuela	Dificultades para cambiar las válvulas de gas lift después de la inyección, ya que a éstas se les adhería una costra de silicato de sodio (NaSiO_2), el cual era utilizado como aislante térmico Casing-Tubing. En operaciones de workover se tuvo problemas al recuperar el empaque térmico y se tuvo que usar herramienta de pesca, esto se asocia al silicato de sodio.
Los Perales	Argentina	Problemas con las preventoras (BOP'S). Bajo Leak-Off (baja inyectividad de la formación).
Marmul	Omán	Producción de arena.
Moloacan	México	Fallas mecánicas debido a la comunicación del vapor con el espacio anular casing-tubing.
Santa Bárbara	Venezuela	Emulsiones. Producción de Arena.
South Tapo Canyon	USA	Daño de la formación en la zona Fourth Sespe: Hinchamiento de arcillas y de finos no arcillosos. Producción de finos de formación. Baja inyectividad.
Teca	Colombia	Producción de Arena. Fallas de Casing y del Tubing. Fugas del vapor en las líneas del campo.

3. FUNDAMENTOS EN BASES DE DATOS

Desde su aparición en la década de 1950, las aplicaciones de las bases de datos se han hecho imprescindibles para las sociedades industriales ³⁹. La primera base de datos para PC data de 1980; era la dBase II, desarrollada por el ingeniero estadounidense Wayne Ratliff. Desde entonces, su evolución ha seguido paralela a la que ha experimentado el software, y hoy existen desde bases de datos para utilización personal hasta bases de datos corporativas, soportadas por grandes sistemas informáticos.

3.1 SISTEMAS DE BASES DE DATOS

La tecnología de las bases de datos se ha descrito como “una de las áreas de la ciencia de la computación y la información de más rápido desarrollo” ⁴⁰. Como campo comercial, aún es relativamente nueva; los fabricantes y vendedores no empezaron a ofrecer sistemas de administración de bases de datos hasta mediados de la década de 1960, aunque ciertos paquetes de software antiguos incluían algunas de las funciones que ahora se asocian con tales sistemas.

En esencia, un sistema de bases de datos, no es más que un sistema de mantenimiento de registros basado en computadores, es decir, un sistema cuyo

³⁹ <http://www.monografias.com/trabajos7/creun/creun.shtml>

⁴⁰ SIBLEY, E. H. The Development of Data Base Technology. Guest Editor's Introduction to *ACM Comp. Surv.* 8, núm.1: Special Issue on Data Base Management Systems, marzo, 1976. p. 32.

propósito general es registrar y mantener información ⁴¹. Tal información puede estar relacionada con cualquier cosa que sea significativa para la organización donde el sistema opera, en otras palabras cualquier dato necesario para los procesos de toma de decisiones inherentes a la administración de esa organización.

3.1.1 Sistema de administración de bases de datos (DBMS). El DBMS (Data Base Management System) es un conjunto de programas que se encargan de manejar la creación y todos los accesos a la base de datos. Está compuesto por los siguientes lenguajes:

- **Lenguaje de definición de base de datos (DDL):** este es utilizado para describir todas las estructuras de información y los programas para construir, actualizar e introducir la información que contiene una base de datos. También permite describir los datos y las estructuras de los archivos de sistemas, especificando la forma en que serán agrupados en registro y divididos en campos.
- **Lenguaje de manipulación de datos (DML):** es aquel que se utiliza para escribir programas que crean, actualizan y extraen información de la base de datos.
- **Lenguaje de consulta (SQL):** el Structured Query Language (SQL) es empleado por el usuario, para consultar, actualizar y manejar bases de datos relacionales, este lenguaje permite al usuario hacer requisiciones, sin tener que escribir un programa, usando instrucciones como el SELECT, el PROJECT y el JOIN. El SQL es un estándar aceptado en productos de bases de datos. A pesar

⁴¹ DATE, C. J. Introducción a los Sistemas de Bases de Datos. Vol 1, Quinta Edición. Addison-Wesley Iberoamericana. USA, 1993. p. 15.

de que no se trata de un lenguaje de programación como puedan serlo C o Pascal, puede utilizarse en el diseño de consultas interactivas y puede incluirse en una aplicación como un conjunto de instrucciones de manejo de datos.

El SQL estándar cuenta con elementos destinados a la definición, modificación, control, protección de los datos y acceso a bases de datos distribuidas en una red, haciendo factible que varios usuarios puedan consultar la misma base de datos de forma simultánea. Debido a su simplicidad, que proviene de ser sintáctica y gramaticalmente cercano al lenguaje natural, pueden utilizarlo tanto los usuarios técnicos como los que no lo son; esto, unido a su potencia, lo ha hecho muy popular.

3.1.2 El administrador de bases de datos (DBA). El administrador de bases de datos se encarga de controlar todo el proceso de las bases de datos corporativas, también proporciona asesoría a los usuarios. Sus funciones son:

- Apoyo y asesoría en el proceso del DBMS.
- Definición de información de la base de datos.
- Mantener la relación y comunicación.
- Diseñar las estructuras y estrategias.
- Atender y servir como punto de enlace entre usuarios y la organización.
- Definir estándares de procedimientos para respaldos.
- Recuperación de la información que contiene la base de datos.

3.2 BASE DE DATOS

Engles, se refiere a los datos de una base de datos como “datos de operación”, distinguiéndolos de los datos de entrada, de salida y de otras clases. Se ofrece a continuación una versión modificada de la definición original de base de datos formulada por Engles: *“Una base de datos es un conjunto de datos de operación*

almacenados y utilizados por los sistemas de aplicación de una empresa específica”⁴².

Es conveniente especificar que el significado de “empresa” tan sólo es un término genérico que se emplea para designar cualquier organización comercial, científica, técnica o de otra clase que posee un nivel razonable de autosuficiencia. Cualquier empresa necesita disponer de una gran cantidad de datos acerca de su funcionamiento; éstos constituyen sus datos de operación. Los datos de operación no incluyen datos de entrada o de salida. Los datos de entrada se refieren a la información que entra al sistema desde el exterior; tal información puede ocasionar un cambio en los datos de operación. Del mismo modo, los datos de salida conciernen a mensajes e informes que proceden del sistema (ya sean impresos o desplegados en una terminal); estos datos contienen información derivada de los datos de operación.

Los principales componentes de la base de datos son los archivos, por lo que se considera muy importante conocer como éstos están organizados ⁴³. Un archivo está formado por un conjunto de registros, cada registro está compuesto por un conjunto de campos, cada campo está compuesto por caracteres y bytes y cada carácter consta generalmente de 8 bits.

El archivo por sí mismo, no constituye una base de datos, sino más bien la forma en que está organizada la información es la que da origen a la base de datos. Las bases de datos manuales, pueden ser difíciles de gestionar y modificar. Por

⁴² ENGLÉS, R. W. A Tutorial on Data Base Organization. Halpern y McGee. Nueva York, 1974. p. 18.

⁴³ <http://monografias.com/trabajos11/basda/basda.shtml>

ejemplo, en una guía de teléfonos no es posible encontrar el número de un individuo si no sabemos su apellido, aunque conozcamos su domicilio.

Del mismo modo, en un archivo de pacientes en el que la información esté desordenada por el nombre de los mismos, será una tarea bastante engorrosa encontrar todos los pacientes que viven en una zona determinada. Los problemas expuestos anteriormente se pueden resolver creando una base de datos informatizada.

Desde el punto de vista informático, una base de datos es un sistema formado por un conjunto de datos almacenados en discos que permiten el acceso directo a ellos y un conjunto de programas que manipulan ese conjunto de datos.

Desde el punto de vista más formal, podríamos definir una base de datos como un conjunto de datos estructurados, fiables y homogéneos, organizados independientemente en máquina, accesibles a tiempo real, compartibles por usuarios concurrentes que tienen necesidades de información diferente y no predecible en el tiempo.

3.2.1 Componentes principales de una base de datos. Un sistema de bases de datos incluye cuatro componentes principales: datos, hardware, software y usuarios. A continuación se presenta un análisis breve de cada uno de ellos ⁴⁴.

- **Hardware:** el hardware se compone de los volúmenes de almacenamiento secundario (discos, tambores, etc.) donde reside la base de datos, junto con dispositivos asociados como las unidades de control, los canales de comunicación, etc.

⁴⁴ DATE, Op. cit., p. 16.

- **Software:** entre la base de datos física en sí (es decir, el almacenamiento real de los datos) y los usuarios del sistema existe un nivel de software o conjunto de programas, que recibe el nombre de sistema de administración de bases de datos (DBMS). Este maneja todas las solicitudes de acceso a la base de datos formuladas por los usuarios.
- **Usuarios:** se consideran tres clases generales de usuarios. La primera la representa el programador de aplicaciones, quien crea programas de aplicación que utilizan las bases de datos. Estos programas de aplicación operan con los datos de todas las maneras usuales: recuperan información, crean información nueva, suprimen o cambian información existente, etc. Todas estas funciones se realizan formulando las solicitudes adecuadas al DBMS.

La segunda clase de usuario es, el usuario final, quien accesa a la base de datos desde una terminal. Un usuario final puede emplear un lenguaje de consulta proporcionado como parte integral del sistema o recurrir a un programa de aplicación escrito por un usuario programador que acepte órdenes desde la terminal y a su vez formule solicitudes al DBMS en nombre del usuario final. De cualquier manera, el usuario final puede realizar, en general, todas las funciones de recuperación, creación, supresión y modificación, aunque tal vez no sea falso afirmar que la recuperación es la función más común de esta clase de usuario.

La tercera clase de usuario la representa el administrador de bases de datos (DBA: Data Base Administrator), quien se encarga del control general del Sistema de Bases de Datos.

3.2.2 Ventajas en el uso de bases de datos. El desarrollo de los sistemas de base de datos se ha incrementado en los últimos años, y esto es debido a las ventajas detalladas a continuación ⁴⁵:

- **Globalización de la información:** considera la información como un recurso corporativo que carece de dueños específicos.

- **Permite compartir información:** esta ventaja no sólo significa que las aplicaciones existentes pueden compartir los datos de la base de datos, sino también que es factible desarrollar nuevas aplicaciones que operen con los mismos datos almacenados.

- **Puede reducirse la redundancia:** en sistemas que no usan bases de datos, cada aplicación tiene sus propios archivos privados. Esto a menudo origina enorme redundancia en los datos almacenados, así como desperdicio resultante del espacio de almacenamiento. Estos archivos pueden integrarse para eliminar la redundancia en una base de datos. No se pretende dar a entender que toda la redundancia por fuerza habrá de eliminarse. A veces hay sólidas razones comerciales o técnicas para mantener múltiples copias de los mismos datos. En un sistema de base de datos, sin embargo, la redundancia debe controlarse, es decir, el sistema debe estar al tanto de la redundancia y asumir la responsabilidad de propagar las actualizaciones.

- **Puede evitarse la inconsistencia:** supóngase que cierta información (por ejemplo, el hecho de que el empleado E3 trabaja en el departamento D8) se representa por dos entradas distintas en la base de datos, y que el sistema no está al tanto de esta duplicación, en otras palabras, la redundancia no se ha

⁴⁵ Ibid., p. 17.

controlado. Habrá entonces algunas ocasiones en que las dos entradas no concuerden, es decir, cuando una y solo una de ellas se haya actualizado. En tales circunstancias se dice que la base de datos es inconsistente y puede suministrar información incorrecta o contradictoria. Para garantizar que la base de datos nunca sea inconsistente, cualquier cambio hecho a una de las dos entradas se debe efectuar de manera automática en la otra. Este proceso se denomina propagación de actualizaciones, donde el término actualización se usa para abarcar todas las operaciones de creación, supresión y modificación.

- **Permiten mantener la integridad de la información:** ésta es una de las cualidades altamente deseables y tiene por objetivo que sólo se almacene la información correcta.

- **Pueden hacerse cumplir las normas establecidas:** con un control central de la base de datos, el administrador de bases de datos o DBA puede garantizar que se cumplan todas las formas aplicables a la representación de los datos. Las normas aplicables pueden comprender la totalidad o parte de lo siguiente: normas de la compañía, de instalación, departamentales, industriales, nacionales o internacionales. Es muy deseable unificar los formatos de los datos almacenados como ayuda para el intercambio o migración de datos entre sistemas.

- **Pueden aplicarse restricciones de seguridad:** al tener jurisdicción completa sobre los datos de operación, el DBA puede, (a) asegurar que el único medio de acceder la base de datos sea a través de los canales establecidos y, por tanto, (b) definir controles de autorización para que se apliquen cada vez que se intente el acceso a datos sensibles. Pueden establecerse diferentes controles para cada tipo de acceso (recuperación, modificación, supresión, etc.) a cada parte de la información de la base de datos.

- **Independencia de datos:** la independencia de datos implica un divorcio entre programas y datos; es decir, se pueden hacer cambios a la información que contiene la base de datos o tener acceso a la base de datos de diferente manera, sin hacer cambios en las aplicaciones o en los programas.

3.2.3 Administración y gestión de una base de datos. Las bases de datos son el núcleo del sistema de información de cualquier empresa. La administración y gestión de las mismas constituye, por tanto, un trabajo muy importante dentro de cualquier organización. Cualquier base de datos actual requiere un mantenimiento, basado en un buen manejo de los datos que contiene, de los procesos asociados y de los usuarios que pueden acceder ⁴⁶.

El mantenimiento de una base de datos incluye puntos tales como la realización de las copias de seguridad (Backups), la monitorización constante del funcionamiento, las revisiones al registro de transacciones realizadas o la replicación o redundancia de los datos de forma que podamos conseguir una mayor protección contra pérdidas de información. Una vez que la base de datos entra en funcionamiento, el administrador o administradores deben prestar una atención especial a su mantenimiento y asegurar una alta disponibilidad de la información contenida en el sistema, sobre todo si se requiere estar al día con las necesidades del cliente y no darle ventajas a la competencia.

De igual manera el seguimiento de una base de datos permitirá detectar problemas pequeños antes que crezcan y se conviertan en problemas potenciales. Detectar y solucionar los problemas a tiempo dará como resultado un ahorro importante de trabajo y una mayor satisfacción del usuario.

⁴⁶ <http://www.microsoft.com/spanish/MSDN/estudiantes/ssii/default.asp>

3.2.4 Funciones de las bases de datos.

- Permitir la introducción de datos por parte de los usuarios (o programadores).
- Salida de datos.
- Almacenamiento de datos.
- Protección de datos (seguridad e integridad).
- Elaboración de datos.

3.2.5 Tipos de bases de datos. Hay cuatro modelos principales de bases de datos; el modelo jerárquico (Progress), el modelo en red (Oracle, Sybase), el modelo relacional (Access, Sybase, Oracle) y el modelo orientado a objetos.

- **El modelo jerárquico:** la forma de esquematizar la información se realiza a través de representaciones jerárquicas o relaciones de padre-hijo, de manera similar a la estructura de un árbol. Así, el modelo jerárquico puede representar dos tipos de relaciones entre los datos (a) relaciones de uno a uno y (b) relaciones de uno a muchos.

En el tipo (a) se dice que existe una relación de uno a uno si el padre de la estructura de información tiene un solo hijo y viceversa, si el hijo tiene solamente un padre. En el tipo (b) se dice que la relación es de uno a muchos si el padre tiene más de un hijo.

Inconveniente del modelo jerárquico: el inconveniente radica en la relación de uno a muchos, por ejemplo, considérese la siguiente relación: maestro-alumno, donde un maestro tiene varios alumnos, pero un alumno también tiene varios maestros, uno para cada clase. En este caso, si la información estuviera representada en forma jerárquica donde el padre es el maestro y el alumno es el hijo, la información del alumno tendrá que duplicarse para cada uno de los maestros.

Otra dificultad que presenta el modelo jerárquico de representación de datos es respecto a las bajas. En este caso, si se desea dar de baja a un padre, esto necesariamente implicará dar de baja a todos y cada uno de los hijos que dependen de este padre.

- **El modelo en red:** el modelo en red evita la redundancia presentada en la información para el modelo jerárquico en la relación maestro-alumno, a través de la incorporación de un tipo de registro denominado el conector, que en este caso pueden ser las calificaciones que obtuvieron los alumnos de cada profesor.

Inconveniente del modelo en red: la dificultad en el modelo en red surge al manejar las conexiones o ligas entre los registros y sus correspondientes registros conectores.

- **El modelo relacional:** los datos son almacenados en tablas y se accede a ellos mediante consultas escritas en SQL. El modelo relacional se está empleando con más frecuencia en la práctica, debido al rápido entendimiento por parte de los usuarios que no tienen conocimientos profundos sobre sistemas de bases de datos y a las ventajas que ofrece sobre los dos modelos anteriores.

En este modelo toda la información se representa a través de arreglos bidimensionales o tablas. Y el usuario puede extraer información usando las siguientes operaciones o instrucciones básicas (instrucciones del lenguaje SQL):

- Seleccionar renglones de alguna tabla (SELECT).
- Seleccionar columnas de alguna tabla (PROJECT).
- Unir o juntar información de varias tablas (JOIN).

Es importante mencionar que la mayoría de los paquetes que manejan bases de datos disponibles en el mercado poseen las instrucciones SELECT, PROJECT Y JOIN con diferentes nombres y modalidades.

- **Modelo orientado a objetos:** las Bases de Datos Orientadas a Objetos (BDOO) representan el siguiente paso en la evolución de las bases de datos para soportar el análisis, diseño y programación orientada a objetos. Aparecieron a finales de los 80's y soporta el paradigma orientado a objetos almacenando datos y métodos, y no sólo datos. El esquema de una base de datos por objetos está representado por un conjunto de clases que definen las características y el comportamiento de los objetos que poblarán la base de datos ⁴⁷. La diferencia principal respecto a los modelos examinados hasta ahora es la no positividad de los datos, en efecto, con una base de datos tradicional (entendiendo con este término cualquier base de datos no por objetos), las operaciones que se tienen que efectuar en los datos se les piden a las aplicaciones que los usan. Con una base de datos orientada a objetos, al contrario, los objetos memorizados en la base de datos contienen tanto los datos como las operaciones posibles con tales datos. En cierto sentido, se podrá pensar en los objetos como en datos a los que se les ha puesto una inyección de inteligencia que les permite saber cómo comportarse, sin tener que apoyarse en aplicaciones externas. Está diseñada para ser eficaz, desde el punto de vista físico, para almacenar objetos complejos. Es más segura ya que no permite tener acceso a los datos (objetos); esto debido a que para poder entrar se tiene que hacer por los métodos que haya utilizado el programador.

⁴⁷ JAMES, Martín. Análisis y Diseño Orientado a Objetos. Prentice Hall Interamericana, 2da. Edición. México. p. 30.

La meta es dejar la etapa en la que la construcción del software es una labor de artesanos, y pasar a la etapa en la que se pueda tener fábricas de software, con gran capacidad de reutilización de código y con metodologías eficientes y efectivas que se apliquen al proceso de producción.

Posibles desventajas: al considerar la adopción de la tecnología orientada a objetos, la inmadurez del mercado de BDOO constituye una posible fuente de problemas por lo que debe analizarse con detalle la presencia en el mercado del proveedor para adoptar su producto en una línea de producción sustantiva.

El segundo problema es la falta de estándares en la industria orientada a objetos. Sin embargo, el "Grupo Manejador de Objetos" (OMG), es una organización Internacional de proveedores de sistemas de información y usuarios dedicada a promover estándares para el desarrollo de aplicaciones y sistemas orientados a objetos en ambientes de cómputo en red. La implantación de una nueva tecnología requiere que los usuarios iniciales acepten cierto riesgo. Aquellos que esperan resultados a corto plazo y con un costo reducido quedarán desilusionados. Sin embargo, para aquellos usuarios que planean a un futuro intermedio con una visión tecnológica avanzada, el uso de tecnología avanzada, el uso de tecnología orientada a objetos, paulatinamente compensará todos los riesgos.

3.3 BASES DE DATOS RELACIONALES

El sistema de bases de datos relacionales es el más utilizado hoy día debido a que ofrece las siguientes ventajas⁴⁸:

⁴⁸ KORTH, Henry F. and SILBERSCHATZ, Abraham. Fundamentos de bases de datos. 1ª Edición. McGraw-Hill. México, 1987. p. 12.

- Simplicidad y generalidad.
- Facilidad de uso para el usuario final.
- Períodos cortos de aprendizaje.
- Las consultas de información se especifican de forma sencilla.

Las bases de datos relacionales están constituidas por una o más tablas que contienen la información de una forma organizada. Las tablas son un medio de representar la información de una forma más compacta y es posible acceder a dicha información contenida en dos o más tablas.

Las bases de datos relacionales cumplen las siguientes leyes básicas:

- Generalmente, contendrán muchas tablas.
- Una tabla sólo contiene un número fijo de campos.
- El nombre de los campos de una tabla es distinto.
- Cada registro de la tabla es único.
- El orden de los registros y de los campos no están determinados.
- Para cada campo existe un conjunto de valores posibles.

3.3.1 Diseño de las bases de datos relacionales. El primer paso para crear una base de datos, es planificar el tipo de información que se quiere almacenar en la misma, teniendo en cuenta dos aspectos: la información disponible y la información que necesitamos.

La planificación de la estructura de la base de datos, en particular de las tablas, es vital para la gestión efectiva de la misma. El diseño de la estructura de una tabla consiste en una descripción de cada uno de los campos que componen el registro y los valores o datos que contendrá cada uno de esos campos. Conviene detenerse y definir correctamente la base de datos, ya que un mal diseño hará que el sistema sea lento y los resultados no sean los esperados.

Los campos son los distintos tipos de datos que componen la tabla (por ejemplo: en la base de datos desarrollada en este proyecto existe una tabla denominada parámetros de analogía que consta de nueve campos: permeabilidad, porosidad, profundidad, espesor neto, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, saturación de crudo, gravedad del crudo y viscosidad del crudo. La definición de un campo requiere: el nombre del campo, el tipo de campo, el ancho del campo, etc. Generalmente los diferentes tipos de campos que se pueden almacenar son los siguientes: Texto (caracteres), Numérico (números), Fecha-Hora, Lógico (informaciones lógicas), si-no, verdadero-falso, imágenes, etc.

Los registros constituyen la información que va contenida en los campos de la tabla, por ejemplo: para el caso de este proyecto, en la tabla denominada parámetros de analogía los registros serían los valores numéricos correspondientes a los nueve parámetros de analogía.

En resumen, el principal aspecto a tener en cuenta durante el diseño de una tabla es determinar claramente los campos necesarios, definirlos en forma adecuada con un nombre especificando su tipo y su longitud.

3.4 MICROSOFT® ACCESS

Posiblemente, la aplicación más compleja de la suite Office, sea Access, una base de datos visual. Como todas las bases de datos modernas que trabajan en el entorno Windows, puede manejarse ejecutando unos cuantos clics de mouse sobre la pantalla. Access contiene herramientas de diseño y programación reservadas a los usuarios con mayor experiencia, aunque incluye bases de datos listas para ser usadas; están preparadas para tareas muy comunes, que cualquiera puede realizar en un momento determinado, como por ejemplo: ordenar libros, archivar documentación, etc.

3.4.1 Elementos de una base de datos de Microsoft® Access.

▪ **Tablas:** es un conjunto de datos dispuesto en una estructura de filas y columnas. En una tabla las filas se denominan registros y las columnas campos. En una tabla la primera fila contiene los nombres de los campos. Cada campo contiene determinado tipo de datos y tiene una longitud expresada en el número de caracteres máximo del campo. Para crear una tabla es necesario definir su estructura de la siguiente manera:

- El nombre de la tabla.
- Los nombres del campo.
- Los tipos de datos de cada campo.
- Las propiedades o características de cada campo.
- El campo clave o clave principal.

El campo clave o clave principal es el campo que permite identificar y localizar un registro de manera ágil y organizada, suele ser uno o varios de los campos de la tabla. El contenido de este campo identifica cada registro del campo de manera única. De modo que no se podrán introducir dos registros iguales o almacenar valores nulos en los campos de la clave principal.

A continuación se muestra una tabla a manera de ejemplo, en la cual se identifica la estructura de la misma.

Tabla 11. Ilustración de la estructura de una tabla de bases de datos relacionales.

Nombre de la tabla

Campo clave

ID_YACIMIENTO	NOMBRE CAMPO	NOMBRE YACIMIENTO	PAIS	PROFUNDIDAD, ft
03	Athabasca	Athabasca Tar Sand	Canada	806-1017
06	Cat Canyon	Sisquoc SB-S17A	USA	3200
10	Coalinga	Temblor Zone 1	USA	800-1700
04	Cymric	Cymric Antelope	USA	1230
05	Huntington Beach	TM Sand	USA	2000-2300
07	Kuwait	Kuwait	Kuwait	793
03	Lagunillas	Bachaquero 01	Venezuela	2690
01	Los Perales	Los Perales	Argentina	3116
09	Midway-Sunset	Monarch Sand	USA	1100-1400
02	Quiriquire	Quiriquire	Venezuela	1300-4700

Nombre de los Campos

Registros (Filas)

Campos (Columnas)

- **Consultas:** es una pregunta específica acerca de los datos almacenados en la base de datos. Algunos tipos de consultas son:

Consulta de Selección: es una de las consultas más utilizadas. Con las consultas de selección se podrá ver datos de las tablas, analizar dichos datos e incluso hacer cambios en ellos. Es posible ver datos procedentes de una tabla o bien agregar campos de varias tablas distintas.

Consulta de tabla de referencias cruzadas: presenta los datos con títulos en las filas y columnas, como en una hoja de cálculo. Con una consulta de tabla de referencias cruzadas se puede resumir gran cantidad de información en un formato de fácil lectura.

Consulta de Actualización: permite cambiar los valores de un determinado campo en todos los registros.

- **Formularios:** son objetos en pantalla a través de los cuales se pueden ingresar, mostrar y editar información de los registros de la tabla o consulta. Cada formulario está constituido por controles que permiten una mayor rapidez y menor posibilidad de error al momento de ingresar información.

- **Informes:** se pueden mostrar los registros agrupados y ordenados según múltiples claves de ordenamiento, los subtotales y totales por subgrupos y grupos. Es decir, permiten preparar los registros de la base de datos de forma personalizada para imprimirlos.

- **Macros:** es una secuencia de instrucciones creadas para ejecutar un proceso. Cada instrucción origina una acción. Sirven para automatizar tareas rutinarias repetitivas.

- **Módulos:** son un conjunto de declaraciones, instrucciones almacenadas como una unidad. Es decir es un programa en un lenguaje de programación como por ejemplo: el lenguaje Visual Basic.

3.4.2 ¿Por qué se escogió Access para la creación de la base de datos de este proyecto?

A continuación se mencionan las principales bondades de Microsoft® Access que hacen de este programa de gestión de bases de datos el más utilizado a nivel mundial, y por lo cual se escogió esta aplicación para el desarrollo de la base de datos de este proyecto:

- Microsoft® Access es un sistema interactivo de gestión de bases de datos para Windows que permite organizar, buscar y presentar información de forma fácil, rápida y atractiva, aprovechando al máximo la potencia gráfica del sistema operativo Windows ⁴⁹.
- Microsoft® Access es un programa informático que permite crear y gestionar bases de datos de manera cómoda, fácil y rápida. Además, es una herramienta muy flexible ya que permite cambiar la estructura de una tabla en cualquier instante, añadir nuevas tablas, hacer refinamientos, etc.
- Access incorpora unos asistentes, elementos de diseño de tipo wysiwyg (lo que se ve es lo que se obtiene), que permite crear formularios o informes sofisticados, incluyendo gráficos, fotografías y sonidos, con una excelente calidad y sin necesidad de ser un experto programador.
- La posibilidad de hacer consultas permite localizar rápidamente la información requerida independientemente del formato de base de datos en que estén almacenadas (tales como dBASE, Paradox o tablas SQL) y de su ubicación en distintos puntos de la red.
- Con Access se puede automatizar la mayoría de las tareas utilizando macros, o programar las acciones en procedimientos mediante el uso del potente lenguaje de programación incorporado: Visual Basic para Aplicaciones (VBA).

⁴⁹ SANCHEZ N., José D. y CARBONELL A., Inés. Microsoft Access 2002, Iniciación y Referencia. McGraw-Hill. España, 2001. p. 25.

4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

El objetivo principal de la base de datos desarrollada en este proyecto es el de realizar analogías entre campos nuevos y los que se encuentran referenciados en la base de datos. Para lograr este objetivo fue necesario crear un modelo basado en herramientas básicas de estadística, ya que con éstas se hace posible la asignación de un peso relativo a cada uno de los parámetros que intervienen en la analogía.

El peso relativo es el grado de importancia que tendrán los parámetros de analogía en el proceso de recobro, el cual en este caso en particular es el de inyección cíclica de vapor. Este peso igualmente va a ser función del grado de dispersión que tengan los datos disponibles de cada uno de los parámetros analógicos, partiendo del principio que *“a mayor dispersión, menor peso”*.

La primera parte de este capítulo se dedica a discutir las herramientas básicas de estadística, las cuales fueron útiles para la elaboración del método.

En la segunda parte, se desarrolla el modelo como tal con su respectivo proceso matemático y se muestra además un ejemplo sintético aplicando el modelo estadístico.

Es de suma importancia resaltar que además de los parámetros de analogía, los cuales se muestran en la tabla 12, en la base de datos de este proyecto denominada CSS-DBase[®] se encontrarán parámetros adicionales de los campos entre los que se incluyen: ubicación, información general, información geológica, información de fluidos “in situ”, datos de producción y parámetros básicos del proceso de inyección cíclica de vapor.

Tabla 12. Parámetros de analogía.

PARÁMETROS DE ANALOGÍA	PARÁMETROS DEL MEDIO POROSO	Permeabilidad (k), md
		Porosidad (Φ), %
		Profundidad, pies
		Espesor Neto, pies
		Presión del yacimiento, psia
		Temperatura del yacimiento, °F
	PARÁMETROS DE FLUIDOS DEL YACIMIENTO	Saturación de Crudo (S_o), %
		Gravedad del Crudo, °API
		Viscosidad del Crudo (μ), cp

4.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE ESTADÍSTICA

La estadística es la rama de las matemáticas que se ocupa de *reunir, organizar y analizar datos cuantitativos y cualitativos y que ayuda a resolver problemas como el diseño de experimentos y la toma de decisiones*⁵⁰.

En general, se puede distinguir entre *estadística descriptiva y estadística inductiva o inferencial*.

La estadística descriptiva analiza, estudia y describe a la totalidad de individuos de una población. Su finalidad es obtener información, analizarla, elaborarla y simplificarla lo necesario para que pueda ser interpretada cómoda y rápidamente y, por tanto, pueda utilizarse eficazmente para el fin que se desee.

⁵⁰ HOPKINS, Kenneth D. Estadística básica para las ciencias sociales y del comportamiento. Tercera Edición, Pearson Educación. México, 1997. p. 35.

El proceso que sigue la estadística descriptiva para el estudio de una cierta población consta de los siguientes pasos⁵¹:

- Selección de caracteres dignos de ser estudiados.
- Mediante encuesta o medición, obtención del valor de cada individuo en los caracteres seleccionados.
- Elaboración de tablas de frecuencias, mediante la adecuada clasificación de los individuos dentro de cada carácter.
- Representación gráfica de los resultados (elaboración de gráficas estadísticas).
- Obtención de parámetros estadísticos, números que sintetizan los aspectos más relevantes de una distribución estadística.

La estadística descriptiva trabaja con todos los individuos de la población. La estadística inferencial, sin embargo, trabaja con muestras, subconjuntos formados por algunos individuos de la población. A partir del estudio de la muestra se pretende inferir aspectos relevantes de toda la población. Cómo se selecciona la muestra, cómo se realiza la inferencia, y qué grado de confianza se puede tener en ella son aspectos fundamentales de la estadística inferencial, para cuyo estudio se requiere un alto nivel de conocimientos de estadística, probabilidad y matemáticas.

La estadística como ciencia, ha encontrado aplicación en casi todas las ramas de la investigación contemporánea. Por tal razón, decidió emplearse en el desarrollo del método de analogía de este proyecto.

⁵¹ BIBLIOTECA DE CONSULTA MICROSOFT® ENCARTA, 2003.

4.1.1 Medidas de tendencia central. En la vida diaria, el encuentro más común que se tiene con un concepto estadístico es el “promedio”. Todo el mundo ha utilizado promedios desde la escuela primaria y continuamente estamos expuestos a reportes de promedios: salario promedio, peso promedio, etc. En esta parte de éste capítulo, se distinguirá entre las tres medidas comunes del así llamado *promedio* o, más precisamente, medidas de tendencia central: la media, mediana y moda.

▪ **Media:** se define como aquel valor que, en una serie estadística de n miembros o datos $j_1, j_2, j_3, \dots, j_n$, representa el valor más probable alrededor del cual se distribuyen el resto de datos de la muestra o de la población, y que por lo tanto se suele tomar como el valor representativo de lo que se pretende medir⁵².

De acuerdo a la aplicación que se va a desarrollar, se calculan diferentes medias. Para el caso que aquí respecta se tienen en cuenta los siguientes criterios⁵³:

✓ Si las unidades de los datos recopilados son simples (longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica) se usa la *media aritmética*, la cual es el resultado de sumar todos los elementos del conjunto y dividir por el número total de ellos:

$$\mu = \bar{X} = \frac{j_1 + j_2 + j_3 + \dots + j_n}{n} \quad (5)$$

⁵² CÍRCULO DE LECTORES. “Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo”. Volumen 5. Barcelona, 1984.

⁵³ ENTREVISTA con Oscar Vanegas, Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS, Especialista en Finanzas.

En este grupo caerían los siguientes parámetros: espesor neto (pies), profundidad (pies), temperatura del yacimiento (°F) y la gravedad API del crudo (°API).

✓ Si las unidades de los datos recopilados son compuestas, se usa la *media armónica*, la cual se define como el inverso de la media aritmética de los inversos de los números que intervienen:

$$A = \frac{1}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}} = \frac{n}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}} \quad (6)$$

La media armónica se utilizaría entonces para la permeabilidad (md), presión del yacimiento (psia) y viscosidad del crudo (cp).

✓ Finalmente, si las unidades de los datos recopilados vienen expresadas en términos porcentuales, se emplea la *media geométrica*, que está definida como el resultado de multiplicar todos los elementos y extraer la raíz *n*-ésima del producto.

$$G = (j_1 * j_2 * j_3 * \dots * j_n)^{\frac{1}{n}} \quad (7)$$

Aquí se ubicarían la porosidad (%) y la saturación de crudo (%), completándose así los nueve parámetros tenidos en cuenta para la realización de las analogías.

Lo más positivo de la media es que en su cálculo se utilizan todos los valores de la serie, por lo que no se pierde ninguna información. Sin embargo, presenta el problema de que su valor (en cualquiera de los tres casos) se puede ver influenciado por valores extremos, que se aparten en exceso del resto de la serie. Estos valores anómalos podrían condicionar en gran medida el valor de la media, perdiendo ésta representatividad.

- **Mediana:** es el valor de la serie de datos que se sitúa justamente en el centro de la muestra (un 50% de valores son inferiores y otro 50% son superiores). No presenta el problema de estar influenciada por los valores extremos, pero en cambio no utiliza en su cálculo toda la información de la serie de datos⁵⁴.

Si el número de términos de la distribución es impar, la mediana es el valor del individuo que ocupa el lugar central cuando los datos están ordenados de menor a mayor. Por ejemplo, en la distribución de edades 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, la mediana es $Me=8$, pues hay tres datos menores que 8 y tres mayores que 8.

Si el número de términos de la distribución es par, la mediana es el valor medio de los datos centrales. Así, en la distribución 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, 13, los valores 8 y 9 son los centrales. La mediana entonces sería $Me=(8 + 9) / 2 = 8,5$.

- **Moda:** la moda, Mo , de una distribución estadística es el valor que más se repite. Una distribución puede tener más de una moda o no tener ninguna. Por ejemplo, en la distribución 3, 5, 5, 8, 9, 10, 12, 13, la moda sería $Mo=5$. Ahora bien, si se tiene la siguiente distribución: 2, 3, 3, 3, 4, 5, 8, 9, 9, 9, 11, 13, 14 habrían dos modas, $Mo_1 = 3$ y $Mo_2 = 9$. Sin embargo, en la distribución 2, 4, 5, 6, 7, 9, 12, 13, 15, 16, no habría ninguna moda.

La moda es una medida de centralización muy poco empleada. En este trabajo, solamente se tuvieron en cuenta la media, en cualquiera de sus tres presentaciones (aritmética, armónico y geométrica) y la mediana en el caso de que el coeficiente de variación de Pearson fuera mayor de 0,25 (más adelante se dará la explicación del uso y significado del coeficiente de variación de Pearson).

⁵⁴ <http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm>

4.1.2 Medidas de dispersión. Estos parámetros estadísticos son los encargados de medir que tan diseminados o dispersos se encuentran los datos de una distribución. Los más utilizados se refieren al grado de lejanía de tales datos respecto a la media y son la desviación media, la varianza, la desviación típica (o desviación estándar) y el coeficiente de variación de Pearson.

- **Desviación media:** la desviación media, D.m., es un promedio de los valores absolutos de las desviaciones, $|j_i - \mu|$, de cada elemento, j_i , de la distribución respecto a su media, μ :

$$D.m. = \frac{|j_1 - \mu| + |j_2 - \mu| + |j_3 - \mu| + \dots + |j_n - \mu|}{n} \quad (8)$$

- **Varianza:** la varianza, V, es el promedio de los cuadrados de las desviaciones, $(j_i - \mu)^2$, de cada elemento, j_i , respecto a la media, μ :

$$V = \frac{(j_1 - \mu)^2 + (j_2 - \mu)^2 + (j_3 - \mu)^2 + \dots + (j_n - \mu)^2}{n} = \frac{\sum (j_i - \mu)^2}{n} \quad (9)$$

- **Desviación típica o desviación estándar:** la desviación típica o desviación estándar, σ , es la raíz cuadrada de la varianza:

$$\sigma = \sqrt{V} = \sqrt{\frac{\sum (j_i - \mu)^2}{n}} \quad (10)$$

La razón de ser de este parámetro es conseguir que la medida de dispersión se exprese en las mismas unidades que los datos a los que se refiere. Por ejemplo, en una distribución de permeabilidades en la que los datos están dados en milidarcys (md), la media viene dada en milidarcys, pero la varianza en milidarcys

cuadrados (md^2). Para evitar este inconveniente se calcula su raíz cuadrada, obteniéndose así la desviación típica en milidarcys.

▪ **Coefficiente de variación de Pearson:** el coeficiente de variación de Pearson, CVP, o simplemente e coeficiente de variación, es el cociente entre la desviación estándar y la media de la distribución:

$$\text{CVP} = \frac{\sigma}{\mu} \quad (11)$$

Este parámetro sirve para relativizar el valor de la desviación estándar y así poder comparar la dispersión de dos poblaciones estadísticas con gamas de valores muy discretas y diferentes entre sí.

Hay que tener presente los criterios relacionados con la naturaleza de las unidades de los datos en evaluación, planteados en la sección 4.1.1, para el cálculo de la media, la desviación estándar y el coeficiente de variación.

Como la desviación estándar se suele asociar con la media aritmética, y esta media no es la única que se tendrá en cuenta, se cambiará la denotación de la desviación estándar por simplemente *desviación*, y esta se calculará de acuerdo a la media correspondiente a cada caso.

La gran ventaja del coeficiente de variación de Pearson es que dado su carácter adimensional, permite hacer comparaciones entre varios grupos de datos que presenten unidades diferentes entre sí, a diferencia de la desviación estándar, con la que solamente se pueden comparar grupos de datos con las mismas unidades. Por esta razón, se empleó este coeficiente en la elaboración del proyecto y su aplicación se hizo en la determinación del peso relativo (grado de importancia) de los parámetros de analogía, el cual es función de la dispersión de los datos.

El beneficio del coeficiente de variación es que al ser un porcentaje permite comparar el nivel de dispersión de dos muestras. Esto no ocurre con la desviación estándar, ya que viene expresada en las mismas unidades que los datos de la serie⁵⁵.

Una consideración adicional que hay que hacer es que, si al evaluar el coeficiente de variación de Pearson con la media correspondiente para cada caso, se obtiene un valor de este mayor al 25% (0,25) se recomienda entonces la mediana como medida de centralización para hacer su determinación⁵⁶.

- **Recorrido:** otra medida de dispersión es el recorrido, que es la diferencia entre los valores mayor y menor de la distribución. Es un indicador de la longitud del tramo en el que se hallan los datos. También se le suele llamar rango. Por ejemplo, considérese la siguiente distribución de datos: 26, 50, 87, 3, 150. Para el ejemplo anterior el recorrido será igual a: $150-3=147$, es decir existe un rango de 147 en el cual se encuentran los demás datos de la muestra.

4.2 MODELO ESTADÍSTICO

Lo que se busca con la comparación de un campo n en particular con los que se encuentran listados en CSS-DBase[®] es que se muestren los primeros campos más análogos a n . Para ello se deben comparar los parámetros de n con los parámetros de los campos contenidos en la base de datos y mediante el uso de alguna relación, poder asignar un “score” o puntuación a cada campo relativa al campo al cual se le va a realizar la analogía (campo n).

⁵⁵ <http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm>

⁵⁶ ENTREVISTA con Oscar Vanegas, Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS, Especialista en Finanzas.

La ecuación planteada para asignar tal puntuación, y que constituye el modelo como tal, es la siguiente:

$$S_{i/n} = \left(\sum_{j=1}^{j=m} \left(W_j * I_{j/n} \right) \right) * 100 \quad (12)$$

Donde i es el campo de la base de datos al que se le va asignar un score relativo al campo n . Si i está entre 1 y k , quiere decir que k es el número de campos actuales en la base de datos. Entonces $S_{i/n}$ es el score del campo i relativo al campo n ; j es el parámetro actual con el que se está realizando la comparación para hacer la analogía, entonces si j está entre 1 y m , m es el número total de parámetros con los que se dispone para efectuar la analogía. En el caso de este proyecto serán 9 parámetros. $I_{j/n}$ es el valor del índice del parámetro j para el campo i relativo al campo n . Tomará valores entre 0 y 1 (ó 0 y 100%). Finalmente, W_j representa el peso de cada parámetro j tenido en cuenta para la analogía. Este valor de peso puede ser asignado a criterio de expertos en el tema (Inyección Cíclica de Vapor), aunque aquí se plantea una manera para calcularlo numéricamente, teniendo en cuenta los conceptos estadísticos estudiados en la sección anterior.

Primero se tratará el problema del Índice $I_{j/n}$. Para determinar el valor de este índice, se compara cada nuevo valor del parámetro j con los valores de ese mismo parámetro de cada uno de los k campos existentes en la base de datos. Para hacer tal comparación se desarrolló la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{|j_n - j_i|}{|j_n + j_i|} = \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \quad (13)$$

Donde j_n corresponde al nuevo valor del parámetro y se va a comparar con j_i . La menor diferencia (α_1), será atribuida al campo más análogo al nuevo, respecto al parámetro j . En términos generales, a mayor diferencia, menor grado de analogía. Para asignar un valor numérico al índice, se usa la siguiente relación:

$$I_{j_i/n} = 1 - \alpha \quad (14)$$

Cuando j_n sea igual a j_i , el índice tomará su valor máximo uno (1), ya que α_1 será entonces cero (0). De otro lado, en la medida en que el valor de α_1 se aproxime más al valor de α_2 , el índice tenderá hacia su valor mínimo, cero (0). Este hecho se presentará cuando los valores de j_n y j_i sean drásticamente diferentes. De esta manera, queda expresado el índice $I_{j_i/n}$.

El siguiente asunto es determinar el peso global, W_j , de los m parámetros que se disponen para realizar la analogía. Lo más conveniente, pero al tiempo más complicado en este caso es recurrir a las opiniones y criterios de expertos con suficiente experiencia en métodos de Recobro Mejorado, como la inyección cíclica de vapor en este caso. Una solución sencilla podría ser la de asignar un peso igual para cada parámetro, luego si se tienen nueve parámetros, cada uno tendría un peso global de $(1/9) \approx 0,1111 \approx 11,11\%$ de importancia respecto a los otros. Esta solución podría servir como punto de partida, pero el inconveniente sería la poca representatividad que tendría al tratar de asignar un peso global más o menos real a cada parámetro de analogía.

Luego la solución que se plantea es la de evaluar el grado de dispersión que presenten los datos disponibles de cada parámetro; es decir, que con base a tal grado de dispersión se asigna el peso global de cada parámetro partiendo del hecho de que a mayor dispersión, menor peso.

Para esto se emplea el Coeficiente de Variación de Pearson, CVP, el cual fue estudiado en la sección inicial.

A manera de conclusión puede decirse que a mayor Coeficiente de Variación de Pearson para determinado parámetro, menor peso global tendrá el mismo, es decir, la relación es de proporcionalidad inversa. La meta es plantear una expresión que establezca tal relación, como ya se hizo para el índice I_j i/n .

Se aplica entonces la siguiente metodología para hallar W_j :

- Calcular el CVP para cada parámetro.
- Hacer la sumatoria de los CVP para los m parámetros.
- Normalizar el CVP de cada parámetro dividiéndolo entre la sumatoria obtenida en el paso anterior. Con esto, los valores del CVP normalizado quedan en un rango entre 0 y 1.

$$CVP_{nj} = \frac{CVP_j}{\sum CVP_j} \quad (15)$$

- A continuación, se realiza la siguiente relación, con la intención de obtener la proporcionalidad inversa:

$$W_j^* = e^{(-CVP_{nj})} \quad (16)$$

- De este modo, los valores de W_j^* también oscilarán entre 0 y 1, pero habrá que realizar una nueva normalización de estos ya que $\sum W_j^*$ puede ser mayor o menor que 1.

$$w_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*} \quad (17)$$

- Finalmente, se hace la equivalencia:

$$(100) W_{nj}^* = W_j [\%] \quad (18)$$

Donde W_j es el peso global del parámetro j , que se dispone para la realización de la analogía.

La justificación de las dos normalizaciones es simplemente para darle una mejor distribución a los pesos globales, puesto que si estos pesos se asignan sin hacer la primera normalización, se obtendrían valores carentes de sentido ya que se generarían pesos con órdenes de magnitud ínfimos (incluso de 10^{-9}). Claro que, en este caso, todo estará fuertemente influenciado por el comportamiento del CVP para cada uno de los parámetros de analogía involucrados.

Con el ánimo de ilustrar de una manera didáctica cómo funciona la metodología aquí expuesta para realizar las analogías, se presenta el siguiente ejemplo con datos sintéticos. Más adelante, en el anexo correspondiente al Manual de Usuario de CSS-DBase[®] se hará un ejemplo con información real.

4.3 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO

Supóngase que en la Base de Datos se cuenta con cinco (5) campos que fueron sometidos a algún proceso de inyección cíclica de vapor (CSS) y que los parámetros de analogía que se disponen son cinco (5) también, como se ve en la tabla 13.

Tabla 13. Tabla de datos para el ejemplo de aplicación del modelo de analogía.

CAMPO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERMEABILIDAD md	POROSIDAD %	ESP. NETO pies	GRAV. CRUDO °API	VISC. CRUDO cp
LL-01	3000	33	200	11,7	635
CY-82	5	58	220	13	354
CC-07	293	35	150	12,2	325
TJ-01	2000	40	177	11	10000
TJ-02	2000	40	177	15	100

Desarrollo del ejemplo de aplicación:

1. Se calculan los pesos de cada uno de los cinco parámetros de analogía, teniendo en cuenta la metodología descrita en la sección 4.2.
2. En la tabla 14 se resumen los resultados de los criterios estadísticos calculados para cada parámetro y, adicionalmente, se muestra el peso global de los mismos.
3. Se procede a calcular los índices comparativos de los cinco campos respecto al campo nuevo, cuya información está dada en la siguiente tabla 15.
4. A modo de ilustración, se calcularán los índices comparativos del campo LL-01 respecto al campo N-01. De igual manera se hace con los otros cuatro campos. Teniendo en cuenta la siguiente nomenclatura: I_k para el índice de permeabilidad, I_ϕ para el índice de porosidad, I_h para el índice de espesor neto, I_γ para el índice de gravedad del crudo, I_μ para el índice de viscosidad del crudo, se obtienen estos resultados:

$$I_k = 1 - \frac{|2000 - 3000|}{2000 + 3000} = 0,8$$

$$I_\phi = 1 - \frac{|35 - 33|}{35 + 33} = 0,970588235$$

$$I_h = 1 - \frac{|130 - 200|}{130 + 200} = 0,787878788$$

$$I_\gamma = 1 - \frac{|15 - 11,7|}{15 + 11,7} = 0,876404494$$

$$I_\mu = 1 - \frac{|200 - 635|}{200 + 635} = 0,479041916$$

5. Puede concluirse anticipadamente que el campo LL-01 es más análogo al campo nuevo N-01 en el parámetro de porosidad, puesto que este fue el índice de mayor valor que se obtuvo. Los resultados para el resto de índices se sintetizan en la tabla 16.

6. A continuación se calcula el "score" de cada campo, para de esta forma saber cual es el campo más análogo al campo N-01. Para este propósito se usa la ecuación 12.

$$S_{LL-01} = (10,2316993 * 0,8) + (23,3218295 * 0,970588235) + (23,3454744 * 0,787878788) + (23,3503284 * 0,876404494) + (19,7506684 * 0,479041916) = 79,14038764$$

Tabla 14. Criterios estadísticos para cada uno de los parámetros de analogía y su respectivo peso.

CAMPO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERM. md	POROSIDAD %	ESP. NETO pies	GRAV. CRUDO, °API	VISC. CRUDO, cp
LL-01	3000	33	200	11,7	635
CY-82	5	58	220	13	354
CC-07	293	35	150	12,2	325
TJ-01	2000	40	177	11	10000
TJ-02	2000	40	177	15	100
CRITERIOS ESTADÍSTICOS					
Media	24,42046541	40,36695515	184,8	12,58	284,4693668
Desviación	1829,339481	8,879975435	23,67614834	1,374627222	4348,675969
CVP	74,91009899	0,219981304	0,128117686	0,109270844	15,28697455
CVP Normaliz.	0,826325729	0,002426592	0,001413253	0,001205356	0,168629071
Peso Wj	0,437654397	0,99757635	0,998587745	0,998795371	0,844822215
Peso Wj normaliz.	0,102316993	0,233218295	0,233454744	0,233503284	0,197506684
Peso Wj	10,2316993	23,3218295	23,3454744	23,3503284	19,7506684

Tabla 15. Información del campo nuevo al cual se le va a realizar la analogía.

CAMPO NUEVO	PARÁMETROS DE ANALOGÍA				
	PERM. md	PORO. %	ESP. NETO pies	GRAV. CRUDO, °API	VISC. CRUDO, cp
N-01	2000	35	130	15	200

Tabla 16. Índices comparativos para todos los campos del ejemplo.

CAMPO	ÍNDICES COMPARATIVOS RESPECTO AL CAMPO ANALOG - 01				
	PERM. md	PORO. %	ESP. NETO pies	GRAV. CRUDO °API	VISC. CRUDO cp
LL-01	0,8	0,970588235	0,787878788	0,876404494	0,479041916
CY-82	0,004987531	0,752688172	0,742857143	0,928571429	0,722021661
CC-07	0,255560401	1	0,928571429	0,897058824	0,761904762
TJ-01	1	0,933333333	0,846905537	0,846153846	0,039215686
TJ-02	1	0,933333333	0,846905537	1	0,666666667

7. Por último, una vez obtenidos los valores de score para cada campo se observa cual es el valor más alto y ése será el campo más análogo al campo nuevo. Resumiendo los valores de score para el ejemplo sintético se concluye que el campo más análogo al campo nuevo N-01 es el TJ-02.

CAMPO	SCORE (Relativo al campo N-01)	RANKING
LL-01	79,14038764	3
CY-82	70,89030674	5
CC-07	83,60933362	2
TJ-01	72,30265791	4
TJ-02	88,28759238	1

5. CONCLUSIONES

1. Se implementó una base de datos, denominada CSS-DBase[®], la cual recopila y clasifica la mayor cantidad de datos de campo, correspondientes a los proyectos de Inyección Cíclica de Vapor más representativos a nivel mundial, a partir de la literatura disponible.
2. La herramienta CSS-DBase[®] permite realizar analogías numéricas entre campos nuevos y los contenidos en la base de datos, mediante los principales parámetros de screening del proceso de Inyección Cíclica de Vapor.
3. Mediante el uso de analogías numéricas se puede obtener información confiable y verificable, que conlleva al análisis preliminar de un prospecto. Para así, proporcionar una idea inicial más acertada acerca de la viabilidad de la implementación del proceso de Inyección Cíclica de Vapor.
4. El estudio de los casos de campos reportados en la literatura, permitió identificar y clasificar los problemas operacionales que pueden ocurrir durante la estimulación de un pozo, y al mismo tiempo, conocer las soluciones que se dan para estos problemas.
5. Se comprobó la veracidad del método de analogía, mediante la introducción de los parámetros de analogía de un campo contenido en la base de datos. Este campo fue Bachaquero de Venezuela, y como resultado de la analogía se obtuvo el mismo campo como el más análogo.

6. RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que la persona que maneje la base de datos CSS-DBase[®] tenga conocimientos acerca del proceso de Inyección Cíclica de Vapor para dar una mejor interpretación a la información almacenada en esta.
2. Una vez obtenido el campo más análogo al prospecto, se aconseja remitirse a las referencias bibliográficas, ya que éstas pueden contener información igualmente importante, complementaria o adicional a la que se incluyó en la base de datos.
3. La base de datos CSS-DBase[®], fue diseñada para ser flexible, ya que brinda la posibilidad de ingresar nueva información de campos en los cuales se llevó a cabo la implementación del proceso de Inyección Cíclica de Vapor, o de actualizar la ya existente. Así, se incrementará la calidad y cantidad de la información, brindando de esta forma la posibilidad de mejorar la búsqueda de campos análogos.
4. Se sugiere que en lo posible se incluyan los nueve parámetros analógicos en el proceso de realización de la analogía, esto para evitar que el método de realización de analogías descarte campos que puedan ser los más análogos al prospecto, es decir evitar que el proceso arroje un campo que solo para pocos parámetros sea el más análogo al nuevo pero no para todos los parámetros. Esto garantizará una mayor confiabilidad en los resultados obtenidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADKINS, J. D.: "Field Results of Adding Surfactant to Cyclic Steam Wells" paper SPE 12007 presented at the 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, CA, October 5-8, 1983.

ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation. Second Edition, Vol. 2. Tulsa: Oil & Gas Consultants, 1982. p. 35-56.

BIBLIOTECA DE CONSULTA MICROSOFT® ENCARTA, 2003.

BOBERG, T. C. Thermal Methods of Oil Recovery. An Exxon Monograph, John Wiley & Sons, Inc; 1988.

BURGER, J., SOURIEAU, P. y COMBARNOUS, M. Thermal Methods of Oil Recovery. Institut Français du pétrole publications, Éditions Technip. París, 1985.

BURNS, James.: "A Review of Steam Soak Operations in California", paper SPE 2117 presented at SPE 8th Secondary Recovery Symposium, Wichita Falls. Tex., May, 6-7, 1968.

BURTON, Robert.: "Waste Water Recycling in Steamflood Operations", paper SPE 11710 presented at the California Regional Meeting, Ventura, California, March 23-25, 1963.

CHAN, M. Y. S. and SARIOGLU, G.: "Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs", paper SPE 22369 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 24-27, 1992.

CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 5. Barcelona, 1984.

COOKE, R. W. and ESON, R. L.: "Field Results of Optimizing the Steam Foam Diversion Process in Cyclic Steam Applications" paper SPE 21531 presented at the International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, California, February 7-8, 1991.

CURRY, Guy L., CHANG, Gordon Y. K. and HARPER, Ronald G.: "Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects", paper SPE 2627 presented at the 44th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Denver, Colo., Sept. 28-Oct. 1, 1969.

DATE, C. J. Introducción a los Sistemas de Bases de Datos. Vol 1, Quinta Edición. Addison-Wesley Iberoamericana. USA, 1993.

DIETRICH, William K. and WILLHITE, G. Paul.: "Steam-Soak Results Cat Canyon Oil Field", paper Presented at the Spring Meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production, April 1966, California.

ENGLES, R. W. A Tutorial on Data Base Organization. Halpern y McGee. Nueva York, 1974.

ENTREVISTA con Oscar Vanegas, Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos – UIS, Especialista en Finanzas.

FAROUQ ALI, S. M. Oil Recovery by Steam Injection. Producers Publishing Company, Inc. Bradford, Pennsylvania, 1970.

FAROUQ ALI, S. M.: "Effect of Bottom Water and Gas Cap on Thermal Recovery", paper SPE 11732 presented at the 53rd Annual California Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Ventura, California, March 23-25, 1983.

FRANCO J., Francy M. y LEÓN P., Emiro. Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2003.

GOZDE, S., CHHINA, H. S. and BEST, D. A.: "An Analytical Cyclic Steam Stimulation Model for Heavy Oil Reservoirs," paper SPE 18807 presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, April 5-7, 1989.

HOPKINS, Kenneth D. Estadística básica para las ciencias sociales y del comportamiento. Tercera Edición, Pearson Educación. México, 1997.

http://mail.udlap.mx/~tesis/mip/priego_f_o/capitulo2.pdf

<http://www.aulafacil.com/CursoEstadística/Lecc-4-est.htm>

<http://www.microsoft.com/spanish/MSDN/estudiantes/ssii/default.asp>

<http://www.monografias.com/trabajos7/creun/creun.shtml>

<http://monografias.com/trabajos11/basda/basda.shtml>

JAMES, Martín. Análisis y Diseño Orientado a Objetos. Prentice Hall Interamericana, 2da. Edición. México.

KORTH, Henry F. and SILBERSCHATZ, Abraham. Fundamentos de bases de datos. 1ª Edición. McGraw-Hill. México, 1987.

MENDEZ, Zuleyka, *et al.*: "Cyclic Steam Injection with Additives: Laboratory and Field Test Results of Steam/Foam and Steam/Solvent Processes", paper SPE 24632 presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Washington, DC, October 4-7, 1992.

MURER, A. S., *et al.*: "Steam Injection Project in Heavy-Oil Diatomite", paper SPE 60853 presented at the 1997 SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California, 25–27 June.

PAEZ C., Ruth. Diplomado en Facilidades de Superficie, Módulo 3: Operaciones de Recolección y Tratamiento de Fluidos Producidos. Universidad Industrial de Santander, Septiembre 22 y 23, 2000.

PAEZ S., Javier D. *et al.* Screening EOR Campos de la Gerencia del Alto Magdalena. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, 2003.

PASCUAL, M. R.: "Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales", paper SPE 69632 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001.

PELGRAIN de LESTANG, A. *et al.*: "A Large Scale Geostatistical Study: the Bachaquero 2 Field", paper SPE 56657 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3–6 October 1999.

RIVERO, R. T. and HEINTZ, R. C.: "Resteaming Time Determination-Case History of a Steam-Soak Well in Midway Sunset", paper SPE 4892 presented at the SPE-AIME 44th Annual California Regional Meeting, San Francisco, April 4-5, 1974.

ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam stimulation Experience in Lake Maracaibo", International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada, 1989.

SANCHEZ N., José D. y CARBONELL A., Inés. Microsoft Access 2002, Iniciación y Referencia. McGraw-Hill. España, 2001.

SHU, W. R. and HARTMAN, K. J.: "Effect of Solvent on Steam Recovery of Heavy Oil", paper SPE 14223 presented at the 60th Annual Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, NV, September, 1985.

SIBLEY, E. H. The Development of Data Base Technology. Guest Editor's Introduction to *ACM Comp. Surv.* 8, núm.1: Special Issue on Data Base Management Systems, marzo, 1976.

TREBOLLE, R. L., CHALOP, J. P. and COLMENARES, Rodolfo.: "The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy", paper SPE 25798 presented at the International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, C.A., USA, 8-10 February, 1993.

TREBOLLE, R. L., DE PAZ, M. C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", paper SPE 25810 presented at the International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, C.A., USA, 8-10 February, 1993.

WATKINS, D. R., KALFAYAN, L. J. and BLASER, S. M.: "Cyclic Steam Stimulation in a Tight Clay-Rich Reservoir", paper SPE 16336 presented at the SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 8-10, 1987.

ZHANG, Fengshan, FAN, Xueping and DING, Jianmin : " Field Experiment of Enhancing Heavy Oil Recovery by Cyclic Fuel Gas Injection", paper SPE 64724 presented at the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 7–10 November 2000.

BIBLIOGRAFÍA

ADAMS, R. H. and KHAN, A. M.: "Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot", paper SPE 1916 presented at SPE 42nd Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Oct. 1-4, 1967, and at the SPE 38th Annual California Regional Fall Meeting, Los Angeles, Calif., Oct. 26.27, 1967.

AL-ADAWY, M. S. and NANDYAL, M.: "Status and Scope for EOR Development in Oman", paper SPE 21407 presented at the SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 2-5 March, 1991.

AL-AZKAWI, Ahmed. *et al.*: "An Energy Efficient Steam Project Through Initial Cold Production and Pressure Depletion in the Mukhaizna Field, Sultanate of Oman", paper SPE 79022 presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Well Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November, 2002.

AL-QABANDI, Salman, AL-SHATTI, Younis and GOPALAKRISHNAN, P.: "Commercial Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam Stimulation in Kuwait", paper SPE 30288 presented at the International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 June, 1995.

AL RABAH, A. K., MILHEM, M. M. and NIMATALLAB, M.: "Performance of First and Second Pilot Cyclic Steam Stimulation Projects in Kuwait. International

Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Situ Recovery, UNITAR, Alberta, Canada, 1989.

ALVERNIA, Cristian y PRADO, Luis Enrique. Implementación de modelos analíticos en procesos de inyección cíclica de vapor. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander, 2003.

AMBASTHA, A. K. *et al.*: "Evaluation of Cyclic Steam Operation at Cymric 1Y Diatomite", paper SPE 71500 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001.

BOBERG, T. C. and LANTZ, R. B.: "Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well", paper SPE 1578 presented at SPE 41st Annual Fall Meeting, Dallas, Tex., Oct. 2-5, 1966.

BOWMAN, C. H. and GILBERT, S.: "A Successful Cyclic Steam Injection Project in the Santa Barbara Field, Eastern Venezuela", paper SPE 2290 presented at SPE 43rd Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Sept. 29-Oct 2, 1968.

BREDA, Eduardo and MINETTO, Carlos: "Improved Swi Determination and Producibility Estimation Using NMR, Dielectric and Induction Array Systems in San Jorge Basin", paper SPE 53720 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.

BREDA, Eduardo. *et al.*: "Quick Look Methodology for Gas Detection Using NMR and Density Porosity", paper SPE 64515 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 16–18 October 2000.

BUCKLES, R. S.: "Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta", paper SPE 7994 presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Keystone, Colorado, 21–23 May 2001.

BURKILL, Guy C.C. and RONDON V., Luis A.: "Steam Soak Pilot Project in the Zuata Area of the Orinoco Belt, Venezuela", in Heavy Crude and Tar Sands-Hydrocarbons for the 21st Century, 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. UNITAR Vol. 2, Reservoir Behavior, Drilling and Production, Venezuela, 1991.

DA SILVEIRA C., Delson Fernando, MYNSSEN F., André L. and FERREIRA G., Frederico A.: "An Example of a Steam Drive Pilot Project Management With 3D Seismic Survey in Northeast Brazil", paper SPE 79070 presented at the 2002 SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference in Calgary, Alberta, Canada, 4-7 November 2002.

DE HAAN, H. J. and VAN LOOKEREN, J.: "Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela," paper SPE 1913 presented at SPE 42nd Annual Fall Meeting, Houston, Tex., Oct. 1-4, 1967.

DUSSEAULT, M. B. and GEILIKMAN, M. B.: "Practical Requirements for Sand Production Implementation in Heavy Oil Applications", paper SPE 30250 presented at the International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 18-21 June 1995.

ESCOBAR, M. A., VALERA, C. A. and PEREZ, R. E.: "A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences", paper SPE 37551 presented at the SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium, Bakersfield, California, 10-12 February 1997.

FONG, W. S. *et al.*: "Analysis of a Successful Cyclic Steam Process at Cymric Field, California", paper SPE 69702 presented at the SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March 2001.

GARDHAM, R. and MOESHART, W. W.: "3-D Seismic Ihsan/Jameel Area (Oman) Results and Implications", paper SPE 17995 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, 11-14 March, 1989.

GÓMEZ PRADA, Luis Gonzalo. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Inyección Cíclica y Continua de Vapor. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 1989.

HO, D. W. and MORGAN, B. T.: "Effects of Steam Quality on Cyclic Steam Stimulation at Cold Lake, Alberta", paper SPE 20762 presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, L. A., September 23-26, 1990.

INTERSTATE OIL COMPACT COMMISSION. Improved Oil Recovery. Oklahoma, 1983.

JONES, Jeff and CAWTHON, Gary J.: "Sequential Steam: An Engineered Cyclic Steaming Method", paper SPE 17421 presented at the SPE California Regional Meeting, Long Beach, March 23-25, 1988.

KUMAR, M and BEATTY, F. D.: "Cyclic Steaming in Heavy Oil Diatomite", paper SPE 29623 presented at the Western Regional Meeting, Bakersfield, CA, U.S.A., 8-10 March 1995.

LANFRANCHI, E. A.: "Desarrollo de la Inyección de Vapor en el Campo Pirital, Venezuela", Tomado del 2nd European Symposium EOR. Paris, 8-10 November, 1982.

LENNON, R. B.: "Midway-Sunset Field, USA. San Joaquin Basin, California", Structural Traps III, Tectonic Fold and Fault Traps, in Foster, N. H. and Beaumont, E. A., AAPG Treatise of Petroleum Geology Atlas of Oil and Gas Fields, Tulsa, Oklahoma, 1992.

LIEVAART, L. *et al.*: "Technology Leading the Way to Mukhaizna Heavy Oil Development", paper SPE 30242 presented at the International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 19-21 June, 1995.

MEZZOMO, Roberto F., *et al.*: "Heavy Oil Recovery in Potiguar Basin, Brazil: Steamflooding from Field Pilot Testing to Commercial Application", paper SPE 71063 presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference held in Keystone, Colorado, 21–23 May 2001.

MILLER, Donald D. and McPHERSON, John.: "South Belridge Field-U.S.A. San Joaquin Basin, California," Structural Traps VII, in Foster, N. H. and Beaumont, E. A., AAPG Treatise of Petroleum Geology Atlas of Oil and Gas Fields, Tulsa, Oklahoma, 1992.

MOOS, Daniel. *et al.*: "Field Test of Acoustic Logs for Measuring Porosity and Oil Saturation in a Mature Waterflood in the Wilmington Field, CA", paper SPE 29655 presented at the Western Regional Meeting, Bakersfield, CA, U. S.A., 8-10 March, 1995.

MOSSOP, G. D. *et al.*: "Geology of Alberta's Oil Sands and Heavy Oil Deposits", The Future of Heavy Crude and Tar Sands, UNITAR, First International Conference, The United Nations Institute for Training and Research. Alberta, 1981.

NANDYAL, Madhava, *et al.*: "Development of Heavy Oil Reserves in South Öman", paper SPE 11474 presented at the Middle East Oil Technical Conference of the Society of Petroleum Engineers, Manama, Bahrain, March 14-17, 1983.

OSPINA P., Johan Alberto. Evaluación Técnica de las Pérdidas de Calor en Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor-Campo Teca. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2004.

PAYNE, R. W. and ZAMBRANO, Gabaniel.: "Cyclic Steam Injection in the Quiriquire Field of Venezuela", paper SPE 1157 presented at the Simposio de Recuperación por Métodos Térmicos, March 4-6, 1965, at the Colegio de Ingenieros de Venezuela.

PRATS, Michael. Thermal Recovery. Monograph Volume 7. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

REBELO DE AZAMBUJA, Alberto and A. DE B. REGINA, Magda M.: "Estreito Field Study of Reservoir for the Extension of Steam Cyclic Injection Pilot Projects", International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada, 1989.

REYES G., S. and RODRIGUEZ M., F.: "Alternatives to Steam Injection in Moloacan Field", in Heavy Crude and Tar Sands-Hydrocarbons for the 21st Century, 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Vol. 3-Recovery Processes, UNITAR, Caracas, Venezuela, August 4-9, 1981.

RICE, S. A.: "Steam-Soak Performance in South Oman", paper SPE 18004 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition, Bahrain, March 11-14, 1989.

ROBERTSON, Eric P.: "Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir Parameters", paper SPE 39607 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 19-22 April, 1998.

ROMERO, O. and ARIAS, J.: "Steam stimulation Experience in Lake Maracaibo", International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Situ Recovery, UNITAR, Alberta, Canada, 1989.

SAAVEDRA, Benito. *et al.*: "Used of the Combined Resistivity and Acoustic Image Logs in Designing Patterns of Injection and Producing Wells in a Waterflooding Project", paper SPE 53856 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21–23 April 1999.

SALVADOR, A. and LEON J., Hernan.: "Quiriquire Field-Venezuela", Stratigraphic Traps III, in Foster, N. H. and Beaumont, E. A., AAPG Treatise of Petroleum Geology Atlas of Oil and Gas Fields, Tulsa, Oklahoma, 1992.

SARIOGLU, G., KHALLAD, A. I. and BROWN, M. W.: "Analysis of Hangingstone Multiwell Cyclic Steam Pilot: Three Years' Performance History", paper SPE 22367 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, 24-27 March 1992.

TASCHMAN, Barry M.: "Zone 1 Steam Project, Coalinga Field", paper SPE 8880 presented at the SPE 50th California Regional Meeting, Los Angeles, April 9-11, 1980.

TEBERG, J. A.: "Wilmington Field Steam Operations", paper SPE 1494 presented at the 41st Annual Fall Meeting of the Society of the Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Tex., Oct. 2-5, 1966.

TOWSON, D. *et al.*: "The PCEJ Steam Stimulation Project", in Heavy Crude and Tar Sands-Hydrocarbons for the 21st Century, 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands. UNITAR Vol. 2, Reservoir Behavior, Drilling and Production, Venezuela, 1991.

TREBOLLE, R. L., DE PAZ, M. C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Maracaibo Oil Fields", paper SPE 25810 presented at the International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, C.A., USA, 8-10 February, 1993.

YOELIN, Sherwin D.: "The TM Sand Steam Stimulation Project", paper SPE 3104 presented at SPE 45th Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4-7, 1970; and at SPE 41st Annual California Regional Fall Meeting, Santa Barbara, Oct. 29-30, 1970.

VILLASMIL, R. *et al.*: "Evolution of Drilling Technology in Mature Reservoirs of Lake Maracaibo: Short-Radius Reentries, Horizontal Wells, and Highly Deviated Wells", paper SPE 81030 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, Trinidad, West Indies, 27-30 April, 2003.

WONG, F. Y. F. *et al.*: "Meeting the Challenge to Extend Success at the Pikes Peak Steam Project to Areas with Bottom Water", paper SPE 71630 presented SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, 30 September–3 October 2001.

ZAMBRANO, H. *et al.*: "The Use of a Coarse Grid Simulation for History Matching and Development Planning, Quiriquire Deep Field", paper SPE 69638 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, 25–28 March 2001.

ANEXO A: GUÍA DEL USUARIO DE CSS-DBase®

1. REQUERIMIENTOS MÍNIMOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA BASE DE DATOS

- Procesador Pentium 2
- Memoria RAM de 64 MB
- Espacio disponible en disco, 300 MB
- Windows 98 ó superior
- Unidad de CD-ROOM

1.1 MODO DE INSTALACIÓN DE CSS-DBase®

1. Insertar el CD de instalación.
2. Buscar dentro del CD el archivo .EXE, con el cual se iniciará la instalación.
3. Seguir con los pasos de instalación. El software le guiará paso a paso durante el proceso de instalación.

1.2 EJECUCIÓN DE CSS-DBase®

El software crea dentro del menú inicio-programas una carpeta con el nombre CSS-DBase. Dentro de esta carpeta se encuentra el icono CSS-DBase.EXE, con el cual se ejecuta el programa, y además el manual de usuario.

1.3 PASSWORD

Existen dos clases de usuarios de la base de datos: el usuario normal, el cual accede a la base de datos con las únicas funciones activadas de consulta y realización de analogías, sin ninguna opción de modificar la información de la

base de datos; y el usuario administrador, el cual puede actualizar y borrar la información existente dentro de la base de datos e introducir información nueva.

- La clave de acceso como usuario administrador es *grm2005*.
- La clave de acceso como usuario normal es *grmicpuis*.

2. FUNCIONES DE LA BASE DE DATOS

- Consultar datos de un campo en particular.
- Realizar analogías o comparaciones.
- Insertar información de un campo nuevo.
- Actualizar los datos existentes de cualquier campo.

3. ENTORNO DE LA APLICACIÓN

El programa esta estructurado de la siguiente manera:

- Pantalla de inicio.
- Pantalla principal.
- Pantalla de visualización de la información.
- Pantalla de inserción de información.
- Pantalla de modificación de la información.
- Pantalla de realización de analogías.
- Pantalla de resultados de las analogías.

A continuación se explica el manejo y funcionalidad de cada una de las partes anteriores.

3.1 PANTALLA DE INICIO

Esta es la ventana de inicio del programa, la cual contiene los *logos* de las entidades interesadas en el proyecto. En la parte inferior se encuentra el *listado de usuarios* autorizados para utilizar el sistema, los cuadros de *nombre de usuario* y *clave de acceso*, y por último, los botones de *ingresar* y *terminar*.

Figura 1A. Pantalla de inicio.



El listado de usuarios brinda dos opciones: administrador (Admin) y usuario normal (Usuario), cada uno con su respectiva clave de acceso. Cuando se ingresa como administrador, se tiene la facultad de ingresar información nueva y de modificar o actualizar la existente, mientras que el usuario normal no puede hacer uso de estas funciones.

Para operar la pantalla de inicio se tienen que seguir los siguientes pasos:

1. Seleccione un usuario de la lista, lo cual hace que el nombre aparezca automáticamente en el cuadro de nombre de usuario.
2. Digite la clave de acceso del usuario seleccionado.
3. Oprima el botón Ingresar.

3.2 PANTALLA PRINCIPAL

Es la ventana más importante del programa (ver figura 2A), esta posee una barra lateral con dos secciones (información y analogía), en donde se puede acceder al conjunto principal de opciones del programa (ver información, insertar información, modificar información, realizar la analogía). Lo anterior, se explica a continuación.

- **Información:**

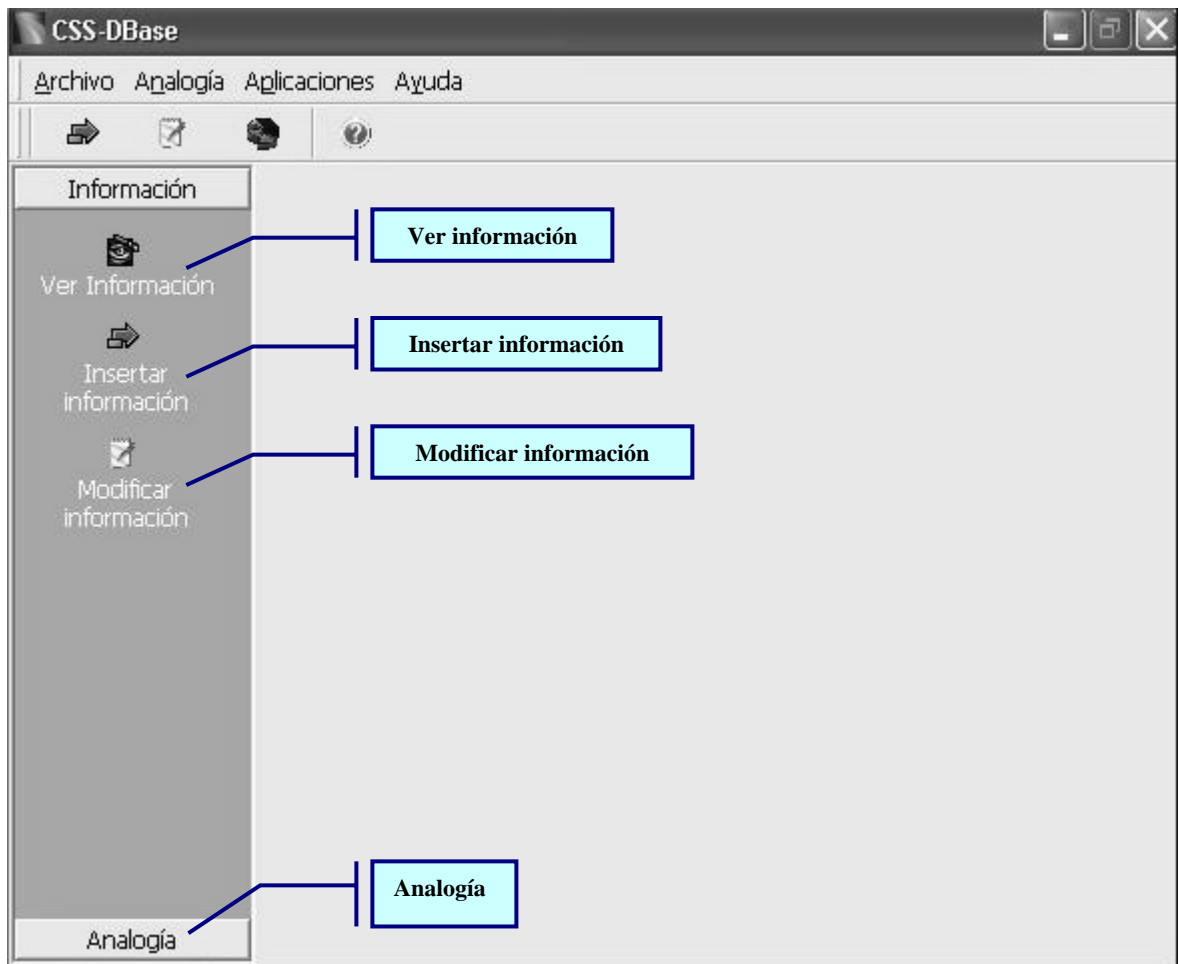
- **Ver información:** muestra toda la información de cada uno de los campos almacenados en la base de datos, la cual esta distribuida en varios paneles.
- **Insertar información:** permite almacenar información de nuevos proyectos de inyección cíclica de vapor.
- **Modificar información:** permite actualizar o cambiar la información existente en la base de datos.

- **Analogía:**

- **Realizar analogía:** aquí se programa y realiza la analogía.

- **Interpretar resultados de la analogía:** permite analizar e interpretar la información del campo resultado (campo más análogo).

Figura 2A. Pantalla principal del programa.



Además de lo anterior, el programa posee dos barras: una de herramientas y otra de menús (con opciones e íconos similares a la barra lateral), las dos en la parte superior.

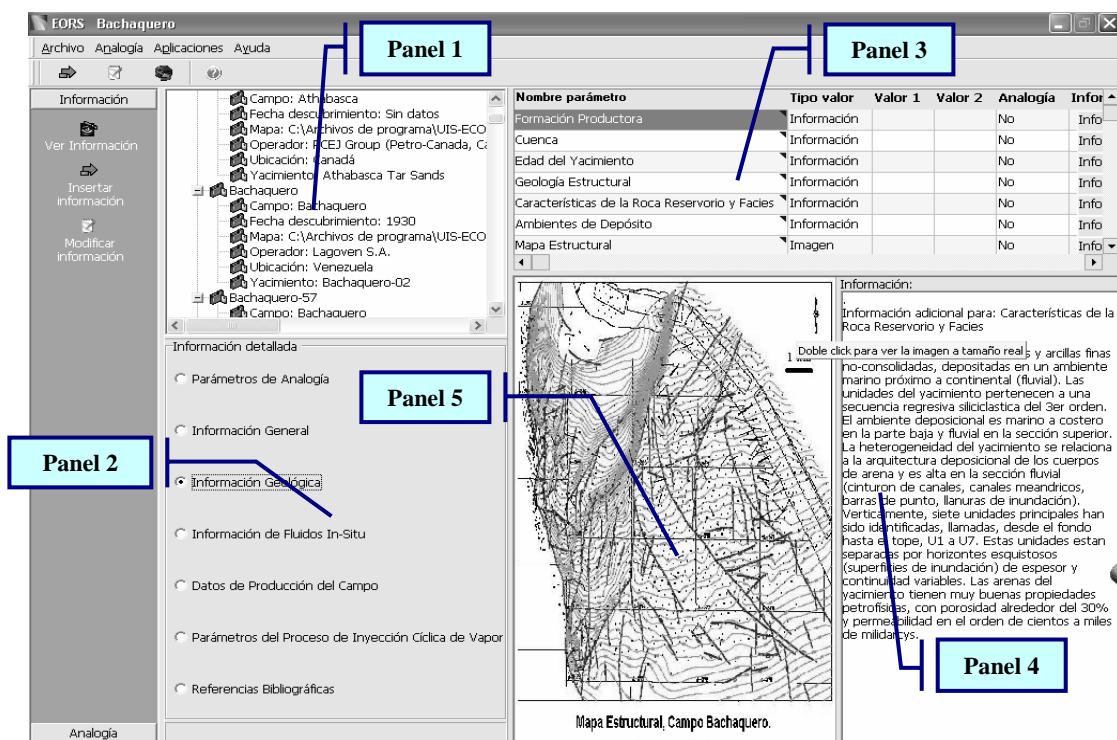
3.3 PANTALLA DE VISUALIZACIÓN DE LA INFORMACION

Esta pantalla está dividida en 5 paneles:

- **Panel 1:** este es el panel principal, contiene una estructura similar al entorno del explorador de MS Windows y muestra información básica (nombre del campo, fecha de descubrimiento, mapa de ubicación, operador del campo y nombre del yacimiento) de los campos existentes en la base de datos. Ver la figura 3A.
- **Panel 2:** este panel clasifica la información de cada campo de la siguiente forma: parámetros de analogía, información general del campo, información geológica del campo, información de los fluidos “in situ”, información de producción, información de los parámetros de inyección cíclica de vapor y referencias bibliográficas. Para ver la información, se selecciona un campo en el panel principal (1) y luego se hace clic en las clasificaciones mencionadas del panel 2, según el tipo de datos que se necesite visualizar.
- **Panel 3:** en este panel aparece la información detallada de acuerdo al campo escogido en el panel 1 y la clasificación seleccionada en el panel 2, por ejemplo, si el usuario se ubica en el campo Bachaquero (panel 1) y luego escoge “información geológica” (panel 2), tales datos deben aparecer en el panel 3. Este panel es básicamente una tabla con seis columnas, las cuales se pueden ajustar en tamaño, y un número de filas que depende de la cantidad de parámetros que se tengan de determinado campo. Las columnas son: nombre del parámetro con sus respectivas unidades, tipo de valor (único, promedio, rango de valores, imagen), valor 1, valor 2, analogía (aparece la palabra *si* cuando es un parámetro analógico, de lo contrario aparece *no*) e información (habilita un botón denominado *información* o *imagen* cuando el parámetro esta asociado a un texto adicional o a una imagen). Un aspecto importante, es que al hacer clic sobre el nombre de un parámetro, aparece una breve descripción del mismo en el panel 4.

- Panel 4:** al hacer clic en el botón *información* de la última columna del panel 3, inmediatamente en este panel se carga un texto adicional que amplía la información correspondiente a determinado parámetro. Este texto puede ser copiado o impreso haciendo clic derecho sobre él y seleccionando la respectiva opción en el menú que se despliega.
- Panel 5:** al hacer clic en el botón *imagen* de la última columna del panel 3, inmediatamente en este panel se carga una imagen que amplía la información correspondiente a los parámetros mapa estructural, columna estratigráfica, cross section y curvas de producción. Además de las imágenes anteriores, se puede visualizar el mapa de ubicación de cualquier campo haciendo clic en el panel 1 en la opción *mapa*. Una vez cargadas dichas imágenes, pueden ser llevadas a tamaño real haciendo clic izquierdo sobre ellas, también se pueden ajustar al tamaño deseado reduciendo las longitudes vertical y horizontal con el mouse.

Figura 3A. Visualización de la información.



3.4 PANTALLA DE INSERCIÓN DE INFORMACIÓN

Es la ventana donde se inserta la información principal de los campos y los parámetros de cada uno de ellos (ver figura 4A). En la parte superior de la pantalla se digitan los siguientes datos: identificación del campo (puede ser el mismo nombre del campo), nombre del campo, país de ubicación, compañía operadora, fecha de descubrimiento, nombre del yacimiento y mapa de ubicación del campo.

Figura 4A. Información principal del campo.

The screenshot shows the 'CSS-DBase' application window. The main area is titled 'Información' and contains the following fields and controls:

- Nombre:** Durí
- Campo:** Durí
- País:** Indonesia
- Operador:** PT. Caltex Pacific Indonesia (CPI)
- Fecha del descubrimiento:** 1941
- Yacimiento:** Durí y Bekasap
- Mapa:** :ay\Durí\Durí-Mapa de Ubicación.JPG ...

Buttons and callouts:

- Identificación del campo:** Points to the 'Nombre' field.
- Nombre del campo:** Points to the 'Campo' field.
- País de ubicación:** Points to the 'País' field.
- Compañía operadora:** Points to the 'Operador' field.
- Fecha de descubrimiento:** Points to the 'Fecha del descubrimiento' field.
- Nombre del yacimiento:** Points to the 'Yacimiento' field.
- Dirección del mapa de ubicación:** Points to the 'Mapa' field.
- Botón para asignar fecha:** Points to the calendar icon next to the date field.
- Botón para grabar la información:** Points to the 'Grabar datos del campo' button.

Other visible elements include a sidebar with 'Ver Información', 'Insertar información', and 'Modificar información' options, and a bottom status bar with 'Analogía'.

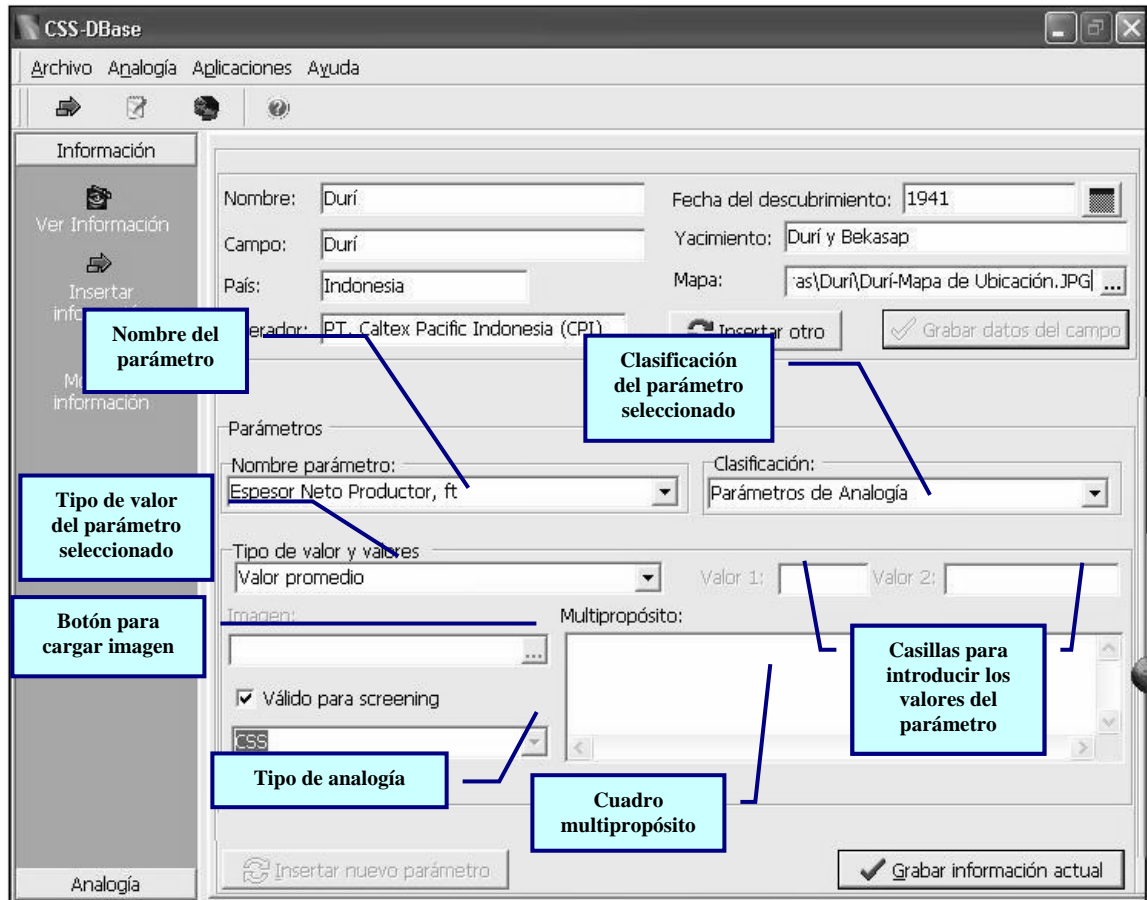
Una vez digitada la información principal, se presiona el botón *grabar datos del campo*, y aparece la sección *Parámetros*. El botón *insertar otro* permite la inserción de otro campo.

En la sección *Parámetros* se carga la siguiente información (ver figura 5A):

- **Nombre parámetro:** permite seleccionar un parámetro de la lista.
- **Clasificación:** el parámetro seleccionado se ubica dentro de una clasificación determinada (es necesario que se incluya el parámetro dentro de una clasificación).
- **Tipo de valor:** se selecciona un tipo de valor de la lista; en caso que se escoja la opción multipropósito debe digitar o pegar la información correspondiente dentro del cuadro *multipropósito*. Si se selecciona la opción imagen, el cuadro *imagen* se activa y el usuario carga la imagen con el botón browse ubicado a la derecha del cuadro *imagen*.
- **Opción válida para screening:** se selecciona cuando el parámetro introducido es utilizado para realizar la analogía. En la ventana inferior se escoge el tipo de analogía, en este caso es CSS (Inyección Cíclica de vapor).

Cada vez que se ha finalizado con el ingreso de la información de un parámetro, se presiona el botón *grabar información actual*, y se presiona el botón *insertar nuevo parámetro* para incluir un nuevo parámetro. Al terminar de introducir toda la información, de cada uno de los parámetros, para el campo en particular, se procede a ver la información con la opción *Ver información*.

Figura 5A. Parámetros de los campos.



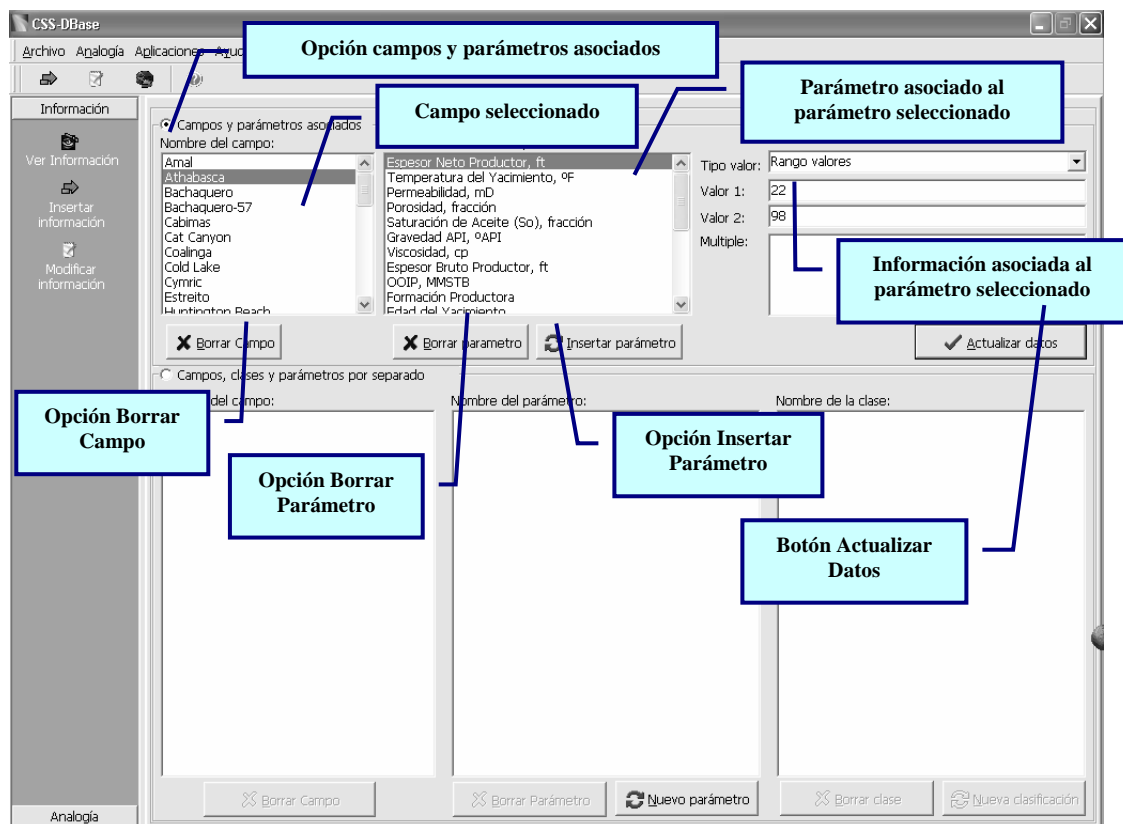
3.5 PANTALLA DE MODIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En esta ventana se puede modificar, borrar e insertar información correspondiente a cada uno de los campos almacenados en la base de datos. La ventana se divide en dos secciones:

- **Primera sección:** se encuentra en la parte superior de la pantalla con la opción *campos y parámetros asociados*. En ella se pueden ver los campos y los parámetros asociados a cada uno de ellos. Al seleccionar un campo en esta sección, se visualizan los parámetros en el cuadro siguiente, y seleccionando el

parámetro, se visualiza la información del mismo en el cuadro de la derecha. Si se desea modificar la información, se cambian los datos y se presiona el botón *actualizar datos*, si se desea incluir un nuevo parámetro al campo, entonces se presiona el botón *insertar parámetro* (esta opción carga la ventana de inserción de parámetros explicada en el apartado anterior). Si se presiona el botón *borrar parámetro*, el parámetro seleccionado en la lista será eliminado para el campo elegido en la ventana de la izquierda, con previa confirmación de la acción. Lo mismo sucede si se presiona el botón *borrar campo*, esta última opción borra toda la información almacenada para el campo que se desea borrar. La figura 6A muestra cada una de las opciones de la primera sección.

Figura 6A. Campos y parámetros asociados.



- **Segunda sección:** se encuentra en la parte inferior de la pantalla con la opción *campos, clases y parámetros por separado*. En esta sección aparecen todos los campos, todos los parámetros y todas las clasificaciones disponibles. En el cuadro *nombre del campo* de esta sección, se puede borrar directamente un campo, al igual que en la primera sección, utilizando el botón *borrar campo*. Aquí también se puede modificar la información principal de los campos, al hacer clic derecho sobre el campo aparece inmediatamente la opción *actualizar la información del campo* y esta opción despliega la ventana de inserción de la información principal del campo, en la cual se pueden hacer las modificaciones deseadas.

En el cuadro *nombre del parámetro*, se borra o inserta un nuevo parámetro, utilizando los botones respectivos; cabe aclarar que los parámetros insertados son de acceso global, es decir, quedan disponibles para todos los campos. Si se elimina un parámetro, la información asociada a este es eliminada por completo para todos los campos en los cuales este parámetro fue utilizado.

En el cuadro *nombre de la clase*, se borra o inserta una nueva clasificación general para los parámetros, es necesario tener en cuenta, que si se desea borrar una clasificación, se borrará toda la información, para todos los campos, de los parámetros asociados a ésta clasificación. La figura 7A muestra cada una de las opciones de la segunda sección.

A continuación se detallan las clasificaciones y los parámetros asociados a estas, utilizados en la base de datos CSS-DBase[®].

- **Parámetros de analogía:** los parámetros de analogía fueron escogidos teniendo en cuenta los principales screening reportados en la literatura. Estos son:

- Profundidad del yacimiento, pies

- Espesor neto productor, pies
- Presión del yacimiento al inicio del proceso de inyección, psi
- Temperatura del yacimiento al inicio del proceso de inyección, °F
- Permeabilidad del yacimiento (K), md
- Porosidad del yacimiento (Φ), %
- Saturación de aceite al inicio del proceso de inyección (S_o), fracción
- Gravedad API, °API
- Viscosidad del aceite a la temperatura del yacimiento (μ_o), cp

- **Información general del campo:**

- Área, acres
- Espesor Bruto, ft
- Presión inicial, psi
- Presión de saturación, psi
- Mecanismo de producción primario
- GOR, SCF/STB
- OOIP, bbl/acre-ft
- Perspectiva histórica

- **Información geológica:**

- Formación
- Cuenca
- Edad del yacimiento
- Geología Estructural
- Características de la roca reservorio y facies
- Ambientes de depósito
- Columna estratigráfica
- Mapa estructural
- Cross Section

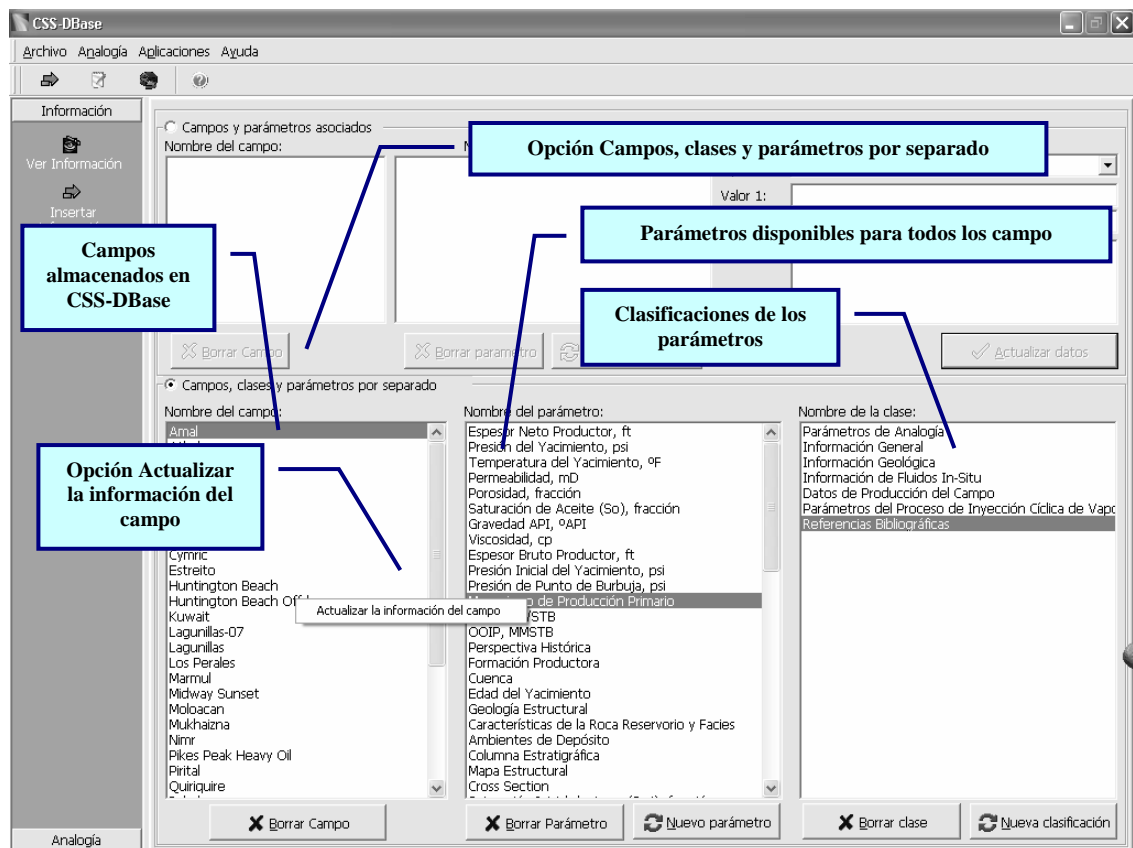
- **Información de fluidos in-situ:**
 - Saturación Inicial de Agua (S_{wi}), fracción
 - Saturación Inicial de Aceite (S_{oi}), fracción
 - Saturación Inicial de Gas (S_{gi}), fracción
 - Factor Volumétrico de Formación Aceite (β_o), RB/STB
 - Gas disuelto en Aceite (R_s), SCF/STB
 - Compresibilidad (C_o), $*10^6 \text{ psi}^{-1}$

- **Datos de producción del campo:**
 - Número de pozos perforados
 - Número de pozos Productores
 - Espaciamiento entre pozos, acres
 - Factor Recobro Primario, %
 - Historia de producción

- **Parámetros básicos del proceso de inyección cíclica de vapor:**
 - Número de pozos estimulados
 - Nombre de los pozos estimulados
 - Curvas de producción (pozos estimulados)
 - Número de ciclos
 - Producción de aceite antes de la inyección, bbl/d
 - Producción de aceite después de la inyección, bbl/d
 - Tasa de inyección (Cold Water Equivalent), bbl/d
 - Vapor inyectado total (Cold Water Equivalent), bbl
 - Periodo de inyección, días
 - Presión de inyección (WHP), psi
 - Temperatura del vapor (WHT), °F
 - Calidad del vapor en cara de la arena, fracción
 - Periodo de cierre, días
 - Periodo de producción, días

- Recobro de aceite total durante la inyección, bbl
 - Recobro adicional por barril de vapor inyectado, RAV
 - Problemas operacionales
 - Capacidad del generador, MMBTU/h
 - Presión de operación del generador, psi
 - Temperatura del Vapor a la presión máxima, °F
 - Calidad del vapor a la salida del generador, fracción
- **Referencias Bibliográficas:**
- Referencias Bibliográficas

Figura 7A. Campos, clases y parámetros por separado.



3.6 PANTALLA DE REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

Esta ventana sirve para programar y realizar la analogía, es decir, permite introducir los datos que se tengan del campo a comparar (ver figura 8A), se compone de las siguientes secciones:

- **Nombre del campo a comparar:** aquí se digita el nombre del campo (campo prospecto) que se desea comparar con los que se encuentran almacenados en la base de datos.

- **Información de la analogía:** presenta información básica del modelo estadístico desarrollado para realizar la analogía.

- **Parámetros de la analogía:** muestra la lista de los parámetros de analogía con sus unidades. Y cuando se han introducido los valores respectivos de los parámetros, estos también se muestran en esta sección.

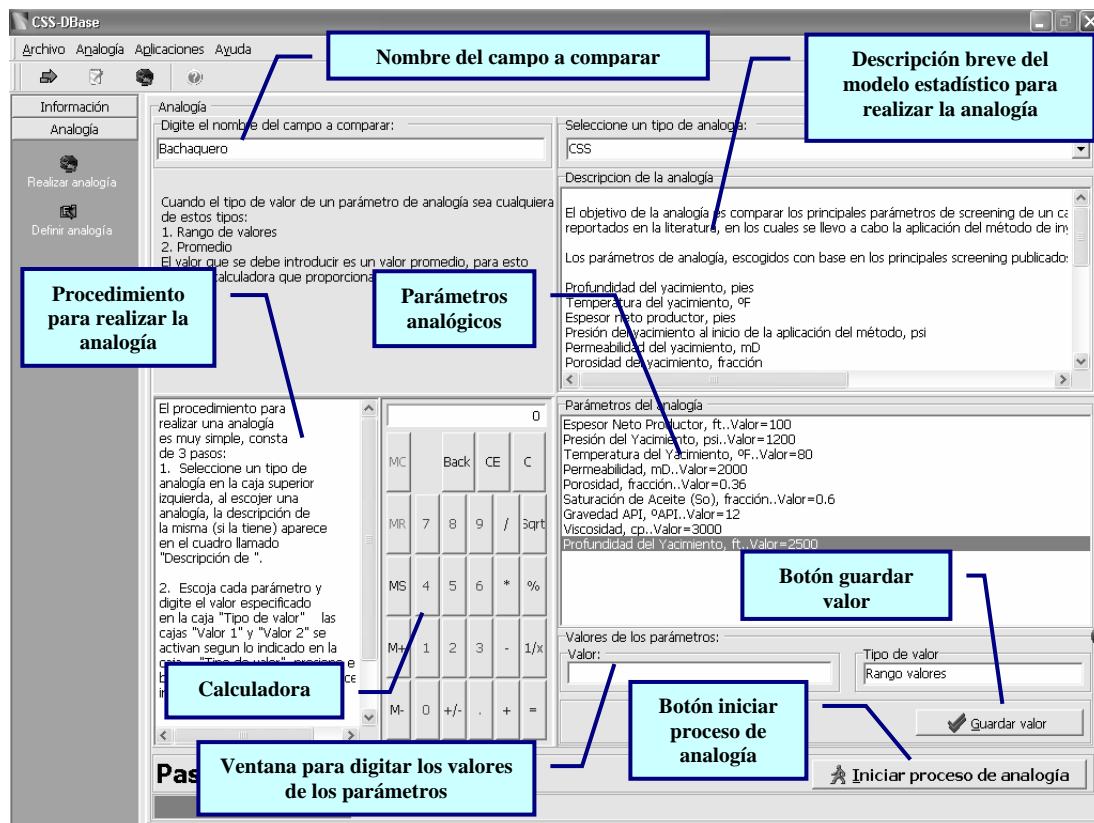
- **Valores de los parámetros:** aquí se digitan los valores para cada uno de los parámetros analógicos del campo nuevo que se desea comparar. Cada vez que se digita un parámetro se presiona el botón *guardar valor* o se oprime *enter* para guardar el valor del parámetro.

- **Opción iniciar proceso de analogía:** al hacer clic sobre esta opción, se inicia el proceso de comparación de la información digitada con la almacenada en la base de datos.

Además de las secciones anteriores, esta ventana posee un panel donde se describe paso a paso el procedimiento a seguir para realizar la analogía correctamente y una calculadora, la cual fue incluida básicamente pensando en la necesidad de calcular el valor promedio de una cantidad o rango de valores de

cualquier parámetro, en caso de que se tenga información múltiple, ya que la sección *valores de los parámetros* solo permite la inclusión de un solo valor.

Figura 8A. Realización de analogías.



3.7 PANTALLA DE RESULTADOS DEL PROCESO DE ANALOGÍA

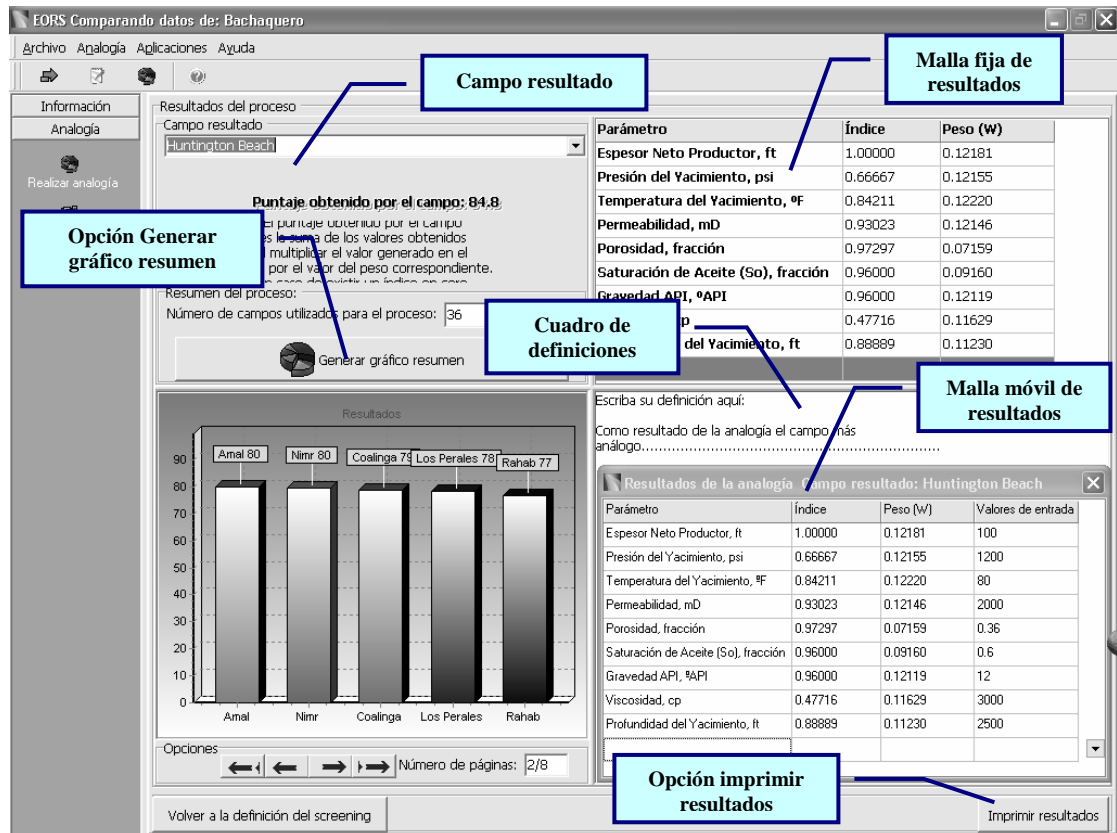
La pantalla de salida de los resultados de la analogía, se divide en cuatro secciones (ver figura 9A):

- **Campo resultado:** contiene el campo cuyo puntaje indica que es el más análogo al campo nuevo. También muestra los puntajes de todos los campos, así

como el número de campos utilizados para el proceso y una descripción de cómo se obtiene el puntaje.

- **Gráfico resultado:** posee una descripción gráfica de los resultados del proceso en forma de barras, las cuales son ordenadas de mayor a menor según el puntaje de cada campo. Para generar la gráfica de barras se hace clic sobre el botón *Generar grafico resumen*, con los botones *adelante* y *atrás* ubicados en la parte inferior de la gráfica, se visualiza el puntaje de los diferentes campos almacenados en la base de datos.
- **Malla de resultados:** muestra el peso global de los parámetros y los índices comparativos de cada uno de los parámetros del campo nuevo con respecto a los campos de la base de datos. Al hacer doble clic izquierdo sobre esta malla, aparece una ventana móvil que muestra los datos de entrada y la información de la malla fija, la ventaja de esta ventana móvil es que el usuario puede ir a la opción *ver información* y hacer un paralelo entre los datos del campo análogo, ya que dicha ventana se mantiene superpuesta sin importar que se cambie de pantalla.
- **Cuadro de definiciones:** aquí se escriben las conclusiones y observaciones de la analogía realizada. Se imprimen a manera de reporte final, haciendo clic derecho sobre el cuadro de definiciones o presionando el botón *Imprimir resultados*.

Figura 9A. Resultados del proceso de analogía.



4. VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE ANALOGÍA

Con el objetivo de validar el método de analogía utilizado en CSS-DBase, se escogió el campo Bachaquero de Venezuela, el cual forma parte de los casos históricos almacenados en la base de datos. Cabe aclarar que esta selección se hizo al azar.

Se introdujeron los datos de los parámetros de analogía del campo y se procedió a llevar a cabo la analogía.

Como resultado del proceso de analogía se esperaba obtener el mismo campo como el más análogo, lo que efectivamente sucedió y lo cual comprueba la veracidad del método analógico.

En la figura 10A se puede visualizar una pantalla con la información de los respectivos parámetros de analogía del campo Bachaquero.

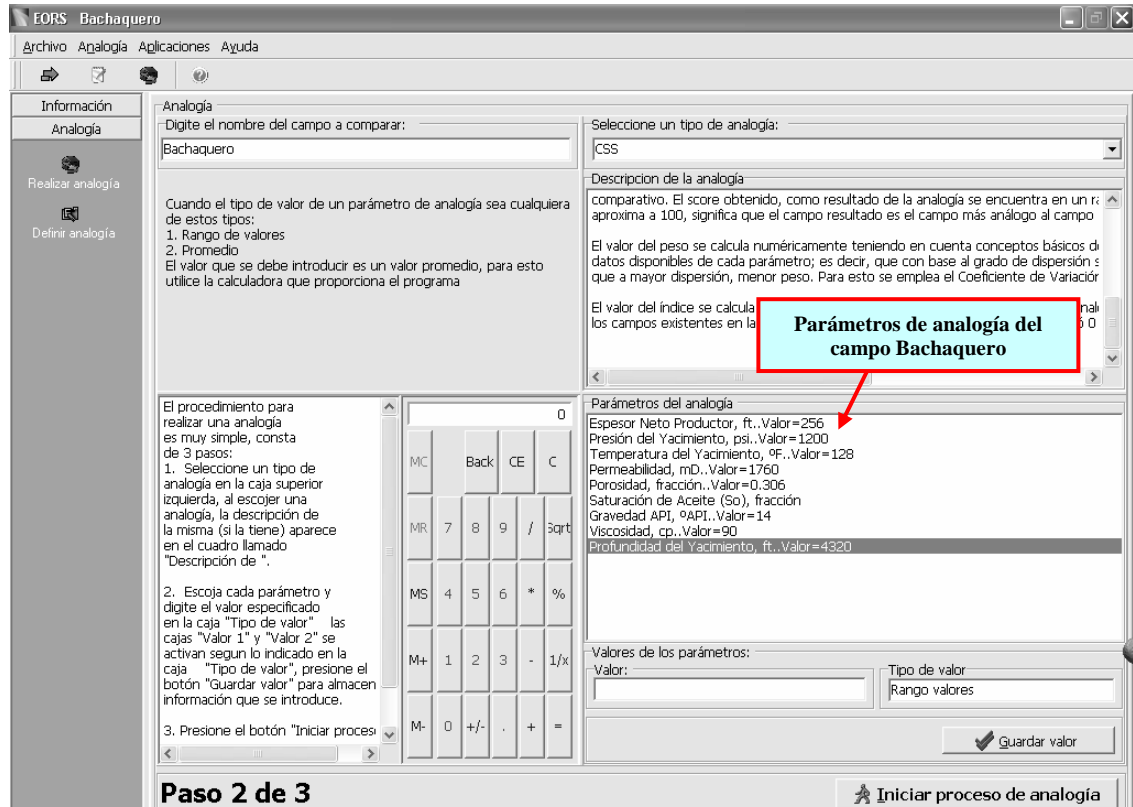
Figura 10A. Parámetros de analogía del campo Bachaquero.

The screenshot shows the EORS software interface. The main window is titled 'EORS Bachaquero' and contains a tree view on the left and a table of parameters on the right. The tree view shows a hierarchy of fields, with 'Bachaquero' selected. The table on the right lists various parameters for the 'Bachaquero' field, including 'Espesor Neto Productor, ft', 'Presión del Yacimiento, psi', 'Temperatura del Yacimiento, °F', 'Permeabilidad, mD', 'Porosidad, fracción', 'Gravedad API, °API', 'Viscosidad, cp', and 'Profundidad del Yacimiento, ft'. The 'Parámetros de Analogía' option is selected in the left sidebar. A red box highlights the title of the window: 'Parámetros de analogía del campo Bachaquero'.

Nombre parámetro	Tipo valor	Valor 1	Valor 2	Analogía	Información
Espesor Neto Productor, ft	Valor promedio	256		Si	
Presión del Yacimiento, psi	Valor promedio	1200		Si	
Temperatura del Yacimiento, °F	Valor único	128		Si	
Permeabilidad, mD	Valor promedio	1760		Si	
Porosidad, fracción	Valor promedio	0.306		Si	
Gravedad API, °API	Valor promedio	14		Si	
Viscosidad, cp	Valor promedio	90		Si	
Profundidad del Yacimiento, ft	Valor promedio	4320		Si	

En la figura 11A se observa una pantalla de la sección de analogía, con los datos de los parámetros analógicos del campo nuevo (campo Bachaquero).

Figura 11A. Pantalla de realización de analogías con los parámetros analógicos del campo nuevo (campo Bachaquero).



Por último, en la figura 12A se muestra la pantalla de resultados de la analogía, en esta se puede observar que efectivamente el campo más análogo a Bachaquero es obviamente el mismo campo. En la columna para los valores de los índices, puede verse que éstos son iguales a 1 para todos los parámetros de analogía introducidos, excepto para la saturación, ya que este parámetro no fue incluido por carecer de él.

Al detallar el valor del puntaje del campo se observa que este no es 100 como habría de esperarse, esto se debe al hecho de que el valor de saturación no fue introducido y por lo tanto no existe valor de índice que se multiplique por el peso de la saturación para completar el valor de 100%.

Figura 12A. Pantalla de resultados de la analogía.

