

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

BELTRAN SUAREZ JESUS ENRIQUE

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

2005

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

BELTRAN SUAREZ JESUS ENRIQUE

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Codirector

Ing. Edwin Rodríguez

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

2005

DEDICATORIA

A Lurdes Suarez, mi madre, mujer de infinito amor y comprensión. Gracias mama por guiarme y apoyarme siempre. Me siento muy orgulloso de ti mama.

A Manuel Beltrán, por ser la belleza de papa que es, me siento muy orgulloso de tener un papa como tu.

A Karol Juliana, mi hijita, quiero sacarle el mejor provecho a esta profesión para darte lo mejor.

A Jose (El bona), mi hermanito, por su amor, lealtad, comprensión y apoyo incondicional.

A Luz Marina, mi tia, por apoyarme y confiar en mí siempre.

A mi familia, por tener mucha esperanza y confianza en lo que pueda hacer.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

Dios, mi señor, por permitirme realizar este sueño, dándome las fuerzas necesarias para vencer las situaciones difíciles que tuve que afrontar en el transcurso de la carrera. Dios mió, sin tu voluntad no hubiese sido posible alcanzar esta meta por eso te agradezco infinitamente.

Samuel Muñoz Navarro, Ingeniero de petróleos, por ser la persona que me oriento en la realización de este trabajo de grado. Gracias a sus recomendaciones y aportes se logro obtener un excelente producto.

Carlos Brewer, Ingeniero de Sistemas, por ser el directo responsable del diseño y programación de la aplicación software implementada.

Integrantes del GRM (Grupo de Investigación en Recobro Mejorado), en especial a Roy Sandoval (Ingeniero de petróleos), por su incondicional colaboración.

Funcionarios del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), en especial a Edwin Rodríguez (Ingeniero de petróleos), por su incondicional y valiosa colaboración en cada una de las etapas de este trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO	3
1.1 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR	6
1.1.2 Temperatura de saturación	6
1.1.3 Calor latente	6
1.1.4 Calor sensible	6
1.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LA ROCA	7
1.2.1 Capacidad calorica	7
1.2.2 Conductividad térmica	8
1.2.3 Difusividad térmica	9
1.3 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE	9
1.4 ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR	10
1.5 DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)	11
1.6 COMBUSTIÓN "IN SITU"	13
1.7 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	15
1.7.1 Perspectiva histórica	17
1.7.2 Mecanismos de recuperación	18

1.7.3 Relación vapor-petróleo (SOR)	20
1.7.4 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento en la inyección	23
1.7.5 Efecto de los parámetros de yacimiento en la inyección	27
1.7.6 Efecto de los parámetros de operación en la inyección	30
1.7.7 Etapas de un proyecto de inyección continua de vapor	33
1.7.8 Fuentes de datos para el seguimiento de un proyecto de inyección continua de vapor	36
1.7.9 Casos donde se utiliza la estimulación con vapor	37
1.8 GENERADORES DE VAPOR	38
2. EXPERIENCIAS DE CAMPO Y PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINÚA DE VAPOR	48
2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES	48
2.1.1 Arenamiento	49
2.1.2 Incrustaciones	50
2.1.3 Emulsiones	51
2.1.4 Producción en pozos calientes	52
2.1.5 Producción de H ₂ S y CO ₂	53
2.1.6 Fallas mecánicas	54
2.1.7 Resumen de problemas operacionales	55
2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	55
2.2.1 Campo Duri	56

2.2.2 Campo Slocum	63
2.2.3 Campo Midway-Sunset (depósito Metson)	68
2.2.4 Campo Mount Poso	74
3. FUNDAMENTOS DE BASES DE DATOS	79
3.1 QUE ES UN ARCHIVO	79
3.2 DEFINICIÓN DE BASE DE DATOS (BD)	80
3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA BASE DE DATOS	81
3.4 VENTAJAS EN EL USO DE BASES DE DATOS	82
3.5 SISTEMA ORGANIZADOR DE BASES DE DATOS (DBMS)	82
3.6 ADMINISTRADOR DE LA BASE DE DATOS (DBA)	84
3.7 ADSTRACCIÓN DE LOS DATOS	84
3.7.1 Nivel físico	84
3.7.2. Nivel conceptual	84
3.7.3 Nivel de visión	85
3.8 MODELOS DE DATOS	85
3.8.1 Modelos lógicos basados en objetos	85
3.8.2 Modelos lógicos basado en registros	89
3.9 BASES DE DATOS RELACIONALES	90
3.10 MICROSOFT ACCESS	91
4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGIAS	101

4.1 DEFINICIÓN DE LA ESTADÍSTICA	103
4.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTADÍSTICA	103
4.2.1 Estadística descriptiva	103
4.2.2 Estadística inferencial	105
4.3 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA	105
4.4 MEDIDAS DE POSICIÓN	107
4.4.1 Medidas de posición central	109
4.4.2 Medidas de posición no central	112
4.5 MEDIDAS DE DISPERSIÓN	113
4.5.1 Rango	114
4.5.2 Varianza	114
4.5.3 Desviación típica	114
4.5.4 Coeficiente de variación de Pearson	115
4.6 MODELO ESTADÍSTICO	116
4.7 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO ESTADÍSTICO	121
5. CONCLUSIONES	125
6. RECOMENDACIONES	126
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	127
ANEXO A. GUIA DEL USUARIO DE Steamflood_DB	138

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparación económica entre los campos Kern River y Duri	22
Tabla 2. "Screening" para inyección continua de vapor	27
Tabla 3. Problemas operacionales y soluciones reportados en algunos proyectos de inyección continua de vapor	56
Tabla 4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Duri	62
Tabla 5. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Slocum	67
Tabla 6. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Midway-Sunset (depósito Metson)	72
Tabla 7. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Mount Poso	77
Tabla 8. Datos de gravedades API	107
Tabla 9. Distribuciones de frecuencia	108
Tabla 10. Parámetros analógicos de los campos, ejemplo de aplicación	122
Tabla 11. Pesos calculados, ejemplo de aplicación	122
Tabla 12. Índices comparativos calculados, ejemplo de aplicación	123
Tabla 13. "Scores" calculados, ejemplo de aplicación	123

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama de temperatura vs. Entalpía (curvas isobaras)	7
Figura 2. Inyección cíclica de vapor	11
Figura 3. SAGD dual	12
Figura 4. Esquema de la combustión “in situ”	14
Figura 5. Inyección continua de vapor	16
Figura 6. Antiguo modelo de inyección continua de vapor	17
Figura 7. Efecto del costo del combustible y del SOR en el costo de producir petróleo	22
Figura 8. Efecto de las intercalaciones de arcilla	23
Figura 9. Inyección de vapor selectiva	25
Figura 10. Efecto de las formaciones delgadas	29
Figura 11. Efecto de las formaciones gruesas	29
Figura 12. Patrones de inyección	32
Figura 13. Etapa de pre-evaluación	34
Figura 14. Etapa de planificación	34
Figura 15. Etapa de desarrollo	35
Figura 16. Etapa de gerencia	35
Figura 17. Fuentes de datos en la inyección continúa de vapor	36
Figura 18. Estimulación en el pozo productor	38

Figura 19. Pozos productores aislados térmicamente	39
Figura 20. Diagrama de flujo del generador de vapor	40
Figura 21. Generadores de vapor estáticos	40
Figura 22. Generador de vapor móvil con llantas	41
Figura 23. Generador de vapor móvil sin llantas	41
Figura 24. Panel de control del generador	44
Figura 25. Bomba para agua de alimentación al generador	44
Figura 26. Calentador para agua de alimentación al generador	45
Figura 27. Serpentín de la zona de convección del generador	45
Figura 28. Zona radiante del generador	46
Figura 29. Quemador del generador	46
Figura 30. Sistema de combustible del generador	47
Figura 31. Incrustación en la tubería de producción	51
Figura 32. Ubicación del campo Duri	57
Figura 33. Mapa estructural del campo Duri	59
Figura 34. Registros típicos del yacimiento, campo Duri	60
Figura 35. Curvas de producción e inyección, campo Duri	63
Figura 36. Ubicación del campo Slocum	64
Figura 37. Registros típicos del yacimiento, campo Slocum	65
Figura 38. Curva de producción, campo Slocum	68
Figura 39. Ubicación del campo Midway-Sunset	69

Figura 40. Mapa estructural, campo Midway Sunset (yacimiento Metson)	70
Figura 41. Registro típico del yacimiento, campo Midway Sunset (yacimiento Metson)	71
Figura 42. Curvas de producción e inyección, Midway Sunset (yacimiento Metson)	73
Figura 43. Ubicación del campo Mount Poso	75
Figura 44. Registro típico del yacimiento, campo Mount Poso	77
Figura 45. Curvas de producción e inyección, campo Mount Poso	78
Figura 46. Modelo entidad-relación	87
Figura 47. Relaciones en Access	93
Figura 48. Objetos en Access	95
Figura 49. Campos y registros en Access	96
Figura 50. Propiedades de los campos en Access	97
Figura 51. Tabla empleados	98
Figura 52. Clave principal y externa en Access	99
Figura 53. Parámetros analógicos	102
Figura 54. Pesos vs parámetros analógicos	124
Figura 55. "Score" vs campos almacenados	124

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. GUIA DEL USUARIO DE Steamflood_DB	138

RESUMEN

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

AUTOR: JESUS ENRIQUE BELTRAN SUAREZ**

PALABRAS CLAVES: Inyección continua de vapor, caracterización, modelo estadístico, analogía, Steamflood_DB.

La inyección continua de vapor es una técnica de recobro mejorado donde se usan pozos diferentes para inyectar y producir, por tal motivo, es necesario tener buena continuidad en la zona de interés (dentro de los límites del proyecto) y optimizar el espaciamiento entre pozos para poder obtener buenos factores de recobro, los cuales pueden llegar a alcanzar porcentajes entre el 40 y el 50%. Los principales mecanismos de recuperación en la inyección continua de vapor son la reducción de la viscosidad, el empuje del vapor, el drenaje gravitacional y la destilación de los componentes livianos del crudo.

La inyección continua de vapor, al igual que las demás técnicas de recobro mejorado, necesita de una adecuada caracterización de los yacimientos candidatos a ser sometidos a dicho método, con el objetivo de reducir la incertidumbre de aplicabilidad y disminuir o evitar los problemas operacionales que se puedan presentar una vez aplicada la técnica. Por consiguiente, se tienen que implementar o desarrollar herramientas que contribuyan a lo anterior.

En este proyecto se implementó una base de datos especializada, denominada Steamflood_DB, que realiza analogías numéricas por medio de un modelo estadístico, lo cual consiste en hacer una comparación entre los parámetros de "screening" de los casos históricos almacenados en ella y los de los prospectos que el usuario introduzca. Lo anterior permite analizar e interpretar los yacimientos de los campos que resulten análogos, de tal forma que se pueda hacer una buena caracterización del yacimiento del campo nuevo. Steamflood_DB fue desarrollada a partir de la recopilación, clasificación e integración de la mayor cantidad de información correspondiente a las experiencias de campo desarrolladas a nivel mundial (publicadas en la literatura).

*Trabajo de grado.

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

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND INTERPRETATION OF SUBJECTED RESERVOIRS TO STEAMFLOOD BY USING ANALOGIES*.

AUTHOR: JESUS ENRIQUE BELTRAN SUAREZ**

KEYWORDS: steamflood, characterization, statistical model, analogy, Steamflood_DB.

The steamflood is a method of enhanced oil recovery where different wells are used to inject and to take place, for such a reason, it is necessary to have good continuity in the area of interest (inside the limits of the project) and to optimize the spacing among wells to be able to obtain good recovery factors, which can end up reaching percentages between the 40 and 50%. The main recovery mechanisms in the steamflood are the reduction of the viscosity, the steam drive, the drainage gravitational and the distillation of the light components of the oil.

The steamflood, the same as the other methods of enhanced oil recovery, it needs of an appropriate characterization of the reservoirs candidates to be subjected to this method with the objective of to reduce the uncertainty of applicability and to diminish or to avoid the operational problems that can be presented once applied the technique. Consequently, they are had to implement or to develop tools that contribute to the above-mentioned.

In this project a specialized database was implemented, denominated Steamflood_DB, which it carries out numeric analogies by means of a statistical model, that which consists on making a comparison among the parameters of screening of the historical cases stored in it and those of the handouts that the user introduces. The above-mentioned allows to analyze and to interpret the reservoirs of the fields that are similar, in such a way that one can make a good characterization of the reservoir of the new field. Steamflood_DB was developed starting from the summary, classification and integration of the biggest quantity in information corresponding to the field experiences developed at world level (published in the literature).

*Graduate Project

**Facultates of Chemicals-Physical Engineering. Petroleum Engineering. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Edwin Rodríguez.

INTRODUCCIÓN

Actualmente uno de los principales problemas que tiene la “humanidad” es la escasez cada día mayor de reservas de petróleo. El reto es encontrar nuevos yacimientos de hidrocarburos comercialmente explotables o implementar técnicas de recobro mejorado.

La inyección continua de vapor es un método de recobro térmico que ha demostrado ser exitoso en muchas partes del mundo, por ejemplo en el campo Duri, proyecto más grande a nivel mundial, se han obtenido factores de recobro totales hasta del 60 % (en algunas áreas). Por consiguiente, es importante implementar o desarrollar herramientas, que permitan disminuir la incertidumbre de aplicabilidad de la inyección continua de vapor.

Las analogías entre experiencias de proyectos desarrollados a nivel mundial y campos nuevos permiten comparar, analizar e interpretar los yacimientos de dichos campos, de tal forma que se tenga un criterio para “decidir”: si se puede o no aplicar la inyección continua de vapor. Si se toma una decisión, las analogías pueden conllevar a un mejoramiento de la planificación, diseño y ejecución de las operaciones, de manera que se eliminen o disminuyan los problemas operacionales que se presentaron en los casos históricos (análogos). Al final, lo anterior introducirá una mejora en materia de costos, lo cual puede tener un impacto importante en la rentabilidad del proyecto dependiendo del tamaño de este.

La herramienta implementada en este trabajo de grado, realiza las analogías por medio de un modelo estadístico, que utiliza nueve parámetros del yacimiento seleccionados con base en los “screenings” desarrollados por autores con experiencia como Farouq Alí, Geffen e Iyoho. Debido a que los parámetros de

analogía pueden tener diferente grado de importancia unos con respecto de otros, se desarrollo un modelo que asigna un “peso” relativo a cada variable.

1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO

Los yacimientos de crudo convencional (crudos con API > 20) han tenido una extracción y explotación muy activa a lo largo del desarrollo de la industria de los hidrocarburos. La mayoría de estos yacimientos alcanzaron su máxima producción y actualmente tienen tasas de declinación aceleradas; por lo tanto, existe la necesidad de considerar alternativas como las reservas de crudos pesados.

El aumento de los precios del barril de crudo, ha incentivado la investigación y el desarrollo de tecnologías aplicadas a crudos pesados. Las reservas de crudo pesado se estiman en más de 6 trillones de barriles de petróleo "in situ", las cuales triplican las reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo (reservas equivalentes)¹.

Los esfuerzos para producir el crudo pesado están desarrollándose con gran intensidad a nivel mundial. En Venezuela se han venido ejecutando proyectos en la franja del Orinoco donde se estiman 300 mil millones de barriles de aceite pesado recuperables. En China se producen 150 mil bopd de crudo pesado de aproximadamente 8 mil millones de barriles de reservas, por otro lado en Indonesia, el campo Durí produce 300 mil bopd de 19 a 22 ° API².

¹CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M. and others.: Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, verano de 2002/2003. p.32.

²PAEZ, Ruth. Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados campo Castilla. UIS, 2003.

En los casos mencionados anteriormente y en otras partes del mundo como Canadá y el Mar del Norte, se han empleado diferentes tecnologías para la extracción de los crudos pesados. La mayoría de dichas tecnologías consisten en reducir la viscosidad a partir del suministro de calor al yacimiento, incrementando la tasa de producción y mejorando los factores de recobro.

Si bien factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan como se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados presentan retos de producción especiales, pero no insuperables.

Los petróleos crudos naturales exhiben un amplio rango de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos, ya que determina que tan fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es una de las propiedades más importantes, en lo que se refiere a los procesos de refinación del petróleo, porque es un buen indicador de los derivados de la destilación. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura. La densidad varía poco con la temperatura, y se ha convertido en el parámetro estándar de la industria más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos. Mientras más denso es el petróleo, más baja es la gravedad API. Las gravedades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 60° para los condensados.

El departamento de Energía de los Estados de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API entre 10.0 ° y 20.0°. Aquellos petróleos más densos que el agua se denominan ultrapesados o extrapesados. El petróleo pesado puede poseer una viscosidad similar a la de la miel. Los yacimientos de brea, alquitrán o bitumen de gravedades

API aún más bajas, generalmente requieren métodos típicos de la minería para su explotación económica.

Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con gravedades entre 30 y 40°. El petróleo se vuelve pesado solo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. Las bacterias transportadas por el agua superficial metabolizan los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes: Pleistoceno, Plioceno y Mioceno³.

La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria. Los factores de recuperación en frío varían del 1 al 8%. Una vez que la producción en frío ha alcanzado su límite económico, el próximo paso es generalmente la implementación de métodos de recobro térmico.

A continuación se explican las propiedades térmicas de las rocas, del agua y del vapor. Se describe brevemente la inyección de agua caliente, la estimulación con vapor, la técnica SAGD (Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor) y la combustión "in situ", dejando de último la inyección continua de vapor con el objetivo de entrar más en detalle.

³CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit., p. 33.

1.1 PROPIEDADES TÉRMICAS DEL AGUA Y VAPOR

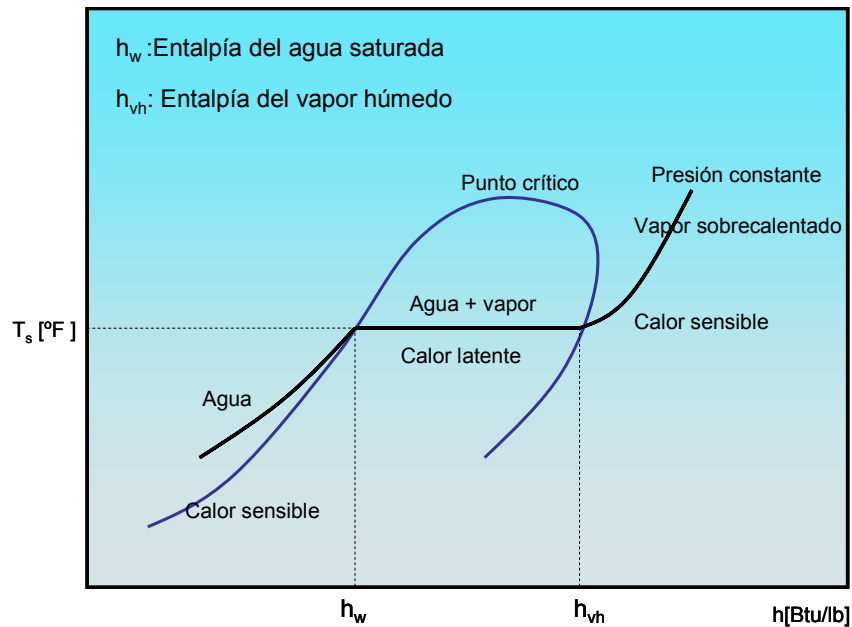
1.1.2 Temperatura de Saturación ($T_s = ^\circ F$): Es la temperatura a la cual se alcanza el punto de ebullición del agua a una presión dada, o también, cuando la presión de vapor del agua y la presión externa se equilibran. A partir de este punto, cualquier adición de calor, si la presión externa permanece constante, producirá evaporación del líquido a temperatura constante. Las condiciones críticas para el agua son: 705.4 °F y 3206.2 psia, véase la figura 1.

1.1.3 Calor Latente ($L = Btu / lb$): Es la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa del agua para que cambie de estado, de sólido a líquido o de líquido a vapor. Durante dicho proceso no hay elevación sensible a la temperatura, es decir, el proceso tiene lugar a temperatura constante, y de ahí el nombre de calor latente. Al retornar a su estado inicial la materia cederá de nuevo, a temperatura constante, la misma cantidad de calor. La figura 1 ilustra el concepto.

1.1.4 Calor Sensible ($h_w = Btu / lb$): Si a un líquido se le suministra calor mientras se mantiene su presión constante, aumentará su temperatura hasta alcanzar la temperatura de saturación correspondiente a dicha presión. El calor suministrado durante este proceso se llama calor sensible y aumenta con la presión, véase la figura 1⁴.

⁴Gómez, Gonzalo."Recuperación mejorada por inyección de fluidos calientes al yacimiento".Bogota.1987.p. 34.

Figura 1. Diagrama de temperatura vs. Entalpía (curvas isobaras)



1.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS

1.2.1 Capacidad calorica ($M = Btu / pie^3 - ^\circ F$): La capacidad calorica de una roca se define como el número de Btu que 1.0 pie^3 de la roca y los fluidos que la saturan, pueden almacenar por cada $^\circ F$ que aumente la temperatura. Tomando el volumen como 1 pie^3 , de modo que Φ es el volumen de fluido y $(1 - \Phi)$ el volumen de roca sólida medidos en pie^3 , la capacidad calorica de la roca saturada será, en $Btu/pie^3 - ^\circ F$.

⁵Ibid.,p.34.

$$M = \phi(s_o \rho_o c_o + s_w \rho_w c_w + s_g \rho_g c_g)$$

Ecuación 1

M = Capacidad calorica de la roca saturada, Btu/pie³-°F.

ϕ = Porosidad de la roca.

S_o = Saturación de aceite.

c_o = Calor especifico del aceite, Btu/lb-°F.

ρ_o = densidad del aceite, lb/pie³.

s_w = saturación de agua.

ρ_w = densidad del agua, lb/pie³.

c_w = calor especifico del agua, Btu/lb-°F.

s_g = saturación de gas.

ρ_g = densidad del gas, lb/pie³.

c_g = calor especifico del gas, lb/pie³.

1.2.2 Conductividad térmica ($K = Btu / hr - pie - ° F$): Es la magnitud que representa la capacidad con la cual la roca conduce calor y produce la consiguiente variación de temperatura.

Para un medio poroso es un valor difícil de medir, pues depende de múltiples factores como son: densidad, temperatura, saturación, tipo de fluidos que la saturan, movimiento de fluidos dentro de la roca, etc. La experiencia muestra que disminuye con la temperatura y aumenta con la densidad de la roca, saturación de agua, presión y conductividad térmica de los fluidos saturantes⁶.

⁶Ibid., p.36.

1.2.3 Difusividad térmica ($D = \text{pie}^2 / \text{hr}$): La difusividad térmica está relacionada con la respuesta temporal de una roca a cambios de temperatura. El numerador de la expresión que calcula la difusividad térmica (ecuación 2) está relacionado con la capacidad de un material para transmitir el calor, mientras que el denominador está relacionado con su capacidad para acumularlo. Así, un material con un coeficiente de difusividad térmica grande indica que el medio es más apto para transmitir energía por conducción que para almacenarla. Por el contrario, un almacenador de energía (calor del vapor por ejemplo) debe tener un valor de difusividad pequeño.

$$D(\text{pie}^2 / \text{hr}) = \frac{K(\text{Btu} / \text{hr} - \text{pie} - ^\circ F)}{M(\text{Btu} / \text{pie}^3 - ^\circ F)} \quad \text{Ecuación 2}$$

1.3 INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE

Consiste en inyectar agua caliente en un determinado número de pozos destinados para tal fin y obtener producción de crudo por otros pozos. De los métodos de recobro térmico es el menos utilizado, porque las pérdidas de calor en las líneas de superficie, en el pozo y en la formación, causan una considerable disminución en la temperatura del agua, conllevando a un calentamiento ineficiente del yacimiento. En consecuencia el objetivo trazado, que es mejorar la movilidad del petróleo almacenado, no se puede cumplir eficientemente. Sin embargo, este es un proceso que puede ser viable para yacimientos relativamente profundos, donde la inyección de vapor probablemente no tenga éxito.

1.4 ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR

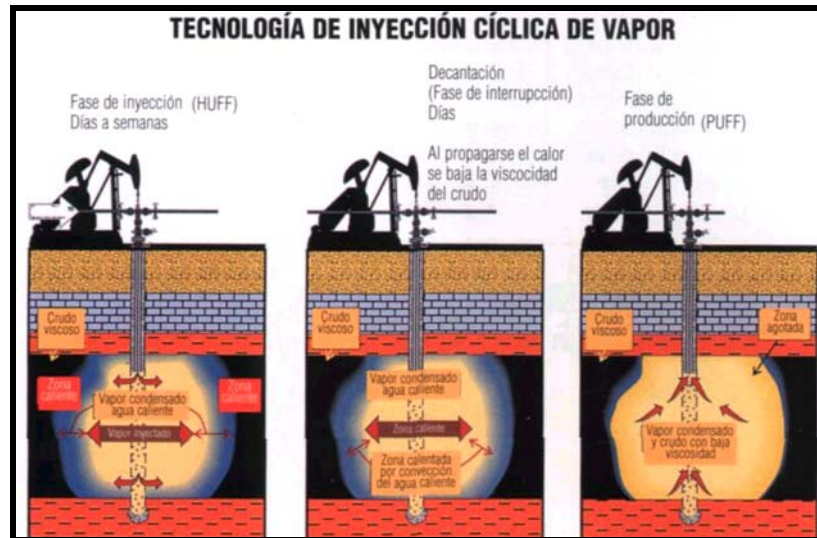
También conocida como “Huff and Puff”. Esta técnica involucra tres etapas. Primera (“Huff”), inyección de un alto volumen de vapor dentro del pozo por un corto tiempo (días a semanas); habitualmente el vapor es inyectado a través de un pozo vertical y a una presión por debajo de la presión de fractura del yacimiento. Segunda (“Soak”-remojo), el pozo es cerrado un tiempo (días) durante el cual el vapor transfiere calor a los fluidos del yacimiento y la roca, creando una zona calentada a través de la cual se reduce la viscosidad del petróleo permitiendo que este pueda fluir hacia el pozo. Finalmente, viene la fase de producción (“Puff”) en la cual el vapor condensado y los fluidos calientes del yacimiento son producidos a través del mismo pozo.

Cuando la tasa de producción es similar a la tasa que se tenía antes de iniciar el ciclo de inyección, se considera que el yacimiento se ha enfriado, y de nuevo el proceso es repetido tantas veces hasta que deje de ser rentable.

Aunque la estimulación con vapor puede originar altas tasas de petróleo, los recobros son usualmente menores de un 20 %, siendo ésta la mayor desventaja de esta técnica. La figura 2, ilustra el proceso.

La estimulación cíclica con vapor es preferiblemente seguida por otro mecanismo tal como inyección continua de vapor o drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD). El remojo con vapor es un método de recobro térmico que se descubrió en Venezuela en el año 1959.

Figura 2. Inyección cíclica de vapor



Tomada de: Carta Petrolera. Noviembre 2000. p .15.

1.5 DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

De los métodos de recobro mejorado de crudo pesado que han sido probados en campo, es uno de los más recientes y exitosos. Fue desarrollado inicialmente en Canadá y su aplicación ya se ha extendido a otros países como Venezuela y Estados Unidos.

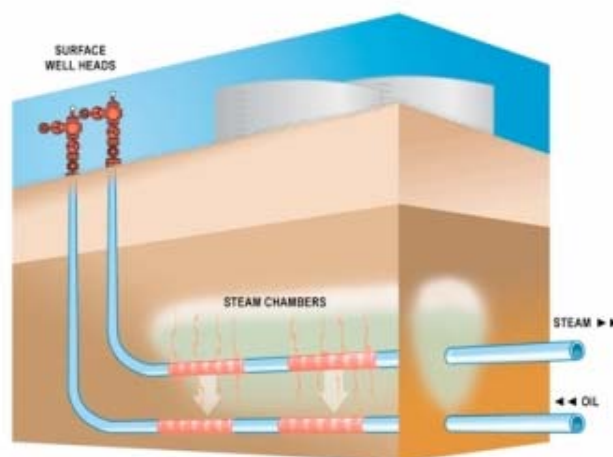
A la fecha, se han realizado cerca de 35 pilotos, la mayoría de ellos han comprobado que ésta es la estrategia de desarrollo más apropiada para la explotación de este tipo de crudo, tanto así que su aplicación ha sido extendida a escala comercial⁷. La técnica es sencilla en concepto pero compleja en aplicación e involucra muchos parámetros del yacimiento, que pueden determinar su éxito o fracaso.

⁷Rodríguez, Edwin.: "Implementación de la técnica SAGD en los campos de nuestro país". Tesis. Universidad de las Américas. 2002.

Puede alcanzar recobros hasta del 60 % sobre el petróleo existente en el área de influencia y altas eficiencias térmicas (OSR, relación aceite-vapor).

El SAGD es un mecanismo combinado de conducción y convección de calor, el cual involucra la perforación de un par de pozos horizontales paralelos, separados por una distancia vertical. El pozo superior es usado para inyectar continuamente el vapor dentro de la zona de interés, dada la baja densidad del fluido inyectado este asciende formando una cámara de vapor que calienta el petróleo, le reduce la viscosidad y lo conduce por gravedad hacia el pozo inferior, el cual recoge los fluidos (petróleo, vapor condensado y agua de formación) y los lleva hacia superficie. La figura 3 ilustra la técnica.

Figura 3. SAGD dual



Tomada de: <http://www.devonenergy.com>

1.6 COMBUSTIÓN “IN SITU”

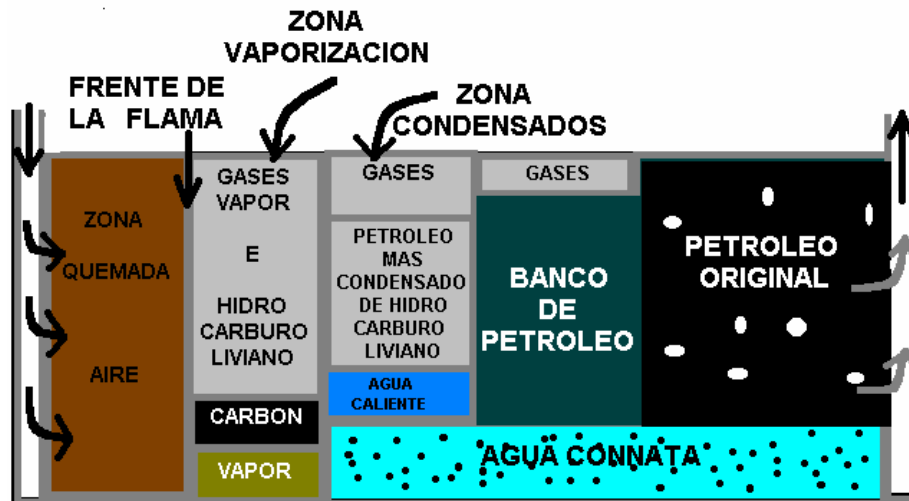
En contraste a la inyección de vapor tanto cíclica como continua y la técnica SAGD, el calor se genera en el yacimiento en lugar de ser generado en superficie. El proceso se inicia con la inyección continua de aire en el pozo a una presión específica de tal forma que se pueda lograr la ignición espontánea del crudo en el yacimiento; o con la ayuda de un calentador de fondo. Como en cualquier reacción de combustión, el oxígeno se combina con el petróleo formando dióxido de carbono, monóxido de carbono, agua y se libera calor.

El frente de combustión se mueve hacia delante a través del yacimiento quemando todo el combustible depositado y se extingue así mismo cuando el flujo de aire no es suficiente como para mantener la combustión. Como se puede observar en la figura 4, cerca al pozo de inyección, esta la “Zona Quemada” a través de la cual el fuego ha progresado. Todo el líquido ha sido removido de la roca, dejando solamente poros saturados con aire. En el “Frente de la llama”, la combustión de los hidrocarburos pesados depositados ocurre a temperaturas entre 600 y 1200 °F. Delante de la flama, en la “Zona de Vaporización”, están los productos de combustión, hidrocarburos livianos vaporizados y vapor.

Luego como la temperatura disminuye frente a la zona de combustión, esta la “Zona de Condensación”, desde la cual el petróleo es desplazado por hidrocarburos livianos miscibles, flujo de agua caliente y empuje por gas de combustión del crudo.

El petróleo desplazado se acumula en la siguiente zona, el “Banco de Petróleo”. Aquí el agua connata inmóvil, el petróleo desplazado y algunos gases de combustión ocupan el espacio poroso. Posteriormente está la zona del yacimiento que no ha sido afectada por el fuego (zona virgen, posee la temperatura original del yacimiento).

Figura 4. Esquema de la combustión “in situ”.



Tomada de: Rodríguez, Edwin.:”Implementación de la técnica SAGD en los campos de nuestro país”. Tesis. Universidad de las Américas. 2002.

La combustión en situ, a diferencia de los métodos de inyección de vapor, puede aplicar para crudos con gravedades API entre 10-40° y en yacimientos profundos. Sin embargo no ha tenido el mismo éxito (comparado con la inyección de vapor), dada la dificultad que esta presenta en controlar el avance del frente de combustión. Un número de nuevas aplicaciones usando pozos Horizontales han sido propuestas, con el fin de solucionar este problema sustentado en el hecho de que los pozos horizontales tienen más alta productividad que los verticales y pueden no restringir el desplazamiento de petróleo delante del frente de combustión, pero aún no han sido probadas en campo.

1.7 INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

En la inyección continua de vapor se usan pozos diferentes para inyectar y producir, véase la figura 5. El calor del vapor inyectado reduce la viscosidad del petróleo a medida que el fluido inyectado lo empuja del inyector hacia el productor. Los inyectores y productores pueden ser verticales u horizontales, su ubicación y los programas de inyección dependen de las propiedades del fluido y del yacimiento. Es un método de recuperación secundario que permite obtener factores de recobro en el orden del 40 a 50%.

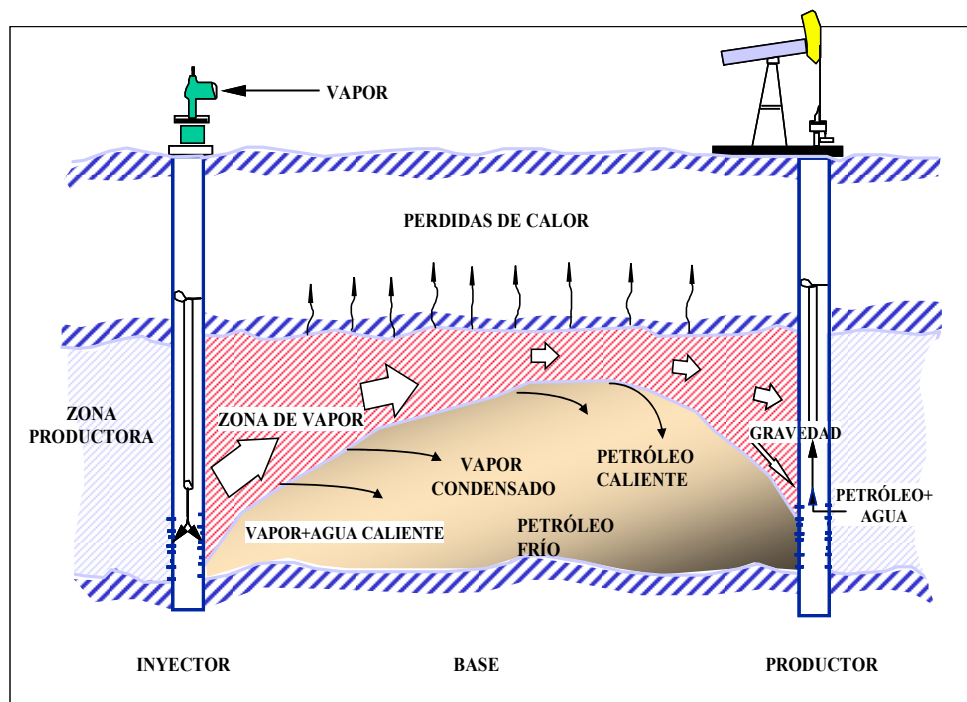
Cuando el vapor llega a la zona cañoneada del pozo inyector se eleva por diferencia de densidad con respecto a los otros fluidos "in situ", hasta que alcanza una barrera impermeable, luego se distribuye lateralmente hacia los pozos productores hasta que irrumpe en los mismos. Después, el volumen de vapor se desplaza hacia abajo a medida que el petróleo es producido por drenaje gravitacional, lo anterior se puede apreciar en la figura 5. Normalmente, las heterogeneidades del yacimiento y problemas asociados al pozo causan que el vapor viaje a lo largo de trayectorias desconocidas, saliéndose del modelo ideal presentado en la figura 5. Las heterogeneidades incluyen barreras de shale; el influjo de agua, que requiere altos volúmenes de vapor para elevar la temperatura (implica pérdida de energía); y el contacto con areniscas llenas de aire, que provocan altas pérdidas de calor. Con respecto al pozo, se pueden presentar tareas de cementación inadecuadas y aislamiento zonal incompleto.

En la inyección continua de vapor, el inyector y productor son cañoneados en la sección inferior de la zona de interés. El inyector se cañonea en la parte inferior porque el vapor segrega hacia la parte superior del intervalo productivo (por diferencia de densidad). El productor se cañonea en la parte inferior para reducir la producción de vapor. Algunas veces se fractura el yacimiento con vapor, pero

las fracturas no deben alcanzar al productor, porque generan canales de flujo de alta permeabilidad (ver la sección 1.7.4).

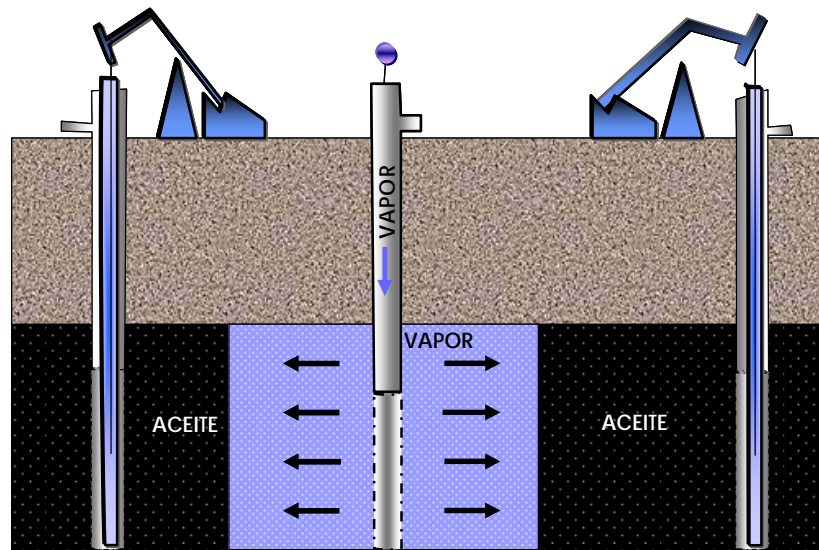
Inicialmente se pensaba que el vapor formaba un frente aproximadamente vertical, es decir una especie de pistón, Marx y Langenheim contemplaron esta suposición en su modelamiento matemático, véase la figura 6. Estos autores no consideraban el efecto de la gravedad, durante mucho tiempo se validó dentro de la industria, pero posteriormente se reconoció el drenaje gravitacional como mecanismo de producción importante, en la sección 1.7.2 se explica más en detalle.

Figura 5. Inyección continua de vapor



1.7.1 Perspectiva histórica: La inyección continua de vapor se inicio como una técnica para incrementar el recobro en 1952 en el campo yorba linda, California. En los años 70 se prolifero su aplicación en crudos pesados (10-22°API) debido al incremento del precio del barril.

Figura 6. Antiguo modelo de inyección continua de vapor



Los dos campos más representativos a nivel mundial son Kern River en California, Estados Unidos y Durí en Sumatra, Indonesia. El campo Durí posee un petróleo con 20° API en promedio, es somero (500-600 pies), tiene un espaciamento entre pozos de 3.8 acres, por recuperación primaria se alcanzo un factor de recobro del 7% y por efecto del calentamiento con vapor actualmente en algunas áreas el factor de recobro total alcanza el 70%. Esta se constituye en la operación de inyección de vapor más grande del mundo en términos de producción de petróleo y de vapor inyectado. El campo Kern River posee un petróleo con 14° API en promedio, su profundidad oscila entre 900-1100 pies, el espaciamento entre pozos es de 2.6 acres y presenta un factor de recobro parcial desde que comenzó

la inyección igual al 47%. Antes de descubrir el campo Durí se consideraba el proyecto mas grande del mundo, aunque en Estados Unidos lo sigue siendo.

El desplazamiento con vapor de petróleos medianamente livianos (>22° API) también tuvo sus raíces en California. En los sesenta, una de las primeras pruebas fue hecha en el campo Brea cerca de los Ángeles. A pesar de que la aplicación de la inyección continua de vapor esta dirigida principalmente a los yacimientos de crudo pesado, los petróleos livianos hoy en día tienen una posición prometedora.

En Colombia hasta el momento no se ha realizado el primer piloto de inyección continua de vapor, solo se ha trabajado la inyección cíclica, como por ejemplo en los campos Teca y Jazmín.

1.7.2 Mecanismos de recuperación: En la inyección continua de vapor, se presentan los siguientes mecanismos: reducción de la viscosidad del petróleo, empuje por gas (el vapor actúa como gas), destilación y expansión (térmica) del crudo, craqueo térmico, agotamiento de presión y drenaje gravitacional. Cada uno de los anteriores juega un papel diferente dependiendo de la gravedad API del crudo, en los livianos la destilación es lo más importante, mientras que en los pesados tiene un rol más protagónico la reducción de la viscosidad y el drenaje gravitacional. A continuación se explican algunos mecanismos.

● **Segregación Gravitacional**

La energía en forma de calor almacenada en el vapor, penetra por conducción y convección en el banco de petróleo frío y viscoso, este aceite drena por gravedad haciendo un aporte significativo a la producción, véase la figura 5.

La presión de inyección del vapor crea una fuerza de arrastre que ayuda a la gravedad en el desplazamiento del petróleo acumulado en el yacimiento. Las fuerzas gravitacionales en la inyección continua de vapor son mayores que las de arrastre, dichas fuerzas son aun muy pequeñas comparadas con las caídas de presión en la mayoría de los campos con producción convencional.

● Destilación de livianos

Este fenómeno consiste en la volatilización de los componentes relativamente livianos del crudo, los cuales se caracterizan por tener una alta presión de vapor, éstos son transportados hacia delante por el vapor, hasta que se condensan en zonas de menor temperatura. El petróleo delante de la zona de vapor se hace cada vez mas rico en componentes livianos, originándose con ello extracción por solventes y desplazamientos miscibles en el petróleo original del yacimiento, aportando a la producción.

Como se especifico anteriormente, el porcentaje de recuperación por este mecanismo depende de la composición del crudo, su aporte se hace más significativo que el de la reducción de la viscosidad en crudos medianamente livianos, mientras que en los pesados es lo contrario.

● Craqueo térmico

En este proceso, las moléculas mas pesadas se dividen (craquean) en moléculas más simples por efecto del calor y la presión, aumentando el rendimiento de la destilación.

1.7.3 Relación vapor petróleo (SOR, Steam Oil Ratio): EL crecimiento proyectado para la producción del campo requiere un manejo eficiente de la energía contenida en el vapor. La relación vapor petróleo es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia del proceso de recobro. La relación SOR se define como el número de barriles de vapor-en términos de agua fría equivalente (CWE, Cold Water Equivalent), requeridos para producir un barril de petróleo, se caracteriza por ser recíproca, por eso también se suele utilizar comúnmente la relación petróleo vapor, OSR (Oil Steam Ratio).

La relación SOR y el costo asociado con la generación de vapor afectan directamente el precio de venta del barril de crudo producido en el campo, es decir la rentabilidad del proyecto. La intersección entre el precio del combustible (gas en este caso) y la relación SOR, representada por las líneas de color en la figura 7, determina el costo del vapor por barril de crudo producido. Cuando el precio del gas, siendo este el combustible requerido para la generación del vapor, es demasiado alto, y el precio del petróleo pesado es bajo, las operaciones de inyección de vapor se ven restringidas. Los operadores pueden utilizar el monograma de la figura 7 para determinar el precio máximo del combustible para el cual la producción se mantiene rentable⁸.

En las operaciones de inyección continua, hay otros costos además del combustible para generar el vapor, como los de perforación, capital inicial de trabajo, costos de operación al generar el vapor, la desemulsificación y deshidratación de los fluidos que se producen, que obviamente también intervienen en el rendimiento económico del proyecto.

⁸CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit., p. 35.

Con base en lo anterior, se puede concluir que la relación SOR, es un criterio decisivo a la hora de comenzar o continuar un proyecto de inyección de vapor. De nada sirve inyectar vapor en un yacimiento si, el crudo producido tiene un precio en el mercado que es igual o menor al costo del vapor, en ese caso es preferible buscar otras alternativas dentro de los métodos de recobro mejorado ó simplemente abandonar el proyecto.

A continuación, se calcula el costo de producir un barril de vapor en los campos Duri y Kern River, con base en la relación SOR y los precios del combustible en cada caso.

Para Kern River se tiene actualmente (2004) un SOR de 6.1, es decir se necesitan inyectar 6.1 barriles de vapor para producir un bbl de petróleo. El precio del gas en California (Estados Unidos), esta alrededor de 5,5 US\$ / MM BTU. Con esta información se entra a la figura 7 y se determina que el costo del vapor necesario para producir un barril de crudo es 15 US\$/bbl.

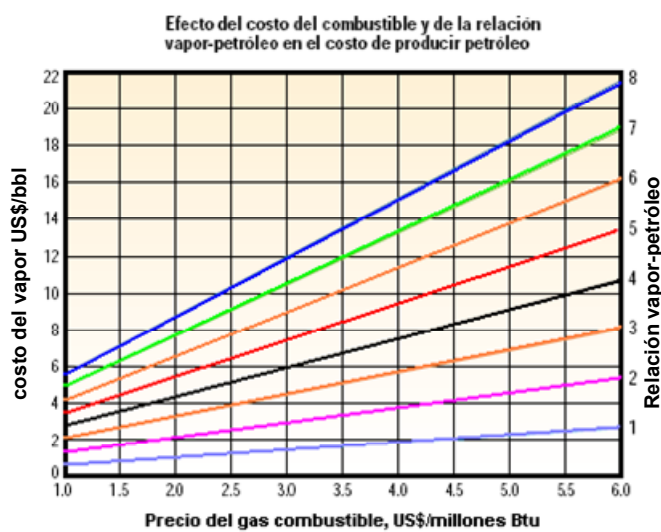
Al hacer el mismo análisis en el campo Duri, suponiendo que el precio del gas es 5.5 US\$/MMBTU, para efectos de comparación, se calcula un costo del vapor igual a 10 US\$/bbl de crudo producido.

De lo anterior se concluye que, el campo Duri es más eficiente desde el punto de vista térmico y en consecuencia económicamente es más viable. Aunque hay que tener en cuenta, que el gas en Indonesia es mas económico, porque a pesar de que produce menos que Estados Unidos, su consumo es prácticamente la tercera parte de lo que produce, mientras que Estados Unidos tiene que importar gas para satisfacer la demanda interna. Si se analiza la realidad, se deduce que en Indonesia el costo del vapor es menor de 10 US\$/bbl de crudo producido.

Tabla 1. Comparación económica entre los campos Kern River y Duri

Campo	SOR	Costo vapor US\$/bbl	Combustible US\$/MMBtu	°API	Prof. pies
Durí	4.1	10	5.5	17-21	600
K. R	6.1	15	5.5	10-15	1000

Figura 7. Efecto del costo del combustible y del SOR en el costo de producir petróleo.



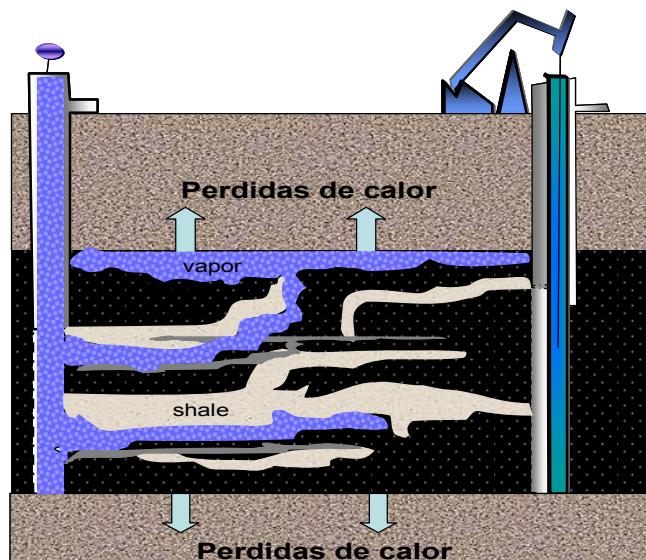
Tomada de: CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others.: Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review, verano de 2002/2003. p. 35.

1.7.4 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento en la inyección: En la realidad la “no uniformidad” del yacimiento debido a: intercalaciones de arcilla, presencia de capa de gas, fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, variaciones grandes de permeabilidad en la zona productora y la pobre continuidad dentro del yacimiento entre inyectores y productores, no permiten que el vapor siga la trayectoria ideal mostrada en la figura 5. A continuación se discute el efecto de algunas heterogeneidades.

● Intercalaciones de arcilla

La buena calidad de la arena productora (libre de arcilla), convierte a los yacimientos en buenos candidatos para la aplicación de la inyección continua de vapor. Sin embargo, en la realidad generalmente el análisis de núcleos, ripios y otros, muestran la presencia de arcillas como la Montmorillonita y carbonatos, véase la figura 8.

Figura 8. Efecto de las intercalaciones de arcilla



Entre las consecuencias negativas se tienen:

- Incremento de las pérdidas de calor, debido a que se calientan rocas saturadas con agua y/o aire, las cuales obviamente no aportan crudo desperdiciándose la energía almacenada en el vapor. Esto se refleja en el SOR del proyecto, a mayor volumen de arcillas, la relación SOR incrementa.
- También las intercalaciones de arcilla, pueden ejercer influencia en la velocidad de ascenso del vapor, lo cual es probable que afecte el tiempo de irrupción (tiempo que demora el vapor en aparecer por primera vez en los pozos productores).

Según lo recomendado por Faroud Ali, lo mejor es la irrupción temprana, con el objetivo de favorecer la comunicación térmica entre los pozos y mejorar el proceso de recobro. La experiencia en campo ha corroborado la afirmación anterior, contrario a las suposiciones que se hacían cuando se pensaba que el frente de desplazamiento del vapor era frontal, la mayoría del recobro de petróleo reportado en casos históricos de campo se da después de la irrupción del vapor, en lugar de ser antes⁹.

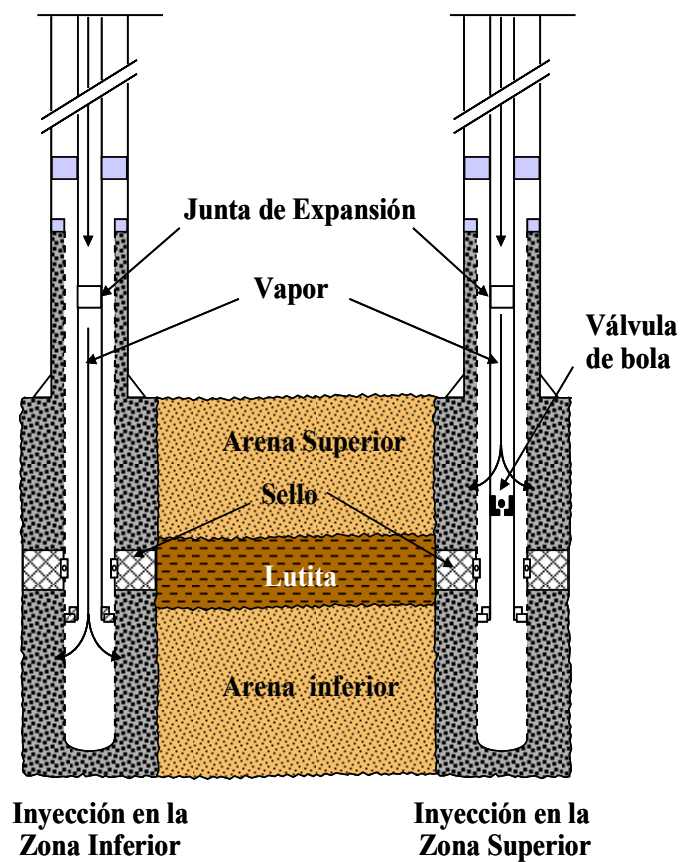
- Otro inconveniente, es que algunas arcillas entre las cuales esta la Montmorillonita, se hinchan como resultado de la absorción del agua originada de la condensación del vapor. Por lo tanto, se crean barreras de no flujo dentro del yacimiento que afectan el movimiento del vapor.

⁹Vogel, J. V.: "Gravity drainage vital factor for understanding steam floods". Oil & Gas Journal. Nov 30, 1992.

En el caso que se tengan intercalaciones de arcilla entre inyectores y productores con espesores y continuidades considerables, se puede hacer una inyección selectiva utilizando dos pozos, uno para cada zona, es decir, se divide la arena en dos partes con el objetivo de calentar el yacimiento mas eficientemente previniendo los perjuicios ocasionados por las barreras de no flujo. La figura 9, ilustra la inyección selectiva, se supone que son dos pozos inyectores que pertenecen a un patrón cualquiera.

Otra posibilidad que normalmente se ejecuta en campo, es comenzar a inyectar desde la zona mas baja, luego se coloca un tapón de cemento y se continúa en la zona siguiente.

Figura 9. Inyección de vapor selectiva



● **Presencia de una capa de gas**

Se considera que una capa de gas no es conveniente para la inyección continua de vapor, porque actúa como una zona ladrona robándole energía al frente de vapor y no permitiéndole que se forme completamente.

● **Presencia de un acuífero**

Al igual que la capa de gas no representa efectos positivos en la aplicación de la técnica, además de robarle energía al vapor, también actúa como un refrigerante que al entrar en contacto con el vapor lo condensa e impide el desarrollo de la zona de vapor, precipitando un inmediato fracaso y reduciendo tanto el factor de recobro como la eficiencia térmica.

● **Estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad**

Se convierten en zonas ladronas porque el vapor tiende a irse por donde tenga menor resistencia al flujo, por donde halla mayor permeabilidad. Lo mismo sucede cuando hay fracturas de gran extensión entre los pozos productores e inyectores, el vapor se canaliza, irrumpiendo anticipadamente sin calentar el yacimiento como se espera.

● **Pobre continuidad dentro del yacimiento entre inyectores y productores**

En la inyección continua de vapor, es de suma importancia que halla buena continuidad de la arena petrolífera (ausencia de arcillas) dentro de los límites del proyecto, de lo contrario, el vapor difícilmente irrumpirá en los pozos productores, y en caso que lo haga, los tiempos de irrupción no serán convenientes. Lo que se necesita es lograr la comunicación térmica lo más rápido posible, para que el proyecto sea eficiente térmicamente.

1.7.5 Efecto de los parámetros de yacimiento en la inyección: La inyección continua de vapor al igual que los otros métodos de recobro mejorado, necesita unas condiciones en el yacimiento mínimas bajo las cuales el campo en cuestión puede ser o no producido por ésta técnica, es lo que normalmente se conoce como “Screening”. En la literatura existen varias guías de “Screening” para inyección continua de vapor propuestas por diferentes autores, la tabla 2 presenta el trabajo publicado por Thomas Boberg en su libro “Métodos de recuperación térmica”.

Tabla 2. “Screening” para inyección continua de vapor

Parámetro	Rango
Gravedad (°API)	10 -35
Viscosidad del crudo (cp)	<1500
Profundidad (pies)	<3000
Espesor neto (pies)	>20
Porosidad (fracción)	>0.2
Transmisibilidad (md-pies/cp)	>5
Permeabilidad (md)	>250
Presión del yacimiento (psia)	<1500
Saturación de crudo (fracción)	>0.5
ΦS_o	>0.1

A continuación se discute brevemente el efecto de algunos parámetros de “Screening” en el método.

● **Saturación de petróleo y porosidad**

Son variables claves en el proceso de inyección continua de vapor. Cada yacimiento tiene un valor de $So\Phi$ (forma de expresar el contenido de petróleo) por debajo del cual el proyecto se hace poco atractivo económicamente. La relación vapor-aceite disminuye con el incremento de la saturación de crudo y la porosidad.

● **Espesor de la formación (pies)**

Entre mayor sea el espesor las pérdidas de calor hacia la formación suprayacente y subyacente disminuyen, conllevando a un mejoramiento de la relación vapor-aceite. Las figuras 10 y 11, ilustran el grado de pérdidas de calor dependiendo del espesor de la formación. En yacimientos con poco espesor (< 20 pies), obviamente el vapor se canaliza, por lo tanto las pérdidas de calor pueden llegar a ser tan grandes que el proceso no sea rentable.

Un espesor grande (>200 pies) comparado con una formación delgada, puede estar en desventaja con respecto a la eficiencia vertical implicando en últimas un factor de recobro bajo. Otro fenómeno que se presenta cuando el espesor es grande, es que la fuerza gravitacional influye notablemente en la producción.

Lo ideal sería encontrar un yacimiento donde se equilibre el efecto de la fuerza gravitacional con la eficiencia de barrido vertical, de tal forma que el factor de recobro sea favorable sin sacrificarse ni lo uno ni lo otro.

Figura 10. Efecto de las formaciones delgadas

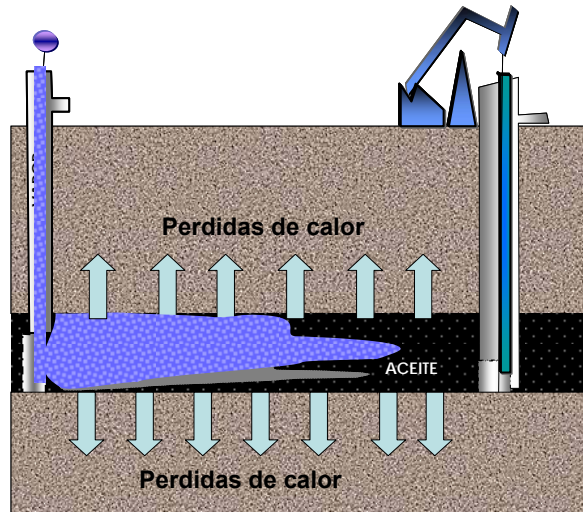
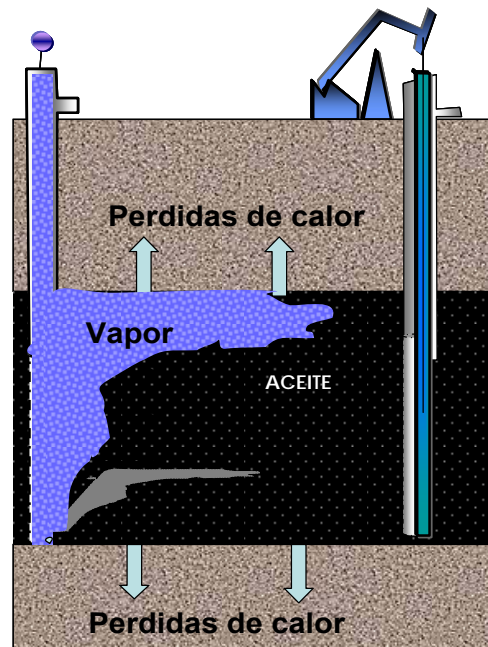


Figura 11. Efecto de las formaciones gruesas



● Relación entre el espesor neto y bruto

Valores bajos de este parámetro reflejan la presencia de impurezas (arcillas), que requieren calentamiento, pero obviamente no producen crudo. En consecuencia, entre mayor sea la relación de espesor neto a bruto, disminuirá el SOR, porque habrá menos rocas que se roben el calor y por ende el que llega cumplirá su labor de calentar el petróleo en forma eficiente. Lo recomendable es una relación entre el espesor neto y bruto $< 50\%$ ¹⁰.

● Profundidad (pies)

Al incrementar la profundidad también lo hacen las pérdidas de calor, porque hay un mayor recorrido del vapor antes de llegar a la zona de interés. Además, no es conveniente desde el punto de vista de costos de perforación.

Yacimientos con altas presiones (>1500 psia) y poca profundidad (<1000 pies), tienen poca presión litológica (“overburden”) como para permitir la inyección de vapor sin fracturamiento, por tanto, se debe optimizar la presión de inyección para que el proyecto no fracase por canalización del vapor.

1.7.6 Efecto de los parámetros de operación en la inyección: Entre los parámetros de operación más importantes se pueden mencionar: la relación SOR (véase la sección 1.7.3), el tipo de patrón a utilizar, el espaciamiento entre pozos y, la tasa y presión de inyección. A continuación se discute brevemente el efecto de algunos parámetros de operación en la inyección continua de vapor.

¹⁰MATTHEWS, C.S.: “Steamflooding”. SPE 9993. 1986.p.468.

● **Tasa de inyección del vapor (bpd)**

Una forma de incentivar una comunicación térmica temprana entre los pozos inyectoros y productores, es utilizando tasas relativamente altas al inicio del desplazamiento. Sin embargo, dichas tasas de la mano con presiones de inyección moderadamente altas, crean mayor pérdida de calor en los inyectoros y mayores esfuerzos térmicos en el “casing”¹¹.

● **Espaciamiento entre pozos (acres)**

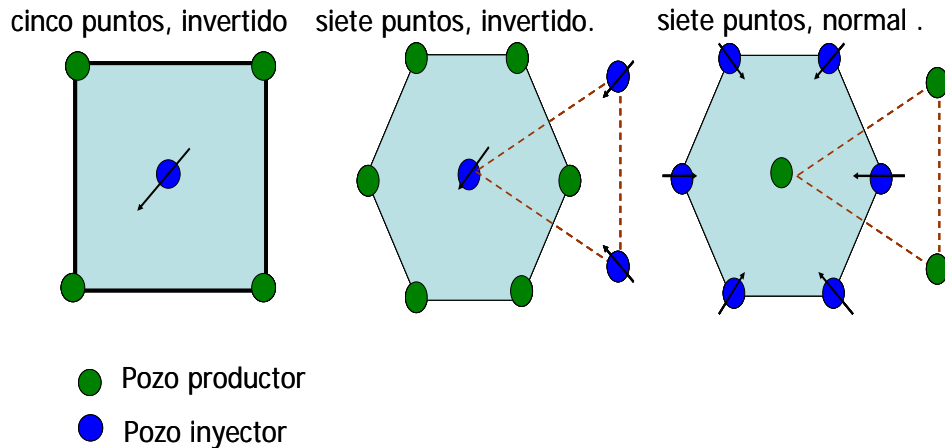
Este parámetro es determinante, no tiene sentido esperar buenas eficiencias de barrido en un proceso de desplazamiento con vapor cuando se tienen espaciamientos grandes (> 8 acres). El uso de espaciamientos pequeños (< 4 acres) reduce el tiempo de irrupción del vapor, las pérdidas de calor, la incertidumbre de encontrar barreras de no flujo y por consiguiente se mejora el factor de recobro.

● **Patrones de inyección**

En la inyección continua de vapor es necesario escoger modelos de configuración de los pozos, al igual que en la inyección de agua. El patrón escogido, debe tener en cuenta la continuidad del yacimiento, las propiedades del medio poroso y los fluidos. Los más usados son: el modelo de 5 puntos y 7 puntos normal ó invertido, los esquemas se pueden ver en la figura 12. Un aspecto importante es que en esta técnica los inyectoros normalmente se perforan buzamiento arriba y los productores buzamiento abajo.

¹¹Boberg, Thomas. “Métodos de recobro térmico”1988.

Figura 12. Patrones de inyección



En la inyección continua de vapor, además de los inyectores y productores se usan los **pozos de observación**. Por más de 20 años, los pozos de observación han sido usados para monitorear y evaluar proyectos de desplazamiento con vapor, especialmente cuando son pruebas piloto.

Los perfiles de temperatura tomados en los pozos de observación se usan para determinar la eficiencia areal, la tasa de avance del frente de calor, la eficiencia vertical y las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. En tales casos, normalmente se asume que los perfiles de temperatura obtenidos de los pozos de observación, representan la verdadera distribución de temperatura dentro de la formación que esta alrededor del pozo¹².

¹²GRISTON, S. "Fluid effects in temperature observation wells". SPE 19740. 1989.p.389.

En la realidad, la convección natural de los fluidos en la cara del pozo, el calentamiento por conducción a lo largo del “tubing” y los tiempos de respuesta a través de la sonda, son factores que pueden alterar estos perfiles. Por consiguiente, estos factores deben ser considerados cuando se toman y evalúan los perfiles de temperatura.

La cantidad y ubicación de los pozos de observación usados en un proyecto dependen del número de patrones usados y de su tamaño, de la geología del yacimiento y también de que tan rápida y detallada se necesite la información.

1.7.7 Etapas de un proyecto de inyección continua de vapor: Un proyecto de esta naturaleza normalmente sigue las siguientes etapas:

- Etapa de pre-evaluación. La figura 13, muestra un diagrama de flujo donde se observa el tipo de información que se maneja, la evaluación e interpretación que se le hace por medio de la acción interdisciplinaria (Geología, Ingeniería, Geofísica) y los resultados que se obtienen después de cada análisis. Con las siguientes etapas también se presentan esquemas donde se visualiza lo mismo que en la figura 13.
- Etapa de planificación. Véase la figura 14.
- Etapa de desarrollo. Véase la figura 15.
- Etapa de gerencia. Véase la figura 16.

Figura 13. Etapa de pre-evaluación

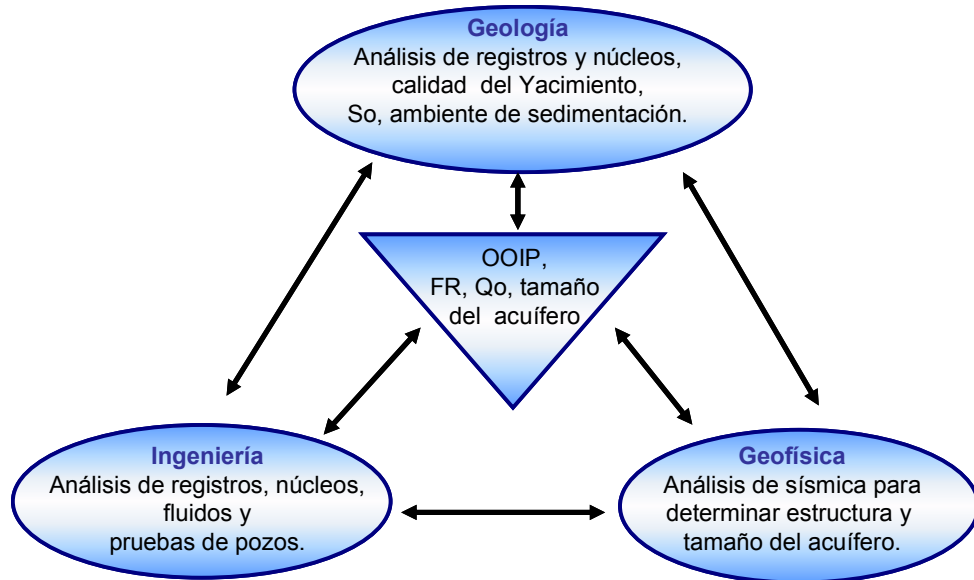


Figura 14. Etapa de planificación

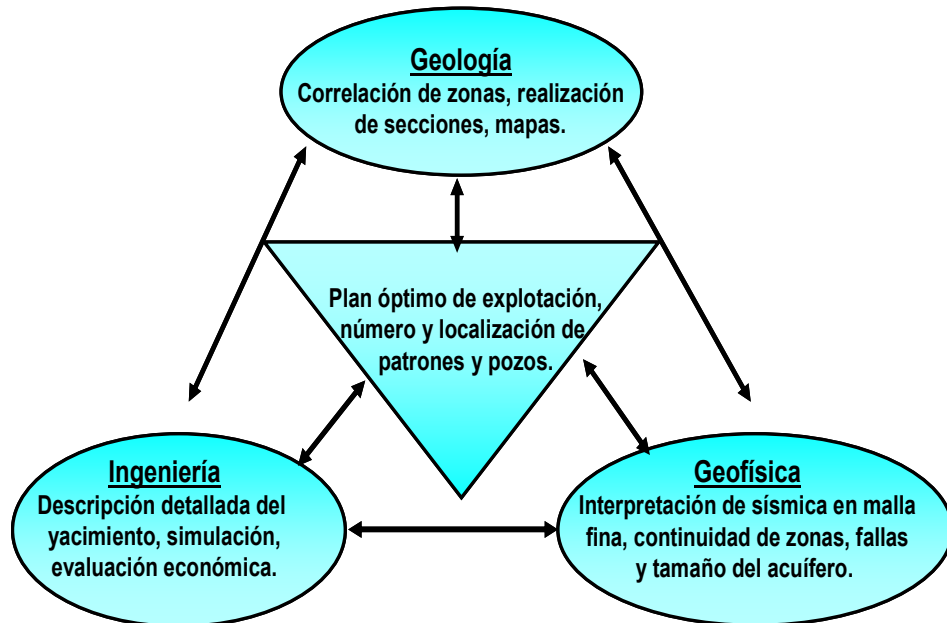


Figura 15. Etapa de desarrollo

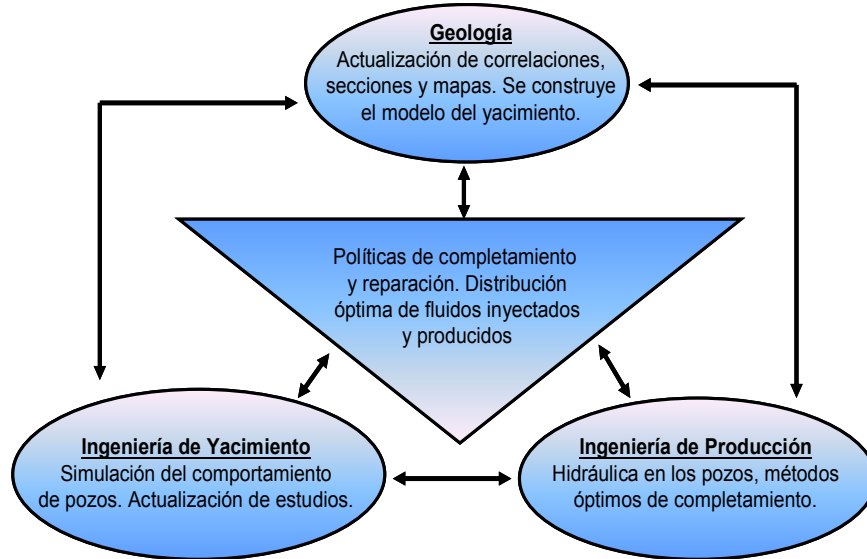
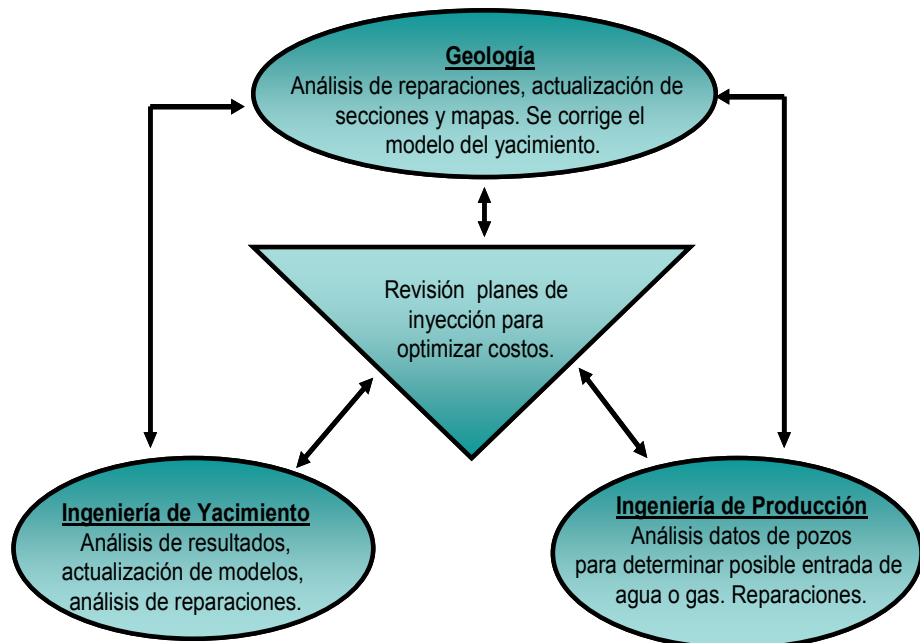


Figura 16. Etapa de gerencia

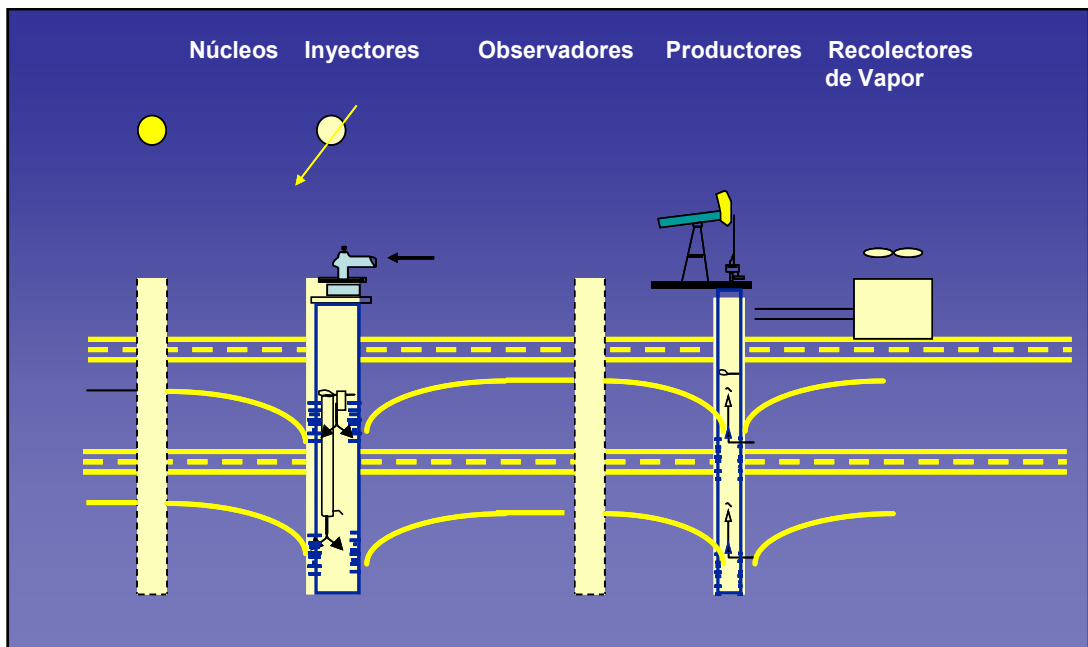


1.7.8 Fuentes de datos para el seguimiento de un proyecto de inyección continua de vapor:

- Núcleos
- Pozos de observación
- Pozos inyectores
- Pozos productores
- Recolectores de vapor.

La figura 17, ilustra lo anterior.

Figura 17. Fuentes de datos en la inyección continua de vapor



1.7.9 Casos donde se utiliza la estimulación con vapor: Prácticamente siempre la inyección continua de vapor esta asociada a la estimulación.

A continuación se presentan algunas situaciones donde se hace necesario utilizar la estimulación.

- **Antes de inyectar vapor continuamente**

Casi siempre, antes de inyectar vapor continuamente primero se estimulan los pozos inyectoros, con el objetivo de precalentar la formación para disminuir la resistencia al flujo, esto mejora la inyectividad al comenzar el desplazamiento con vapor.

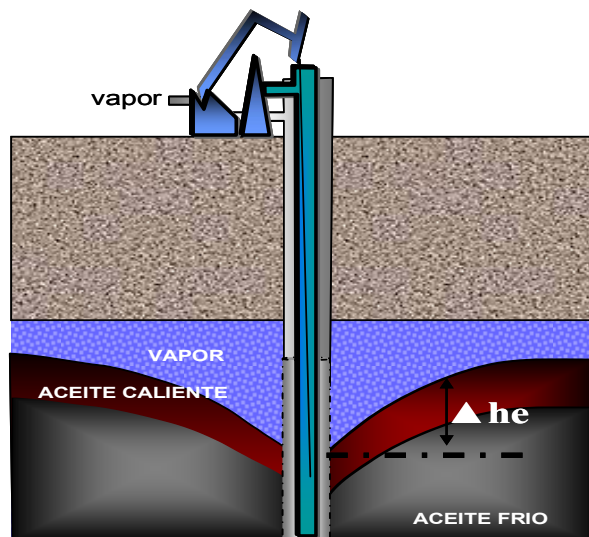
- **Calentamiento moderado de los pozos productores**

Excepto que los alrededores del pozo productor estén calentados desde el tope hasta el fondo de la arena, un banco de petróleo frío y viscoso en o por encima del intervalo cañoneado disminuye la eficiencia de la cabeza hidrostática (véase el Δh_e en la figura 18) que proporciona el crudo caliente que esta en el tope (banda de color rojo en la figura 18) porque obstaculiza el drenaje. Entonces, para mejorar la producción es común inyectar una cantidad moderada de vapor dentro del pozo productor, de esa forma se aumenta la temperatura a su alrededor con el objetivo de maximizar las fuerzas gravitacionales.

También se puede requerir si el vapor inyectado se propaga en forma irregular (sigue trayectorias no esperadas) debido a la heterogeneidad del yacimiento, como por ejemplo las fracturas. Lo anterior hace que algunas zonas no incrementen su temperatura porque de alguna u otra manera están aisladas, en consecuencia uno o más pozos productores no responden adecuadamente.

En tal caso, la estimulación con vapor en dichos pozos ha dado buenos resultados, ya que conecta las regiones de vapor existentes con pozos productores que estaban “fríos”. La figura 19 presenta una vista de planta del campo, donde los pozos productores (puntos de color verde) que están dentro de las dos curvas paralelas elaboradas a mano alzada, se supone que no fueron calentados (el círculo semipunteado señala una zona aislada térmicamente) y por lo tanto necesitan ser estimulados.

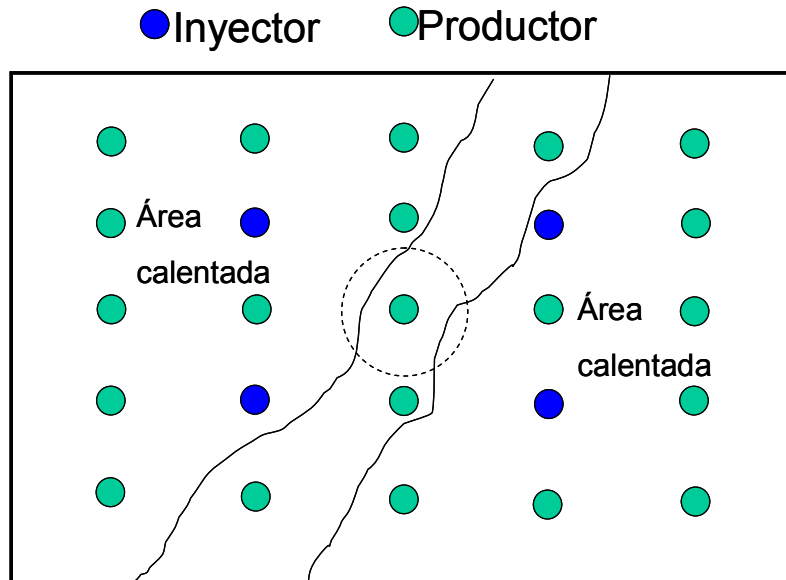
Figura 18. Estimulación en el pozo productor



1.8 GENERADORES DE VAPOR

El generador de vapor es un equipo que permite convertir el agua en vapor húmedo suministrándole energía en forma de calor, son usados en los procesos de inyección de vapor en la industria petrolera. La figura 20 presenta el diagrama de flujo de un generador de vapor.

Figura 19. Pozos productores aislados térmicamente



Tomada y modificada de: Vogel, J. V.: "Gravity drainage vital factor for understanding steam floods". Oil & Gas Journal. Nov 30, 1992.

Los generadores se clasifican en estáticos y móviles:

- Los estáticos, son los que siempre están en el mismo punto, es decir si se quiere inyectar vapor en un pozo nuevo necesariamente se debe tirar la línea hasta el generador, si no existe. Véase la figura 21.
- Los móviles, son los que poseen llantas o simplemente se pueden trasladar usando una grúa para inyectar vapor en cualquier pozo. La figuras 22 y 23 presentan dos generadores móviles.

Figura 20. Diagrama de flujo del generador de vapor

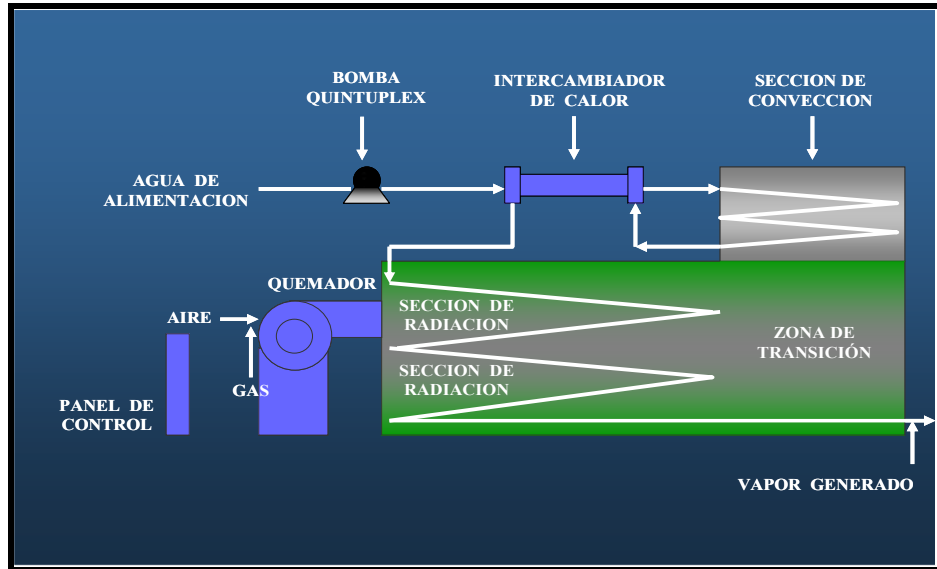


Figura 21. Generadores de vapor estáticos



Figura 22. Generador de vapor móvil con llantas



Figura 23. Generador de vapor móvil sin llantas



A continuación se explican brevemente cada una de las partes del diagrama de flujo de la figura 20.

- **Controles y equipos auxiliares:** Son los instrumentos que permiten la operación del generador; registradores, indicadores de flujo, presión y temperaturas, que permiten ver los cambios que suceden en la operación. Sistemas de límite o corte protegen el generador de una mala operación sacándolo de servicio. La figura 24 muestra la computadora a través de la cual se hace todo lo anterior.

- **Bomba para agua de alimentación :** Es de desplazamiento positivo, triple, tipo pistón, provista de una válvula de derivación reguladora de caudal, que varía el flujo según las condiciones de temperatura y presión requeridas en la operación. La figura 25 muestra la bomba.

- **Calentador para agua de alimentación:** Es un intercambiador de doble tubo, usado para aumentar la temperatura del agua de alimentación a 280 ° F. Se utiliza agua que sale del serpentín en la sección de convección. La figura 26 muestra el intercambiador de calor, esta ubicado en la parte inferior del generador.

- **Serpentín de la zona de convección:** Absorbe el calor de los gases de combustión, elevando la temperatura de 280 °F a 500 °F. Consta de tubos con aletas para aumentar la transferencia de calor. Gracias al diseño, los gases de combustión son enfriados desde 1600 °F a 400 ° F. Véase la figura 27.

- **Zona radiante y quemador:** Sección donde se recibe el calor final para convertir el agua en vapor húmedo con una calidad del 80%. Es de forma cilíndrica y esta provisto de tubos horizontales. En esta zona se pueden presentar roturas debido a las temperaturas generadas, ya que la llama puede tocar la superficie de los tubos. El quemador realiza la mezcla de aire y combustible para la combustión. Véase la figura 28 y 29.

- **Zona de transición:** Permite que los gases producidos sean enviados a la sección de convección. Véase la figura 27.
- **Sistema de combustible:** Suministra gas al quemador a una tasa y presión determinadas. Dispone de un sistema de atomización cuando el combustible es líquido. El aire ha de ser suministrado en suficientes cantidades para alcanzar la tasa de calor deseado. Combustiones incompletas generarán depósitos en diferentes secciones del sistema originando averías en el equipo. Véase la figura 30.

Las especificaciones de los generadores de la figura 21 son:

- Tipo: Generador de paso único con serpentín de flujo en serie.
- Calidad del Vapor : 80 % - 85 %.
- Calor Generado : 50 MMBtu / hr
- Condición de Operación : Estático.
- Consumo Promedio : 80 gal/min (2740 bpd).
- Eficiencia de Operación : 90 %.
- Temp. Operación : 550 ° F (1050 psia).

Las especificaciones de los generadores de la figuras 22 y 23 son:

- Tipo: Generador de paso único con serpentín de flujo en serie.
- Calidad del Vapor : 80 % - 85 %.
- Calor Generado : 25 MMBtu / hr
- Condición de Operación : Móviles.
- Consumo Promedio : 42 - 49 gal/min.
- Eficiencia de Operación : 90 %.
- Temp. Operación : 550 ° F (1050 psia).

Figura 24. Panel de control del generador



Figura 25. Bomba para agua de alimentación al generador



Figura 26. Calentador para agua de alimentación al generador



Figura 27. Serpentin de la zona de convección del generador



Figura 28. Zona radiante del generador



Figura 29. Quemador del generador



Figura 30. Sistema de combustible del generador



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

Este capítulo tiene como objetivo principal describir algunos campos representativos donde se ha implementado la inyección continua de vapor. Se mencionan aspectos generales como el año de descubrimiento del campo, la compañía operadora y su ubicación. Adicionalmente, debido a que en los proyectos de inyección continua de vapor, la continuidad del yacimiento en el área del patrón es determinante en el éxito o fracaso técnico, se hace una descripción de la geología acompañada de un mapa de la estructura y un registro típico del yacimiento. Al final, se explica el proceso de inyección continua de vapor llevado a cabo en cada caso particular, se presentan las curvas de producción y se especifican los problemas operacionales experimentados. Estos últimos, muchas veces están directamente relacionados con la poca continuidad que pueda tener el yacimiento de determinado campo, por ende la explicación de la geología ayudará al lector en dado caso a comprender mejor el origen del problema.

Antes de entrar a discutir los casos históricos, se hará un resumen de los principales problemas operacionales que normalmente se presentan en la inyección continua de vapor y la manera en que estos son solucionados.

2.1 PROBLEMAS OPERACIONALES

En la vida productiva de un campo petrolero siempre existirán problemas intrínsecos, razón por la cual es difícil evitar que ocurran. En el caso de los proyectos de inyección continua de vapor, el aumento de la temperatura en el yacimiento, los fluidos que saturan la formación, el “casing” y la tubería de producción, genera cambios de tipo físico, químico y mecánico. Dichos cambios, por lo general terminan creando condiciones favorables para que se presenten

problemas operacionales, entre los cuales están el arenamiento, las incrustaciones, la producción en pozos calientes, las emulsiones, la producción de gases ácidos (H_2S , CO_2) y las fallas mecánicas.

A continuación se hace la descripción de los problemas mencionados en el párrafo anterior:

2.1.1 Arenamiento: La producción de arena constituye un problema serio en muchos yacimientos de petróleo y gas en todo el mundo. Puede afectar drásticamente los regímenes de producción, dañar los equipos de fondo de pozo y las instalaciones de superficie. Este problema aumenta el riesgo de fallas catastróficas e implica para las compañías un costo adicional significativo.

En la inyección continua de vapor el aumento de la temperatura en la formación por efecto del fluido inyectado, origina el debilitamiento del cemento que une los granos de la matriz de la roca, induciendo cambios físico-mecánicos en las condiciones de la matriz, de tal forma que los granos se desprenden y son movilizados bajo ciertos niveles de caída de presión y velocidades de flujo. No todos los granos de arena desagregados son transportados por los fluidos producidos hasta la cabeza del pozo, separadores o tanques. Estos también pueden depositarse en las perforaciones, o en el “wellbore”, y con el tiempo cubrir el intervalo productivo.

Existen varias maneras de evitar o minimizar la producción de arena. En yacimientos no consolidados muy débiles, caso de la mayoría de los yacimientos sometidos a inyección continua de vapor, la producción de arena a gran escala es prácticamente inevitable, de manera que resultan prácticos los métodos de fondo de pozo, como los empaquetamientos con grava en pozos entubados o hueco abierto, y los tratamientos de consolidación de la formación con resinas cerca del “wellbore”.

2.1.2 Incrustaciones: La acumulación de sedimentos minerales, como el carbonato de calcio (CaCO_3) y el sulfato de bario (BaSO_4), en las ranuras del “liner”, tuberías de producción, válvulas y bombas, obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. La figura 31, muestra una incrustación de carbonato de calcio en la tubería de producción, la cual obstruye más del 40% del área de flujo de la tubería e impide el acceso de las herramientas de reparación del pozo a las secciones inferiores.

Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los minerales y de sus propiedades físicas. En el caso específico del campo Duri, se consumen semanalmente 35000 galones de ácido, sin embargo, debido al éxito moderado de los métodos químicos, desde el 2001, se comenzaron a utilizar exitosamente herramientas lanza chorros con tubería flexible (JetBLASTER) para remover los minerales incrustados en las ranuras de los “liners”¹³. Otro campo en el que se presentó este inconveniente fue el Wilmington (Estados Unidos), donde se observaron incrustaciones de carbonatos de calcio y magnesio en el “downhole” de la mayoría de los pozos productores. Se concluyó que el problema se debió a la inestabilidad de los iones presentes en el agua inyectada anteriormente (inicialmente no se hicieron tratamientos con ácidos, pero posteriormente se utilizó una solución de HCl para disolver las capas de calcita¹⁴).

¹³CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit., p. 35.

¹⁴LIM, F.H., SANER, W.B. and STILWELL, W.H.: “Steamflood Pilot Test in Waterflooded Tar Zone Reservoir, Fault Block II Unit, Wilmington Field, California”. SPE 26615. 1993.p.55.

Figura 31. Incrustación en la tubería de producción



Tomada de: CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., JOHNSON, A., and others.: La lucha contra las incrustaciones-Remoción y Prevención. Oilfield Review, otoño de 1999. p. 30.

2.1.3 Emulsiones: Es una mezcla de dos líquidos mutuamente inmiscibles, uno de los cuales está disperso en gotas en el otro; este es conocido como fase dispersa o interna y el líquido que rodea las gotas es llamado fase continua o externa. La cantidad de agua remanente emulsionada varía de <1 a >60 % en volumen. En los crudos ligeros (>20 ° API), las emulsiones contienen típicamente de 5 a 20 % en volumen de agua, mientras que los crudos pesados (<20 ° API) tienen a menudo de 10 a 35 % en volumen de agua¹⁵.

¹⁵KOKAL, Sunil.: "Crude Oil Emulsions: A State-Of-The-Art Review", paper SPE 77497.

La inyección continua de vapor en los yacimientos es un factor que promueve la formación de emulsiones. Además, hay que tener en cuenta, que la técnica “steamflood” casi siempre se aplica en crudos pesados, lo cual hace más difícil romper las emulsiones presentes. Algunas de las razones son las siguientes: los crudos pesados tienden a contener mayor cantidad de agua emulsionada que los livianos, poseen mayor viscosidad (lo que hace mas difícil la frecuencia de colisión de las gotas dispersas y por ende forman emulsiones mas estables comparados con los livianos), y se caracterizan por ser nafténicos y contener asfáltenos (agentes emulsificantes naturales).

Dependiendo de la estabilidad de la emulsión presente en los crudos pesados y de la disponibilidad de recursos, se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo: tratamiento químico, térmico y electrostático. La presencia de emulsiones es un problema intrínseco a todos los proyectos de inyección continua de vapor, por lo tanto es inevitable que ocurra. El objetivo es implementar tratamientos eficientes técnica y económicamente para poder vender el crudo (BSW<1%).

2.1.4 Producción en pozos calientes: En la inyección continua de vapor, la temperatura en las líneas de flujo de los pozos productores cambia con el tiempo. Normalmente durante un lapso entre los 3 y 8 meses, dependiendo de cada proyecto, la mayoría de los pozos productores de un patrón están calientes (temperaturas en la línea de flujo alrededor de los 200 °F). El problema radica en que algunas veces hay pozos productores que presentan temperaturas en la línea de flujo superiores a los 250 °F, es decir, se presenta una distribución desigual del calor en el yacimiento, lo cual trae como consecuencia una disminución en la eficiencia de la bomba por incremento excesivo de la temperatura en la línea de flujo; esto fue lo que sucedió en los campos El Dorado y Slocum, ambos en Estados Unidos. Para solucionar este problema, por ejemplo en el campo Slocum, donde la eficiencia de la bomba disminuyó a menos del 10% cuando la

temperatura en la línea de flujo del pozo excedió los 250 °F, inicialmente se inyectó agua fría por el anular, sin embargo, los mejores resultados se obtuvieron aislando las zonas más calientes de los pozos productores, es decir, las unidades de flujo por donde el vapor estaba irrumpiendo más rápido. Se obligó al vapor a baipasear en forma más efectiva las regiones saturadas de crudo alrededor del pozo, antes de entrar completamente al “wellbore”. Esta técnica bajó la temperatura de los fluidos producidos y mejoró la eficiencia de la bomba¹⁶.

2.1.5 Producción de H₂S y CO₂: La presencia de estos gases ácidos en los yacimientos sometidos a inyección continua de vapor es un problema grave. Algunos de los campos donde se ha presentado este problema son: Georsdorf (Alemania), Wilmington (USA), Slocum (USA), Schoonebeek (Holanda), Inglewood (USA) y Marmul (Omán). Normalmente los gases ácidos originan los siguientes inconvenientes:

- Corrosión en las tuberías y facilidades de superficie en general.
- Son nocivos para la salud.
- Rupturas en el “downhole” de las bombas, lo cual disminuye su eficiencia; este caso se presentó en el campo Wilmington en los Estados Unidos, donde se tuvieron que reemplazar constantemente las bombas, debido a la presencia de gases ácidos y al excesivo arenamiento.

¹⁶HALL, A.L. and BOWMAN, R.W.:”Operation and Performance of the Slocum Thermal Recovery Project. SPE 2843. 1973. p. 407.

- Cuidados especiales con la emanación de las aguas producidas porque trazas de sulfuro de hidrogeno (H_2S) presentes pueden reaccionar con el oxido de hierro encontrado en el fondo de los ríos, lo cual genera la precipitación de sulfuro de hierro. Aunque el sulfuro de hierro no es dañino para la vida de las plantas o los animales, tiñe de negro el agua de los ríos, por lo tanto no puede ser utilizada. Esta situación se presentó en el campo Schoonebeek en Holanda, se diseñaron separadores de gas para retirar la mayor cantidad posible de H_2S del agua de producción antes de ser vertida al río¹⁷.
- Agitación en los tanques de deshidratación del crudo.

2.1.6 Fallas mecánicas: Entre las más comunes en un proceso de inyección continua de vapor se encuentran las siguientes:

- Fallas en el “casing”: generalmente se presentan en pozos que fueron utilizados durante la producción en “frío” y se acondicionaron para formar parte de los patrones de inyección de vapor, porque el completamiento de estos pozos no fue diseñado para soportar los esfuerzos térmicos que se presentan en el material con los incrementos de temperatura. Además, dichos pozos casi siempre son viejos, por tanto su vida útil ha disminuido. Algunos de los campos sometidos a inyección continua de vapor donde se presentó este problema son: Deerfield, Huntington Beach, Slocum y Palo Seco, los tres primeros en Estados Unidos y el último en Trinidad y Tobago. En la mayoría de los casos se tuvo que detener la inyección para poder reparar los daños, por ejemplo fugas.

¹⁷DIJK, C.: “Steam-Drive Project in the Schoonebeek Field, the Netherlands”. SPE 1917.1968.

- Fallas en el generador de vapor.
- Fallas en la bomba que toma el agua para alimentar al generador de vapor. En general inconvenientes en el sistema de tratamiento del agua antes de entrar al generador.
- Fallas en las bombas de subsuelo que se colocan en los pozos productores.

2.1.7 Resumen de problemas operacionales: La tabla 3 presenta un resumen de los problemas operacionales y soluciones reportados en procesos de inyección continua de vapor y los campos en que tuvieron lugar.

2.2 EXPERIENCIAS DE CAMPO EN PROCESOS DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Como se explicó al principio de este capítulo, la idea es hacer una descripción de algunos casos históricos de campos donde se han llevado a cabo proyectos de inyección continua de vapor, mostrar cómo se efectuó el proceso en cada caso particular y ver que problemas operacionales se presentaron.

2.2.1 CAMPO DURI: El campo Duri es actualmente la operación más grande a nivel mundial en términos de inyección de vapor y producción de petróleo. Este campo está ubicado en la parte central de la isla de Sumatra (Indonesia), véase la figura 32. Es operado por “P.T Caltex Pacific Indonesia (CPI)” bajo un contrato de producción compartida con el gobierno de éste país. El Campo Duri, descubierto en 1941, no fue puesto en producción hasta 1954.

Tabla 3. Problemas operacionales y soluciones reportados en algunos proyectos de inyección continua de vapor.

CAMPO	PROBLEMAS Y SOLUCIONES
IKIZTEPE	SE SUPERARON LAS CONDICIONES CRÍTICAS DEL VAPOR CAUSANDO QUE LA MAYORIA SE CONDENSARA AL LLEGAR A LA FORMACIÓN.
FOREST RESERVE	VARIOS POZOS PRODUCTORES QUEDARON AISLADOS TERMICAMENTE; SE TUVIERON QUE ESTIMULAR.
TROY	HUBO DIGITACIÓN AREAL. PARA BLOQUEAR EL FLUJO PREFERENCIAL DEL VAPOR SE INYECTO AGUA A TASAS POR ENCIMA DE 1250 BPD.
JOBO	EXCESIVO ARENAMIENTO. SE HICIERON TRABAJOS DE WORKOVER.
DEERFIELD	FUGAS EN EL “CASING” DE LOS POZOS UBICADOS EN LAS ESQUINAS DEL PATRÓN CENTRAL. SE TUVO QUE PARAR LA INYECCIÓN PARA HACER LA REPARACIÓN CORESPONDIENTE.
SHIELLS CANYON	HINCHAMIENTO DE LA MONTMORILLONITA PRESENTE EN LA FORMACIÓN, LO CUAL GENERO BAJA INYECTIVIDAD. LOS POZOS INYECTORES FUERON TRATADOS CON KCI EN LAS REGIONES CERCANAS AL “WELLBORE”.
PALO SECO	“CASING” DAÑADOS, ESPECIALMENTE EN LAS ARENAS SOMERAS. ALGUNOS POZOS SE HAN ABANDONADO Y OTROS REPARADO CON CEMENTO.
COALINGA	BAJA EFICIENCIA AREAL. PARA MEJORAR SE COLOCARON ALGUNOS PRODUCTORES INCLINADOS CON RESPECTO A LA ESTRUCTURA, SIN EMBARGO LOS RESULTADOS NO FUERON BUENOS.
MARMUL	PRESENCIA DE H ₂ S, CO ₂ Y FALLAS EN LA BOMBA DE SUBSUELO.
POINT FORTIN	IRREGULAR EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL Y VERTICAL.

La producción primaria, la mayor parte proveniente de empuje por expansión del gas disuelto y por compactación, alcanzó un pico de 65000 bopd a mediados de la década de 1960 y se planificó para alcanzar una recuperación final del 7% con respecto al “Original Oil in Place” (OOIP) ¹⁸. En 1960 se hizo un piloto de inyección de agua que no produjo buenos resultados. Entre 1967 y 1977 se estimularon aproximadamente 339 pozos, con este método se alcanzó un factor de recobro parcial del 8%, y en 1975 se hizo un proyecto piloto de inyección continua de vapor ¹⁹.

Figura 32. Ubicación del campo Duri.



Tomada de: Microsoft ® Encarta 2005. Microsoft Corporation.

¹⁸CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit. p. 39.

¹⁹FAROUQ, ALI. and MELDAU, R.: "CURRENT STEAMFLOOD TECHNOLOGY". SPE 7183. 1979. p.1334.

Luego de que el proyecto piloto permitió recuperar con éxito el 30% del OIP (petróleo acumulado en el yacimiento cuando comenzó la inyección continua), el primer gran proyecto a nivel comercial se inició en 1985. El campo Duri actualmente produce cerca de 230000 bopd y se inyectan 950000 BCWE/D (barriles de vapor equivalentes a agua fría por día). En algunas áreas el factor de recobro total alcanza el 70%²⁰.

● Características del yacimiento

La estructura principal es un anticlinal ligeramente asimétrico, con el flanco occidental un poco menos inclinado que el oriental. Hay dos fallas con orientaciones distintas; de noreste-suroeste en la parte norte del campo y de norte-sur en la porción suroeste. Hay evidencias que en las áreas afectadas por fallas éstas actúan como barreras de flujo, pero en general la influencia es pequeña. La figura 33 ilustra el mapa estructural del campo.

El yacimiento está constituido por sedimentos depositados en un ambiente deltaico regresivo. Las arenas consisten principalmente de cuarzo (52-75% en peso), ortoclasa feldespática (7-12% en peso), y en menor cantidad otros minerales como arcilla, calcita, dolomita y siderita. El contenido de arcilla generalmente es menor del 20%²¹.

²⁰CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit. p. 39.

²¹GAEL, B.T. PUTRO, E.S and MASYKUR, A.:” Reservoir Management in the Durí Steamflood”. SPE 27764. 1994. p. 306.

Figura 33. Mapa estructural del campo Duri

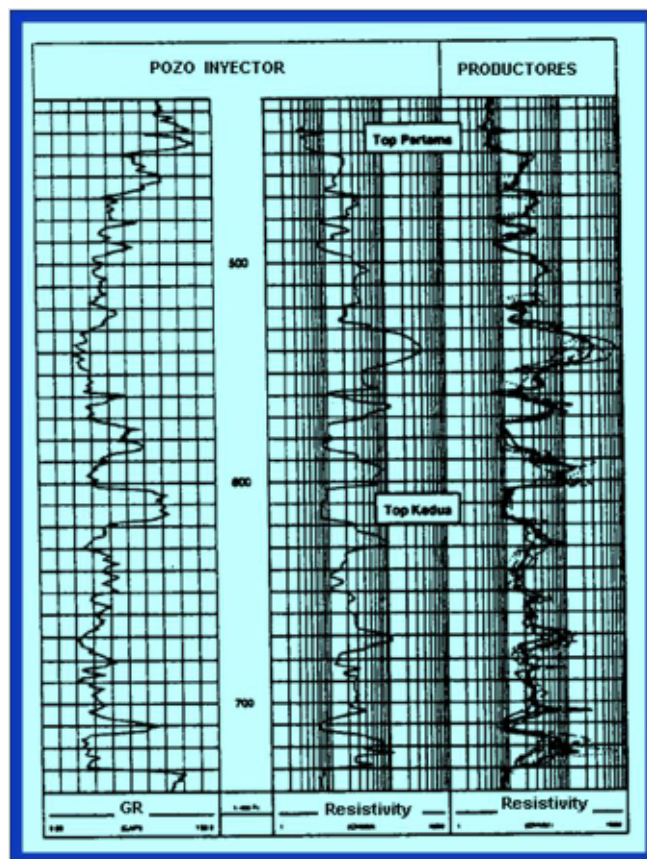


Tomada de: MOORED, D., SIGIT, R. and WIDYANTORO, A.: "Evaluating A Steam Flood Performance Over a 7-10 Year Period Using 4D Seismic Attributes and Production Data- Duri Field Indonesia. SPE 54269. 1999. p. 4.

Las formaciones del campo Duri comprenden tres grupos principales; Rindu, Pertama-Kedua y Baji-Jaga-Dalam, los dos primeros pertenecen a la formación Duri y el último pertenece a la formación Bekasap. Debido a que este último grupo solo contiene petróleo en unas pocas elevaciones estructurales en el sur y a que la inyección de vapor comenzó solo recientemente en el grupo Rindu, la mayor parte de la producción proviene de los grupos Pertama y Kedua, separados por una arcilla de 50 pies.

Un aspecto clave en el éxito de la inyección continua de vapor en el campo Duri, es el alto grado de continuidad hidráulica presente en los estratos (ausencia de barreras no permeables). La figura 34, muestra varios registros que permiten ver la buena continuidad del yacimiento entre un inyector y los productores de un patrón (el espaciamiento entre pozos es 2.5 acres). La tabla 4 presenta las propiedades del yacimiento y de los fluidos.

Figura 34. Registros típicos del yacimiento, campo Duri.



Tomada de: GAEL, B.T. PUTRO, E.S and MASYKUR, A.:” Reservoir Management in the Durí Steamflood”. SPE 27764. 1994. p. 314.

● **Diseño y comportamiento de la inyección continua de vapor**

La inyección continua de vapor ha sido aplicada a través de todo el campo, con 10 de 13 áreas actualmente en alguna etapa del método. El volumen total de vapor inyectado ha permanecido constante desde mediados de la década de 1990, de modo que se abren nuevas áreas solo cuando un área existente ha sido suficientemente invadida; generalmente luego de unos 10 años. La mayoría de los esquemas de inyección son patrones invertidos de 9 puntos, extendiéndose a través de una superficie de más de 15.5 acres. En áreas con menor espesor productivo, se utiliza un patrón de 5 puntos que cubre la misma superficie, mientras que diseños anteriores utilizaban un patrón invertido de 7 puntos a través de una superficie de 11.625 acres. Actualmente, hay 4000 pozos productores, 1600 inyectoros y 300 pozos de observación²². La figura 35 muestra las curvas de producción e inyección para el campo Duri, de 1985 a 1996.

● **Problemas operacionales**

En el campo Duri se han presentado muchos problemas y, debido a su tamaño, los efectos aumentan en importancia. En una semana típica de operaciones se perforan 10 nuevos pozos, se reparan o acondicionan 100 pozos, se remueven 300 camionadas de arena y se consumen 35000 galones de ácido²³. Con tantos pozos, cualquier mejora efectiva en materia de costos introducida en las técnicas de producción puede tener un impacto importante en la rentabilidad del proyecto.

²²CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M., and others. Op. cit. p. 39.

²³Ibid., p. 43.

Tabla 4. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Duri.

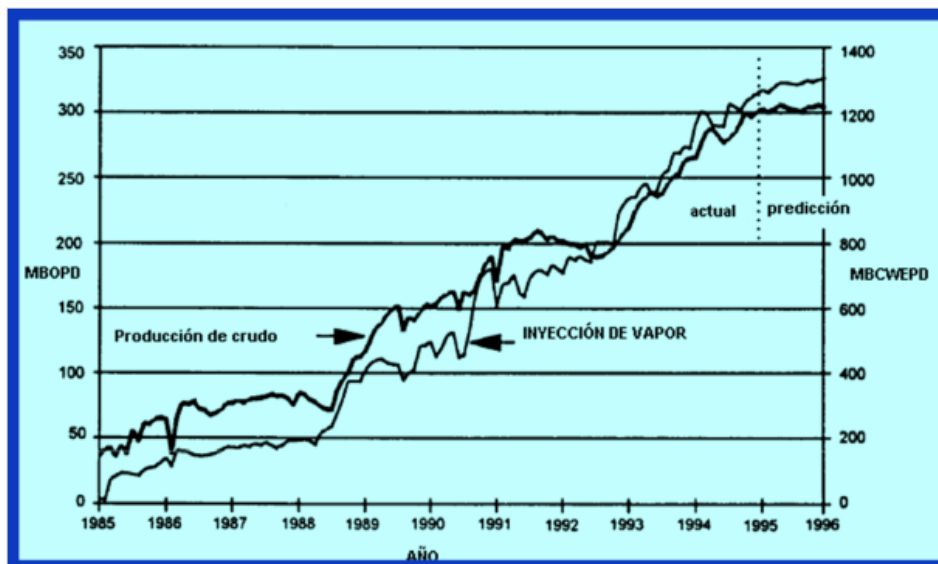
Campo Duri	
Presión al inicio de la inyección continua, psi	100
Profundidad, pies	400-600
Espesor neto, pies	109
Permeabilidad, md	1550
Porosidad, fracc	0.36
Temperatura del yacimiento, °F	100
Saturación de petróleo al inicio del proyecto, fracc	0.53
Gravedad del petróleo, ° API	23
Viscosidad, cp	100°F @ 330 cp 300°F @ 8.2 cp
Espaciamiento entre pozos, acres	3.8
Patrón	5,7 y 9-Invertido
Acres a desarrollar	15100
OOIP, MMMBBI	4.4

Tomada de: PEARCE, J.C.: "CURRENT STATUS OF THE DURIE STEAMFLOOD PROJECT SUMATRA, INDONESIA". SPE 21527. 1991.

En el campo Duri se han utilizado varias técnicas para mejorar la productividad de los pozos y controlar la producción de arena. Desde el comienzo de la inyección de vapor, los pozos han sido completados con empaquetamientos de grava a hueco abierto o en algunos casos a pozo entubado.

Se han utilizado también varias técnicas para remover las incrustaciones que se forma en las ranuras de los "liners" y en las tuberías de producción. El reemplazo de los "liners" es costoso en términos de tiempo de reparación y de pérdida de producción. La acidificación es complicada y onerosa, y muestra solo un éxito moderado. En el año 2001 se comenzaron a utilizar exitosamente herramientas lanza chorros con tubería flexible (JetBLASTER).

Figura 35. Curvas de producción e inyección, campo Duri.



Tomada de: PEARCE, J.C.: "CURRENT STATUS OF THE DURU STEAMFLOOD PROJECT SUMATRA, INDONESIA". SPE 21527. 1991.

2.2.2 CAMPO SLOCUM: Esta localizado en el sur de Anderson County, noreste de Texas (Estados Unidos), ver figura 36. Desde que fue descubierto en 1955 numerosos intentos de explotación recuperaron solamente 300000 bbl de petróleo en la etapa primaria, que equivale aproximadamente al 1% del OOIP. La producción típica de un pozo en la etapa primaria era de 1-2 bopd²⁴.

El crudo producido tiene 19 °API y la viscosidad oscila entre 1000-3000 cp, el comportamiento de la viscosidad con la temperatura es tal que esta se reduce por un factor de 100 cuando hay un incremento de 80-350°F. Con base en lo anterior, además

²⁴HALL, A.L. and BOWMAN, R.W., Op. cit. p. 402.

de la poca profundidad de la acumulación (520 pies), la alta saturación de petróleo (65%), la poca energía natural del yacimiento (120 psia) y la viabilidad de obtener agua para generar vapor, se tomo la decisión de probar la inyección continua.

Figura 36. Ubicación del campo Slocum



Tomada de: Microsoft ® Encarta 2005. Microsoft Corporation.

● Características del yacimiento

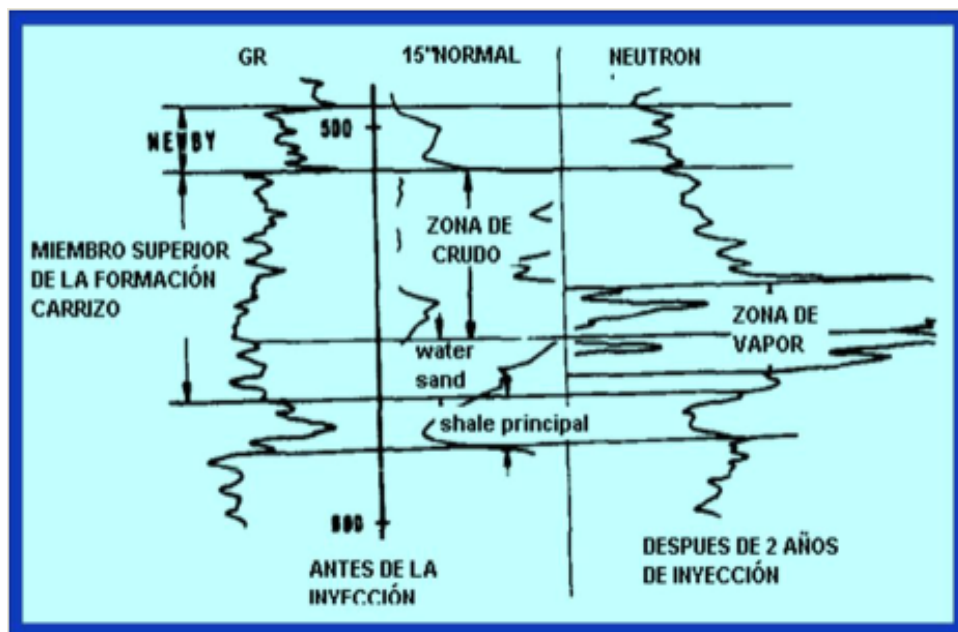
La parte de la formación carrizo donde esta la zona de interés, es un anticlinal con buzamiento de 1-2°. La formación carrizo tiene una arena subyacente con alta saturación de agua y variado espesor que se extiende prácticamente a lo largo de toda la arena petrolífera, ésta ultima se encuentra limitada en el norte por una falla con dirección noreste-sureste y en el sur por el contacto agua-aceite (WOC)²⁵.

²⁵Ibid., p. 402.

La formación Carrizo es la más profunda (520 pies) del grupo Claiborne de edad Eoceno y el área productiva total en el campo Slocum son 2500 acres.

En este campo algunos pozos productores quedaron aislados térmicamente durante la inyección continua de vapor (ver sección 1.7.9), se debió básicamente a la heterogeneidad del yacimiento. La figura 37 muestra como evoluciono el frente de vapor de acuerdo con la continuidad del yacimiento, después de dos años de inyección, y la tabla 5 lista las propiedades del yacimiento y de los fluidos.

Figura 37. Registros típicos del yacimiento, campo Slocum.



Tomada de: HALL, A.L. and BOWMAN, R.W.: "Operation and Performance of the Slocum Thermal Recovery Project. SPE 2843. 1973.p.405.

● **Diseño y comportamiento de la inyección continua de vapor**

Para probar la inyección continua de vapor, un piloto con un área de 0.25 acres fue desarrollado entre los años 1964 y 1965. Se trabajo un patrón de cinco puntos invertido vigilado con un pozo de observación equipado con una termocupla, lográndose un factor de recobro parcial del 40%. Animados por el recobro, la compañía Shell, comenzó un proyecto a gran escala con siete patrones entre 1966 y 1967, cada uno de los cuales cubría un área de 5.65 acres y estaba alongado en dirección NE-SW. La elongación era con el objetivo de equilibrar el flujo preferencial del vapor en dirección NE-SW observado en la prueba piloto. Tanto los inyectores como los productores fueron completados unos cuantos pies dentro de la zona de agua subyacente (water sand, ver figura 37).

El proyecto se expandió entre 1968 y 1969, agregándole 13 patrones. Debido a que el movimiento del frente de vapor en la fase I (primeros siete patrones) había sido esencialmente radial, los nuevos pozos fueron perforados en forma más simétrica. La historia de producción del proyecto se muestra en figura 38, en ella se especifica la producción atribuida a las diferentes fases. En Diciembre de 1969, el petróleo atribuido a la fase I fue 1200000 bbl, lo cual represento un factor de recobro total del 36 % con respecto al OOIP²⁶.

● **Problemas operacionales**

El crecimiento radial del frente de vapor en la fase I, contrario a lo que se esperaba con base en la prueba piloto, genero una distribución desigual del vapor en el yacimiento dejando algunos pozos productores aislados térmicamente, ver la sección 1.7.9.

²⁶Ibid., p. 402.

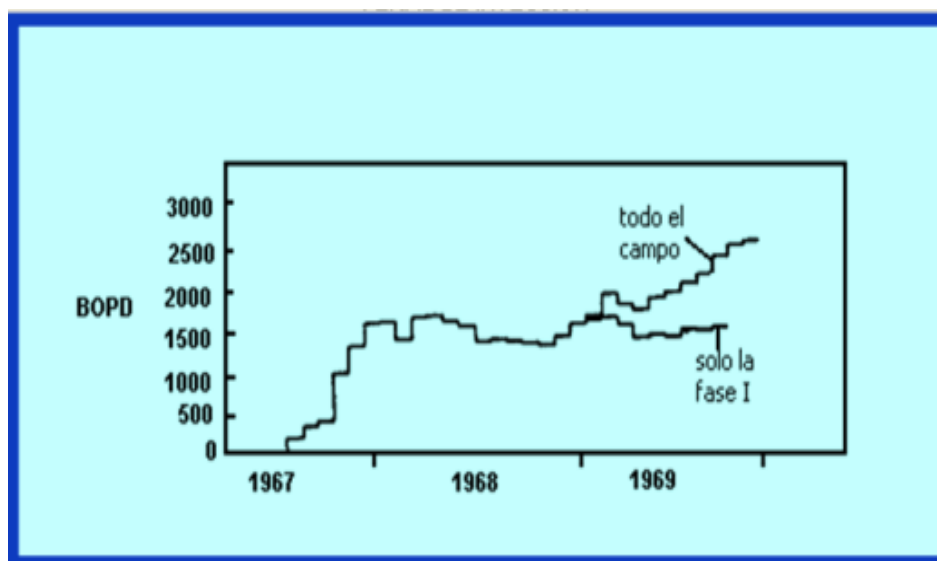
Lo anterior causo que el factor de recobro no fuera el mejor, entonces se tomo la decisión de estimular los pozos que aun estaban “fríos”, sin embargo, los resultados no fueron buenos. Algunos pozos comenzaron a producir vapor en forma desmedida generando temperaturas en la línea de flujo superior a los 250°F y por ende disminución en la eficiencia de la bomba a menos del 10%. Como se explico en la sección 2.1.4, inicialmente se inyecto agua fría por el anular, sin embargo, los mejores resultados se obtuvieron aislando las zonas mas calientes de los pozos productores, es decir, las unidades de flujo por donde el vapor estaba irrumpiendo más rápido. Se obligó al vapor a baipasear en forma más efectiva las regiones saturadas de crudo alrededor del pozo, antes de entrar completamente al “wellbore”. Esta técnica bajó la temperatura de los fluidos producidos y mejoró la eficiencia de la bomba.

En este proyecto también hubo problemas de arenamiento, H₂S, emulsiones y fallas mecánicas en los “casing” de algunos pozos “viejos” porque no soportaron los esfuerzos térmicos.

Tabla 5. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Slocum.

Campo Slocum	
Profundidad, pies	520
Porosidad, fracc	0.34
Permeabilidad, md	3500
Espesor neto, pies	32
Presión al inicio del proyecto, psi	120
Temperatura, °F	80
Viscosidad, cp	2000 @ 80°F
Gravedad del crudo, °API	18.5
Saturación de crudo al inicio del proyecto, fracc	0.68
Espaciamiento entre pozos, acres	5.3
Tipo de patrón	13 puntos invertido
OIP al comenzar el proyecto, STB/acre-pies	1787

Figura 38. Curva de producción, campo Slocum.



Tomada de: HALL, A.L. and BOWMAN, R.W.: "Operation and Performance of the Slocum Thermal Recovery Project. SPE 2843. 1973.p.404.

2.3.3 CAMPO MIDWAY SUNSET (Yacimiento Metson): Esta localizado aproximadamente 27 millas hacia el suroeste de Bakersfield (California), en el extremo sur del campo Midway-Sunset (sección 24), ver figura 39. El pozo descubridor fue completado en 1953, en 1968 se perforaron 31 pozos más, posteriormente las operaciones de perforación fueron detenidas en vista de las bajas tasas de producción.

En 1965 aparece la estimulación cíclica con vapor, pozos que normalmente producían de 10 a 20 bopd pasaron a producir 100 bopd ó más. Sin embargo, esto demoro poco debido al excesivo espaciamento entre los pozos estimulados²⁷.

²⁷REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976. p.1.

Figura 39. Ubicación del campo Midway-Sunset.



Tomada de: Microsoft® Encarta 2005. Microsoft Corporation.

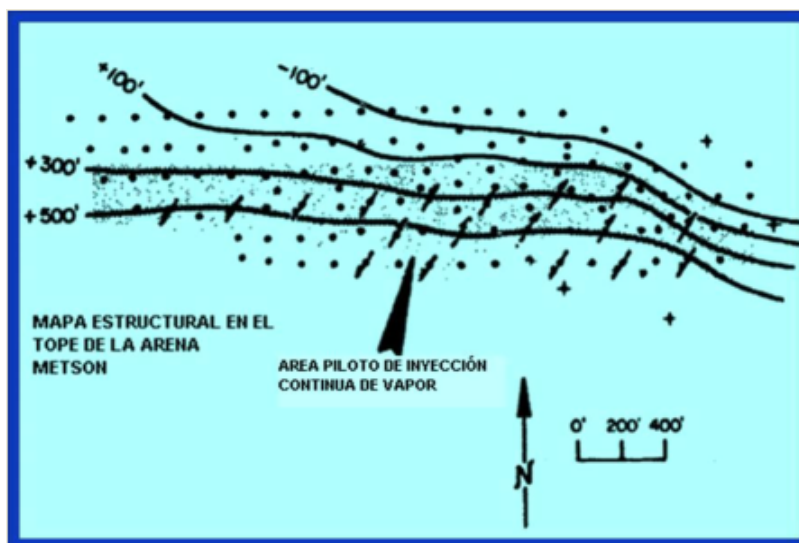
Para mediados de 1969 el campo producía 750 bopd, lo cual estaba marcando una tasa de declinación del 15% anual, en este mismo año “Tenneco Oil Company” empezó a operar el campo, esta empresa perforo un total de 77 pozos entre 1969 y finales de 1970. Con esto se logro reducir el espaciamento entre pozos a 1.5 acres y en consecuencia la producción incremento a 1600 bopd. A partir de este momento se continuo expandiendo el proyecto de estimulación a través de toda el área a desarrollar.

Debido a la ineficiencia del remojo con vapor en el tope de la estructura, se tomo la decisión de diseñar e implementar un piloto de inyección continua de vapor en 1970 el cual se expandió en 1976 a 18 patrones más.

● Características del yacimiento

El proyecto “Metson Lease” produce de la arena del mismo nombre de edad Mioceno cuya profundidad promedio son 1050 pies, la tabla 6 muestra las propiedades del yacimiento y los fluidos. Como es normal en las arenas someras de la cuenca San Joaquin la permeabilidad es bastante alta, en éste caso 2000 md. La arena Metson tiene un buzamiento pronunciado como se observa en la figura 40, la cual es un mapa de contornos construido en el tope de la zona con intervalos iguales de 200 pies. La arena esta erosionada y buza hacia el noreste 70°, dicha característica resulto ser un factor importante en el éxito del proyecto²⁸.

Figura 40. Mapa estructural, campo Midway Sunset (yacimiento Metson).

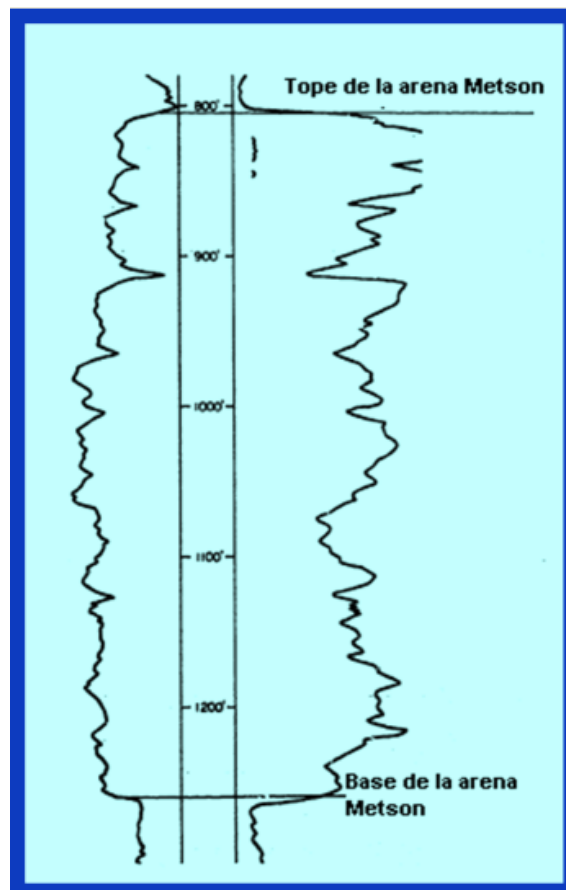


Tomada y modificada de: McBEAN, W.N.: Attic Oil Recovery by Steam Displacement. SPE 4170.1972.

²⁸McBEAN, W.N.: “Attic Oil Recovery by Steam Displacement”. SPE 4170.1972.

La figura 41 presenta un registro típico del yacimiento que permite visualizar las zonas de arena y shales. Básicamente el yacimiento esta compuesto por dos cuerpos de arena caracterizados por tener buena continuidad entre los pozos inyectoros y productores (tope de la estructura). En el sur y norte la arena está pinchada por barreras de shale y hacia el oeste los límites no están claramente definidos.

Figura 41. Registro típico del yacimiento, campo Midway Sunset (yacimiento Metson).



Tomada de: REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.

●Diseño y comportamiento de la inyección continua de vapor

Como una posible solución a los problemas presentados buzamiento arriba con la estimulación, se hizo un piloto de inyección continua de vapor a finales de 1970 en el centro del tope de la estructura. Inicialmente se comenzó inyectando 250 bbl de agua fría equivalente a vapor por día. A los cinco meses la producción de petróleo había subido de 10 bopd a 19 bopd en cada productor y el OSR (Oil Steam Ratio) se disparo de 0.1 a 0.2 bbl/bbl. Motivados por esta respuesta la compañía Tenneco implemento tres patrones mas a finales de 1971²⁹. La figura 42 ilustra las historias de producción e inyección del proyecto. En general la inyección continua de vapor resolvió el problema de la declinación de la producción.

Tabla 6. Propiedades del yacimiento y los fluidos, yacimiento Metson.

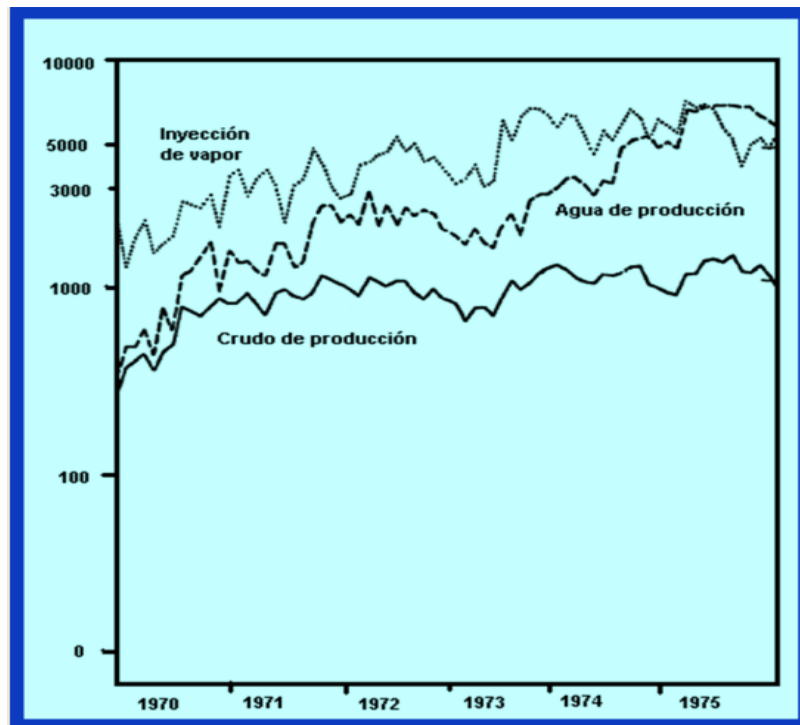
campo Midway Sunset (yacimiento Metson)	
Profundidad, pies	1050
Porosidad, %	34
Permeabilidad, md	2000
Saturación de agua, % PV	75
Gravedad del petróleo, °API	12
Viscosidad del crudo, @ 100 ° F, cp	3000
Viscosidad del crudo, @ 300 ° F, cp	10

Tomada y modificada de: REHKOPF, B.L.:”Metson Attic Steam Drive”. SPE 5855. 1976.

²⁹REHKOPF, B.L.. Op. cit., p.3.

En la historia de producción del proyecto se puede ver que, como la tasa total de inyección de vapor fue aumentada de 1500 bspd en 1970 a 8000 bspd en 1975 (bspd: barriles de vapor inyectado por día), la producción de crudo aumento de 200 bopd al valor máximo de 1350 bopd a mediados de 1975. Durante este periodo, el agua de producción también incremento de 250 a 8000 bpd. Después de cinco años, la inyección continua de vapor había recuperado 2444000 bbl de petróleo en el tope de la estructura³⁰.

Figura 42. Curvas de producción e inyección, Midway Sunset (yacimiento Metson).



Tomada de: REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.

³⁰Ibid., p.3.

● Problemas operacionales

El único problema que se presentó en el campo Midway Sunset (yacimiento Metson) fue el arenamiento y se controló colocando empaquetamientos con grava.

2.2.4 CAMPO MOUNT POSO: Esta localizado en la cuenca San Joaquin aproximadamente 14 millas de Bakersfield (California), véase la figura 43. El campo fue descubierto en 1926 y desarrollado básicamente en tres etapas: 104 pozos perforados de 1926 a 1930, 115 pozos de 1934 a 1936 y 72 pozos de 1941 a 1943. Las perforaciones de relleno comenzaron a partir de 1943, en ese mismo año se alcanzó una tasa de producción máxima de 197000 bopd con un corte de agua del 82%. La producción de petróleo acumulada en 1970 de la zona Vedder superior en el campo Mount Poso se estimó en 90 MMBBL, ó aproximadamente el 35% del OSTOP (“Original Stock-Tank Oil in Place”). Debido al bajo recobro por efecto del empuje de agua (etapa primaria), nació la idea de aplicar inyección continua de vapor.

● Características del yacimiento

La estructura principal en el área de interés del campo Mount Poso es un homoclinal con buzamiento de aproximadamente 6°. Los límites del yacimiento en el oriente y norte los proporciona la falla Mount Poso, una falla normal con un desplazamiento de más o menos 400 pies a lo largo del oriente y de 200 pies en el norte³¹.

³¹STOKES, D.D., BREW, S.R. and WHITTEN, D.G.:” Steam Drive as a Supplemental Recovery Process in an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California”. SPE 6522. 1978.p.125.

Figura 43. Ubicación del campo Mount Poso.



Tomada de: Microsoft ® Encarta 2005. Microsoft Corporation.

La producción proviene de cuatro arenas diferentes, todas de edad Mioceno Inferior. La arena Vedder superior es la más somera de las cuatro zonas y la más grande en términos de área y volumen. El tope del área Vedder superior varía de 1600 pies buzamiento arriba a 2000 pies de profundidad en el contacto agua-aceite. Vedder superior es una arena inconsolidada, con granos de tamaño grueso a medio bien sorteados y posee un espesor bruto promedio de 75 pies. La arena del yacimiento es de excelente calidad y tiene buena continuidad lateral, se caracteriza por no tener grandes espesores de shale (se presentan algunas intercalaciones delgadas) ³². La figura 44 muestra un registro eléctrico típico de las arenas Vedder y la tabla 7 presenta las propiedades de la roca y de los fluidos.

³²Ibid., p.125.

● **Diseño y comportamiento de la inyección continua de vapor**

A principios de los 60's, el campo Mount Poso estaba muy cerca de su límite económico. La producción de la zona Vedder superior alcanzo más o menos 2000 bopd y los cortes de agua estaban alrededor del 99%.

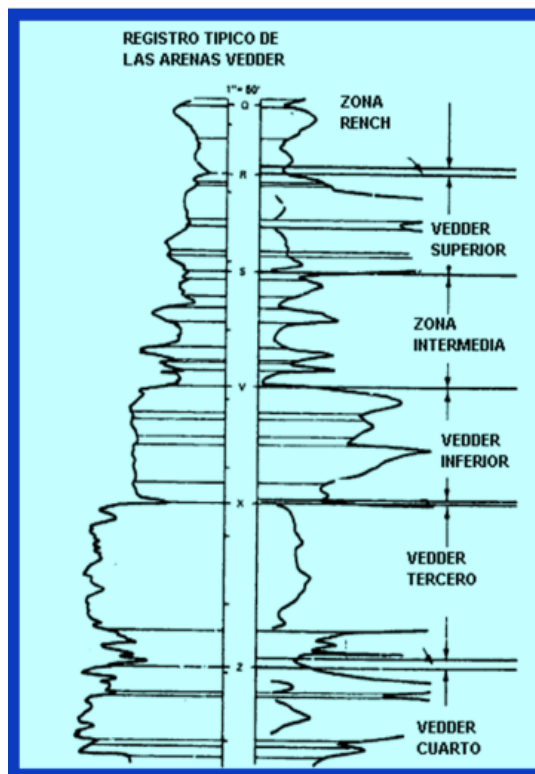
En el campo se hicieron dos pilotos, el primero se desarrollo entre octubre de 1963 y junio de 1964. La respuesta máxima de producción lograda fue de 260 bopd adicionales y el vapor total inyectado 280000 bbl (la producción acumulada de crudo adicional fue igual a 170000 bbl). A pesar de esto, se considero que los resultados fueron malos por la poca cantidad de crudo recuperado durante la fase de inyección. Un segundo piloto de inyección continua de vapor se hizo en una zona buzamiento abajo en mayo de 1970, como tal la producción de petróleo comenzó cuatro meses después alcanzándose un pico de 300 bopd adicional.

Los pozos de observación de la temperatura perforados alrededor del inyector, indicaron que la mayoría del vapor se movió buzamiento arriba con pocas pérdidas de calor al acuífero ubicado buzamiento abajo. La relación acumulativa aceite-vapor para éste piloto fue 0.1 bbl/bbl. La historia de producción e inyección se muestran en la figura 45.

● **Problemas operacionales**

- Perdida en la eficiencia de la bomba debido a la presencia de vapor. El 80% del tope en los intervalos productores se aisló para tratar de disminuir el inconveniente.
- Arenamiento excesivo. Este problema fue solucionado utilizando empaquetamientos de grava a pozo entubado.

Figura 44. Registro típico del yacimiento, campo Mount Poso.



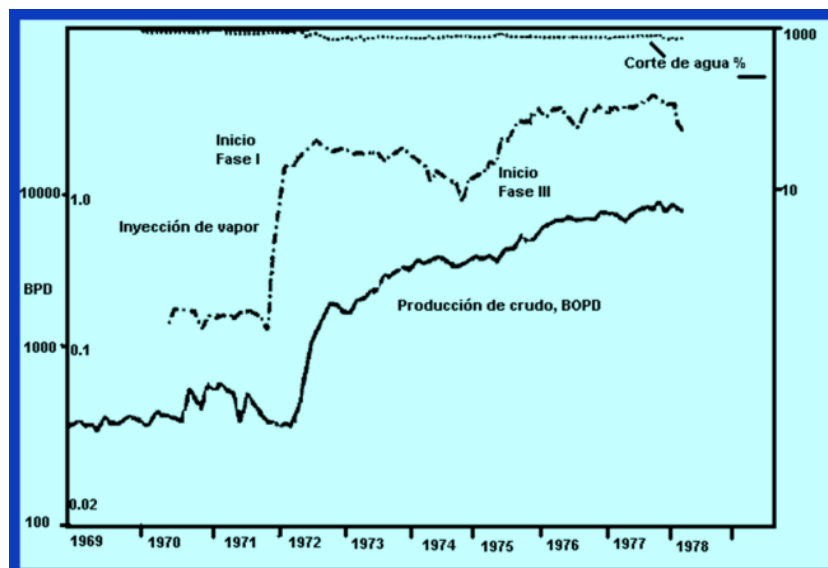
Tomada y modificada de: STOKES, D.D., BREW, S.R. and WHITTEN, D.G.:” Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount. Poso Field, California”. SPE 6522. 1978.

Tabla 7. Propiedades del yacimiento y de los fluidos, campo Mount Poso.

Campo Mount Poso	
Profundidad, pies	1800
Espesor neto, pies	55
Porosidad, fracc	0.33
Permeabilidad, md	20000
Saturación de crudo original, fracc	0.9
Saturación de crudo en 1978, fracc	0.58

Temperatura del yacimiento, ° F	110
Presión del yacimiento en 1978, psi	100
Presión original, psi	450
Gravedad, °API	15
Viscosidad, cp	280 @ 110 ° F

Figura 45. Curvas de producción e inyección, campo Mount Poso.



Tomada :STOKES, D.D., BREW, S.R. and WHITTEN, D.G.:” Steam Drive as a Supplemental Recovery Process In an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount. Poso Field, California”. SPE 6522. 1978.

3. FUNDAMENTOS DE BASES DE DATOS

El tratamiento automático de la información en un computador ha experimentado una profunda evolución desde los pioneros sistemas de gestión de ficheros hasta los actuales sistemas de gestión de bases de datos. Hoy en día, las técnicas de bases de datos representan la tecnología informática disponible para la organización y gestión de grandes volúmenes de datos, ocupando un lugar relevante en todas las áreas en las que se utilizan los computadores: ingeniería, ciencia, medicina, administración, etc³³. A continuación se discuten los conceptos básicos del diseño y manejo de bases de datos con el objetivo de que el lector se familiarice con ellos.

3.1 QUE ES UN ARCHIVO

Es un elemento de información conformado por un conjunto de registros. Estos registros a su vez están compuestos por una serie de caracteres o “bytes”. Los archivos alojados en dispositivos de almacenamiento conocidos como memoria secundaria, pueden almacenarse de dos formas diferentes: archivos convencionales o bases de datos. Los archivos convencionales, pueden organizarse como archivos secuenciales o archivos directos. Sin embargo, el almacenamiento de información a través de archivos convencionales presenta una serie de limitaciones que restringen de manera importante la versatilidad de los programas de aplicación que se desarrollan³⁴.

³³GIMENEZ, M. y CASAMAYOR, J.: “Bases de Datos Relacionales”. Madrid: Prentice Hall, 2003.

³⁴COHEN, D. “Sistemas de información para la toma de decisiones”. Mc Graw-Hill.

Archivos convencionales: El uso de sistemas de información por parte de las organizaciones requiere el almacenamiento de grandes cantidades de información, ya sea para el uso mismo del sistema, para generar resultados o para compartir dicha información con otros sistemas.

Las formas en las cuales pueden organizarse son archivos secuenciales o archivos directos. En los archivos secuenciales los registros están almacenados en una secuencia que depende de algún criterio definido. Por ejemplo, pueden almacenarse los registros de los empleados de la empresa de manera secuencial de acuerdo al departamento al que pertenecen o de acuerdo a su antigüedad. Si se desea consultar o modificar información, también es necesario buscar uno por uno en los registros hasta encontrarla. Los archivos directos permiten acceder directamente un registro de información sin tener que buscar uno a uno por todos los registros del archivo, utilizando una llave de acceso dentro del archivo.

3.2 DEFINICIÓN DE BASES DE DATOS (BD)

Se define una base de datos como una serie de datos organizados y relacionados entre sí, los cuales son recolectados y explotados por los sistemas de información de una empresa o negocio en particular. El término base de datos fue acuñado por primera vez en 1963 en un simposio de informática celebrado en Santa Mónica (California, Estados Unidos) ³⁵. Las bases de datos proporcionan la infraestructura requerida para los sistemas de apoyo a la toma de decisiones y para los sistemas de información estratégicos, ya que estos sistemas explotan la información contenida en las bases de

³⁵Ibid.

datos de la organización para apoyar el proceso de toma de decisiones o para lograr ventajas competitivas. Por este motivo es importante conocer la forma en que están estructuradas las bases de datos y su manejo.

3.3 COMPONENTES PRINCIPALES DE UNA BASE DE DATOS

- **Datos:** Los datos son la Base de Datos propiamente dicha.

- **Hardware:** Se refiere a los dispositivos de almacenamiento en donde reside la base de datos, así como a los dispositivos periféricos (unidad de control, canales de comunicación, etc.) necesarios para su uso.

- **Software:** Está constituido por un conjunto de programas que se conoce como Sistema Manejador de Base de Datos (DMBS: Data Base Management System). Este sistema maneja todas las solicitudes formuladas por los usuarios a la base de datos.

- **Usuarios:** Existen tres clases de usuarios relacionados con una Base de Datos:
 1. programador de aplicaciones, quien crea programas de aplicación que utilizan la base de datos.

 2. usuario final, quien accesa la Base de Datos por medio de un lenguaje de consulta o de programas de aplicación.

 3. administrador de la Base de Datos (DBA: Data Base Administrator), quien se encarga del control general del Sistema de la Base de Datos³⁶.

³⁶Ibid.

3.4 VENTAJAS EN EL USO DE BASES DE DATOS

- *Globalización de la información:* Permite a los diferentes usuarios considerar la información como un recurso corporativo que carece de dueños específicos.
- *Eliminación de información redundante.* Duplicada
- *Eliminación de información inconsistente*
- *Permite compartir información.*
- Varios sistemas o usuarios pueden utilizar una misma entidad.
- *Permite mantener la integridad en la información.* Solo se almacena la información correcta.
- *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.

3.5 SISTEMA ORGANIZADOR DE BASES DE DATOS (DBMS)

El DBMS es un conjunto de programas que se encargan de manejar la creación y todos los accesos a las bases de datos³⁷.

³⁷Ibid.

Se compone de:

- Un lenguaje de definición de datos (DDL: Data Definition Language): es utilizado para describir todas las estructuras de información y los programas que se usan para construir, actualizar e introducir la información que contiene una base de datos.
- Un lenguaje de manipulación de datos (DML: Data Manipulation Language): es utilizado para escribir programas que crean, actualizan y extraen información de las bases de datos.
- Un lenguaje de consulta (SQL: Structured Query Language): es empleado por el usuario para extraer información de la base de datos. El lenguaje de consulta permite al usuario hacer requisiciones de datos sin tener que escribir un programa, usando instrucciones como el SELECT, el PROJECT y el JOIN.

La secuencia conceptual de operaciones que ocurren para acceder cierta información que contiene una base de datos es la siguiente:

- El usuario solicita cierta información contenida en la base de datos.
- El DBMS intercepta este requerimiento y lo interpreta.
- El DBMS realiza las operaciones necesarias para acceder y/o actualizar la información solicitada³⁸.

³⁸Ibid.

- Por ultimo muestra la información consultada o envía un mensaje para especificar si se hizo o no la actualización.

3.6 ADMINISTRADOR DE LA BASE DE DATOS (DBA)

El DBA es la persona encargada de definir y controlar las bases de datos corporativas, además proporciona asesoría a los usuarios y ejecutivos que la requieran.

3.7 ABSTRACCIÓN DE LOS DATOS

Uno de los objetivos más importantes de un DBMS es proporcionar a los usuarios una visión abstracta de los datos, es decir, el sistema esconde ciertos detalles de como se almacenan y mantienen los datos, pero sin embargo se deben extraer eficientemente. Este requerimiento ha llevado al diseño de estructuras de datos complejas para la representación de datos en la BD.

3.7.1 Nivel físico: El nivel más bajo de abstracción describe como se almacenan realmente los datos, se describen en detalle las estructuras de datos complejas del nivel bajo.

3.7.2 Nivel conceptual: Describe qué datos son realmente almacenados en la BD y las relaciones que existen entre ellos. Aquí se describe la BD completa en términos de un número pequeño de estructuras sencillas. El nivel conceptual de abstracción lo usan los administradores de BD, quienes deben decidir que información se va a guardar en la BD³⁹.

³⁹SILBERSCHATZ, A. y KORTH, H. "Fundamentos de bases de datos". McGraw-Hill.2002.

3.7.3 Nivel de visión: El nivel más alto de abstracción describe sólo parte de la BD completa. Muchos usuarios no se interesan por toda la información, sólo necesitan una parte de la BD. Para simplificar su interacción con el sistema se define el nivel de abstracción de visión. El sistema puede proporcionar muchas visiones para la misma BD. En el nivel físico, un registro puede describirse como un bloque de posiciones de memoria consecutivas. En el nivel conceptual, cada registro se describe por medio de una definición de tipo, y se define la interrelación entre los tipos. Finalmente, en el nivel de visión, se definen varias visiones de la BD. Por ejemplo, los cajeros sólo ven la información sobre las cuentas de los clientes, sin poder acceder a los salarios de los empleados.

3.8 MODELOS DE DATOS

Para describir la estructura de una BD es necesario definir el concepto de modelo de datos, una colección de herramientas conceptuales para describir datos, relaciones entre ellos, semántica asociada a los datos y restricciones de consistencia. Los diversos modelos de datos se dividen en tres grupos: modelos lógicos basados en objetos, modelos lógicos basados en registros y modelos físicos de datos.

3.8.1 Modelos lógicos basados en objetos.

Estos modelos se usan para describir datos en el nivel conceptual y de visión. Se caracterizan porque proporcionan capacidad de estructuración bastante flexible y permiten especificar restricciones de datos explícitamente. Hay muchos modelos diferentes, y aparecerán más⁴⁰.

⁴⁰Ibid.

Algunos de los más conocidos son el modelo entidad-relación, el orientado a objetos, el binario, el semántico de datos, el infológico y el modelo muncional de datos. El modelo entidad-relación ha ganado aceptación y se utiliza ampliamente en la práctica, el modelo orientado a objetos incluye muchos conceptos del anterior, y ha ganado aceptación rápidamente.

Modelo entidad-relación: El modelo de datos entidad-relación (**E-R**) se basa en una percepción de un mundo real que consiste en una colección de objetos básicos llamados entidades, y relaciones entre estos objetos.

Una entidad es un objeto distinguible de otros por medio de un conjunto de atributos. Por ejemplo, los atributos número y saldo describen una cuenta particular. Una relación es una asociación entre varias entidades. Por ejemplo, una relación Cuenta-cliente asocia a un cliente con cada cuenta que posee. El conjunto de todas las entidades del mismo tipo y relaciones del mismo tipo se denomina conjunto de entidades y conjunto de relaciones.

Además el modelo E-R representa ciertas restricciones a las que deben ajustarse los contenidos de una BD. Una restricción importante es la cardinalidad de asignación, que expresa el número de entidades a las que puede asociarse otra entidad mediante un conjunto de relación⁴¹. La estructura lógica global de una BD puede expresarse gráficamente por un diagrama E-R, como se observa en la figura 46, que consta de:

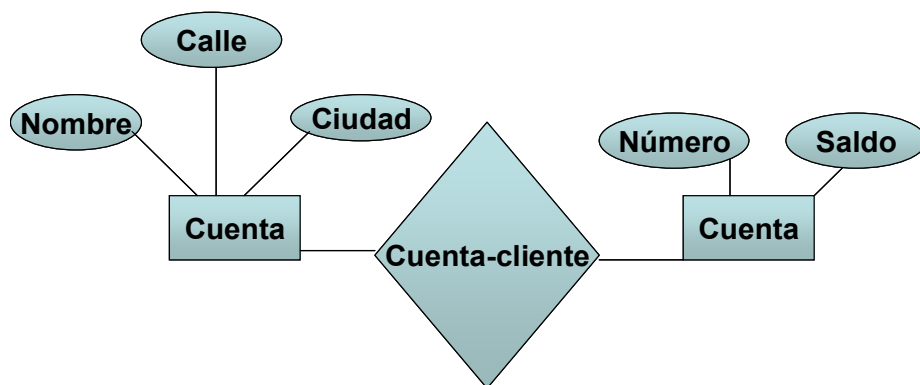
- Rectángulos, que representan conjuntos de entidades.

⁴¹Ibid.

- Elipses, que representan atributos.
- Rombos, que representan relaciones entre conjunto de entidades.
- Líneas, que conectan atributos a conjuntos de entidades y conjuntos de entidades a relaciones.

Cada componente se etiqueta con el nombre de lo que representa.

Figura 46. Modelo entidad-relación.



Tomada y modificada de: SILBERSCHATZ, A. Y KORTH, H." Fundamentos de bases de datos". Mc Graw-Hill.2002.

Modelo orientado a objetos: Al igual que en el modelo E-R, el modelo orientado a objetos se basa en una colección de objetos. Un objeto contiene valores acumulados en variables instancia dentro de él, y estos valores son objetos por si mismos⁴².

⁴²Ibid.

Así, los objetos contienen objetos a un nivel de anidamiento arbitrario. Un objeto también contiene partes de código que operan sobre el objeto, que se denominan métodos. Los objetos que contienen los mismos tipos de valores y los mismos métodos se agrupan en clases. Una clase puede verse como una definición de tipo para objetos.

La única forma en la que un objeto puede acceder a los datos de otro objeto es invocando a un método de ese otro objeto. Esto se llama envío de un mensaje al objeto. Así, la interfaz de llamada de los métodos de un objeto define su parte visible externamente, la parte interna del objeto (las variables de instancia y el código de método) no son visibles externamente. El resultado es dos niveles de abstracción de datos. Para ilustrar el concepto, considérese un objeto que representa una cuenta. Dicho objeto contiene las variables instancia número y saldo, y el método interés de pago, que añade interés al saldo. Supóngase que se paga el 6% en todas las cuentas, pero ahora se va a pagar el 5% si el saldo es menor que 1000\$, y el 6% si es mayor o igual.

Bajo la mayoría de los modelos de datos, esto implicaría cambiar de código en uno o más programas de aplicación. Bajo este modelo, sólo se hace un cambio dentro del método interés de pago. El interfaz externo del objeto permanece sin cambios.

A diferencia de las entidades en el modelo E-R, cada objeto tiene su propia identidad única independiente de los valores que contiene. Así dos objetos que contienen los mismos valores son distintos. La distinción entre objetos individuales se mantiene en el nivel físico por medio de identificadores de objeto⁴³.

⁴³Ibid.

3.8.2 Modelos lógicos basados en registros

Los modelos lógicos basados en registros se utilizan para describir datos en los modelos conceptual y físico. A diferencia de los modelos lógicos basados en objetos, se usan para especificar la estructura lógica global de la BD y para proporcionar una descripción a nivel más alto de la implementación.

Los modelos basados en registros se llaman así porque la BD está estructurada en registros de formato fijo de varios tipos. Cada tipo de registro define un número fijo de campos, o atributos, y cada campo normalmente es de longitud fija. La estructura más rica de estas BD a menudo lleva a registros de longitud variable en el nivel físico.

Los modelos basados en registros no incluyen un mecanismo para la representación directa de código de la BD, en cambio, hay lenguajes separados que se asocian con el modelo para expresar consultas y actualizaciones. Los tres modelos de datos más aceptados son los modelos relacional, de red y jerárquico. El modelo relacional ha ganado aceptación por encima de los otros.

Modelo relacional: El modelo relacional representa los datos y relaciones entre los datos mediante una colección de tablas, cuyas columnas tienen nombres únicos.

Modelo de red: Los datos en el modelo de red se representan mediante colecciones de registros y las relaciones entre los datos se representan mediante enlaces, los cuales pueden verse como punteros⁴⁴.

⁴⁴Ibid.

Modelo jerárquico: Este modelo es similar al modelo de red, los datos y las relaciones se representan mediante registros y enlaces. Se diferencia del modelo de red en que los registros están organizados como colecciones de árboles.

3.9 BASES DE DATOS RELACIONALES

En una computadora existen diferentes formas de almacenar información. Esto da lugar a distintos modelos de organización de la base de datos: jerárquico, red, relacional y orientada a objetos.

Los sistemas relacionales son importantes porque ofrecen muchos tipos de procesos de datos, como:

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

Las tablas son un medio de representar la información de una forma más compacta y es posible acceder a la información contenida en dos o más tablas. Las bases de datos relacionales están constituidas por una o más tablas que contienen la información en forma organizada⁴⁵. Cumplen las siguientes leyes básicas:

⁴⁵ GIMENEZ, M., y CASAMAYOR, J. Op. cit.

- 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 está determinado.
- Para cada campo existe un conjunto de valores posibles.

Los conceptos de campo y registro, entre otros, se explican en la siguiente sección.

3.10 MICROSOFT ACCESS

Microsoft® Acces puede definirse como 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.

Posiblemente, la aplicación más compleja de la suite Office, sea Access, una base de datos visual⁴⁶.

⁴⁶SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. "Microsoft ACCES 2002". Madrid: McGraw - Hill, 2001.

Como todas las modernas bases de datos que trabajan en el entorno Windows, puede manejarse ejecutando unos cuantos clics con el ratón 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 –ordenar libros, archivar documentación, etc⁴⁷.

Access crea bases de datos relacionales, es decir, los datos se almacenan en distintas tablas por asunto o tarea, pero están relacionados y se pueden combinar de las maneras que se especifique, véase la figura 47. Las relaciones vinculan los datos de las distintas tablas para que sean más útiles.

A continuación se describe una aplicación:

Aunque la base de datos de un club almacene por separado la información de contacto de sus socios y sus listas de voluntarios de reciclaje o sus datos de planes de vacaciones, se puede extraer y unir toda esta información siempre que se desee. Por tanto, se podría imprimir rápidamente una lista con los voluntarios que se han ofrecido a reciclar periódicos este sábado junto con sus direcciones y números de teléfono actualizados.

Los dos conjuntos de datos son relacionales, por lo que la información que se encuentra en un conjunto de datos, como por ejemplo el nombre Nancy Davolio en la lista de reciclaje, está asociado a la información correspondiente del otro conjunto de datos, o la reconoce, como los datos de contacto de Nancy Davolio⁴⁸.

⁴⁷Ibid.

⁴⁸<http://office.microsoft.com>

Figura 47. Relaciones en Access



Tomada de: <http://office.microsoft.com>.

Para sacar el mayor partido de una base de datos, puede configurar las tablas de datos de manera que reflejen los asuntos y las tareas asociados a los mismos.

Al diseñar la base de datos, se tienen en cuenta las situaciones en las que la gente va a especificar datos, buscar datos o generar informes de datos. Un poco de previsión puede valer de mucho⁴⁹.

⁴⁹Ibid.

Las bases de datos de Access están formadas por **objetos**. Estos son los componentes más importantes de una base de datos, véase la figura 48.

- **Las tablas** almacenan los datos en filas y columnas. Todas las bases de datos contienen una o más tablas.
- **Las consultas** recuperan y procesan los datos. Pueden combinar datos de distintas tablas, actualizar los datos y realizar cálculos con éstos.
- **Los formularios** controlan la entrada de datos y las vistas de datos. Proporcionan indicaciones visuales que simplifican el trabajo con los datos.
- **Los informes** resumen e imprimen los datos. Convierten los datos de las tablas y consultas en documentos que comunican ideas.

Las tablas almacenan datos, por lo que son los pilares esenciales de cualquier base de datos.

Una base de datos debería tener una tabla distinta para cada asunto principal, como registros de empleados, pedidos de clientes, métodos de entrega o proveedores. No deben duplicarse los datos en varias tablas. Esto es un error común fácil de evitar si se estructuran bien las tablas.

Cada tabla contiene filas, denominadas **registros** y columnas, denominadas **campos**.

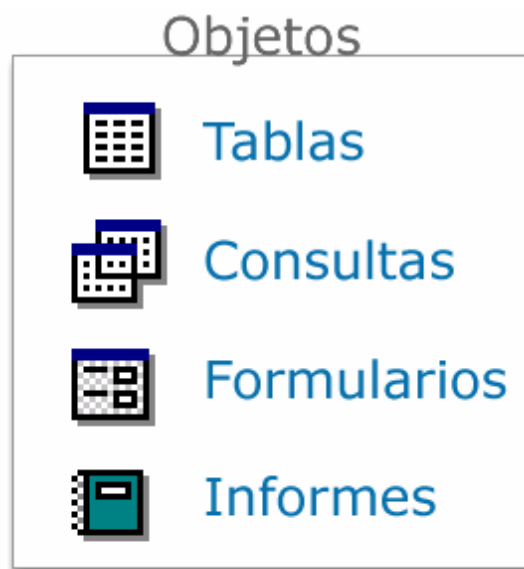
Un registro es un conjunto de hechos acerca de una persona, evento u otro elemento de interés⁵⁰.

⁵⁰Ibid.

Por ejemplo, Nancy Davolio y los detalles de su puesto de trabajo constituyen un registro en una tabla de Empleados. Speedy Express y su información de contacto son un registro en la tabla Transportistas, véase la figura 49.

Un campo es una sola clase de hecho que se puede aplicar a cada persona, evento o registro. Por ejemplo, Código postal puede ser un campo de una tabla Empleados. Teléfono puede ser un campo en la tabla Transportistas, véase la figura 49.

Figura 48. Objetos en Access



Tomada de: <http://office.microsoft.com>.

Los campos de las bases de datos tienen **valores** que determinan el tipo de datos que pueden almacenar, cómo se muestran los datos y qué se puede hacer con ellos⁵¹.

⁵¹Ibid.

Figura 49. Campos y registros en Access

	Id. de transportista	Nombre de compañía	Teléfono
+	1	Speedy Express	(503) 555-9831
▶+	2	United Package	(503) 555-3199
+	3	Federal Shipping	(503) 555-9931

	Id. de transportista	Nombre de compañía	Teléfono
+	1	Speedy Express	(503) 555-9831
▶+	2	United Package	(503) 555-3199
+	3	Federal Shipping	(503) 555-9931

Tomada de: <http://office.microsoft.com>.

Por ejemplo, puede utilizar los valores de campo para asegurarse de que todos los usuarios especifican las fechas de entrega con dos números para el mes, dos números para el día, cuatro números para el año, separados por barras diagonales: 03/09/2008. También puede hacer que la fecha de entrega sea al menos dos días posterior a la fecha de entrada.

Un valor importante para los campos es el **tipo de datos**, que incluye número, texto, moneda (dinero) y fecha/hora (que se muestran como un solo tipo en Access). El tipo de datos limita y describe la clase de información del campo. También determina las acciones que se pueden realizar en el campo y cuánta memoria utiliza los datos.

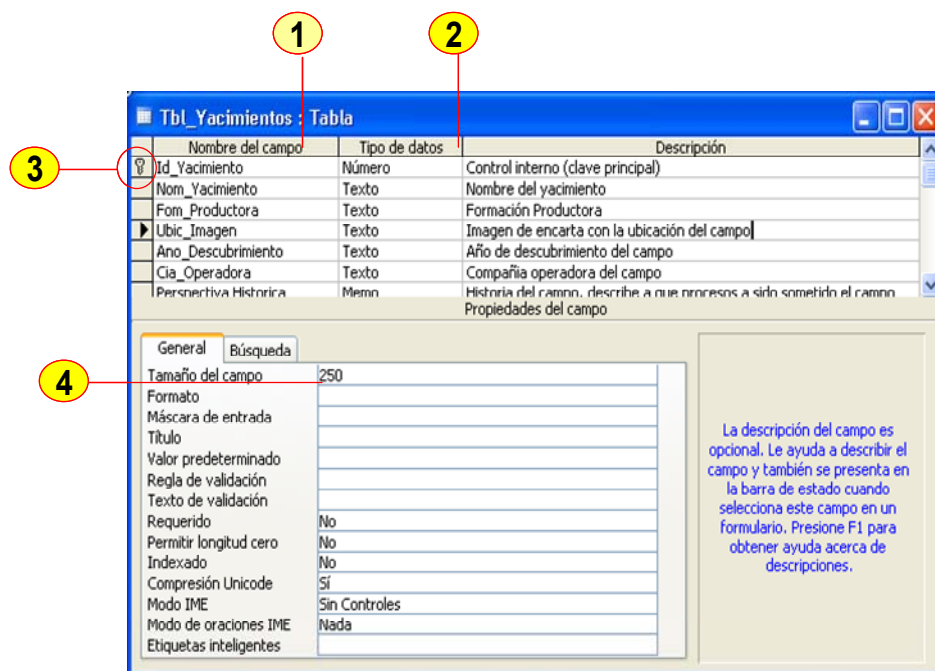
Los campos también tienen **propiedades** que controlan los detalles de la información que contienen, incluida la longitud de caracteres, un valor predeterminado y una regla de validación que comprueba que los datos satisfacen ciertos criterios. Las propiedades simplifican la entrada y administración de los datos⁵².

⁵²Ibid.

A continuación se explican en detalle cada uno de los conceptos anteriores por medio de la figura 50. Cada ítem corresponde a un punto dentro de la figura.

- 1 Puede cambiar el nombre de un campo si no es lo suficientemente descriptivo.
- 2 El tipo de datos de un campo limita y describe la clase de información que se puede especificar en él, como Número o Texto.
- 3 Para cada registro de la tabla se utiliza un identificador único, denominado clave principal.
- 4 Las propiedades de campo son un conjunto de características que proporcionan control adicional sobre los datos.

Figura 50. Propiedades de los campos en Access



Cada uno de los registros de cada tabla debe ser único, es decir, no puede haber dos registros idénticos acerca de Nancy Davolio en la misma base de datos, véase la figura 51.

Para distinguir un registro de otro, las tablas pueden incluir un campo de **clave principal**.

La clave principal es un identificador, como un número de pieza, un código de producto o el id de un empleado, que es único para cada registro. La clave principal debe ser una información que no cambie con frecuencia.

Si lo desea, Access puede asignar una clave principal numérica que aumente en 1 cada vez que se agregue un registro a una tabla. Este número seguirá estando asociado al registro aunque se agreguen o eliminen los registros anteriores en la base de datos⁵³.

Figura 51. Tabla empleados



		IdEmpleado	Apellidos	Nombre
▶	+	1	Davolio	Nancy
	+	2	Fuller	Andrew
	+	3	Leverling	Janet
	+	4	Peacock	Margaret
	+	5	Buchanan	Steven

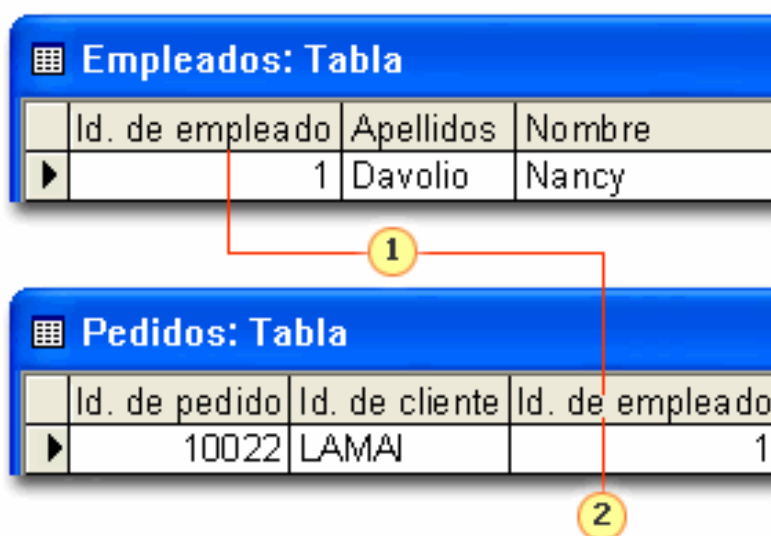
Tomada de: <http://office.microsoft.com>.

⁵³ibid.

Una clave principal separa información similar y hace que cada registro sea único, pero también asocia información. Para relacionar dos tablas se utiliza una clave principal. De esta forma las tablas comparten datos sin que se repita la información en ambas. Las claves principales permiten explotar la eficacia de una base de datos relacional en lugar de trabajar con numerosas listas repetitivas que son difíciles de mantener y no se relacionan entre sí. Cuando las tablas están relacionadas, la clave principal de una tabla pasa a ser una **clave externa** de la otra tabla.

Supongamos, por ejemplo, que se tiene una tabla Empleados y una tabla Pedidos, véase la figura 52. El número del id. de empleado es la clave principal de la tabla Empleados y es una clave externa para la tabla Pedidos. La tabla Pedidos tiene su propia clave principal, el número del id. de pedido⁵⁴.

Figura 52. Clave principal y externa en Access



Tomada de: <http://office.microsoft.com>.

⁵⁴Ibid.

Cuando Nancy Davolio toma un pedido, su id. de empleado se introduce en la tabla Pedidos. Este número de id. hace referencia a los detalles de Nancy de la tabla Empleados, por lo que no es necesario repetir los datos de Nancy (como la extensión del número de teléfono) en la tabla Pedidos⁵⁵.

De la figura 52 se concluye que:

- 1 El id. de empleado aparece en ambas tablas, como clave principal...
- 2 ...y como clave externa.

Todo lo especificado anteriormente son algunas de las bondades de Microsoft® Access. A partir de éstas y de muchas otras no mencionadas, se tomo la decisión de usar este programa para realizar la base de datos de éste proyecto.

⁵⁵ Ibid.

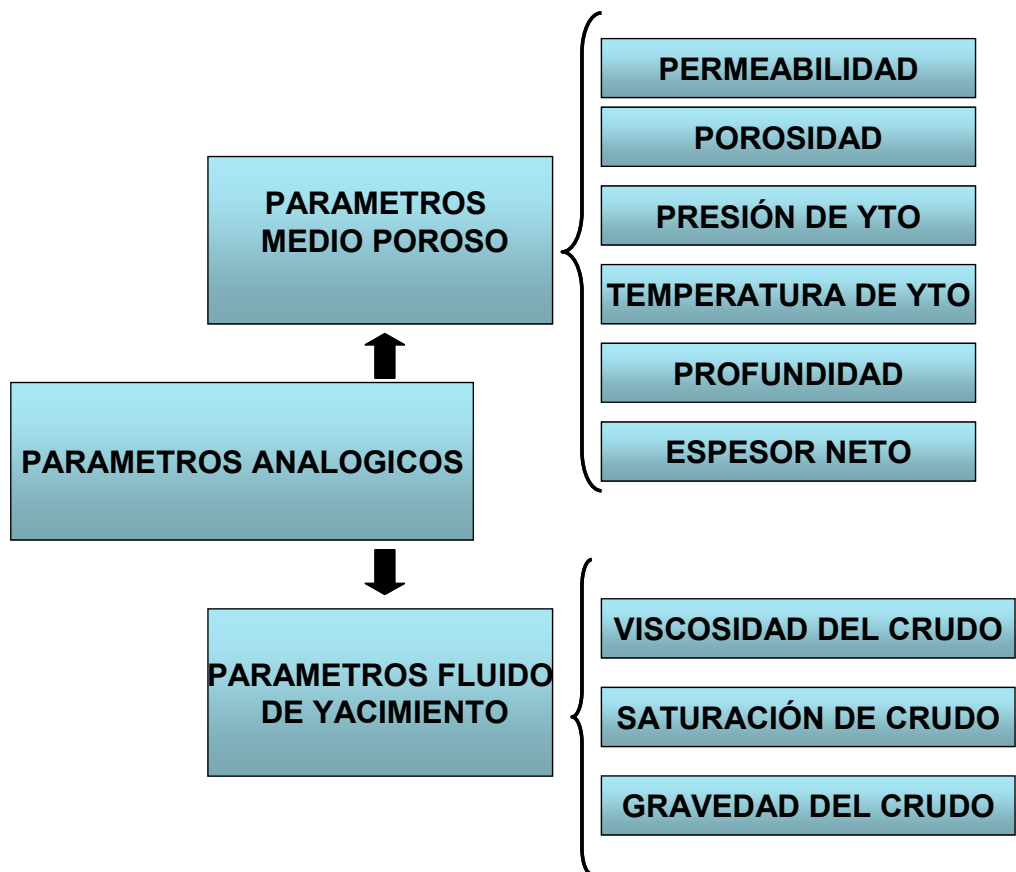
4. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS ANALOGÍAS

La Base de Datos implementada en este proyecto permite hacer analogías entre casos históricos de inyección continua de vapor desarrollados a nivel mundial y campos nuevos que introduzca el usuario. Las analogías se hacen mediante un modelo, que utiliza herramientas estadísticas, para poder asignarle un “peso” relativo a cada uno de los nueve parámetros de yacimiento escogidos como analógicos (véase la figura 53). Dicho “peso”, va a ser función del grado de dispersión que tengan los datos disponibles de cada uno de los parámetros analógicos, partiendo del principio de que *“a mayor dispersión, menor peso”*. Es justamente en el cálculo del “peso” donde entran en juego algunos conceptos básicos de estadística, razón por la cual la primera parte de este capítulo está dedicada a la discusión de aquellos elementos estadísticos útiles para elaborar el modelo.

En la segunda parte del capítulo, se plantea el modelo como tal con su respectivo desarrollo matemático. Se muestra además, un ejemplo de aplicación del modelo.

Otro aspecto importante para destacar es que los parámetros analógicos fueron seleccionados con base en los “screenings” desarrollados por autores con experiencia como Farouq Alí, Geffen e Iyoho. Además de tales parámetros, en la Base de Datos se encontrará otro tipo de información como: ubicación geográfica, información general, información geológica, información de fluidos “in situ”, información de producción, factores de recobro y parámetros típicos de “steamflood”.

Figura 53. Parámetros analógicos



A continuación se describen algunos conceptos básicos de estadística con el ánimo de entender mejor el modelo planteado mas adelante.

4.1 DEFINICION DE LA ESTADISTICA

Es una ciencia que estudia las características de un conjunto de casos para hallar en ellos regularidades en el comportamiento, que sirven para describir el conjunto y para efectuar predicciones.

La Estadística tiene por objeto recolectar, organizar, resumir, presentar y analizar datos relativos a un conjunto de objetos, personas, procesos, etc. A través de la cuantificación y el ordenamiento de los datos intenta explicar los fenómenos observados, por lo que resulta una herramienta de suma utilidad para la toma de decisiones.

En lo que a este proyecto respecta, la estadística permite estudiar las características de los casos históricos, compararlas con las de nuevos campos y analizar los datos de los casos análogos⁵⁶.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LA ESTADISTICA

4.2.1 ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA

Es una ciencia que analiza series de datos (por ejemplo, permeabilidades, porosidades, profundidades, etc.) y trata de extraer conclusiones sobre el comportamiento de estos parámetros⁵⁷.

Las **variables** pueden ser de dos tipos:

⁵⁶<http://www.indec.mecon.gov.ar/proyectos/censo2001/maestros/quees/masinfo.doc>

⁵⁷Biblioteca de Consulta Microsoft ® Encarta ® 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation.

- *Variables cualitativas o atributos*: no se pueden medir numéricamente (por ejemplo: ambiente de depositación).
- *Variables cuantitativas*: tienen valor numérico (Área productiva del yacimiento, OOIP, pozos productores, pozos inyectores).

Las **variables** también se pueden clasificar en:

- *Variables unidimensionales*: sólo recogen información sobre una característica (por ejemplo: Espesor neto).
- *Variables bidimensionales*: recogen información sobre dos características de la población (por ejemplo: Saturación de crudo multiplicada por la porosidad).
- *Variables pluridimensionales*: recogen información sobre tres o más características (por ejemplo: La transmisibilidad).

Por su parte, las **variables cuantitativas** se pueden clasificar en discretas y continuas:

- *Discretas*: sólo pueden tomar valores enteros (1, 2, 8, -4, etc.). Por ejemplo: número de pozos inyectores (puede ser 1, 2, 3...., etc, pero, por ejemplo, nunca podrá ser 3,45).
- *Continuas*: pueden tomar cualquier valor real dentro de un intervalo. Por ejemplo, la gravedad del crudo puede ser 15.5°API, 20.7°API, etc⁵⁸.

⁵⁸<http://www.aulafacil.com/CursoEstadistica/Lecc-1-est.htm>

Cuando se estudia el comportamiento de una variable hay que distinguir los siguientes conceptos:

- **Individuo:** cualquier elemento que porte información sobre el fenómeno que se estudia. Así, si se estudia la permeabilidad de los campos sometidos a inyección continua de vapor, cada campo es un individuo.
- **Población:** conjunto de todos los individuos (personas, objetos, animales, etc.) que porten información sobre el fenómeno que se estudia. Por ejemplo, si se estudia las profundidades de los campos sometidos a inyección continua de vapor, la población será el total de los campos reportados a nivel mundial.
- **Muestra:** subconjunto que seleccionamos de la población. Así, si se estudia el espesor neto de los campos sometidos a inyección continua de vapor, lo normal será no recoger información sobre todos los campos del mundo (sería una labor muy compleja), sino que se suele seleccionar un subgrupo (muestra) que se entienda que es suficientemente representativo⁵⁹.

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

- Selección de caracteres dignos de ser estudiados.
- Mediante encuesta o medición, obtención del valor de cada individuo en los caracteres seleccionados.

⁵⁹Encarta., Op. cit.

- 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.

4.2.2 ESTADISTICA INFERENCIAL

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 matemáticas⁶⁰.

4.3 DISTRIBUCIONES DE FRECUENCIA

La distribución de frecuencia es la representación estructurada, en forma de tabla, de toda la información que se ha recogido sobre la variable que se estudia. La tabla 8 contiene la información recopilada de las gravedades API de los yacimientos y la tabla 9 presenta los datos estructurados en frecuencias absolutas y relativas⁶¹.

⁶⁰Ibid.

⁶¹aulafacil.com., Op. cit. Lección-2.

Tabla 8. Datos de gravedades API

YACIMIENTO	° API	YACIMIENTO	° API	YACIMIENTO	° API
Y1	12	Y11	20	Y21	15
Y2	15	Y12	23	Y22	17
Y3	18	Y13	22	Y23	16
Y4	20	Y14	15	Y24	13
Y5	14	Y15	13	Y25	19
Y6	12	Y16	11	Y26	20
Y7	17	Y17	15	Y27	24
Y8	18	Y18	20	Y28	12
Y9	20	Y19	17	Y29	21
Y10	21	Y20	22	Y30	25

4.4 MEDIDAS DE POSICION

Las medidas de posición facilitan información sobre la serie de datos que se está analizando. Estas medidas permiten conocer diversas características de esta serie de datos. Las medidas de posición son de dos tipos:

- Las medidas de posición central.
- Las medidas de posición no central⁶².

⁶²Ibid., Lección-2.

Tabla 9. Distribuciones de frecuencia.

VARIABLE (° API)	FRECUENCIAS ABSOLUTAS		FRECUENCIAS RELATIVAS	
	SIMPLE	ACUMULADA	SIMPLE	ACUMULADA
11	1	1	3.3 %	3.3 %
12	3	4	10 %	13.3 %
13	2	6	6.6 %	20 %
14	1	7	3.3 %	23.3 %
15	4	11	13.3 %	36.6 %
16	1	12	3.3 %	40 %
17	3	15	10 %	50 %
18	2	17	6.6 %	56.6 %
19	1	18	3.3 %	60 %
20	5	23	16.6 %	76.6 %
21	2	25	6.6 %	83.3 %
22	2	27	6.6 %	90 %
23	1	28	3.3 %	93.3 %
24	1	29	3.3 %	96.6 %
25	1	30	3.3 %	100 %

4.4.1 Medidas de posición central

Las medidas de centralización son parámetros estadísticos que marcan, bajo distintos criterios, los valores en torno a los cuales se disponen los datos de una distribución. También se llaman medidas de posición central, porque entorno a ellas se disponen los elementos de la distribución. Dicho de otro modo, estas medidas arrojan información del comportamiento medio de la serie de datos⁶³.

Las medidas de centralización más importantes son la media, la mediana y la 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 medir⁶⁴. Según las aplicaciones, se calculan diferentes medias. Para el caso que aquí respecta se tienen en cuenta los siguientes criterios⁶⁵:

▣ 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:

⁶³Ibid., Lección-2.

⁶⁴CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 8. Barcelona, 1984.

⁶⁵CHARLA PRIVADA con Oscar Venegas, Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS.

$$\mu = X_m = \frac{j_1 + j_2 + j_3 + \dots + j_n}{n}$$

Ecuación 3

En este grupo caerían los siguientes parámetros: espesor neto [pies], profundidad [pies] y temperatura del yacimiento [°F].

▣ 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:

$$A = \frac{1}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}} = \frac{n}{\frac{1}{j_1} + \frac{1}{j_2} + \frac{1}{j_3} + \dots + \frac{1}{j_n}}$$

Ecuación 4

La media armónica se utilizaría entonces para la permeabilidad [md], presión del yacimiento [psi], viscosidad del crudo [cp] y gravedad del crudo [° API].

▣ 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, siendo n el número de miembros.

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

Ecuación 5

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 muy 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 influida por los valores extremos, pero en cambio no utiliza en su cálculo toda la información de la serie de datos. 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 centrales¹¹⁷. 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 $Mo = 5$ ⁶⁶.

⁶⁶aulafacil.com., Op. cit. Lección-4.

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 tuvo en cuenta la media (en cualquiera de sus tres presentaciones).

4.4.2 Medidas de posición no central

Informan de como se distribuye el resto de los valores de la serie. Entre otros indicadores, se suelen utilizar una serie de valores que dividen la muestra en tramos iguales:

CUARTILES

Son 3 valores que distribuyen la serie de datos, ordenada de forma creciente o decreciente, en cuatro tramos iguales, en los que cada uno de ellos concentra el 25% de los resultados.

DECILES

Son 9 valores que distribuyen la serie de datos, ordenada de forma creciente o decreciente, en diez tramos iguales, en los que cada uno de ellos concentra el 10% de los resultados⁶⁷.

⁶⁷[Ibid., Lecc-5-est.htm](#).

PERCENTILES

Son 99 valores que distribuyen la serie de datos, ordenada de forma creciente o decreciente, en cien tramos iguales, en los que cada uno de ellos concentra el 1% de los resultados.

A continuación se calculan los cuartiles de la serie de datos referidos a la gravedad API del petróleo de un grupo de yacimientos, tabla 8. Los deciles y percentiles se calculan de igual manera, aunque harían falta distribuciones con mayor número de datos.

1º Cuartil: es el valor 15 °API, ya que por debajo de él se sitúa el 25% de la frecuencia (tal como se puede ver en la columna de la frecuencia relativa acumulada de la tabla 9).

2º Cuartil: es el valor 17 ° API, ya que entre este valor y el 1º cuartil se sitúa otro 25% de la frecuencia.

3º Cuartil: es el valor 20 ° API, ya que entre este valor y el 2º cuartil se sitúa otro 25% de la frecuencia. Además, por encima suya queda el restante 25% de la frecuencia.

4.5 MEDIDAS DE DISPERSIÓN

Estudia la distribución de los valores de la serie, analizando si estos se encuentran más o menos concentrados, o más o menos dispersos⁶⁸.

⁶⁸[Ibid., Lecc-6-est.htm](#).

Existen diversas **medidas de dispersión**, entre las más utilizadas podemos destacar las siguientes:

4.5.1 RANGO

Mide la amplitud de los valores de la muestra y se calcula por diferencia entre el valor más elevado y el valor más bajo.

4.5.2 VARIANZA

Mide la distancia existente entre los valores de la serie y la media. Se calcula como la sumatoria de las diferencias al cuadrado entre cada valor y la media, multiplicadas por el número de veces que se ha repetido cada valor. La sumatoria obtenida se divide por el tamaño de la muestra.

$$S_x^2 = \frac{\sum (X_i - X_m)^2 * n_i}{n} \quad \text{Ecuación 6}$$

La varianza siempre será mayor que cero. Mientras más se aproxima a cero, más concentrados están los valores de la serie alrededor de la media. Por el contrario, mientras mayor sea la varianza, más dispersos están.

4.5.3 DESVIACIÓN TIPICA

Se calcula como la raíz cuadrada de la varianza⁶⁹.

⁶⁹Ibid., Lecc-6-est.htm.

$$\sigma = \sqrt{S_x^2}$$

Ecuación 7

4.5.4 COEFICIENTE DE VARIACIÓN DE PEARSON

Se calcula como el cociente entre la desviación típica y la media. El interés del coeficiente de variación es que al ser un porcentaje permite comparar el nivel de dispersión de dos muestras con unidades diferentes, incluso adimensionales. Esto no ocurre con la desviación típica, ya que viene expresada en las mismas unidades que los datos de la serie. Adicionalmente, el coeficiente de variación es sencillo de calcular. Las razones anteriores son la explicación del porque se utilizo está medida de dispersión.

$$CVP = \frac{\sigma}{\mu}$$

Ecuación 8

En el caso de este proyecto permite comparar el grado de dispersión de los datos almacenados de cada uno de los parámetros analógicos. Dicho de otra forma, permite darle un peso a cada una de las variables del sistema roca-fluido seleccionas con respecto a las ocho restantes a pesar de tener unidades diferentes o ser adimensionales.

Para calcular la desviación se utiliza la media adecuada, es decir, aritmética, armónica ó geométrica dependiendo del tipo de datos que formen la serie que se esta analizando⁷⁰.

⁷⁰[Ibid., Lecc-6-est.htm](#).

Para ilustrar el uso del coeficiente de variación, supóngase que se tienen dos grupos de yacimientos: el primero formado por yacimientos norteamericanos y el segundo por yacimientos del Mar del Norte. Se va a evaluar la dispersión de las permeabilidades: las permeabilidades del grupo 1 tienen una media (armónica en este caso) de 150 md y una desviación estándar de 30 md, mientras que para el grupo 2 se obtuvo una media de las permeabilidades de 500 md y una desviación estándar de 40 md. Entonces:

$$(CVP) 1 = (30 \text{ md} / 150 \text{ md}) = 0,2$$

$$(CVP) 2 = (40 \text{ md} / 500 \text{ md}) = 0,08$$

Se aprecia así que en el segundo grupo de campos las permeabilidades tienen menor grado de dispersión que en el primero.

4.6 MODELO ESTADÍSTICO

Lo que se busca con la comparación entre un campo **n** (introducido por el usuario) y los que se encuentran almacenados en la Base de Datos, es que se muestren los primeros campos más análogos a **n**. Para ello se deben comparar los parámetros de **n** con los de los campos contenidos en la base de datos y mediante el uso de una expresión matemática, poder asignar un “score” o puntuación a cada campo almacenado, relativo al campo al cual se le va a realizar la analogía (campo **n**).

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

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

Ecuación 9

Donde i , es el campo de la base de datos al que se le va asignar un “score” relativo al campo n . La letra i toma valores entre 1 y k , lo cual implica que k es el número de campos actuales archivados en la base de datos. Entonces $S_{i/n}$ es el “score” del campo i relativo al campo n .

$S_{i/n}$ esta en función de $I_{j i/n}$, que indica que tan análogo es el parámetro j del campo n con respecto a la misma variable del campo i , donde 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 este caso son 9 parámetros). Lo anterior implica, que m será igual al número de términos que se despliegan en la sumatoria que define el “score”. $I_{j i/n}$ tomará valores entre 0 y 1 (ó 0 y 100%).

Además de $I_{j i/n}$, la otra variable independiente de la ecuación 9 es W_j , la cual representa el peso de cada parámetro j tenido en cuenta para la analogía, es decir, mide el grado de dispersión que tengan los datos disponibles de cada uno de los parámetros analógicos.

A continuación se explica la forma de calcular $I_{j i/n}$ y W_j .

Primero se trata el problema del Índice $I_{j i/n}$. 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. Entonces, para hacer tal comparación se desarrolló la siguiente expresión:

$$\alpha = \left| \frac{j_n - j_i}{j_n + j_i} \right| = \left| \frac{\alpha_1}{\alpha_2} \right| \quad \text{Ecuación 10}$$

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:

$$I_{j_i/n} = 1 - \alpha \quad \text{Ecuación 11}$$

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 otro 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 Mejorados, como la inyección continua 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.

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 puede emplear el Coeficiente de Variación de Pearson, CVP, el cual fue objeto de estudio en la sección previa. 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.

$$CVP_{nj} = \frac{CVP_j}{\sum CVP_j}$$

Ecuación 12

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

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

Ecuación 13

- 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.

$$W_{nj}^* = \frac{W_j^*}{\sum W_j^*}$$

Ecuación 14

- Finalmente, se hace la equivalencia:

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

Ecuación 15

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 obtendrían 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.

4.7 EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO ESTADISTICO

En esta sección se hace un ejemplo de aplicación del modelo estadístico con datos reales de cinco campos, pero suponiendo que solo son seis parámetros. En el manual del usuario del software desarrollado (ver el anexo), se plantea un ejemplo utilizando los nueve parámetros analógicos. A continuación se describe el ejemplo.

1. Lo primero que se hace es recolectar los parámetros de los campos sometidos a inyección continua de vapor, en este ejemplo son: Point Fortín, Inglewood, Deerfield, Georgsdort y Troy. Ver la tabla 10.
2. Se calcula el peso global de cada uno de los parámetros analógicos, siguiendo la metodología planteada en la sección 4.6. Los resultados pueden apreciarse en la tabla 11.
3. Se obtiene el índice comparativo para cada uno de los cinco campos, aplicando las ecuaciones 9 y 10. Los resultados de los cálculos se presentan en la tabla 12.
4. Se le aplica la ecuación 9 a cada uno de los campos (Point Fortín, Inglewood, Deerfield, Georgsdort y Troy). La tabla 13 muestra los resultados., aquí se observa el orden final como quedan posicionados los campos después de terminada la analogía con el nuevo.
5. La figura 54 muestra una grafica de pesos contra parámetros analógicos, donde se observa cual fue el parámetro que mas influyo en los resultados finales.
6. La figura 55 muestra los resultados de la tabla 13 en forma grafica.

7. Al final se saca la conclusión que la mayor puntuación la obtiene el campo Point fortín, lo cual implica que es el más análogo.

Tabla 10. Parámetros analógicos de los campos, ejemplo de aplicación.

CAMPO	PARAMETROS DE ANALOGIA					
	VISC-CRUDO, cp	SAT-CRUDO, fracc	%API	PROF, pies	ESP-NET, pies	POROSIDAD,fracc
POINT FORTIN	175	0.68	17	1800	75	0.31
INGLEWOOD	1200	0.64	15	1000	43	0.39
DEERFIELD	1000	0.29	18	160	26	0.23
GEORGSDORT	160	0.80	27	2460	125	0.25
TROY	7000	0.50	14	1200	22	0.39

Tabla 11. Pesos calculados, ejemplo de aplicación.

CAMPO	PARAMETROS DE ANALOGIA					
	VISC-CRUDO, cp	SAT-CRUDO, fracc	%API	PROF, pies	ESP-NET, pies	POROSIDAD,fracc
POINT FORTIN	175	0.68	17	1800	75	0.31
INGLEWOOD	1200	0.64	15	1000	43	0.39
DEERFIELD	1000	0.29	18	160	26	0.23
GEORGSDORT	160	0.80	27	2460	125	0.25
TROY	7000	0.50	14	1200	22	0.39
CRITERIOS ESTADISTICOS						
MEDIA	358.67	0.55	18.10	1324.00	58.20	0.31
DESVIACION	3009.97	0.18	5.25	864.92	42.79	0.07
CVP	8.39	0.32	0.29	0.65	0.74	0.22
Suma CVP	10.61					
CVP normalizado	0.79	0.03	0.03	0.06	0.07	0.02
Wj*	0.45	0.97	0.97	0.94	0.93	0.98
Suma Wj*	5.25					
Wj (peso de j)	0.09	0.18	0.19	0.18	0.18	0.19

Tabla 12. Índices comparativos calculados, ejemplo de aplicación.

CRITERIOS ESTADISTICOS						
MEDIA	358.67	0.55	18.10	1324.00	58.20	0.31
DESVIACION	3009.97	0.18	5.25	864.92	42.79	0.07
CVP	8.39	0.32	0.29	0.65	0.74	0.22
Suma CVP	10.61					
CVP normalizado	0.79	0.03	0.03	0.06	0.07	0.02
Wj*	0.45	0.97	0.97	0.94	0.93	0.98
Suma Wj*	5.25					
Wj (peso de j)	0.09	0.18	0.19	0.18	0.18	0.19
INDICES COMPARATIVOS DE LOS CAMPOS						
CAMPO	VISC-CRUDO, cp	SAT-CRUDO, fracc	%API	PROF, pies	ESP-NET, pies	POROSIDAD, fracc
POINT FORTIN	0.69	0.88	0.85	0.50	0.82	0.93
INGLEWOOD	0.43	0.91	0.77	0.75	0.57	0.96
DEERFIELD	0.50	0.71	0.88	0.42	0.39	0.78
GEORGSDORT	0.65	0.80	0.92	0.39	0.93	0.82
TROY	0.09	0.97	0.76	0.67	0.34	0.96
PROPIEDADES DEL CAMPO NUEVO						
DURI	330	0.53	23	600	109	0.36

Tabla 13. "Scores" calculados, ejemplo de aplicación.

CAMPO	SCORE(fracc)	SCORE(%)	RANKING
POINT FORTIN	0.79	78.64	1
INGLEWOOD	0.76	76.21	3
DEERFIELD	0.67	67.45	5
GEORGSDORT	0.76	76.30	2
TROY	0.69	68.57	4

Figura 54. Pesos vs parámetros analógicos, ejemplo de aplicación.

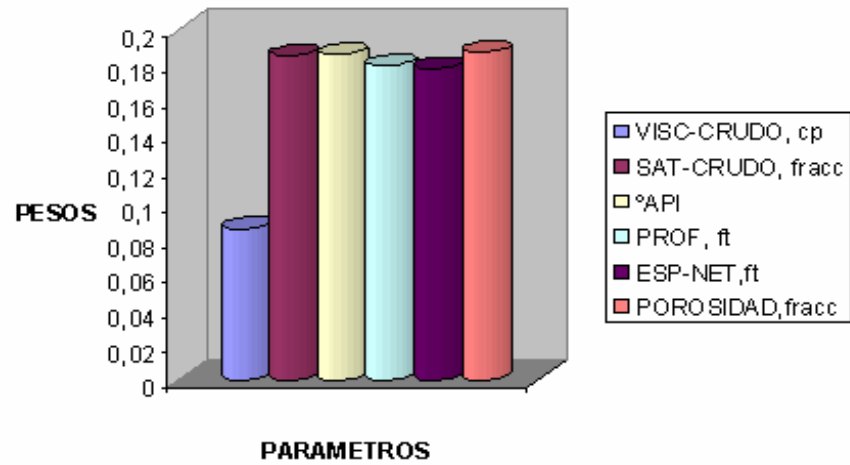
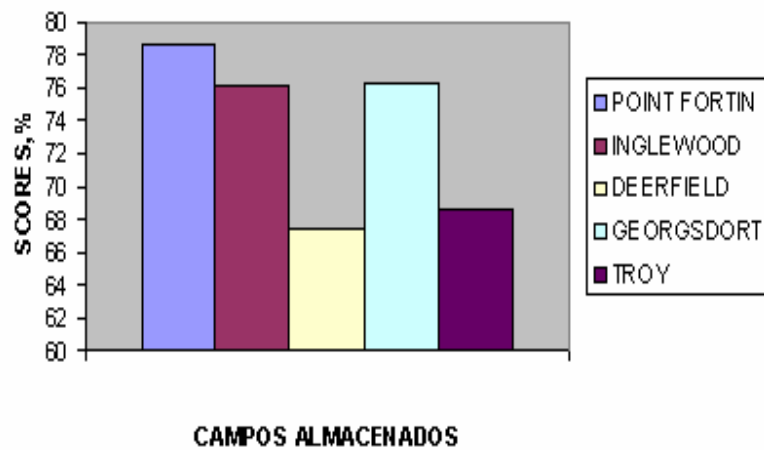


Figura 55. "Score" vs campos almacenados, ejemplo de aplicación.



5. CONCLUSIONES

1. Se implemento una Base de Datos llamada Steamflood_DB, que permite consultar información de los casos históricos de inyección continua de vapor mas representativos a nivel mundial, como: ubicación geográfica, información general del campo, información geología, propiedades de los fluidos “in situ”, curvas de producción, factores de recobro, parámetros típicos de “steamflood” y las referencias utilizadas en cada proyecto.
2. Steamflood_DB, es una herramienta muy útil que permite hacer analogías numéricas (utilizando nueve parámetros de yacimiento), entre casos históricos de inyección continua de vapor desarrollados a nivel mundial y campos “nuevos” que introduzca el usuario.
3. Se desarrollo un modelo estadístico para realizar las analogías, que asigna un “peso” relativo a cada uno de los nueve parámetros analógicos, de tal forma que *“entre mayor sea el peso para determinada propiedad mayor será su influencia en el resultado de la analogía”*. Como se explico en el capítulo IV, el peso depende del grado de dispersión de los datos almacenados, entre mas dispersos estén los datos de un parámetro menor será su peso y entre menos dispersos mayor será su peso.
4. La funcionalidad de la aplicación software fue demostrada con la corrida de un ejemplo. Se introdujeron los datos del campo Georgsdorf (Alemania), el cual esta almacenado en la base de datos, y efectivamente el proceso de analogía arrojó el mismo caso como el mas análogo. Lo anterior es totalmente lógico, porque todos los índices comparativos son iguales a uno y por ende el “score” es 100 % (ver el anexo A).

6. RECOMENDACIONES

1. Steamflood_DB debe ser utilizada de manera integral por un grupo interdisciplinario de geólogos, expertos en métodos de recobro térmico, e ingenieros de yacimiento y producción. Lo anterior con el objetivo de realizar un mejor análisis, interpretación y predicción del comportamiento de un proyecto de inyección continua de vapor.
2. Una forma más representativa que los conceptos estadísticos para asignar los pesos a los parámetros analógicos, sería contar con el criterio de expertos en métodos de recobro térmico como el Dr. Farouq Alí.
3. Steamflood_DB brinda la opción de ingresar información de nuevos campos sometidos a inyección continua de vapor ó actualizar y complementar la ya existente. De esta forma, se aumentara el nivel de confiabilidad de la información almacenada y por ende de los resultados de las analogías realizadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. ACOCK, A., JOE, A., ANDERSEN, G., NISHI, M. and others.: "Métodos prácticos de manejo de la producción de arena". Oilfield Review, verano de 2004. p.10.
2. ADAMS, R. H. and KHAN, A. M.: "Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot". SPE 1916. 1969.
3. AFOEJU, B.I.: "Conversion of Steam Injection to Waterflood, East Coalinga Field". SPE 4205. 1974.
4. Biblioteca de Consulta Microsoft ® Encarta ® 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation.
5. BOBERG, T.C.: "Thermal Methods of Oil Recovery".1998.
6. BLEVINS, T.R., ASELTINE, R.J. and KIRK, R.S.: "Analysis of a Steam Drive Project, Inglewood Field, California". SPE 2291. September 1969.
7. BURZLAFF, A.A., BERGESON, I. and HARRIS, B, R.: "Thermal Simulation of Elk Hills Light-Oil Steamflood Pilot". SPE 24036.1992.
8. BOUTKAN, V. K.: "Design and Initial Performance of a Steamflood pilot in the Marmul Field, Oman". SPE 15735. 1987.
9. BURSELL, C.G.: " Steam Displacement-Kern River Field". SPE 2738.1970.
10. BURSELL, C.G. and PITTMAN, G.M.: "Performance of Steam Displacement the Kern River Field". SPE 5017. 1975.

11. BLEWINS, T.R. and BILLINGSLEY, R.H.: "The Ten-Pattern Steamflood, Kern River Field, California". SPE 4156. 1975.
12. CURTIS, C., DECOSTER, E., KUPSCH, N., WAITE, M. and others.: "Yacimientos de petróleo pesado". Oilfield Review, verano de 2002/2003. p.32.
13. "Carta Petrolera". Noviembre 2000. p .15.
14. Campo Jazmín." PRESENTACIÓN UIS-2005.ppt".
15. CRABTREE, M., ESLINGER, D., FLETCHER, P., JOHNSON, A., and others.: "La lucha contra las incrustaciones-Remoción y Prevención". Oilfield Review, otoño de 1999. p. 30.
16. Chu, C.: "State-of-the-Art Review of Steamflood Field Project". SPE 11733. 1985.
17. CÍRCULO DE LECTORES. "Gran Enciclopedia Ilustrada Círculo". Volumen 8. Barcelona, 1984.
18. COHEN, D. "Sistemas de información para la toma de decisiones". Mc Graw-Hill.
19. CONNALLY, C.A. and MARBERRY, J.E.: "Steam Flood Pilot, Nacatoch Sand-Troy Field, Arkansas". SPE 4758.1974.
20. COFFMAN, C.L. and ROSENWALD, C.W.: "The El Dorado Micellar-Polymer Project". SPE 5408. 1975.

21. DA SILVEIRA, D.F. and MYNSSEN, A.L.: "An Example of a Steam Drive Pilot Project Management with 3D Seismic Survey in Northeast Brazil. SPE 79070. 2002.
22. 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.
23. DYAL, S. NIJHAWAN, A. and RAMNATH, K.: "Environmental Management Strategies for an Enhanced Oil Recovery Project". SPE 30689. 1995.
24. DIJK, C.: "Steam-Drive Project in the Schoonebeek Field, the Netherlands". SPE 1917.1968.
25. DAVIES, D.K. and MONDRAGON, J.J.: "A Novel, Low Cost, Well Completion Technique using Steam for Formations with Unconsolidated Sands, Wilmington Field, California". SPE 38793. 1997.
26. DEHGHANI , K. and EHRLICH, R.:" Evaluation of the Steam-Injection Process in Light-Oil Reservoirs". SPE 73403. 2001.
27. DUERKSEN, J.H. Webb, M.G., and Goma, E.E.: "Status of the Section 26C Steamflood, Midway-Sunset Field, California". SPE 6748.1977.
28. ESON, R. and FITCH, J.P.: "NORTH KERN FRONT FIELD STEAM DRIVE WITH ANCILLARY MATERIALS". SPE 9778. 1981.
29. FUADI, I.M., PEARCE, J.C. and GAEL, B.T.: "Evaluation of Steam-Injection Designs for the Durí Steamflood Project". SPE 22995.1991.
30. Farouq, Alí.: "Steam Injection Theories-A unified Approach". SPE 10746. 1982.

31. Farouq, Alí. And Meldau, R.: "CURRENT STEAMFLOOD FIELD EXPERIENCE". SPE 7546. 1978
32. -----: "CURRENT STEAMFLOOD TECHNOLOGY". SPE 7183. 1979.
33. Gómez, Gonzalo. "Recuperación mejorada por inyección de fluidos calientes al yacimiento". Bogota. 1987.
34. GATES, C.F. and BREWER, S.W.: "Steam Injection Into the D and E Zones, Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California". SPE 4160. 1975.
35. GRISTON, S. "Fluid effects in temperature observation wells". SPE 19740. 1989.
36. GPSA. "Engineering Data Book". 11th Edition (electronic). Volume II, Section 22.
37. GIMENEZ, M. y CASAMAYOR, J.: "Bases de Datos Relacionales". Madrid: Prentice Hall, 2003.
38. GAEL, B.T., GROSS, S .J. and McNABOE, G.J.: "Development Planning and Reservoir Management in the Durí Steam Flood". SPE 29668. 1995.
39. GAEL, B.T., PUTRO, E.S and MASYKUR, A.: "Reservoir Management in the Durí Steamflood" .SPE 27764. 1994.
40. GANGLE, F.J., WEYLAND, H.V., LASSITER, S.P. and VEITH, E.J.: "Light-Oil Steamdrive Pilot Test at NPR-1, Elk Hills, California". SPE 20032. 1992.

41. GOMMA, E.E. DUERKSEN, J.H. and WOO, P.T.: "Designing a steamflood Pilot in the Thick Monarch Sand of the Midway-Sunset Field". SPE 5853. 1977.
42. HOSEIN, A., PATRICK, J., MUNINDRA, P. and ASHMEAD, W.: "HISTORY AND DEVELOPMENT OF THE PROJECT III STEAMFLOOD". Instituto colombiano del petróleo.
43. HALL, A.L. and BOWMAN, R.W.: "Operation and Performance of the Slocum Thermal Recovery Project". SPE 2843. 1973. p. 407.
44. HEARN, C.L.: "The El Dorado Steam Drive-A pilot Tertiary Recovery Test". SPE 3780. 1972.
45. HANZLIK, E.J., SCHENCK, H., and BIRDWELL, B. F.: "Steamflood of Heavy oil Cat Canyon Field". Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa. 1977.
46. HONG, K.C, BLUNS CHI, J.H. and MADISON, D.L.: "Reservoir Management of Light Oil Steamflood Pilot in the SOZ Fault Block, Elk Hills Field". SPE 24037. 1972.
47. HANZLIK, E.J. and MIMS, D.S.: "Forty Years of Steam Injection in California -The Evolution of Heat Management". SPE 84848. 2003.
48. HAAN, H.J and SCHENK, L.: "Performance Analysis of Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela". SPE 1915. 1969.
49. http://www.enerplus.com/investor/2003_annual/images/sagd_illus.gif
50. <http://office.microsoft.com>

51. <http://www.indec.mecon.gov.ar/proyectos/censo2001/maestros/quees/masinfo.doc>
52. <http://www.aulafacil.com/CursoEstadistica/Lecc-1-est.htm>
53. KONOPNICKI, D.T., TRAVERSE, E.F., BROWN, A. and DEIBERT, A.D.: "Design and Evaluation of the Shiells Canyon Field Steam-Destillation Drive Pilot Project". SPE 7086. 1979.
54. LENNON, R.B.: "Midway-Sunset Field-U.S.A. San Joaquin Basin, California". Structural Traps III, by Foster, N.H. and Beaumont, E.A., AAPG Treatise of Petroleum Geology Atlas of Oil and Gas Fields, Tulsa, Oklahoma, 1992, p. 221-241.
55. LIM, F.H., SANER, W.B. and STILWELL, W.H.: "Steamflood Pilot Test in Waterflooded Tar Zone Reservoir, Fault Block II Unit, Wilmington Field, California". SPE 26615. 1993.
56. MANNUCCI, J.: "Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales".
57. MICHEL, B and BERNARD, C.: "POSO CREEK FIELD: STEAM-DRIVE PROJECT. THE SECOND INTERNATIONAL CONFERENCE THE FUTURE OF HEAVY CRUDE AND TAR SANDS". Chapter 72.
58. MOOR E, D., SIGIT, R. and WIDYANTORO, A.: "Evaluating A Steam Flood Performance over a 7-10 Year Period Using 4D Seismic Attributes and Production Data-Durí Field Indonesia". SPE 54269. 1999.

59. MEZZOMO, R.F., DUTRA, T.V. and MIRANDA-FILHO, D.: "Heavy Oil Recovery in Potiguar Basin, Brazil. Steamflooding from Field Pilot Testing to Commercial Application". SPE 71063. 2001.
60. McGEE, J. H.: "The Jobo Steamflood Project: Evaluation of Results". SPE 15649. 1987.
61. MARTIR, J.H. and COOPER, J.A.: "An Integrated Approach to the Modeling of Permeability Barrier Distribution in a Sedimentologically Complex Reservoir". SPE 13051. 1984.
62. MARQUEZ, L.J. and GONZALES, M.: "Improved Reservoir Characterization of a Mature Field through an Integrated Multi-Disciplinary Approach. LL-04 Reservoir, Tia Juana Field, Venezuela". SPE 71355.
63. MATTHEWS, C.S.: "Steamflooding". SPE 9993. 1986.
64. McBEAN, W.N.: "Attic Oil Recovery by Steam Displacement". SPE 4170.1972.
65. 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.
66. NAKAMURA, S., SARMA, H.K. and UMUCU, T.: "A Critical Evaluation of a Steamflood Pilot in a Deep Heavy Carbonate Reservoir in Ikiztepe Field, Turkey". SPE 30727. 1995.

67. ODELL, P.M. and ROGERS, W.L.: "USE OF NUMERICAL SIMULATION TO IMPROVE THERMAL RECOVERY PERFORMANCE IN THE MOUNT POSO FIELD, CALIFORNIA". SPE 7078. 1978.
68. PAEZ, Ruth. "Diseño de un sistema simulador de alternativas para levantamiento artificial de crudos pesados campo Castilla". UIS, 2003.
69. PAEZ, C.R.: "DIPLOMADO EN FACILIDADES DE SUPERFICIE. MODULO 3: OPERACIONES DE RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS". Sept del 2000. p. 36.
70. PEREZ, A; et al. "Benchmarking of Steamflood Field Projects in Light/Medium Crude Oils". SPE 72137.2001.
71. PRATS, M.: "Thermal recovery". SPE Monograph vol.7.1986.
72. PEARCE, J.C.: "CURRENT STATUS OF THE DURU STEAMFLOOD PROJECT SUMATRA, INDONESIA". SPE 21527. 1991.
73. RAMKHALAWAN, C.D., KHAN, J. and BAINEY, K.R.: "Thirty 30 Years of Steamflooding: Reservoir Management and Operational Experiences". SPE 30772. 1995.
74. RITCH, H.J.: "PETROPHYSICAL EVALUATION OF THE SMACKOVER FORMATION IN EAST TEXAS". SPE 2285. 1968.
75. RAMLAL, V. and LEWIS, K.: "A Performance Analysis of Petrotrin`s North Palo Seco Steamflood". SPE 36144. 1996.
76. REHKOPF, B.L.: "Metson Attic Steam Drive". SPE 5855. 1976.

77. SILBERSCHATZ, A. y KORTH, H. "Fundamentos de bases de datos". McGraw-Hill.2002.
78. SANCHEZ, D. y CARBONELL, I. "Microsoft ACCES 2002". Madrid: McGraw - Hill, 2001.
79. SARMA, H.K., OHNO, K. and HORIKAWA, H.: "A Laboratory Investigation of the Effectiveness of steamflood Additives in Recovering Viscous Heavy oil". SPE 35397. 1996.
80. SANKUR, V. and EMANUEL, A.S.: "A Simplified Modeling Study of Vickers East Waterflood Project in Inglewood Field". SPE 17428.1968.
81. SMITH, R.V., BERTUZZI, A.F., TEMPLETON, E.E. and CLAMPITT, R.L.: "Recovery of Oil by Steam Injection in the Smackover Field, Arkansas". SPE 3779. 1973.
82. SCHENK, L.: "Analysis of the Early Performance of the M-6 Steam-Drive Project, Venezuela". SPE 10710. 1982.
83. STOKES, D.D., BRE, J.R. and WHITTEN, D.G.: "Steam Drive as a Supplemental Recovery Process in an Intermediate-Viscosity Reservoir, Mount Poso Field, California". SPE 6522. 1978.
84. TROOST, P.J.P.M.: "SCHOONEBEEK OIL FIELDS THE RW-2E STEAN INJECTION PROJECT. THE SECOND INTERNATIONAL CONFERENCE THE FUTURE OF HEAVY CRUDE AND TAR SANDS". Chapter 63.
85. TABBER, J.J., MARTIN, F.D. and SERIGHT, R.S.:"EOR Screening Criteria Revisited_Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE 35385. 1997.

86. Thomas, A., BADRUZZAMAN, A. and JULANDER, D.: "Steamflooding Surveillance in Sumatra, Indonesia and San Joaquin Valley, California Using Steam Identification, Carbon/Oxygen, and Temperature Logs". SPE 80435. 2003.
87. TASCHMAN, B. M.: "Zone 1 Steam Project, Coalinga Field". SPE 8880. 1982.
88. TEBERG, J. A.: "Wilmington Field Steam Operations". SPE 1494. 1966.
89. TEEUW, D., ROND, D. and MARTIR, H.J.: "Design of Pilot Polymer Flood in the Marmul Field, Oman". SPE 1105. 1983.
90. Vogel, J. V.: "Gravity drainage vital factor for understanding steam floods". Oil & Gas Journal. Nov 30, 1992.
91. VANEGAS, O.: "CHARLA PRIVADA". Profesor Escuela Ingeniería de Petróleos - UIS.
92. VALLEROY, V.V., WILLMAN, B.T., CAMPBELL, J.B. and POWERS, L.W.: "Deerfield Pilot Test of Recovery by Steam Drive". SPE 1581. 1967.
93. VOLEK, C.W. and PRYOR, J.A.: "Steam Distillation Drive-Brea Field, California". SPE 3441. 1972.
94. VAN DER KNAPP, W.: "M-6 STEAM DRIVE PROJECT PRELIMINARY RESULTS OF A LARGE SCALE FIELD TEST". SPE 9452. 1980.
95. WINGEN, N.V.: "Coalinga Nose Pressure Maintenance Project". SPE 4183. 1973.
96. WILHELM, H.E and FIEDRICH, P.: "Status of the Steam Drive Pilot in the Georgsdorf Field, Federal Republic of Germany". SPE 8385. 1991.

97. WATTLEY, G.S.: "PRODUCING HORIZONS AND MECHANISMS AT FOREST RESERVE". SPE 5947.
98. WILLIAMS, L.L. FONG, S. W. and KUMAR, M.: "Effects of Discontinuous Shales on Multizone Steamflood Performance in the Kern River Field". SPE 73174. 2001.
99. YIBIRIN, J.G. and McGee J.H.: "The Jobo Steamflood Project: A preliminary Evaluation of Results". SPE 17388. 1988.
100. ZAHEDI, A., JOHNSON, R. and RUEDA, C.: "Heat Management in Coalinga- New Insight to Manage Heat in an old Field". SPE 86984. 2004

ANEXO A

MANEJO DE STEAMFLOOD_DB

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

MODO DE INSTALACIÓN DE STEAMFLOOD_DB

1. Insertar el CD de instalación.
2. Buscar dentro del CD el archivo Steamflood.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.

EJECUCIÓN DE STEAMFLOOD_DB

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

PASSWORD

La clave de acceso como usuario normal es *grmicpuis*

GUÍA DEL USUARIO DE STEAMFLOOD_DB

1. 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

2. 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.

2.1 PANTALLA DE INICIO

Esta es la ventana de inicio del programa, la cual contiene una imagen con los *logos* de las entidades participantes en el proyecto. En la parte inferior están 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*. Ver la figura 1.

Figura 1. 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 entra como administrador, se tiene la facultad de insertar nueva información y de modificar la ya existente, mientras que un usuario normal no puede hacer uso de estas dos 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.

2.2 PANTALLA PRINCIPAL

Es la ventana más importante del programa (ver figura 2), 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.

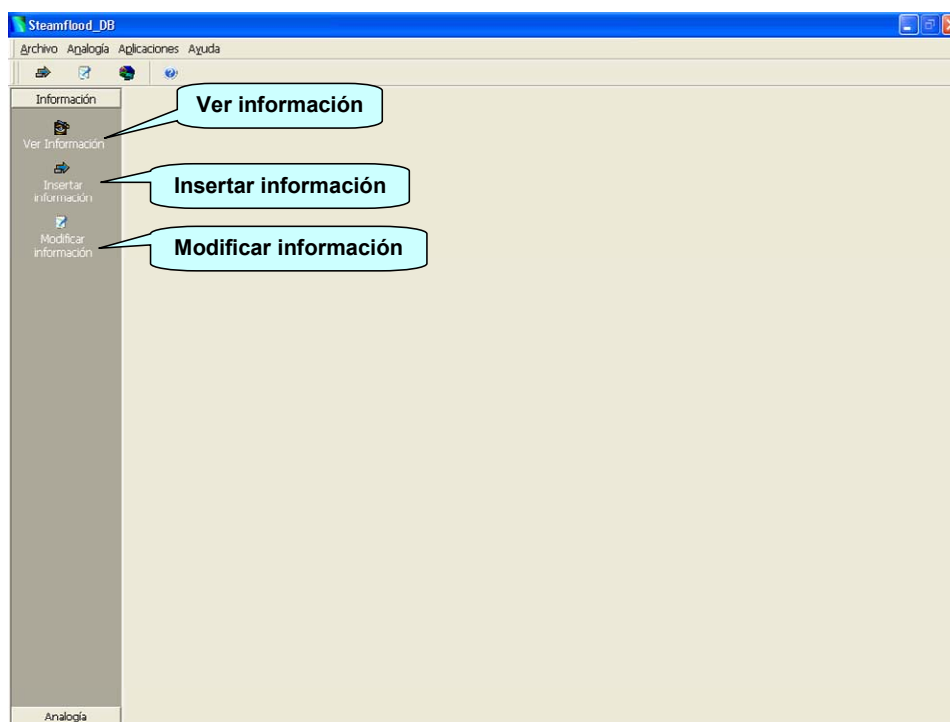
1. Información:
 - a. Ver información: muestra toda la información de cada uno de los campos almacenados en la base de datos, la cual esta distribuida en varios paneles.
 - b. Insertar información: permite almacenar información de nuevos proyectos de inyección continua de vapor que se encuentren.
 - c. Modificar información: permite cambiar la información existente en la base de datos.

2. Analogía:

a. Realizar analogía: aquí se programa y realiza la analogía.

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

Figura 2. 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), ambas en la parte superior.

2.3 PANTALLA DE VISUALIZACIÓN DE LA INFORMACION

Esta pantalla está dividida en 5 paneles distintos:

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 3.

Panel 2: este panel clasifica la información de cada campo de la siguiente forma: parámetros analógicos (“screening”), información general del campo, información geológica del campo, información de los fluidos “in situ”, información de producción, información de los parámetros “steamflood”, problemas operacionales y referencias bibliograficas. Para ver la información, se selecciona un campo en el panel principal (1) y luego se hace click en el panel 2 según el tipo de datos que se necesite visualizar. Ver la figura 3.

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 Point Fortin (panel 1) y luego escoge “información de producción” (panel 2), tales datos deben aparecer en el panel 3. Este panel es básicamente una tabla con seis columnas fijas 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(rango), valor 2 (rango), 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 click sobre el nombre de un parámetro aparece su definición técnica en el panel 4. Ver la figura 3.

Panel 4: al hacer click 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 click derecho sobre el y seleccionando la respectiva opción en el menú que se despliega. Ver la figura 3.

Panel 5: Al hacer click 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 y/o patrón de inyección, registro y/o cross section, y curvas de producción y/o inyección. Además de las imágenes anteriores, se puede visualizar el mapa de ubicación de cualquier campo haciendo click en el panel 1 (mapa). Una vez cargadas dichas imágenes, pueden ser llevadas a tamaño real o ajustadas a cualquier tamaño haciendo click izquierdo sobre ellas. Ver la figura 3.

2.4 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 4). En la parte superior de la pantalla se hace lo primero (información principal), es decir, se digitan los siguientes datos:

- Nombre

- Campo

- País

- Operador

- Fecha de descubrimiento (puede quedar en blanco o seleccionar una fecha presionando el botón ubicado a la extrema derecha).
- Nombre del yacimiento
- Mapa de ubicación del campo (se digita o se pega la dirección de la imagen en el cuadro).

Figura 3. Visualización de la información.

The screenshot shows the EORS software interface for 'Mount Poso'. It features a tree view on the left, a table of parameters, a geological log, and descriptive text. Callouts identify specific panels:

- Panel 1:** Points to the tree view showing a hierarchy of wells and fields.
- Panel 2:** Points to the 'Información detallada' section with radio buttons for different information categories.
- Panel 3:** Points to the table of parameters.
- Panel 4:** Points to the descriptive text on the right.
- Panel 5:** Points to the geological log showing different zones.

Nombre parámetro	Tipo valor	Valor 1	Valor 2	Analog	Información
CUENCA	Informació		No		Información
EDAD	Informació		No		Información
GEOLOGIA ESTRUCTURAL	Informació		No		Información
MAPA ESTRUCTURAL Y/O PATRÓN DE	Imaen		No		Información
CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN	Informació		No		Información
REGISTRO Y/O CROSS SECTION	Imagen		No		Información

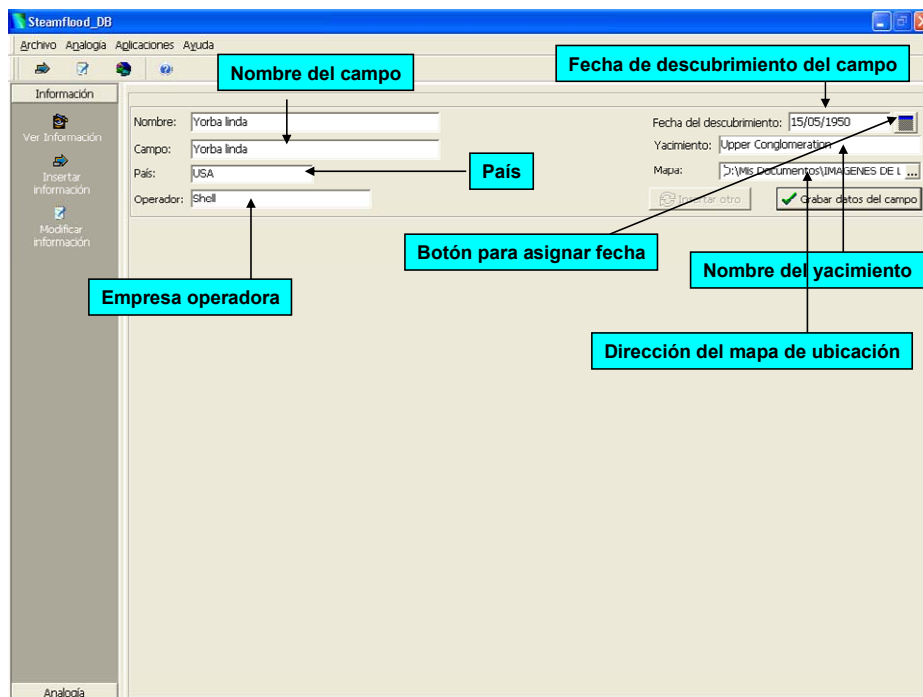
Panel 5: REGISTRO TÍPICO DE LAS ARENAS VEDDER. The log shows zones: VEDDER SUPERIOR, ZONA INTERMEDIA, VEDDER INFERIOR, VEDDER TERCERO, and VEDDER CUARTO.

Panel 4: Información adicional para: CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN. La producción proviene de cuatro horizontes, todos de edad Mioceno Inferior. El horizonte Vedder superior es el más somero de las cuatro zonas y el más grande en términos de área y volumen. El tope del área Vedder superior varía de 1600 pies, buzamiento arriba a 2000 pies de profundidad en el contacto agua-aceite. Vedder superior es una arena inconsolidada, con granos de tamaño grueso a medio, bien sorteados, con un espesor bruto promedio de 75 pies. La arena del yacimiento es de excelente calidad y tiene buena continuidad lateral, se caracteriza por no tener grandes espesores de shale, se presentan algunas intercalaciones delgadas.

Una vez digitados los datos anteriores, luego presione 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* (ver figura 5) se carga la siguiente información:

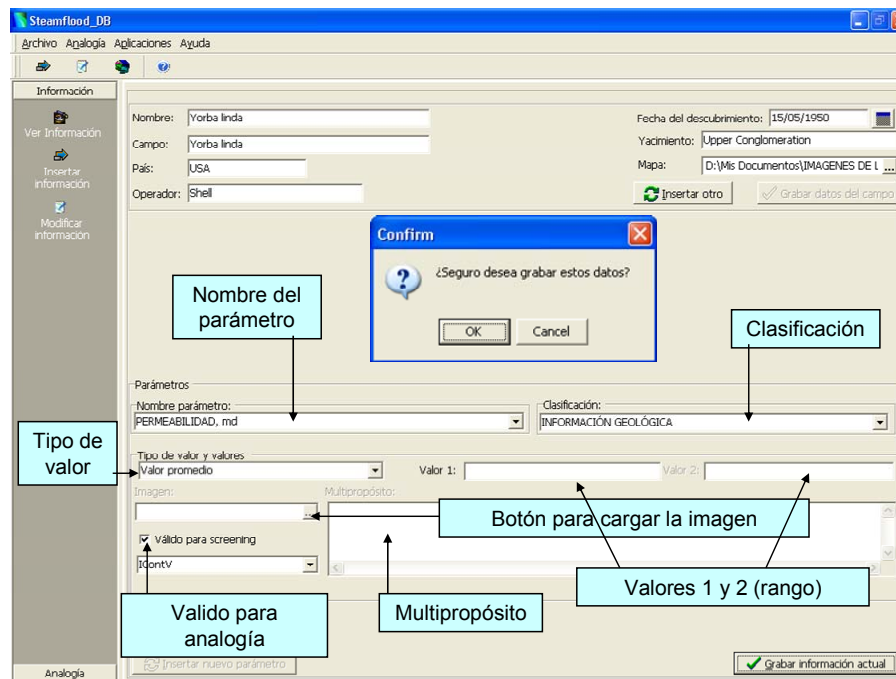
Figura 4. Información principal del campo



- a. *Nombre parámetro:* se selecciona un parámetro de la lista.
- b. *Clasificación:* el parámetro seleccionado se ubica dentro de una clasificación determinada (es necesario que incluya el parámetro dentro de una clasificación).
- c. *Tipo de valor:* se selecciona un tipo de valor de la lista; en caso que se escoja la opción multipropósito debe digitar o pegar información dentro del cuadro *multipropósito*, si selecciona la opción imagen, el cuadro *imagen* se activa (el usuario carga la imagen usando el botón con puntos ubicado a la derecha del cuadro *imagen*).
- d. *Opción válida para screening/analogía:* se selecciona cuando el parámetro introducido sirve para hacer la analogía.

Al finalizar el proceso de introducir TODOS los datos, presione el botón *grabar información actual*, para introducir un nuevo parámetro presione el botón *insertar nuevo parámetro*.

Figura 5. Parámetros de los campos.



2.5 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:

En la parte superior de la pantalla está la primera sección: *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 asociada a este en el cuadro que está más adelante. Si desea modificar la información, cambie los datos y presione el botón *actualizar datos*, si desea agregar un nuevo parámetro al campo escogido, entonces presione el botón *insertar parámetro* (esto lo lleva a la ventana de inserción de parámetros explicada en el apartado anterior). Si presiona el botón *borrar parámetro*, el parámetro seleccionado en la lista será eliminado con previa confirmación de la acción. Lo mismo sucede si presiona el botón *borrar campo*. Ver figura 6.

En la parte inferior aparece la sección denominada: *campos, clases y parámetros por separado*, en la que aparecen todos los campos (tengan o no tengan parámetros asociados), todos los parámetros y todas las clasificaciones disponibles. Puede borrar un campo directamente desde esta sección al igual que en la sección anterior, utilizando el botón *borrar campo*. En el cuadro *nombre del parámetro*, borre o inserte un parámetro utilizando los botones respectivos (cabe aclarar que los parámetros insertados son de acceso global, es decir, quedan disponibles para inserción en todos los campos), si elimina un parámetro y este fue utilizado dentro de un campo, la información asociada a este parámetro y los campos es eliminada por completo. Para las clasificaciones es lo mismo que para los parámetros. Ver figura 7.

2.6 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 8), contiene las siguientes partes:

Figura 6. Campos y parámetros asociados.

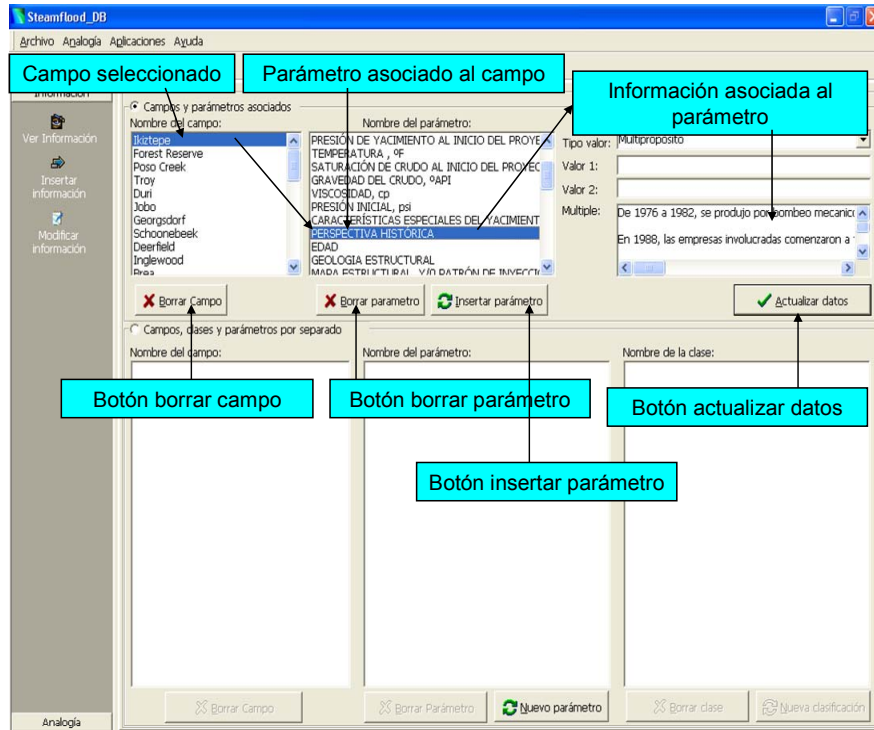
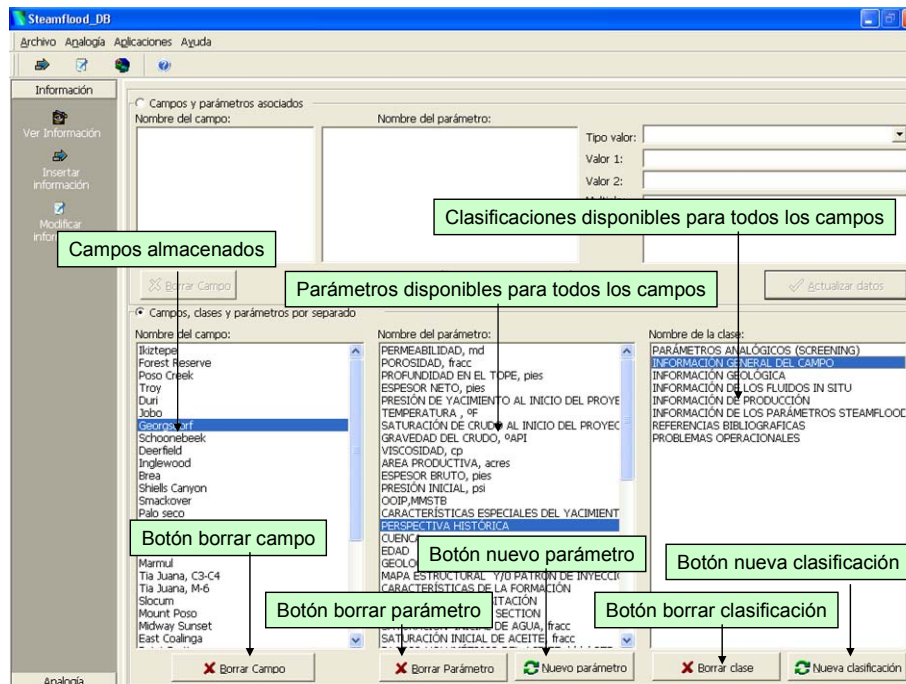


Figura 7. Campos, clases y parámetros por separado.



- a. *Nombre del campo a comparar*
- b. *Información de la analogía*: presenta información básica del modelo estadístico que realiza las analogías.
- c. *Parámetros de la analogía*: lista los parámetros de la analogía en los cuales el usuario introduce la información que posea del prospecto.
- d. *Valores de los parámetros*: aquí digite los valores de los parámetros que serán tenidos en cuenta en la analogía (cada vez que digite un parámetro presione el botón *guardar valor*).
- e. Botón *iniciar proceso de analogía*: presione para iniciar el proceso de comparación de la información entrante con la almacenada en la base de datos.

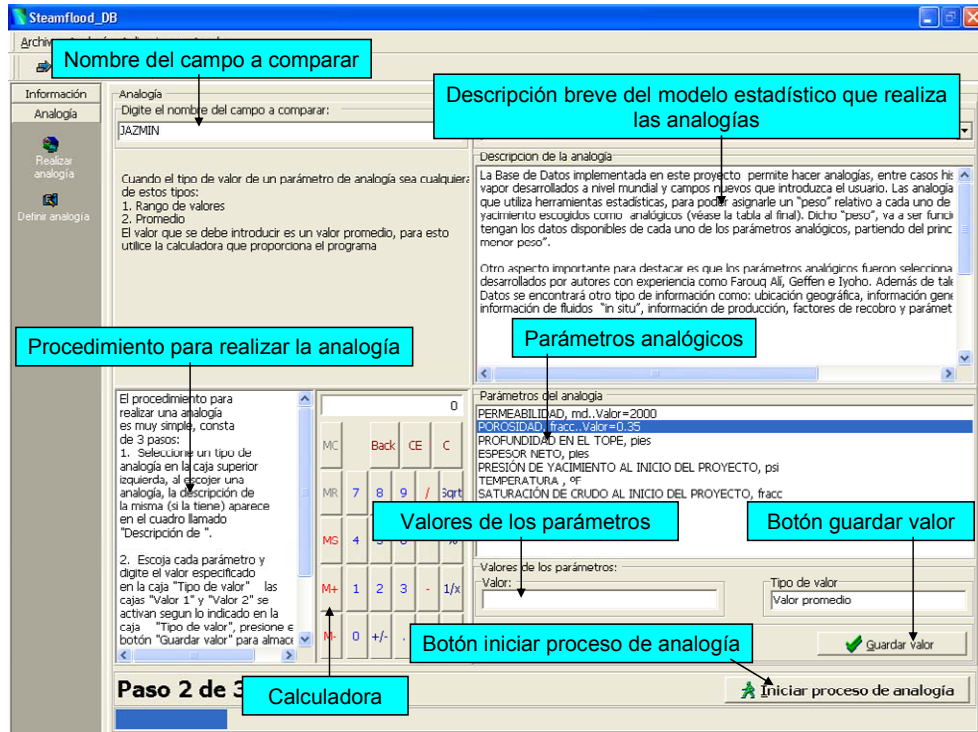
Además de lo anterior, esta ventana posee un panel donde se describe paso a paso el procedimiento a seguir para realizar la analogía correctamente y una calculadora que permite hallar el promedio de dos valores en caso de que algún parámetro analógico sea un rango.

2.7 PANTALLA DE RESULTADOS DEL PROCESO DE ANALOGÍA

Pantalla de salida de resultados que agrupa en cuatro secciones una descripción final del proceso de analogía (ver figura 9):

- a. *Campo resultado*: contiene el campo cuyo puntaje indica que es el más análogo (similar) al campo introducido. Muestra el puntaje final del campo, así como el número de campos utilizados para el proceso y una descripción de cómo se obtiene el puntaje.

Figura 8. Realización de analogías.



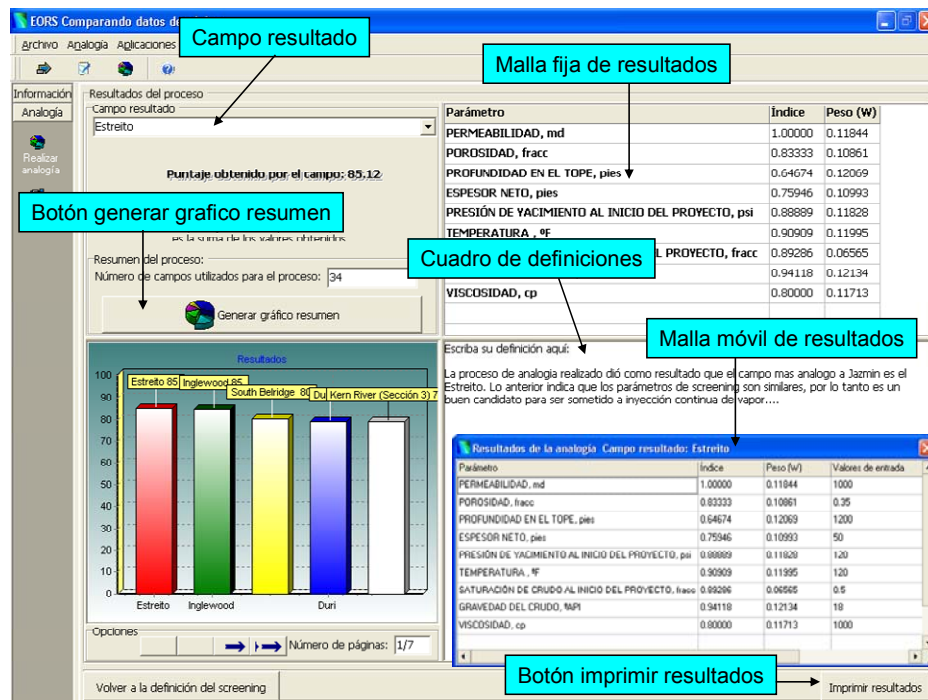
b. *Gráfico resultado*: posee una descripción gráfica de los resultados del proceso en forma de barras ordenadas de mayor a menor según el puntaje de cada campo (cada uno tiene su respectivo puntaje y nombre en la parte superior de su respectiva barra). Para que se genere la grafica de barras oprima el botón *Generar grafico resumen*, luego puede visualizar el puntaje de los diferentes campos almacenados utilizando los botones *adelante* y *atrás*, ubicados en la parte inferior de la grafica.

c. *Malla de resultados*: muestra los índices comparativos de cada uno de los parámetros analógicos y el peso global de los mismos. Al hacer doble click izquierdo sobre esta malla (fija), aparece una ventana móvil que muestra los datos de entrada y la misma información que la malla fija, la ventaja es que el usuario puede ir a la opción *ver información* y hacer un paralelo entre los datos

del campo análogo y los de entrada, ya que dicha ventana se mantiene superpuesta.

- d. *Cuadro de definiciones*: aquí se escriben las conclusiones y observaciones de la analogía realizada. Se imprimen a manera de reporte final, haciendo click derecho sobre el cuadro de definiciones o presionando el botón *Imprimir resultados*.

Figura 9. Resultados del proceso de analogía.



3. VALIDACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Con el objetivo de validar la base de datos, se introdujeron los datos de los parámetros del campo Georgsdorf, el cual forma parte de los casos históricos almacenados en la base de datos. Como resultado se obtuvo el mismo campo como el más análogo, lo cual comprueba la veracidad del método analógico. La figura 10 muestra por medio de la *grafica de resultados* y el cuadro *campo resultado* el “score” igual a 100 obtenido por el campo Georgsdorf, ya que los índices comparativos son todos iguales a 1. La figura 11 muestra la comparación entre los parámetros almacenados para el campo Georgsdorf y los introducidos por el usuario utilizando la malla móvil.

Figura 10. Resultados de la validación de la aplicación.

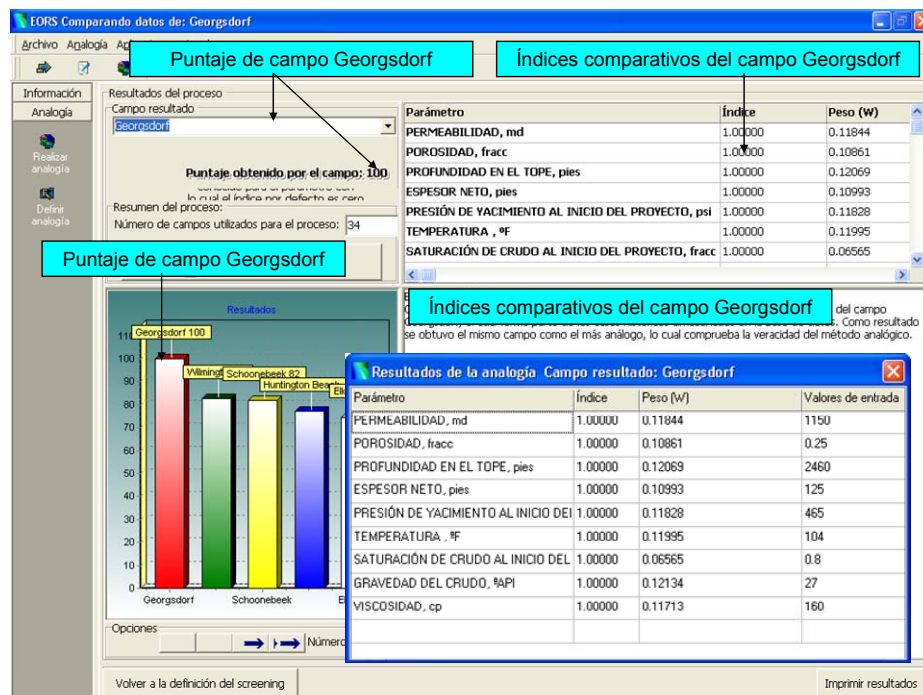


Figura 11. Comparación de los parámetros almacenados con los de entrada.

The screenshot displays the EORS software interface for the 'Georgsdorf' project. A central table lists parameters with their values and analogies. A pop-up window titled 'Resultados de la analogía' provides a detailed comparison of input values against stored parameters.

Parámetros almacenados y de entrada

Nombre parámetro	Tipo valor	Valor 1	Valor 2	Analogía	Información
SATURACIÓN DE CRUDO AL	Valor promedio	0.8		Si	
PERMEABILIDAD, md	Valor promedio	1150		Si	
POROSIDAD, fracc	Valor promedio	0.25		Si	
PROFUNDIDAD EN EL TOPE,	Valor promedio	2460		Si	
ESPESOR NETO, pies	Valor promedio	125		Si	
PRESIÓN DE YACIMIENTO AL	Valor promedio	465		Si	
TEMPERATURA, °F	Valor promedio	104		Si	
GRAVEDAD DEL CRUDO, %API	Valor promedio	27		Si	
VISCOSIDAD, cp	Valor promedio	160		Si	Información

Resultados de la analogía Campo resultado: Georgsdorf

Parámetro	Índice	Peso (W)	Valores de entrada
PERMEABILIDAD, md	1.00000	0.11844	1150
POROSIDAD, fracc	1.00000	0.10861	0.25
PROFUNDIDAD EN EL TOPE, pies	1.00000	0.12069	2460
ESPESOR NETO, pies	1.00000	0.10993	125
PRESIÓN DE YACIMIENTO AL INICIO DE	1.00000	0.11828	465
TEMPERATURA, °F	1.00000	0.11995	104
SATURACIÓN DE CRUDO AL INICIO DEL	1.00000	0.06565	0.8
GRAVEDAD DEL CRUDO, %API	1.00000	0.12134	27
VISCOSIDAD, cp	1.00000	0.11713	160

