

SISTEMA EXPERTO PARA LA SELECCIÓN TÉCNICA DE UN MÉTODO DE  
RECOBRO MEJORADO PARA UN CAMPO DE CRUDO

JAVIER ORLANDO AGUILLON DUARTE

FREDY JOANE GARCÍA RIBERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
2004

SISTEMA EXPERTO PARA LA SELECCIÓN TÉCNICA DE UN MÉTODO DE  
RECOBRO MEJORADO PARA UN CAMPO DE CRUDO

JAVIER ORLANDO AGUILLON DUARTE

FREDY JOANE GARCÍA RIBERO

Trabajo de Grado presentado como  
requisito parcial para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos.

Director:

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
2004

A Dios, primero y sobre todas las cosas

A mis Padres Aquileo y Graciela por todo el apoyo incondicional que recibí y  
por ser fuente de mi inspiración.

A mi hermano Freddy, por brindarme su amistad y un punto de vista diferente  
de la vida.

A mis Abuelos, porque siempre creyeron en mí aunque algunos ya no me  
acompañen ahora.

A mi sobrino Camilo , que ojala tenga una vida llena de éxitos.

A Fredy, por ser un amigo incondicional que creyó en mí para la realización  
de este trabajo.

A todos aquellos que durante mi carrera pusieron su grano de arena para la  
consecución de este título.

**Javier**

A mis padres Esperanza y Efraín, quienes no dudaron en brindarme apoyo y confianza para emprender un proyecto de vida y forjar con ejemplo y dedicación un ser humano mas humano.

A mis hermanos Alexander, Zoila Rosa y Sandrita. Por acompañarme en todos los momentos de mi vida como una fuente de inspiración y apoyo para conseguir mis propósitos

A Dios por dotarme de capacidad para alcanzar las metas que en este paso por el mundo me he propuesto y brindarme la compañía de mi familia con quienes convivir es una experiencia maravillosa.

A Xavi por compartir conmigo en la ejecución de este proyecto, pero sobre todo por ser un amigo en todos los momentos.

**FREDY**

## AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo quieren agradecer a las siguientes personas e instituciones por el apoyo recibido para la conclusión del mismo.

A la **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**, por fomentar un ambiente propicio para la investigación y el desarrollo de aplicaciones útiles a la sociedad.

A la **ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**, por aquellos conocimientos brindados a lo largo de nuestra formación profesional.

Al profesor SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO, director del proyecto, por su colaboración prestada para el desarrollo del presente trabajo.

Al Ing. OSCAR CONTRERAS, por su asesoría y colaboración en el montaje del sistema.

A nuestro grupo **PETROSA**, por su constante apoyo, a charles, juli, uriel, rafa, nono, tavo, yussed y especialmente a Paulo.

A todas aquellas personas que de una u otra forma contribuyeron para hacer realidad el presente trabajo.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES SOBRE METODOS DE RECOBRO MEJORADO	3
1.1 RECOBRO PRIMARIO	4
1.2 RECOBRO SECUNDARIO	5
1.3 RECOBRO TERCARIO	5
1.3.1 Procesos térmicos	6
1.3.2 Recobro miscible	11
1.3.3 Recobro Químico	15
2. DESARROLLO DEL SCREENING	18
2.1 POR QUE USAR UN SCREENING	18
2.2 CRITERIOS DE SCREENING PARA PROCESOS EOR	19
2.2.1 Combustión In-Situ	20
2.2.2 Inyección de Vapor	22
2.2.3 Inyección de CO <sub>2</sub>	24
2.2.4 Inyección de Polímeros.	26
2.2.5 Inyección Cíclica de Vapor.	28
3. SISTEMAS EXPERTOS	31
3.1 QUE ES UN SISTEMA EXPERTO	31
3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS EXPERTOS	33
3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA EXPERTO	34
3.3.1 La base de conocimientos.	35

3.3.2 El mecanismo de inferencia	36
3.3.3 El componente explicativo.	38
3.3.4 La interfase de usuario.	38
3.3.5 El componente de adquisición	39
3.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES	40
3.5 FUTURO PARA LOS SISTEMAS EXPERTOS	42
4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXPERTO XGRAD	44
4.1 POR QUE UN SISTEMA EXPERTO?	44
4.2 DESARROLLO DEL SISTEMA EXPERTO XGRAD	45
4.2.1 Adquisición del conocimiento	45
4.2.2. Formulación del sistema.	48
4.2.3. Verificación y validación del sistema.	52
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS	53
5.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL SISTEMA SWORD	54
5.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL SISTEMA XGRAD	56
5.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PUBLICADOS POR LA LITERATURA TÉCNICA	62
5.3.1 Resultados para el campo I	63
5.3.2 Resultados para el campo II	63
5.3.3 Resultados para el campo III	64
5.3.4 Resultados para el campo IV	64
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFÍA	69
ANEXOS (Ver lista de Anexos mas adelante)	73

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Resumen del screening técnico para el método de combustión In-Situ	21
Tabla 2. Resumen del screening técnico para el método de inyección de vapor.	23
Tabla 3. Resumen del screening técnico para el método de inyección de CO <sub>2</sub> .	25
Tabla 4. Resumen del screening técnico para el método de inyección de polímeros	27
Tabla 5. Resumen del screening técnico para el método de inyección cíclica de vapor	29
Tabla 6: Información disponible para los campos de la histórica de la base de datos XGRAD.	47
Tabla 7. Parámetros de Yacimientos candidatos a la aplicación de un EOR.	53
Tabla 8. Resultados de la selección hecha por los programas SWORD y XGRAD para los campos analizados.	63
Tabla 9. Requerimientos del sistema para la ejecución de XGRAD.	78

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación esquemática de los tipos de recobro que se tiene para un campo de crudo.	3
Figura 2. Representación esquemática de la inyección de vapor en un campo de crudo.	8
Figura 3. Esquematación del proceso de Combustión In Situ y las zonas teóricas que se presentan.	10
Figura 4. Esquema general para el recobro por desplazamiento miscible.	13
Figura 5. Esquema de las zonas teóricas presentadas en el yacimiento para el recobro químico.	16
Figura 6. Arquitectura clásica de un sistema experto(tomada de Castillo y Acuare, 1989)	35
Figura 7. Tablas creadas en la base de datos para el sistema XGRAD.	46
Figura 8. Ilustración desigualdad de Tchebycheff.	49
Figura 9 : Sistema de puntuación XGRAD	51
Figura 10. Plantilla de entrada de datos para la aplicación SWORD en el campo I.	54
Figura 11. Plantilla de resultados para la prueba hecha en el campo I.	55
Figura 12. Opción para generar un reporte de la prueba realizada en el campo I.	56
Figura 13. Plantilla de entrada de datos generales del campo mostrada por el programa XGRAD.	57
Figura 14. Plantilla de entrada de datos técnicos para el campo del software XGRAD.	57

Figura 15. Ventana para la selección de los métodos a no evaluar en la consulta de XGRAD.	58
Figura 16. Primer pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD.	59
Figura 17. Segunda pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD	60
Figura 18. Tercer pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD	61
Figura 19. Ventana de la analogía realizada del Campo I con la base de datos.	62
Figura 20. Rangos de porosidad para diferentes métodos de EOR.	73
Figura 21. Rangos de permeabilidad para diferentes métodos de EOR.	74
Figura 22. Rangos de profundidad de yacimiento para diferentes métodos de EOR.	74
Figura 23. Rangos de presión actual de yacimiento para diferentes métodos de EOR.	75
Figura 24. Rangos de temperatura de yacimiento para diferentes métodos de EOR.	75
Figura 25. Rangos de gravedad de crudo para diferentes métodos de EOR.	76
Figura 26. Rangos de viscosidad de crudo para diferentes métodos de EOR.	76
Figura 27. Rangos de espesor neto para diferentes métodos de EOR.	77
Figura 28. Rangos de saturación actual de crudo para diferentes métodos de EOR.	77
Figura 29. Ventana de inicio de sesión en XGRAD	79
Figura 30. Ventana principal de XGRAD	80
Figura 31. Menú <i>Archivo</i> del programa XGRAD	81

Figura 32. Menú <i>Ver</i> del programa XGRAD	82
Figura 33. Menú <i>Herramientas</i> del programa XGRAD	82
Figura 34. Ventana de introducción del screening técnico de un método de recobro mejorado.	83
Figura 35. Ventana de introducción de campos a la base de datos.	85
Figura 36. Menú <i>Consultas</i> del programa XGRAD	85
Figura 37. Menú <i>Ayuda</i> del programa XGRAD	86
Figura 38. Ventana con información acerca de el programa XGRAD	86
Figura 39. Ventana de introducción de datos para el campo II – Programa SWORD	87
Figura 40. Ventana de resultados para el campo II – Programa SWORD	88
Figura 41. Ventana de introducción de datos para el campo III – Programa SWORD	88
Figura 42. Ventana de resultados para el campo III – Programa SWORD	89
Figura 43. Ventana de introducción de datos para el campo IV – Programa SWORD	89
Figura 44. Ventana de resultados para el campo IV – Programa SWORD	90
Figura 45. Primer pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.	90
Figura 46. Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.	91
Figura 47. Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.	91
Figura 48. Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.	92

Figura 49. Primer pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.	92
Figura 50. Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.	93
Figura 51. Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.	93
Figura 52. Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.	94
Figura 53. Primer pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.	94
Figura 54. Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.	95
Figura 55. Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.	95
Figura 56. Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.	96

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GRÁFICAS COMPARATIVAS DEL SCREENING REALIZADO PARA EL SISTEMA XGRAD	73
ANEXO B – MANUAL DEL USUARIO DE XGRAD	78
ANEXO C. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL PROGRAMA XGRAD Y AL PROGRAMA SWORD PARA LOS CAMPOS II, III Y IV	87
ANEXO D. REPORTES GENERADOS DE LA PRUEBA REALIZADA PARA EL CAMPO I POR EL PROGRAMA SWORD Y EL PROGRAMA XGRAD	97
ANEXO E. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS UTILIZADAS EN LA BASE DE DATOS	101

## RESUMEN

**TÍTULO:** SISTEMA EXPERTO PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO PARA UNA CAMPO DE CRUDO \*

**AUTORES:** JAVIER ORLANDO AGUILLÓN DUARTE, Ing. de Petróleos  
FREDY JOANE GARCÍA RIBERO, Ing. de Petróleos \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Yacimientos, Métodos de Recobro Mejorado, Sistemas Expertos, Inteligencia Artificial, Ingeniería de Yacimientos.

Los proyectos de recobro mejorado de petróleo se han constituido como un medio efectivo para aumentar el porcentaje de las reservas recuperables de los yacimientos en los cuales se ha desarrollado una producción primaria y secundaria con las que se logra obtener entre un 40 y un 50 % de las reservas del mismo, es así como la escogencia de procesos de recobro mejorado adecuados para las características propias de cada yacimiento se hace indispensable.

Esta selección esta basada en criterios tanto técnicos como económicos, el problema de encontrar el método de recobro mejorado aplicable a un yacimiento específico ó de evaluar la aplicabilidad de determinado proceso con base en la información disponible del yacimiento fue tratado aquí mediante el desarrollo e introducción de la herramienta XGRAD, que hace uso del concepto de sistema experto con el objetivo primario de escoger un método de recobro mejorado considerando exclusivamente el criterio técnico. Esta herramienta software incluye una base de datos que incorpora información de roca y fluido de campos sometidos a métodos de recobro mejorado.

Las pruebas que se realizaron en la fase de verificación y validación del sistema, revelan que el sistema desarrollado es un sistema confiable y que es consistente con las opiniones de los expertos humanos por lo tanto es una herramienta útil en la selección técnica de métodos de recobro mejorado.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director de Proyecto Samuel Muñoz Navarro

## ABSTRACT

**TITLE:** EXPERT SYSTEM FOR THE TECHNICAL SELECTION OF AN ENHANCED OIL RECOVERY METHOD FOR AN OIL FIELD. \*

**AUTHORS:** JAVIER ORLANDO AGUILLÓN DUARTE  
FREDY JOANE GARCÍA RIBERO \*\*

**KEYWORDS:** Reservoir, Enhanced Oil Recovery Methods, Expert Systems, Artificial Intelligence, Reservoir Engineering.

Enhanced oil recovery projects are an effective medium to increase the percent of recoverable reserves from reservoirs in which have been on primary and secondary production getting a percentage of 40 and 50% from the recoverable reserves, so the selection of enhanced oil recovery methods appropriate for the reservoir's features becomes indispensable.

This selection is based both technical and economical criteria, the difficulty to find the applicable enhanced oil recovery method for a specific reservoir or to evaluate the applicability of determined process based on available reservoir information was realized here by the development and introduction of the XGRAD software tool, this uses the expert system's concept in order to choose a enhanced oil recovery method considering exclusively the technical criteria. This software tool includes a data base that incorporates rock and fluid information from fields subjected to enhanced oil recovery methods.

The tests that were carried out in the verification and validation phase of the system development, reveal that the developed system is a reliable system and that it is consistent with the opinions of the human experts therefore is a useful tool in the technical selection of enhanced oil recovery methods.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physical Chemical Engineering, Petroleum Engineering School, Director Degree Work Samuel Muñoz Navarro

## INTRODUCCIÓN

Los proyectos de recobro mejorado de petróleo se han constituido como un medio efectivo para aumentar el porcentaje de las reservas recuperables de los yacimientos en los cuales se ha desarrollado una producción primaria y secundaria con las que se logra obtener entre un 40 y un 50 % de las reservas del mismo, es así como la escogencia de procesos de recobro mejorado adecuados para las características propias de cada yacimiento se hace indispensable.

Esta selección esta basada en criterios tanto técnicos como económicos, el problema de encontrar el método de recobro mejorado aplicable a un yacimiento específico ó de evaluar la aplicabilidad de determinado proceso con base en la información disponible del yacimiento fue tratado aquí mediante el desarrollo e introducción de la herramienta XGRAD, que hace uso del concepto de sistema experto con el objetivo primario de escoger un método de recobro mejorado considerando exclusivamente el criterio técnico. Esta herramienta software incluye una base de datos que incorpora información de roca y fluido correspondientes a mas de 190 casos históricos de aplicación de métodos de recobro mejorado, que mediante analogía permiten la evaluación de la aplicabilidad de un método apropiado para un yacimiento determinado.

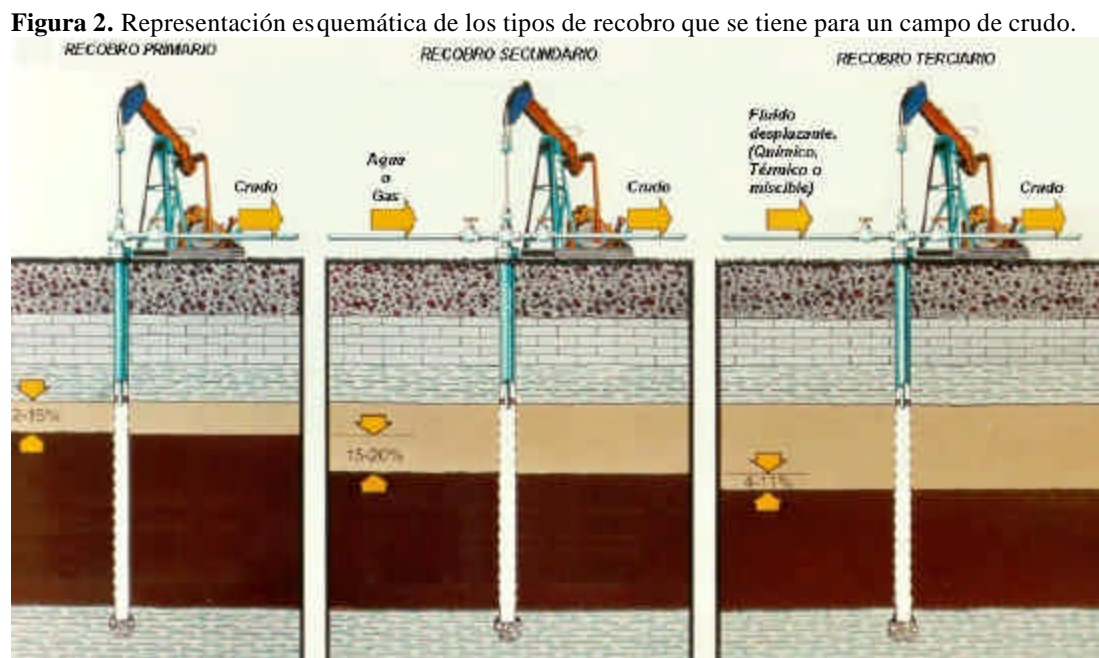
Los sistemas expertos han mostrado sus aplicaciones en la ingeniería de petróleos ya en campos como la perforación, el registro de pozos y las pruebas de presión; estas son solo algunas de las áreas que han utilizado herramientas similares con resultados satisfactorios, es así como se espera que este proyecto contribuya al desarrollo de nuevas posibilidades y abra el camino hacia la implementación de herramientas capaces de ofrecer un

soporte al ingeniero en cualquiera de las labores en las que se requiera que éste se desempeñe.

## 1. GENERALIDADES SOBRE METODOS DE RECOBRO MEJORADO

La producción de un yacimiento de crudo considera el recobro del mismo como su objetivo principal y éste puede dividirse en varias etapas, cada una diferenciada de las otras y con unos porcentajes de recuperación variados, debido a los tipos de técnicas y tecnologías existentes aplicadas.

En la figura 1 se puede apreciar un esquema de las etapas de recobro que se tienen en un campo, algunos posibles porcentajes de recuperación obtenidos por cada etapa; a continuación se explican la diferentes etapas.



Fuente: Estados Unidos, Bartlesville Energy Technology Center. Dibujo realizado por: Joe R. Lindley.

## 1.1 RECOBRO PRIMARIO<sup>1</sup>

Luego de haber realizado el completamiento, el pozo está en condiciones de producir. En este momento puede ocurrir que el pozo sea puesto en funcionamiento por flujo natural, lo que no ocurre en la mayoría de los casos. Dependiendo de varias circunstancias, tales como la profundidad del yacimiento, su presión inicial, la permeabilidad, etc., el fluido llegará a la superficie con caudales satisfactorios o no satisfactorios desde un punto de vista económico.

Los fluidos de un yacimiento (crudo, gas y agua) entran a los pozos productores impulsados por la presión a la que están confinados en el mismo. Si la presión es suficiente, el pozo producirá crudo sin necesidad de ayuda. Pero en la mayoría de los casos este flujo natural decrece y el pozo deja de producir, es decir, el pozo está muerto. Para proseguir con la extracción se procede a la utilización de métodos de levantamiento artificial, los cuales consisten en tecnologías que impulsan el fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Los yacimientos tienen tres tipos principales de “empuje natural”, ó energía para producir los fluidos, a saber:

- Empuje por gas disuelto. La fuerza propulsora es el gas disuelto en el crudo que tiende a escapar y expandirse por la disminución de presión.
- Empuje por capa de gas. Es cuando la zona de gas acumulado sobre la zona de crudo e inmediatamente debajo del tope de la estructura genera un empuje sobre el crudo hacia los pozos.
- Empuje hidrostático. La fuerza de empuje más eficiente para provocar la producción de crudo del yacimiento es el empuje que realiza el

---

<sup>1</sup> Fuente: [www.monografias.com](http://www.monografias.com) Autor: Juan Pedro Azcona

agua, es decir, el yacimiento posee un acuífero asociado, que puede ser activo o parcialmente activo.

El mecanismo de flujo natural es el más económico, ya que la energía es aportada por el mismo yacimiento. Los controles de la producción se realizan en superficie por medio del llamado “árbol de Navidad”, compuesto por una serie de válvulas que permiten abrir y cerrar el pozo a voluntad.

## 1.2 RECOBRO SECUNDARIO

Cuando la energía natural del yacimiento se ha disminuido ó es muy pequeña para recobrar el hidrocarburo presente, se debe adicionar energía al yacimiento para permitir un recobro adicional. Esta energía adicional es usualmente agua ó gas los cuales son inyectados al yacimiento mediante pozos inyectoros, para así producir el desplazamiento del crudo hacia los pozos productores.

## 1.3 RECOBRO TERCARIO<sup>2</sup>

Cuando se habla de recobro mejorado de crudo (EOR por sus siglas en inglés) se debe concebir éste como un conjunto de procesos mediante los cuales se recupera crudo que no pudo ser producido por las etapas anteriores, aquí se inyectan sustancias que no se encuentran de manera natural en el yacimiento, tal es el caso de los polímeros o del nitrógeno. Los procesos de recobro mejorado de crudo se enfocan en el sistema roca/crudo/fluido inyectado y sobre la interacción de las fuerzas capilares y viscosas.

---

<sup>2</sup> STOSUR, George J. *et al.* “The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms.” Paper SPE 84908. 2003.

En los procesos de recobro mejorado se buscan condiciones favorables para el flujo de fluidos en el yacimiento, usualmente mediante la adición de calor, interacción química entre el fluido inyectado y el crudo, transferencia de masa y cambio en las propiedades del crudo, de forma que se facilite el proceso de movilización de éste a través del yacimiento. Los procesos de recobro mejorado generalmente incluyen: térmicos, químicos y miscibles.

1.3.1 Procesos térmicos<sup>3</sup> <sup>4</sup>. Los métodos térmicos, en especial el desplazamiento con vapor y la estimulación con vapor, son los más exitosos, mostrando así una participación mayor del 70% en la cantidad de crudo obtenido por métodos de recobro mejorado en Estados Unidos, y presentando una cantidad de proyectos similar a los métodos químicos.

Los procesos de recobro térmico incluyen dos formas de aplicación que son el desplazamiento y la estimulación. En el primero esta envuelto el desplazamiento de los fluidos del yacimiento a pozos adyacentes, tal desplazamiento se da también en la inyección de agua, pero aquí se aplica calor para reducir la viscosidad del crudo, mejorando así la eficiencia de desplazamiento.

Normalmente, un proceso térmico de desplazamiento implica la propagación de calor dentro del yacimiento, en la distancia comprendida entre los pozos de inyección y producción.

El fluido inyectado puede llevar al yacimiento el calor generado en superficie como se da con la inyección de vapor, cíclica ó continua, y agua caliente ó

---

<sup>3</sup> LAKE, Larry W. "Enhanced Oil Recovery", 1 ed. s.l.: Prentice Hall PTR, 1996.

<sup>4</sup> BOBERG, Thomas C. "Exxon Monographs Series: Thermal Methods of Oil Recovery". Canada: John Wiley & Sons, 1988.

puede generarse en el yacimiento mismo como en el caso de la combustión in situ.

Los procesos de estimulación envuelven el calentamiento de una región limitada alrededor del pozo, que sirve como inyector y productor a la vez; el objetivo del calentamiento es reducir la viscosidad del crudo.

- Inyección de vapor<sup>5</sup>. Este es el método de inyección de fluidos más ampliamente usado, sus principales ventajas sobre la inyección de agua caliente son que mayores recobros y tasas de inyección de energía a la formación son posibles. Este proceso consiste en la inyección continua de vapor de agua al yacimiento, para reducir la viscosidad de los crudos pesados y proveer una fuerza de empuje que conduzca los fluidos del yacimiento hacia los pozos productores. Cuando el vapor es inyectado al yacimiento, el calor es transferido a la formación, a los fluidos del yacimiento y a las formaciones adyacentes, como resultado de esto algo del vapor se condensa hasta alcanzar una mezcla de vapor y agua caliente que fluya a través del yacimiento, al igual que otros procesos de inyección continua, se requiere que el yacimiento tenga continuidad entre los pozos inyectores y productores.

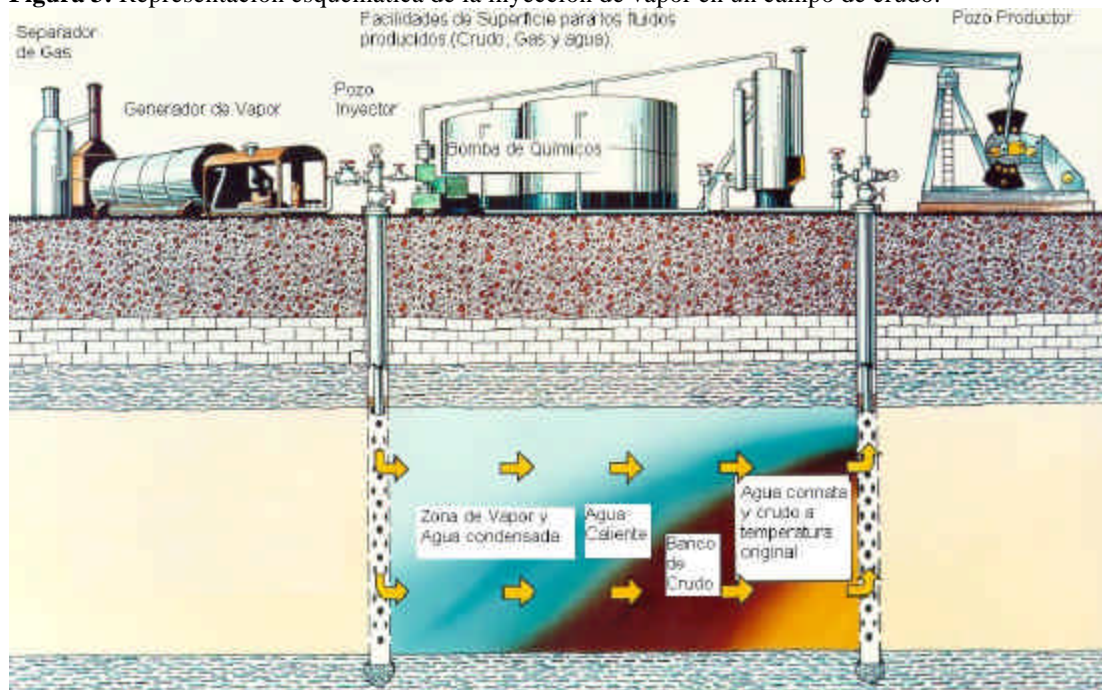
La figura 2 muestra un esquema del recobro mediante la inyección de vapor. Los recobros de crudo son altos por causa de los enormes volúmenes de vapor gaseoso que pueden pasar a través de la arena productora hasta el frente de condensación, donde ocurre la penetración máxima del vapor. La transferencia de calor causa una disminución considerable de la viscosidad del crudo, que junto con las temperaturas elevadas (por encima de 500 °F), favorables para el craqueo térmico, incrementan el recobro de crudo.

---

<sup>5</sup> PRATS, Michael. "Monograph: Thermal recovery". Segunda Impresión, New York: SPE, 1986. v.7.

Los efectos gravitacionales, la alta viscosidad del crudo y las heterogeneidades del yacimiento pueden causar graves alteraciones en el desplazamiento del vapor y así una pobre eficiencia de barrido.

**Figura 3.** Representación esquemática de la inyección de vapor en un campo de crudo.



Fuente: Estados Unidos, Bartlesville Energy Technology Center. Dibujo realizado por: Joe R. Lindley.

Tabber y Martin <sup>6</sup> denomina este proceso como energético-intensivo, debido a que una fracción alta de la energía recuperada (25 – 40%), es utilizada para la generación del vapor, idealmente altas tasas de inyección, arenas gruesas y espaciamiento corto entre pozos minimizan estas pérdidas de calor. En arenas gruesas, sin embargo, si los pozos están demasiado cerca y las tasas de inyección son altas se generará un acanalamiento, esto ocurre

<sup>6</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D. "Technical Screening Guides For the Enhanced Oil Recovery of Oil". Paper SPE 12069. 1983.

normalmente por causa de los efectos gravitacionales y la tendencia del vapor a sobrepasar el banco de crudo, sin embargo, esto también tiene un aspecto positivo, según Lake<sup>7</sup>, cuando se produce el acanalamiento, se reduce la tasa de inyección para así permitirle al vapor un mayor tiempo de estadía en el yacimiento, haciendo que la transferencia de calor a los fluidos sea mayor, y al estar por encima del banco de crudo esta transferencia se da a la mayor parte posible del yacimiento.

- **Combustión In-Situ.** El proceso de combustión In-Situ consiste en la inyección de las sustancias más comunes y de más bajo costo: el aire y el agua. En éste, una sustancia oxidante es introducida en el yacimiento, sea aire u oxígeno, luego se calienta la zona alrededor del pozo, generando así una ignición espontánea la cual es el inicio del frente de combustión; directamente por delante de éste ocurre un craqueo del crudo que lleva a la deposición de la fracción pesada (coque), la cual se quema para mantener la combustión. Además el calor generado por el frente de combustión, ocasiona una disminución de la viscosidad del crudo, permitiéndole así una mejor movilidad.

Es uno de los métodos más complejos de recobro mejorado, ya que involucra fenómenos cinéticos, de transferencia de calor y de masa; la figura 3 muestra una representación teórica de las zonas presentes en este tipo de recobro.

La combustión In Situ es una alternativa viable si la profundidad y/o la presión no son las adecuadas para la implementación de una inyección de vapor<sup>8</sup>.

---

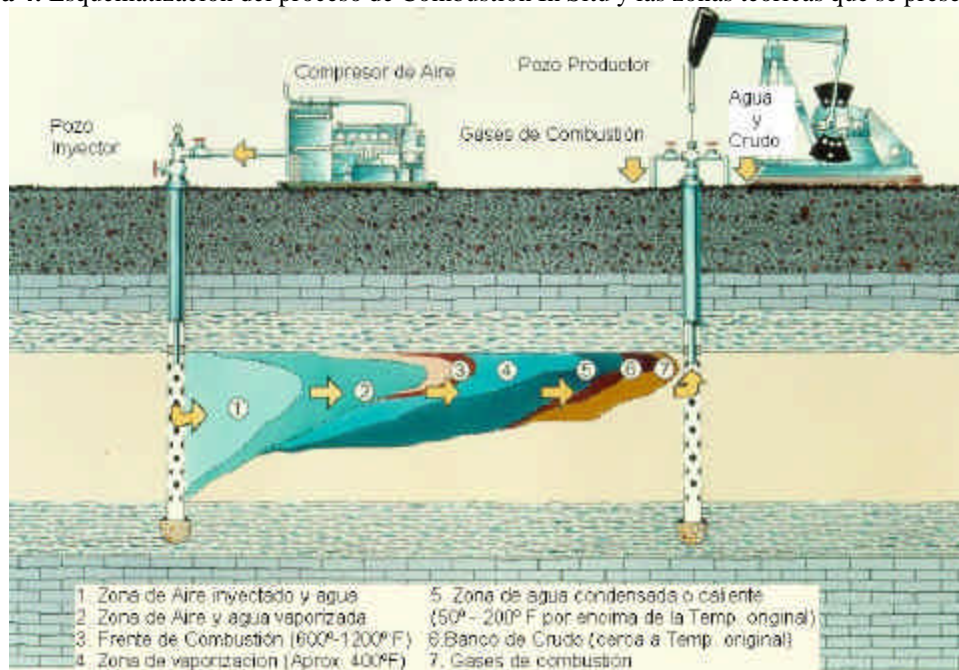
<sup>7</sup> LAKE, Op. cit.,

<sup>8</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D. "Technical Screening Guides For the Enhanced Oil Recovery of Oil". Op. cit.

Prats<sup>9</sup> define varios tipos de combustión In Situ:

- Frontal Seca, que consiste en la inyección de aire u oxígeno únicamente para así crear un frente de combustión que avance hacia el pozo productor;
- Frontal Húmeda, que es similar a la anterior pero al aire inyectado se le adiciona cierta cantidad de agua para que así cuando llegue al frente de combustión ésta se vaporice y se pueda así aprovechar las características del vapor como transportador de energía y fluido desplazante;
- Invertida, que consiste en inyectar aire por el pozo inyector para alimentar el frente de combustión creado en el pozo productor, aquí la dirección de desplazamiento del aire es contraria a la del frente de combustión. Una figura ilustrativa de dicho proceso se muestra a continuación.

**Figura 4.** Esquematización del proceso de Combustión In Situ y las zonas teóricas que se presentan.



Fuente: Estados Unidos, Bartlesville Energy Technology Center. Dibujo realizado por: Joe R. Lindley.

<sup>9</sup> PRATS, Op. cit.

- Estimulación cíclica con vapor. El proceso de estimulación de vapor consiste en la inyección de vapor húmedo (una mezcla de vapor y agua) dentro de una formación de crudo viscoso por un período de tiempo alrededor de unas 3 a 4 semanas, luego el pozo es cerrado por otro período de tiempo a lo largo del cual el calor “remoja” (o penetra) la roca de la formación y el fluido por varios días, para luego poner nuevamente el pozo en producción. Este nuevo flujo, contendrá algo del vapor inyectado ya condensado y el crudo comenzará a producirse a tasa muy altas que eventualmente declinarán hasta que el calor se haya disipado. Entonces el pozo deberá ser reestimulado. El éxito de la estimulación con vapor radica en la duración del efecto de la temperatura sobre la viscosidad de crudos pesados. Cuando la temperatura se incrementa, la viscosidad del crudo disminuye notablemente.

El elemento común a todo yacimiento, en mayor ó menor magnitud, es la mejora en la razón de movilidad agua / crudo, debido a la disminución de la viscosidad de éste último como efecto resultante del aumento de temperatura. Una vez mejorada la movilidad, la fuerza de expulsión que hace que el crudo fluya hacia el pozo puede ser una de las siguientes:

- Presión del yacimiento en caso de que exista.
- Drenaje por gravedad.
- Compactación de la roca.
- Vapor no condensado.
- Expansión térmica del petróleo.
- Efecto de la temperatura sobre permeabilidades relativas.
- Calentamiento más allá de la zona contactada por el vapor.

1.3.2 Recobro miscible<sup>10 11</sup>. Este tipo de recobro consiste en la inyección de un agente desplazante, que es miscible con el crudo, como resultado la tensión interfacial entre los dos es reducida a cero y el número capilar es infinito, además si la relación de movilidad es favorable (si el solvente es más viscoso que el crudo), se asegura un 100% de desplazamiento de crudo por cantidad de solvente inyectado en los poros barridos por el solvente. Bajo condiciones ideales, el fluido desplazante y el crudo se mezclan en una zona estrecha llamada zona de mezcla o de transición, la cual se expande a medida que se mueve a través del medio poroso desplazando el crudo que se encuentre delante de dicha zona. El fluido desplazante puede ser un fluido hidrocarburo, como el propano, ó un gas a alta presión el cual alcanza la miscibilidad después de muchos contactos con el crudo. El CO<sub>2</sub> y el nitrógeno pueden servir como agentes de desplazamiento, bajo las condiciones correctas (altas presiones de operación y altas gravedades API del crudo)

El desplazamiento miscible puede ser del tipo de primer contacto, como el de un hidrocarburo con otro, los cuales son miscibles en todas las proporciones de mezcla; por otro lado, el desplazamiento de un crudo por un gas a alta presión, es del tipo de múltiple contacto, en este caso hay que determinar si se alcanza la miscibilidad y después de cuantos contactos haciendo uso de un diagrama ternario de equilibrio de fases.

A principios de los años 60 el interés se centró en la inyección de Gas Licuado del Petróleo (GLP) en pequeños baches y luego el desplazamiento de éste se realizaba mediante un gas seco. Éste proceso se volvió económicamente menos atractivo cuando el valor del GLP se incrementó. A

---

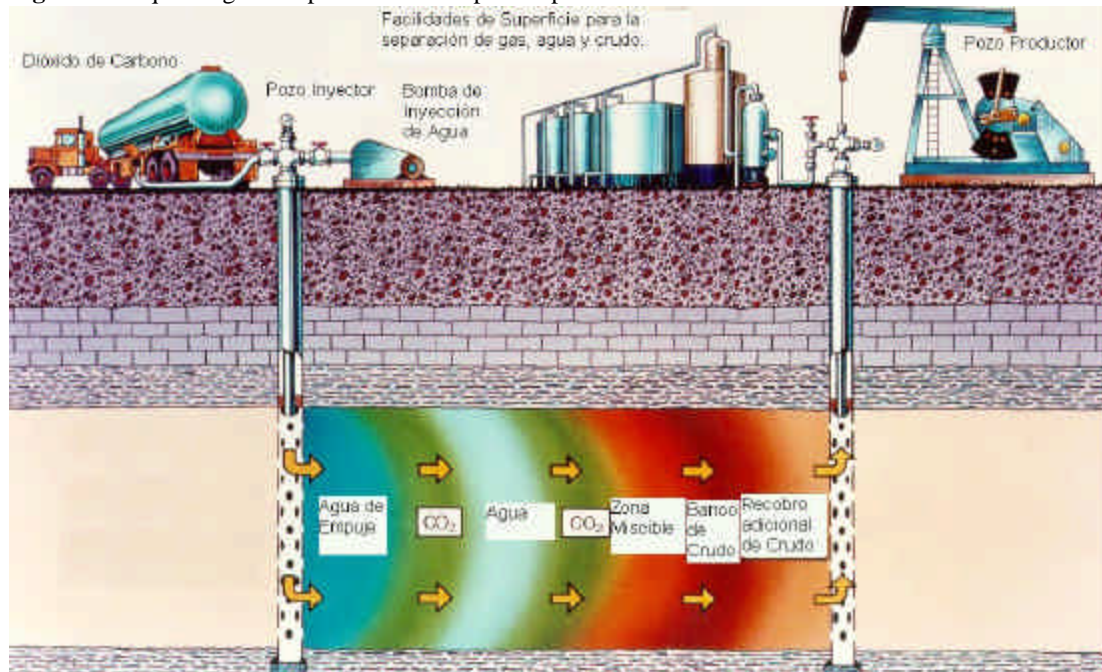
<sup>10</sup> LAKE, Op. cit.

<sup>11</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D., "Technical Screening Guides For the Enhanced Oil Recovery of Oil". Op. cit.

finales de los años 70, el interés en el recobro miscible resurgió debido a un aumento en el precio del crudo y de una mayor confiabilidad para estimar el recobro de crudo. Durante éste periodo, el principal gas usado fue el CO<sub>2</sub> a pesar que se probaron muchos otros fluidos.

En la figura 4 se encuentra un esquema teórico del desplazamiento miscible en el yacimiento, en este caso se encuentra representado el recobro por inyección de CO<sub>2</sub>, alternándolo con la inyección de baches de agua.

**Figura 5.** Esquema general para el recobro por desplazamiento miscible.



Fuente: Estados Unidos, Bartlesville Energy Technology Center. Dibujo realizado por: Joe R. Lindley.

- Desplazamiento con CO<sub>2</sub><sup>12</sup>. Este tipo de desplazamiento se realiza mediante la inyección de baches, así: primero se inyecta un bache de CO<sub>2</sub>

<sup>12</sup> FAROUQ ALI, S. M. y THOMAS, Sara. "The promise and problems of enhanced oil recovery methods". Journal of Canadian Petroleum Technology, Septiembre 1996.

(cerca del 5% del volumen poroso de hidrocarburo), que es utilizado como el bache miscible y para desplazar dicho bache se inyecta gas pobre tal como gas natural, metano, etc. A menudo se inyecta agua con el gas pobre en pequeños baches alternados, esto tiene el efecto de mejorar la relación de movilidad en la interfase con el bache miscible. El bache miscible será líquido si la temperatura del yacimiento está por debajo de la temperatura crítica; en este caso la presión sería tal que hay miscibilidad en el ambas caras del bache de CO<sub>2</sub>, por la parte de adelante con el crudo y por la parte de atrás con el gas de empuje, de otra forma el desplazamiento no se podría alcanzar.

Al alcanzarse la miscibilidad tanto la fase crudo como la fase CO<sub>2</sub> (la cual contiene muchos de los componentes intermedios del crudo), pueden fluir juntas por causa de la baja tensión interfacial y el incremento relativo en los volúmenes totales de las fases combinadas de crudo y CO<sub>2</sub>, comparadas con la fase agua. A medida que los fluidos son producidos el CO<sub>2</sub> vuelve a tomar su forma gaseosa proporcionando un empuje similar al dado por un tipo de levantamiento artificial.

- Estimulación Cíclica con Dióxido de Carbono. De igual manera que el proceso cíclico con vapor, el CO<sub>2</sub> es inyectado en el yacimiento, luego el pozo es cerrado y después de un tiempo llamado período de remojo es puesto de nuevo en producción. Para lograr esto, la disolución del CO<sub>2</sub> en el crudo reduce su viscosidad permitiendo que fluya fácil hacia el pozo. El proceso también puede usarse en yacimientos de crudo pesado a través de una inyección de CO<sub>2</sub> a alta presión para facilitar la miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el crudo donde los métodos térmicos no son aplicables.

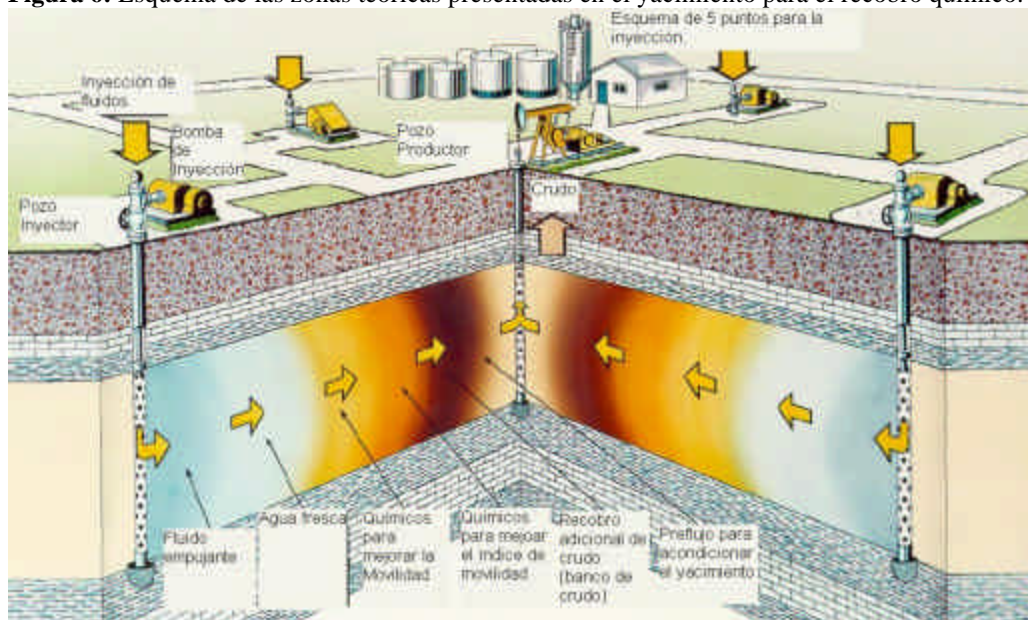
1.3.3 Recobro químico<sup>13</sup>. Los métodos de recobro químico de crudo incluyen la inyección de polímeros, inyección de surfactantes combinados con polímeros e inyección de alcalinos. Todos estos métodos envuelven la mezcla de químicos (y a veces de otras sustancias) con agua antes de realizar la inyección. Además estos métodos requieren condiciones muy favorables para la inyección de agua: de baja a moderada viscosidad del crudo y con permeabilidades de moderadas a altas; de aquí que la inyección de químicos sea usada para crudos que son más viscosos que aquellos recuperados mediante la inyección de gas, pero menos viscosos que crudos que pueden ser recuperados económicamente mediante métodos de recobro térmico. Las permeabilidades del yacimiento necesarias para el desplazamiento químico son más altas que las requeridas para la inyección de gas, pero no tan altas como las requeridas por los procesos de recobro térmico. En la figura 5 se muestra un esquema general para la recuperación de crudo a través del recobro químico.

De forma general, yacimientos que cuentan con un acuífero activo no son buenos candidatos a la inyección de polímeros dada la baja saturación remanente de crudo. Las formaciones con altos contenidos de arcillas, son indeseables dado que las arcillas incrementan la adsorción de los químicos inyectados. En la mayoría de los casos, las salmueras del yacimiento de salinidad moderada con bajas cantidades de iones divalentes son deseables ya que las altas concentraciones interactúan desfavorablemente con los químicos que son inyectados.

---

<sup>13</sup> LAKE, Op, cit.

**Figura 6.** Esquema de las zonas teóricas presentadas en el yacimiento para el recobro químico.



Fuente: Estados Unidos, Bartlesville Energy Technology Center. Dibujo realizado por: Joe R. Lindley.

- Desplazamiento con polímeros<sup>14</sup>. Este proceso consiste en la inyección de un bache de agua mezclada con polímeros solubles en ésta, estas soluciones acuosas pueden reducir la movilidad del agua inyectada en el yacimiento. El incremento resultante en viscosidad, así como la reducción de la permeabilidad relativa que ocurre con algunos polímeros, causa una reducción en el índice de movilidad; esta reducción incrementa la eficiencia de desplazamiento con agua al incrementar la eficiencia de barrido. La gran eficiencia de recobro es el incentivo económico más importante para la implementación de este desplazamiento, sin embargo, el momento de iniciación de este proceso es importante, ya que si la inyección de agua se ha llevado a cabo por mucho tiempo el crudo remanente que puede ser desplazado por el bache de polímeros sería insuficiente.

<sup>14</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D., "Technical Screening Guides For the Enhanced Oil Recovery of Oil". Op. cit.

- Desplazamiento micelar-polímero. Este tipo de desplazamiento también llamado surfactante-polímero ó microemulsión, consiste en la inyección de un bache que contiene agua, surfactante (reductor de tensión interfacial), electrolitos (sal), usualmente un co-solvente (alcohol) y posiblemente un hidrocarburo (crudo). El uso de surfactantes para recobro de crudo data de finales de los años 20; cuando algunas patentes muestran el uso de detergentes en baja concentración para reducir la tensión interfacial entre el agua y el crudo. Este método tiene uno de las más altas eficiencias de recobro, pero también es uno de los más costosos de implementar.

- Desplazamiento alcalino. El desplazamiento alcalino ó cáustico consiste en la inyección de soluciones acuosas de hidróxido de sodio, carbonato de sodio, silicato de sodio ó hidróxido de potasio, estos químicos alcalinos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en ciertos tipos de crudo para producir surfactantes de manera in-situ, que reducen ampliamente la tensión interfacial entre el agua y el crudo. Los químicos alcalinos también reaccionan con la roca del yacimiento alterando así la mojabilidad.

Un preflujo ó bache de agua fresca ó suavizada precede el bache alcalino, a continuación un bache de polímero disuelto en agua es inyectado para ayudar a obtener un movimiento uniforme o “barrido” a través del yacimiento. Luego se inyecta agua fresca detrás de la solución polimérica para prevenir la contaminación del agua del empuje final que puede ser salada o por otra parte incompatible con los químicos.

## **2. DESARROLLO DEL SCREENING**

Los criterios del screening son uno de los primeros ítems considerados por un ingeniero de yacimientos cuando evalúa un posible método de recobro mejorado, la mayoría de compañías poseen su propio screening técnico, estos a menudo son una combinación de los valores y los parámetros reportados por la reunión de el National Petroleum Council en 1984 (NPC 1984), los cuales han sido ajustados para tomar en cuenta los datos de laboratorio y campo de investigaciones recientes. Después que se aplica el screening técnico a un yacimiento candidato se continúa el proceso de selección con los screening económicos que son más extensos y con los que se concluye el proceso de selección.

### **2.1 POR QUE USAR UN SCREENING <sup>15</sup>**

La implementación de proyectos de recobro mejorado es costosa, dispendiosa y requiere de gran cantidad de personal. Costos substanciales están a menudo envueltos en la determinación de la calidad del yacimiento, la cantidad del crudo potencialmente recuperable, el trabajo de laboratorio asociado con el proceso de EOR y su correspondiente simulación numérica para predecir su desempeño. Uno de los primeros pasos en la consideración de un método EOR es seleccionar yacimientos con suficientes reservas recuperables y extensión areal de los mismos para que el proyecto sea rentable.

---

<sup>15</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D., Op Cit.

Con cualquiera de los procesos, las características del yacimiento juegan un papel dominante en el éxito o fracaso del proyecto; muchas de las fallas resultan de problemas desconocidos, ya sea en la aplicación del método o en la interacción de fluidos con la roca, la cual no presenta una explicación teórica absoluta.

Sentido común y precaución deben ser manejados, dado que las guías técnicas de screening están basadas en datos de laboratorio y pruebas de campo y no representan guías rígidas para la aplicación de ciertos procesos a yacimientos específicos, además, algunos proyectos han presentado fallas técnicas pero son exitosos desde el punto de vista económico y viceversa. Sin embargo, algunos procesos de EOR pueden ser descartados rápidamente por que poseen propiedades desfavorables de yacimiento ó crudo, entonces el uso de un screening puede ser útil en la selección técnica de métodos de recobro atractivos. Si los criterios son demasiado restrictivos, algunos métodos factibles pueden ser excluidos de la selección, por eso las guías que se presentan aquí tratan de ser lo suficientemente amplias para abarcar esencialmente todos los métodos de EOR potenciales para un yacimiento específico dado.

## **2.2 CRITERIOS DE SCREENING PARA PROCESOS DE EOR**

Para la realización del screening se tuvieron en cuenta los artículos publicados relacionados con este tópico y en especial los publicados por Taber y Martin (1983), Taber, Martin y Seright (1997), Shindy *et al* (1997) y artículos sobre el National Petroleum Council (1984) ya que el acceso al documento final de dicha reunión no se pudo obtener; además se tuvieron en cuenta libros como el de Prats (1986), Boberg (1988) y Lake (1996). En el anexo A se encontrará una comparación gráfica de los rangos aquí

presentados incluyendo los valores estadísticos los cuales se tratarán con mayor detenimiento en el capítulo 4.

Para la creación del screening a tomarse en cuenta en el sistema experto, se tomaron los valores publicados y se procedió a realizar un consenso general de los rangos presentados. Para algunos métodos, se presentaban valores no críticos, es decir que no era de mucha importancia, a la hora de seleccionar ese método, el valor que tomara ese parámetro; en este caso se procedió a colocar un rango de valores lo suficientemente amplio para que así el sistema pudiera entrar a evaluarlo, ya que para esto también se tuvo en cuenta un sistema de puntuación basado en los datos recopilados en la base de datos principal de campos sometidos a procesos de EOR, dicho sistema de puntuación se explicará más detalladamente en el capítulo 4.

A continuación se mostraran los diversos criterios que se tienen en cuenta para la selección de procesos de EOR, para tal fin se expondrán los parámetros de roca y fluido acompañados por sus correspondientes valoraciones, además, se mostrarán las principales limitantes del éxito técnico de cada método y se concluirá con el screening gráfico de los diversos métodos.

2.2.1 Combustión In-Situ.<sup>16 17 18</sup> La combustión In-Situ seria escogida cuando las perdidas de calor con la inyección de vapor son muy altas, es decir la combustión puede ser llevada a cabo en yacimientos mas profundos, y secciones de arena mas apretadas y delgadas donde las perdidas de calor

---

<sup>16</sup> TABER, J.J.; MARTIN, F.D., Op. cit.

<sup>17</sup> SHINDY, A. M.; *et al*, “Development of an Expert System for EOR Method Selection”. Paper SPE 37708. 1997.

<sup>18</sup> KING, J. E., BLEVINS, T. R., BRITTON, M. W., “The National Petroleum Council EOR Study: Thermal Processes”. Paper SPE 13242. 1984.

para la inyección de vapor son altamente significativas, la habilidad para inyectar a altas presiones es usualmente importante así que se tomo 270.89 pies como valor mínimo de profundidad y un valor máximo de 11500 pies, de acuerdo con los valores reportados por King, Blevins y Britton(1984), además, se tuvieron en cuenta los valores estadísticos de la base de datos correspondientes a este parámetro, ya que no encontraron valores confiables en los reportados por los demás autores.

Es de notar que el consumo de combustible y la inyección de aire disminuyen con crudos de gravedades API mayores a 40°, como lo presenta King, Blevins y Britton(1984) para el valor máximo de éste parámetro y en cuanto al valor mínimo se tomo en cuenta el valor reportado por Taber, Martin y Seright (1997) de 10°. Para los parámetros restantes se procedió de manera similar.

Aunque todos los criterios de screening sean favorables, la combustión In-Situ parece ser un método atractivo para yacimientos que no pueden ser producidos por los métodos usados con los crudos livianos. Sin embargo, el proceso es muy complicado y rodeado de muchos problemas prácticos como corrosión, erosión y relaciones de movilidad más pobres que con la inyección de vapor.

El resumen de los datos obtenidos a través del análisis de la literatura y de los valores obtenidos con la base de datos, se ve en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Resumen del screening técnico para el método de combustión In-Situ

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Porosidad	%	20	35
Permeabilidad	mD	35	10000
Profundidad	Pies	300	11500
Presión	Psia	30	2000
Temperatura	°F	100	250

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Gravedad del crudo	°API	10	40
Viscosidad del crudo	cP	1	5000
Litología		Arenisca	
Espesor neto	Pies	10	2500
Saturación de crudo	%	40	100

• Limitaciones.<sup>19 20</sup> Algunas limitaciones presentadas para éste método se describen a continuación:

- El proceso resulta en la depositación de coque, por lo tanto, si suficiente coque no es depositado por el crudo que esta siendo quemado el proceso de combustión no será sostenido. Por el contrario, si se deposita demasiado coque, la tasa de avance de la zona de combustión será baja y la cantidad de aire requerido para sostener la combustión será alta.
- La saturación de crudo y la porosidad deben ser altas para minimizar la perdida de calor hacia la roca.

2.2.2 Inyección de Vapor.<sup>21 22 23</sup> Este método de recobro es comúnmente usado con crudos de gravedades API que van desde los 8° hasta los 25°, como lo muestra Taber y otros (1983 y 1997), y los correspondientes valores de éste parámetro que se hallaron en la base de datos, son congruentes. Crudos con viscosidades menores a 20 cP no son candidatos a inyección de

<sup>19</sup> TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. "EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects" Paper SPE 35385. 1997.

<sup>20</sup> BURNET, David y DANN, Michael. "Screening tests for Enhanced Oil Recovery Projects". Paper SPE 9710. 1981

<sup>21</sup> TABER, J. J., MARTIN, F. D., Op. cit.

<sup>22</sup> SHINDY, A. M.; *et al*, Op. cit.

<sup>23</sup> KING, J. E., BLEVINS, T. R., BRITTON, M. W., Op. cit.

vapor, Taber y Martin (1983), ya que la inyección de agua resultaría menos costosa. Se requiere una alta saturación de crudo, por causa del uso intensivo de la energía en la generación del vapor.

Con el objetivo de minimizar la cantidad de roca calentada y maximizar la cantidad de crudo calentado, las formaciones que poseen alta porosidad son deseables tales como las areniscas, para esto se tomaron en cuenta valores reportados por King, Blevins y Britton(1984), y también por Shindy, *et al* (1997) . La fracción de calor perdido por la base y el tope de la roca varía inversamente con el espesor del yacimiento. La inyección de vapor puede aplicarse a formaciones delgadas si la permeabilidad es alta. Permeabilidades altas, mayores a 200 mD, como lo reporta Taber y otros (1983 y 1997), son necesarias para permitir una inyectividad adecuada del vapor. Las profundidades menores a 300 pies pueden no permitir buena inyectividad, debido a que las presiones requeridas excederían el gradiente de fractura, como lo reportada por Taber y Martin (1983), el valor reportado por Shindy, *et al* (1997) se encuentra en forma gráfica y por lo tanto, el utilizar esta lectura implica incurrir en un error; por lo tanto, los valores obtenidos en la base de datos se tomaron en cuenta para dicha elección. Las pérdidas de calor se vuelven significativas a profundidades mayores a 2500 pies, coincidiendo con el valor reportado por Shindy *et al* (1997) y la inyección de vapor no sería considerada a profundidades mayores a 5000 pies, como lo reporta Taber, Martin y Seright (1997). Los generadores de fondo pueden profundizar más, pero presentan problemas operacionales.

**Tabla 2.** Resumen del screening técnico para el método de inyección de vapor.

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Porosidad	%	20	36
Permeabilidad	mD	200	5000
Profundidad	Pies	300	5000
Presión	Psia	50	1500
Temperatura	°F	70	140

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Gravedad del crudo	°API	8	25
Viscosidad del crudo	cP	1	100000
Litología		Arenisca	
Espesor neto	Pies	20	2500
Saturación de crudo	%	40	100

• Limitaciones<sup>24</sup> Algunas limitaciones para éste método se encuentran a continuación:

- Crudos menos viscosos y más ligeros pueden ser desplazados con vapor, pero normalmente no se haría si el yacimiento responde a la inyección de agua.
- Si el yacimiento tiene una alta cantidad de arcilla, al inyectar vapor se puede presentar una reducción severa en la permeabilidad, además algunos minerales reaccionan con el vapor precipitándose y dando paso así a la formación de canales preferenciales de flujo.

2.2.3 Inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>25 26 27 28</sup> Por causa de los requerimientos de presión mínima de miscibilidad del CO<sub>2</sub> la profundidad es un criterio importante para el screening, y la inyección de CO<sub>2</sub> es normalmente realizada en yacimientos de profundidad mayor a 2000 pies, este valor lo reporta Goodlet *et al* (1986); para el valor máximo de éste parámetro se tuvo en cuenta los valores obtenidos de la base de datos. La composición del crudo es también importante y la gravedad API, según Taber, Martin y

<sup>24</sup> BURNET, David y DANN, Michael. Op. cit.

<sup>25</sup> TABER, J. J. y MARTIN, F. D. Op. cit.

<sup>26</sup> SHINDY, A. M.; *et al*, Op. cit.

<sup>27</sup> GOODLETT, G. O. *et al* "The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation". Paper SPE 15172. 1986.

<sup>28</sup> ALVARADO, Vladimir, *et al*. "Selection of EOR/IOR Opportunities based on Machine Learning". Paper SPE 78332. 2002.

Seright (1997), debe superar los 22°, aunque los valores reportados en la base de datos existen proyectos con crudo de gravedades menores, se tomo este por ser un valor proveniente de una fuente confiable. Para el valor de viscosidad, varios autores, entre ellos Alvarado, *et al* (2002), y Tabber y Martin (1983) presentan un valor máximo de 15 cP el cual concuerda con los valores de la base de datos.

A pesar que los mecanismos en la inyección de CO<sub>2</sub> y la de inyección de hidrocarburos miscibles, son similares, la primera puede ofrecer mejores recobros si ambos sistemas están por encima de su presión mínima de miscibilidad. Comparado con los hidrocarburos el CO<sub>2</sub> tiene una solubilidad mucho mayor en el agua y se ha observado que se difunde a través de la fase acuosa para expandir el crudo sobrepasado hasta que este se moviliza.

**Tabla 3.** Resumen del screening técnico para el método de inyección de CO<sub>2</sub>.

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Porosidad	%	20	36
Permeabilidad	mD	0.1	10000
Profundidad	Pies	2000	15000
Temperatura	°F	70	250
Gravedad del crudo	°API	22	45
Viscosidad del crudo	cP	0.1	15
Litología		Arenisca y Carbonato	
Espesor neto	Pies	10	2500
Saturación de crudo	%	20	100

- Limitaciones <sup>29</sup> <sup>30</sup>. Algunas limitaciones para éste método se encuentran a continuación:

<sup>29</sup> BURNET, David y DANN, Michael. Op. cit.

<sup>30</sup> GOODLETT, G. O. *et al* Op. cit..

- Debido a la baja viscosidad del CO<sub>2</sub>, se presenta un control de movilidad del frente muy bajo influyendo así en el irrumpimiento temprano de éste en los pozos productores creando así problemas de corrosión.
- En el caso de Combustión In-Situ se utilizan sustancias ampliamente disponibles en el mundo, por el contrario, en el caso de inyección de Dióxido de Carbono, su fuente principal de obtención son yacimientos de gas que tienen un alto contenido de dicho componente, presentando así una gran desventaja a la hora de diseñar un proyecto a gran escala.

2.2.4 Inyección de Polímeros. <sup>31 32 33 34</sup> Un tratamiento apropiadamente dimensionado de polímeros puede requerir la inyección de un mínimo de 15-25 % del volumen poroso; la concentración del polímero normalmente va de 250 a 2000 mg/L. Para proyectos de campo, muchos millones de libras de polímero pueden ser inyectadas por un periodo de 1 a 2 años. El proyecto luego se convierte a inyección de agua. La máxima viscosidad del crudo para la aplicación de éste método, según Taber y otros (1983 y 1997) es de 150 cP. Si la viscosidad del crudo es mas alta se requieren concentraciones mas altas de polímero para alcanzar el control de movilidad deseado y los métodos térmicos pueden comenzar ser mas atractivos, además se requieren de saturaciones de crudo de mas del 50%, como lo reporta Alvarado *et al* (2002).

---

<sup>31</sup> TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. "EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices" . Paper SPE 39234. 1997.

<sup>32</sup> DOE, Peter, CAREY, Bruce y HELMUTH, Edward. "The National Petroleum Council EOR Study: Chemical Processes". Paper SPE 13240. 1984..

<sup>33</sup> HENSON, Richard; TODD, Adrian y CORBETT, Patrick. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects" Paper SPE 75148. 2002.

<sup>34</sup> ALVARADO, Vladimir, *et al.* Op cit.

En cuanto a la litología del yacimiento se prefieren las areniscas, aunque los carbonatos también son factibles para su aplicación, según Alvarado *et al* (2002); polímeros de bajo peso molecular pueden ser utilizados en yacimientos de permeabilidades bajas de hasta 20 mD, según lo reportado por Doe, Carey y Helmuth (1984). Con el objetivo de minimizar la degradación del polímero la temperatura del yacimiento debería ser menor a 200 °F, según varios autores entre ellos Taber, Martin y Seright (1997), Alvarado *et al* (2002) y Doe, Carey y Helmuth (1984). Este requerimiento limita la profundidad a un valor máximo de 9000 pies, como lo reportan los mismos autores.

**Tabla 4.** Resumen del screening técnico para el método de inyección de polímeros

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Porosidad	%	13	22
Permeabilidad	mD	20	10000
Profundidad	Pies	50	9000
Temperatura	°F	70	200
Gravedad del crudo	°API	15	44
Viscosidad del crudo	cP	0.1	150
Litología		Arenisca y Carbonato	
Espesor neto	Pies	10	2500
Saturación de crudo	%	50	100

- Limitaciones <sup>35</sup> <sup>36</sup> <sup>37</sup>. Algunas limitaciones para éste método se encuentran a continuación:

- El fracaso de muchos de los proyectos de inyección de polímeros, se debe a la baja cantidad de crudo recuperable que existe en el yacimiento, ya que al realizarse un desplazamiento con agua

<sup>35</sup> BURNET, David y DANN, Michael. Op. cit.

<sup>36</sup> HENSON, Richard; TODD, Adrian y CORBETT, Patrick. Op. cit.

<sup>37</sup> GOODLETT, G. O. *et al* Op. cit.

previamente, el uso de polímeros recupera una cantidad adicional de crudo que no alcanza a cubrir los gastos del proyecto.

- Para yacimientos que presenten una buena cantidad de fracturas el uso de polímeros debe evitarse, en cambio polímeros gelificados o entrecruzados son recomendados.
- Los estudios de degradación del polímero, por temperatura o factores externos tales como microorganismos, son importantes ya que estos dan una idea de la vida útil del polímero y así se pueden planificar tasas de inyección para el proyecto.

2.2.5 Inyección Cíclica de Vapor.<sup>38 39</sup> Para el desarrollo del screening de inyección cíclica de vapor, se tuvo en cuenta los valores reportados por Boberg (1988); además se tuvieron en cuenta los valores obtenidos de la base de datos para definir los rangos de aplicabilidad de éste método.

Los criterios a utilizarse en la escogencia de un yacimiento al cual aplicar inyección cíclica de vapor, son el resultado de experiencias de campo. La permeabilidad debe ser suficientemente alta para permitir una rápida inyección de vapor y una alta tasa de flujo de crudo; crudos de altas viscosidades (mayores a 4000 cp) a condiciones de yacimiento, aunque hay casos exitosos con viscosidad baja, del orden de 200 cp, la gravedad del crudo conveniente esta entre 8 y 15 °API; la máxima profundidad practica hasta 3000 pies, esto permite perdidas de calor menores y presión de inyección menor. El espesor de arena neta debe ser mayor de 20 pies, con presión del yacimiento moderadamente alta, aunque hay casos exitosos con presión de yacimiento del orden de 40 psi.

La saturación de crudo debe ser alta, mayor a 45%, según He (1995).

---

<sup>38</sup> BOBERG, Thomas. Op. cit.

<sup>39</sup> HE, Z. *et al.* "The feasible conditions study of steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection" Paper SPE 30303. 1995

**Tabla 5.** Resumen del screening técnico para el método de inyección cíclica de vapor

PARÁMETRO	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO
Permeabilidad	mD	1000	10000
Profundidad	Pies	50	3000
Gravedad del crudo	°API	8	15
Viscosidad del crudo	cP	400	100000
Litología		Arenisca y Carbonato	
Espesor neto	Pies	20	2500
Saturación Actual de Crudo	%	45	100

- Limitaciones <sup>40</sup>. Algunas limitaciones para éste método se encuentran a continuación:

- La inyección cíclica de vapor es fundamentalmente un proceso de estimulación y como tal, no conduce a un gran incremento en el factor de recobro total de crudo. Apenas en yacimientos de crudos pesados donde el recobro primario es del orden de 10%, la recuperación por estimulación con vapor, incluida la primaria será del orden del 15 al 20 %.
- Solo una parte (30 a 50%) del agua inyectada como vapor es producida nuevamente. De modo que con el agua remanente en el yacimiento se forman zonas de alta saturación de agua alrededor de los pozos, lo cual en un futuro si se quieren aplicar procesos de desplazamiento, estos serán insuficientes debido a que la eficiencia areal del barrido será afectada negativamente.
- En caso de existir arcillas sensibles al agua, la inyección del vapor de agua producirá la expansión de las mismas, dañándose así la permeabilidad del yacimiento.

---

<sup>40</sup> FAROUQ ALI, S. M. y THOMAS, Sara. Op. cit.

- La estimulación con vapor puede ser indeseable en áreas donde ocurra hundimiento activo de la tierra, lo cual se reflejara en la superficie de esa región. Además la compactación podría causar cambios en la estructura y propiedades de la roca, los cuales serán negativos desde el punto de vista de recobro del crudo.

### **3. SISTEMAS EXPERTOS**

Hace algún tiempo se viene hablando de conceptos tales como inteligencia artificial y sistemas expertos. Los anteriores han cobrado importancia por cuanto se pueden aplicar a diversas actividades donde se requería de humanos con un vasto conocimiento y habilidad para desarrollarlas, es así como se constituyen en una poderosa herramienta de toma de decisiones en una forma rápida y con evaluación experta.

La tecnología de los sistemas expertos ha ganado una creciente importancia en la industria del petróleo, las áreas de aplicación incluyen diagnóstico, planeación, diseño, predicción, monitoreo, reparación y control de los diferentes procesos de la ingeniería de petróleos y del gas.

Algunas de las aplicaciones de los sistemas expertos más conocidas para la industria del petróleo incluyen: análisis de registros de pozo, perforación, estimulación de pozos y pruebas de pozo.

#### **3.1 QUE ES UN SISTEMA EXPERTO<sup>41</sup>**

Son programas de computador diseñados para actuar como un experto humano en un dominio particular o área de conocimiento. En este sentido, pueden considerarse como intermediarios entre el experto humano, que transmite su conocimiento al sistema, y el usuario que lo utiliza para resolver un problema con la eficacia del experto. El Sistema Experto

---

<sup>41</sup> Keller, Robert, "expert systems technology, development and applications". YOURDON PRESS, Prentice-Hall Company. 1985.

utilizará para ello el conocimiento que tenga almacenado y algunos métodos de inferencia. Simultáneamente, el usuario puede aprender observando el comportamiento del sistema, es decir los sistemas expertos se pueden considerar al mismo tiempo como un medio de ejecución y transmisión del conocimiento.

De esta definición se desprenden las dos habilidades fundamentales que poseen los sistemas expertos:

- La habilidad de aprendizaje, la cual requiere la interacción de un experto en alguna rama específica del saber y un ingeniero de conocimiento, que se encarga de traducir este conocimiento del experto a reglas heurísticas para formar la base de conocimiento.
- La habilidad para simular el razonamiento que posee el sistema experto, esta se desprende de “caminar” a lo largo de las reglas heurísticas introducidas al sistema por un experto, a través del proceso de aprendizaje durante la generación de las bases del conocimiento.

Se debe tener en cuenta que la principal característica del experto humano viene a ser el conocimiento en ese campo concreto, por consiguiente, un Sistema Experto debe ser capaz de representar dicho conocimiento profundo con el objetivo de utilizarlo para resolver problemas, justificar su comportamiento e incorporar nuevos conocimientos.

### 3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS EXPERTOS<sup>42</sup>

Para que un sistema computacional actúe como un verdadero experto, es deseable que reúna, en lo posible, lo más importante de las características de un experto humano, esto es:

- Habilidad para adquirir conocimiento.
- Fiabilidad, para poder confiar en sus resultados o apreciaciones.
- Solidez en el dominio de su conocimiento.
- Capacidad para resolver problemas.

La característica fundamental de un sistema experto es que separa los conocimientos almacenados (Base de conocimiento) del programa que los controla (Motor de inferencia). Los datos propios de un determinado problema se almacenan en una base de datos aparte (Base de hechos).

Además cuenta con características adicionales las cuales serán nombradas a continuación:

- Competencia en su campo: Es el significado de experto. Es necesario que pueda resolver problemas con una eficiencia y calidad comparables a las de un experto humano.
- Dominio reducido: El limitarse a un dominio reducido es un requisito para alcanzar la competencia.
- Capacidad de explicación: Es aquella capaz de explicar cómo ha resuelto el problema, es decir, qué método ha aplicado y por qué lo ha aplicado.

---

<sup>42</sup> Historia de los Sistemas Expertos, Monografías.com.  
[www.monografias.com/trabajos10/exper/exper.shtml](http://www.monografias.com/trabajos10/exper/exper.shtml) - intro

- Tratamiento de la incertidumbre: Es una exigencia que se deriva de la complejidad de los problemas que van a abordar los sistemas expertos.
- Flexibilidad en el diálogo: Es deseable que los sistemas expertos tengan esta capacidad, llegando en la medida de lo posible a comunicarse (entender y expresarse) en lenguaje natural como un experto humano.
- Representación explícita del conocimiento: Es necesaria para considerar que un sistema está basado en conocimiento.

### 3.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA EXPERTO<sup>43</sup>

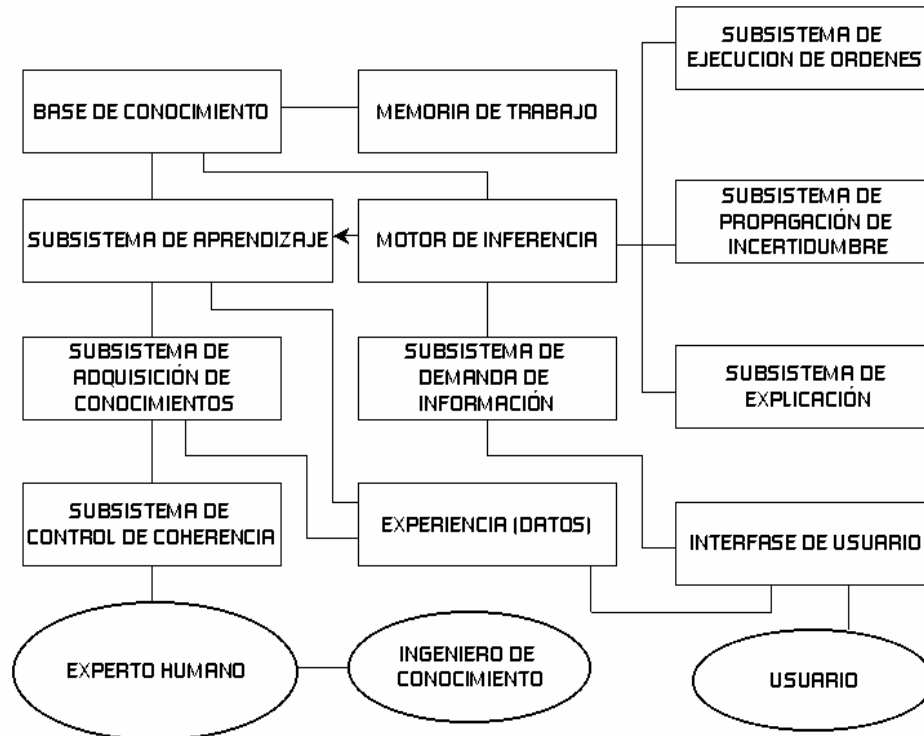
Una característica decisiva de los sistemas expertos es la separación entre conocimiento (reglas, hechos) por un lado y su procesamiento por el otro. A ello se añade una interfase de usuario y un componente explicativo. La figura 6 muestra un cuadro que relaciona y permite ver la arquitectura clásica de un sistema experto, cabe resaltar que las líneas continuas indican relaciones de reciprocidad, mientras que para las relaciones unilaterales, que en esta grafica solo se presentan una vez, se usan las flechas. A continuación se muestra una breve descripción de cada uno de los componentes

- 3.3.1 La Base de Conocimientos** de un sistema experto contiene el conocimiento de los hechos y de las experiencias de los expertos en un dominio determinado.
- 3.3.2 El Mecanismo de Inferencia** de un sistema experto puede simular la estrategia de solución de un experto.
- 3.3.3 El Componente Explicativo** explica al usuario la estrategia de solución encontrada y el porqué de las decisiones tomadas.

---

<sup>43</sup> CORREDOR MONTAGUT, Martha Vitalia., “Principios de inteligencia artificial & sistemas expertos”, Publicaciones UIS. 2000.

**FIGURA 6:** Arquitectura clásica de un sistema experto (tomada de Castillo y Acuare, 1989)



**3.3.4 La Interfase de Usuario** sirve para que éste pueda realizar una consulta en un lenguaje lo más natural posible.

**3.3.5 El Componente de Adquisición** ofrece ayuda a la estructuración e implementación del conocimiento en la base de conocimientos.

**3.3.1 La base de conocimientos.** La Base de conocimientos contiene todos los hechos, las reglas y los procedimientos del dominio de aplicación que son importantes para la solución del problema.

La programación denominada como programación orientada a objetos, se utiliza con frecuencia en el desarrollo de los sistemas expertos. Puede darse el caso de que determinados procesos y funciones deban subordinarse a unos objetos en particular, por ejemplo la velocidad como función de la fuerza y la dirección del viento. La velocidad se determinará en función de los datos particulares.

Cómo se lleva a cabo la clasificación en grupos de las características y de los procedimientos alrededor de un objeto con las técnicas de programación, y cómo deben ser las relaciones entre los objetos pueden variar mucho de aplicación a aplicación.

Junto a estos objetos, la base de conocimientos dispone de reglas. Estas reglas se representan en forma de:

**Si** *premisas* **Entonces** *Conclusión y/o Acción*

En la zona de las premisas se solicitan vinculaciones lógicas referentes a las cualidades de los objetos. En la zona de la conclusión se añaden nuevos hechos y cualidades a la base de conocimientos y/o se ejecutan acciones. Esto se define a menudo como programación orientada a reglas.

**3.3.2 El mecanismo de inferencia** El mecanismo de inferencia es la unidad lógica con la que se extraen conclusiones de la base de conocimientos, según un método fijo de solución de problemas que está configurado imitando el procedimiento humano de los expertos para solucionar problemas. Una conclusión se produce mediante aplicación de las reglas sobre los hechos presentes.

Ejemplo.

Si **p** y **q** entonces **r**

p y q son justo aquellos hechos que se mencionan en la cláusula "si" de la regla, es decir, las condiciones para la aplicabilidad de la regla. Aplicar la regla es: deducir de los hechos p y q el hecho r.

En un sistema experto existirá un hecho sólo cuando esté contenido en la base de conocimientos. Los hechos que constan en la cláusula "si" se llaman *premisas*, y el contenido en la cláusula "entonces" se llama *conclusión*. Cuando se aplica una regla sobre algunos hechos cualesquiera se dice que se *dispara*. El disparo de una regla provoca la inserción del nuevo hecho en la base de conocimientos.

Las funciones del mecanismo de inferencia son:

1. Determinación de las acciones que tendrán lugar, el orden en que lo harán y cómo lo harán entre las diferentes partes del sistema experto.
2. Determinar cómo y cuándo se procesarán las reglas, y dado el caso, también la elección de qué reglas deberán procesarse.
3. Control del diálogo con el usuario.

La decisión sobre los mecanismos de procesamiento de reglas, es decir, qué estrategias de búsqueda se implementarán es de vital importancia para la efectividad del sistema en su conjunto.

Ante problemas o clases de problemas distintos se estructuran, como es lógico, diferentes mecanismos de inferencia. El mecanismo de inferencia debe de estar "adaptado" al problema a solucionar.

**3.3.3 El componente explicativo.** Las soluciones descubiertas por los expertos deber poder ser repetibles tanto por el ingeniero del conocimiento en la fase de comprobación así como por el usuario. La exactitud de los resultados sólo podrá ser controlada, naturalmente, por los expertos.

Siempre es deseable que durante el trabajo de desarrollo del sistema se conozca el grado de progreso en el procesamiento del problema.

A pesar de insistir sobre la importancia del componente explicativo es muy difícil y hasta ahora no se han conseguido cumplir todos los requisitos de un buen componente explicativo. Muchos representan el progreso de la consulta al sistema de forma gráfica. Además los componentes explicativos intentan justificar su función rastreando hacia atrás el camino de la solución. Aunque encontrar la forma de representar finalmente en un texto lo suficientemente inteligente las relaciones encontradas depara las mayores dificultades. Los componentes explicativos pueden ser suficientes para el ingeniero del conocimiento, ya que está muy familiarizado con el entorno del procesamiento de datos, y a veces basta también para el experto; pero para el usuario, que a menudo desconoce las sutilezas del procesamiento de datos, los componentes explicativos existentes son todavía poco satisfactorios.

**3.3.4 La interfase de usuario.** En este componente se presenta la forma en la que el sistema se presentará ante el usuario. Los requisitos o características de la interfase que se presentan al usuario son resumidas en cuatro así :

**El aprendizaje del manejo debe ser rápido.** El usuario no debe dedicar mucho tiempo al manejo del sistema , debe ser intuitivo , fácil en su manejo. No se debe olvidar que el sistema simula el comportamiento de un experto. Debe ser cómodo y relativamente sencillo en cuanto al manejo.

1. **Debe evitarse en lo posible la entrada de datos erróneos.** Los datos de entrada al sistema experto deben cumplir con los requerimientos de lógica y moverse dentro del rango de los posibles valores que estos puedan tomar.
2. **Los resultados deben presentarse en una forma clara para el usuario.** la solución recomendada por el sistema experto debe enmarcarse y presentarse de forma clara y eficiente al usuario.
3. **Las preguntas y explicaciones deben ser comprensibles.**

**3.3.5 El componente de adquisición** Un buen componente de adquisición ayudará considerablemente la labor del Ingeniero del Conocimiento. Este puede concentrarse principalmente en la estructuración del conocimiento, sin tener que dedicar tanto tiempo en la actividad de programación. Como se hizo en el campo de la interfase, se presentan unas reglas ó requisitos para la realización del componente de adquisición.

**Requisitos o características del componente de adquisición:**

1. El conocimiento, es decir, las reglas, los hechos, las relaciones entre los hechos, etc., deben poder introducirse de la forma más sencilla posible.
2. Posibilidades de representación clara de todas las informaciones contenidas en una base de conocimientos.
3. Comprobación automática de la sintaxis.
4. Posibilidad constante de acceso al lenguaje de programación.

Como se pone en práctica cada uno de los requisitos dependerá del lenguaje de programación elegido y del hardware del que se disponga. El experto deberá estar familiarizado con el componente de adquisición para poder realizar modificaciones por sí sólo.

### **3.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES<sup>44</sup>**

Los valiosos conocimientos de un experto se guardan y se difunden, de forma que no se pierden aunque desaparezca el especialista. En los sistemas expertos se guarda la esencia de los problemas que se intenta resolver y se programa cómo aplicar los conocimientos para su resolución. Estos ayudan a entender cómo se aplican los conocimientos para resolver un problema. Esto es útil porque normalmente el experto da por ciertos sus conocimientos y no analiza cómo los aplica

A continuación se nombraran otras de las ventajas que presentan los sistemas expertos:

- **Permanencia:** Los expertos humanos pueden morir, cambiar de empresa o perder facultades lo que no puede ocurrir con un sistema experto.
- **Duplicación:** El experto humano se encuentra en un único lugar físico y es irreproducible, mientras que una vez construido un sistema experto se pueden fabricar un número ilimitado de copias destinadas a todos los lugares donde sean necesarias.
- **Fiabilidad:** Un sistema experto responderá siempre de la misma manera ante cierto problema, mientras que un experto humano puede

---

<sup>44</sup> Waterman, Donald. "a guide to expert systems" Addison-Wesley Publishing Company. 1986.

estar condicionado por factores emocionales, prejuicios personales, tensión, fatiga, etc.

- Bajo costo: Aunque puede resultar costoso inicialmente construir un sistema experto, una vez construido produce grandes beneficios.
- Facilita el entrenamiento del personal: El sistema experto puede ayudar de manera importante, y a costo menor, a la capacitación y adiestramiento del personal sin experiencia.
- La separación entre base de conocimiento y motor de inferencia proporciona una gran flexibilidad al SE.
- En manipulación de símbolos, los SE abren el campo a nuevas aplicaciones, no automatizadas hasta la fecha.

Por otro lado, los sistemas expertos presentan grandes carencias frente a los seres humanos:

- Sentido común: Para un ordenador no hay nada obvio.
- Lenguaje natural: Todavía nos encontramos muy lejos de tener un sistema que pueda formular preguntas flexibles y mantener una conversación informal con un usuario o con un paciente.
- Experiencia sensorial: Los sistemas expertos de la actualidad se limitan a recibir información.
- Perspectiva global: Un experto humano es capaz de detectar inmediatamente cuáles son las cuestiones principales y cuáles son secundarias (separando los datos relevantes de los detalles insignificantes).

Además existen estas otras limitaciones:

- Falta de capacidad de aprendizaje: Los expertos humanos son capaces de aprender de la experiencia.

- Capacidad de manejar conocimiento no estructurado: El experto humano organiza y usa la información y el conocimiento presentados de forma poco ordenada.
- Funciones genuinamente humanas: por ejemplo, todo lo relacionado con el lenguaje natural, la formación de conceptos, el conocimiento de sentido común y la creación queda fuera de los sistemas expertos, al menos en el estado actual del conocimiento.
- La extracción del conocimiento es el problema más complejo que se les plantea a los ingenieros de conocimientos.
- Los SE son incapaces de reconocer un problema para el que su propio conocimiento es inaplicable o insuficiente.
- Los motores de inferencia poseen algunos límites.
- Falta personal competente para investigar y desarrollar aplicaciones.

### **3..5 FUTURO PARA LOS SISTEMAS EXPERTOS<sup>45,46</sup>**

- Los sistemas expertos se utilizarán mucho más en las organizaciones, debido a que la tecnología también es cada vez más accesible para una gran mayoría de las empresas.
- Las interfaces de los sistemas expertos serán en lenguaje natural, lo cual facilitará la comunicación entre usuarios y el sistema.
- Se manejarán herramientas inteligentes para explotar la información que contengan las bases de datos, permitiendo con ello un mejor uso de la información.

---

<sup>45</sup> Características de los Sistemas Expertos, Universidad Nacional de Colombia. 2002  
[www.virtual.unal.edu.co/cursos/economicas/92211/lecciones/unidad2/ia/pagina6\\_6.htm](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/economicas/92211/lecciones/unidad2/ia/pagina6_6.htm)

<sup>46</sup> Tendencias de los Sistemas Expertos, German Castro López. 2001  
[www.netmedia.info/netmedia/articulos.php?id\\_sec=32&id\\_art=2255](http://www.netmedia.info/netmedia/articulos.php?id_sec=32&id_art=2255)

- Los sistemas expertos se integrarán a otras tecnologías para dar un mayor soporte en todas las áreas de la empresa.
- Los sistemas expertos tendrán una mayor difusión, su programación y utilización serán más fáciles.
- Los SE estarán embebidos en diversas aplicaciones, especialmente en software de uso general, como el producido por Microsoft; y, en sistemas de supervisión y control.
- En el futuro estos sistemas expertos sabrán más sobre sus preferencias de las personas que ellas mismas.

## 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA EXPERTO XGRAD

### 4.1 POR QUE UN SISTEMA EXPERTO?<sup>47</sup>

La idea del desarrollo de un sistema experto para la selección de métodos de recobro mejorado se concibe como alternativa de solución a las dificultades que se presentan a la hora de escoger tales métodos, algunas de esas dificultades se desglosan a continuación:

- Las reglas para tomar decisiones son numerosas. Estas reglas están relacionadas con datos del yacimiento que deben ser conocidos, los cuales por si mismos son abundantes. El tipo de yacimiento, su profundidad, su presión, la porosidad y la permeabilidad de la roca, etc. Sin embargo, estos datos no siempre están disponibles para estimar la aplicabilidad de un proceso particular.
- Es reducido el número de expertos disponibles que manejan todos los procesos, además los costos que implican sus servicios son considerablemente altos. El conocimiento multidisciplinario es muy vasto y son pocas las personas que tienen la experiencia requerida para una evaluación crítica de todos los mecanismos envueltos en los procesos de recobro mejorado de petróleo. Este conocimiento es tanto teórico (leyes físicas de flujo multifásico, leyes termodinámicas, etc) como practico (facilidades de superficie, condiciones de producción, etc.).

---

<sup>47</sup> GUERILLOT, D.R. "EOR Screening With An Expert System", Inst. Français Du Pétrole. Paper SPE 17791. 1988.

- La mayoría de las veces, los datos del campo son pobremente conocidos, estos son obtenidos de inspecciones geológicas, medidas petrofísicas, pruebas de desplazamiento en núcleos, pruebas de pozo, modelamiento numérico. Tales mediciones son a menudo imprecisas debido a la dificultad de la lectura.
- Esta área esta en un estado de constante desarrollo. Científicos han investigado para recobrar más hidrocarburos de yacimientos depletados, los cuales aun contienen más de la mitad del *Original Oil In Place* (OOIP). Muchos experimentos desarrollados en campos petroleros están ahora disponibles renovando así los criterios para la aplicación de los procesos.

## **4.2 DESARROLLO DEL SISTEMA EXPERTO XGRAD**

El desarrollo del sistema experto XGRAD para seleccionar técnicamente el mejor método de recobro mejorado envuelve las siguientes fases:

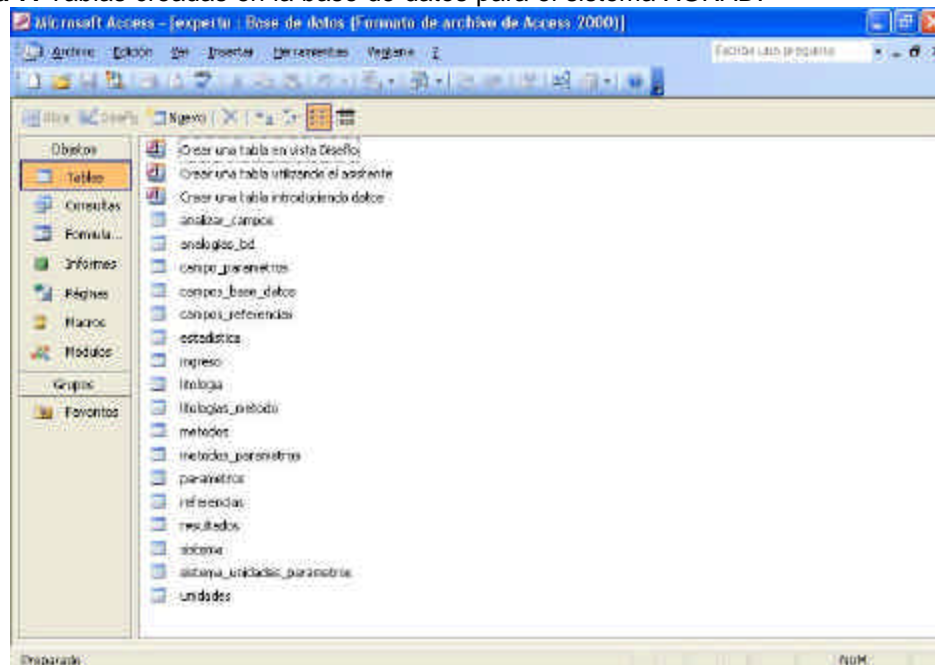
- Adquisición del conocimiento.
- Formulación del sistema.
- Verificación y validación del sistema.

4.2.1 Adquisición del conocimiento Esta fase del proceso de desarrollo del sistema, se llevo a cabo primero identificando y delimitando los dominios y las fuentes de conocimiento experto, esta tareas se alcanzaron gracias a la revisión comprehensiva de la literatura referente a proyectos históricos de aplicación de métodos de recobro mejorado de crudo a nivel mundial y su acople con resultados experimentales disponibles de investigación y desarrollo en procesos de EOR.

La revisión de la literatura resulto en la implementación de una base de datos que incluye información de más de 190 campos sometidos a procesos de EOR, dicha base de datos esta montada en la plataforma Access 2000 y esta en capacidad de mostrar los diversos parámetros de los campos, además, se perfila como una herramienta efectiva de screening de las condiciones del yacimiento para la selección técnica de procesos de EOR.

En la figura 7 se pueden observar las tablas creadas en la base de datos, toda la información aquí contenida permite, a través del software XGRAD, identificar un campo candidato y le ofrece al ingeniero de yacimientos una herramienta valiosa, como lo es la analogía con un yacimiento, al cual se le ha aplicado un proceso de EOR previamente.

**Figura 7.** Tablas creadas en la base de datos para el sistema XGRAD.



La base de datos esta constituida por los datos de roca y fluido que se listan en la tabla 6.

**Tabla 6:** Información disponible para los campos de la histórica de la base de datos XGRAD.

Información General.	Nombre del campo Ubicación del campo
Información de la Roca.	Profundidad del yacimiento. Presión original del yacimiento. Espesor neto. Porosidad. Permeabilidad. Temperatura del yacimiento. Litología. Saturación inicial de aceite.
Información del Fluido.	Gravedad API del crudo. Viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento.
Referencias.	Referencias bibliográficas.

Algunas guías de screening <sup>48,49</sup> para la aplicación de métodos de EOR fueron revisadas, estas están basados principalmente en resultados experimentales, interpretación cualitativa de resultados de campo y experiencias de los autores; a partir de estas, se construyó un screening propio con los parámetros de fluido y roca que se consideran mas relevantes a la hora de seleccionar un método de EOR. Este proceso se describió detalladamente en el capítulo 2.

Solo nueve parámetros han sido usados en el análisis cuantitativo, tales parámetros son: porosidad, permeabilidad, temperatura, profundidad de la formación, espesor neto de la formación, viscosidad del fluido, gravedad API

<sup>48</sup> TABER, J.J, MARTIN, F.D. Op. cit.

<sup>49</sup> BOBERG, Thomas C. Op. cit.

del crudo y presión de la formación; además se tiene en cuenta un parámetro cualitativo para dicho análisis: la litología.

Los criterios del screening desarrollados para los diferentes métodos EOR, representan el conocimiento base del sistema experto XGRAD.

4.2.2. Formulación del sistema. La formulación del sistema envuelve la representación del conocimiento adquirido en la primera fase de desarrollo mediante reglas. Tales reglas validan la aplicabilidad de determinado método mediante parámetros condicionales que son valores numéricos ó alfanuméricos dependiendo de la naturaleza del parámetro. Los parámetros que determinan la factibilidad técnica de los métodos son los valores obtenidos en el screening diseñado en el capítulo 2 y nombrado en la primera fase del desarrollo del sistema.

La selección del método de EOR técnicamente mas factible para un yacimiento específico, mediante el software XGRAD, envuelve una metodología de evaluación de los datos presentados por el screening, además de un tratamiento estadístico de los valores recogidos por la base de datos para los diferentes parámetros que comprenden la información de fluido y roca, es así, como se plantea el uso de herramientas estadísticas y su correspondiente análisis, como fuente de soporte para tomar una decisión en cuanto a la valoración de los diferentes parámetros con los que se pretende realizar la selección. Una característica importante de las distribuciones de frecuencias, es el grado de variación ó de dispersión de los datos que se incluyen en las distribuciones<sup>50</sup>. La medida del grado de variación en una distribución mas comúnmente usada en el análisis

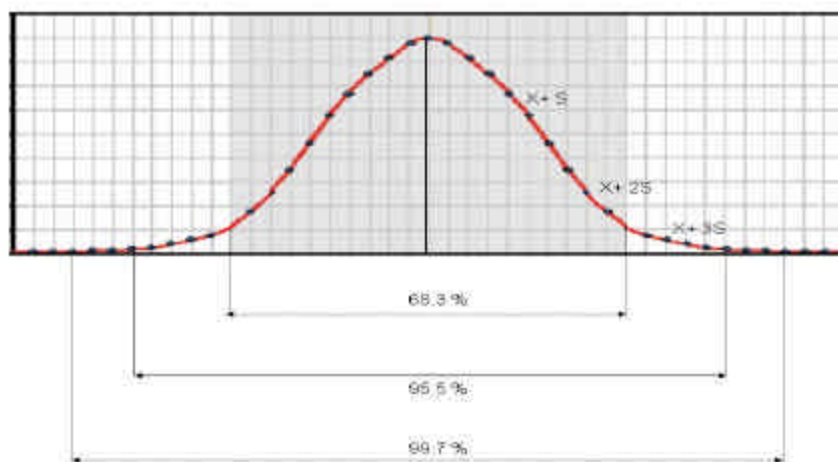
---

<sup>50</sup> NETER, Jhon. “Fundamentos de estadística aplicada a los negocios y la economía”. s.l. Compañía Editorial Continental. 1962. 861 p.

estadístico, es la desviación estándar, tal medida considera que tan lejos de la media se localiza cada uno de los elementos de una distribución de frecuencias, mientras mas dispersa se encuentre la distribución mayor será la desviación estándar; mientras mas concentrada la distribución, menor será la desviación estándar. Por tanto mientras menor sea una distribución estándar, mas significativo seria generalmente un promedio como medida central de esa distribución.

El significado de la desviación estándar, como indicador del grado de tendencia central, puede hacerse mas preciso mediante la desigualdad de Tchebycheff, una herramienta estadística sumamente útil. Ésta desigualdad establece que para una distribución, entre la media y una vez la desviación estándar, por encima y por debajo, se tendrá el 68.3 % de las observaciones, entre la media y dos veces la desviación estándar, a un lado y otro de la media se tendrá el 95.5 % de las observaciones, si a la media se resta ó suma tres veces la desviación, en dicho intervalo se tendrá el 99.7 % de las observaciones, lo anterior se esquematiza en la figura 8.

**Figura 8.** Ilustración desigualdad de Tchebycheff.



Fuente: Diseño de autores

En la figura anterior se denotó la desviación estándar como  $s$  y la media como  $\bar{X}$ .

Si se esta interesado en una característica cuantitativa de los diversos parámetros referentes a las características de roca y fluido del yacimiento, consignados en la base de datos para cada uno de los métodos de EOR que el sistema XGRAD considera, se pueden utilizar mediciones tales como la media y la desviación estándar para describir las propiedades de estos valores; el valor de la media puede ser obtenido mediante el uso de la ecuación 1.

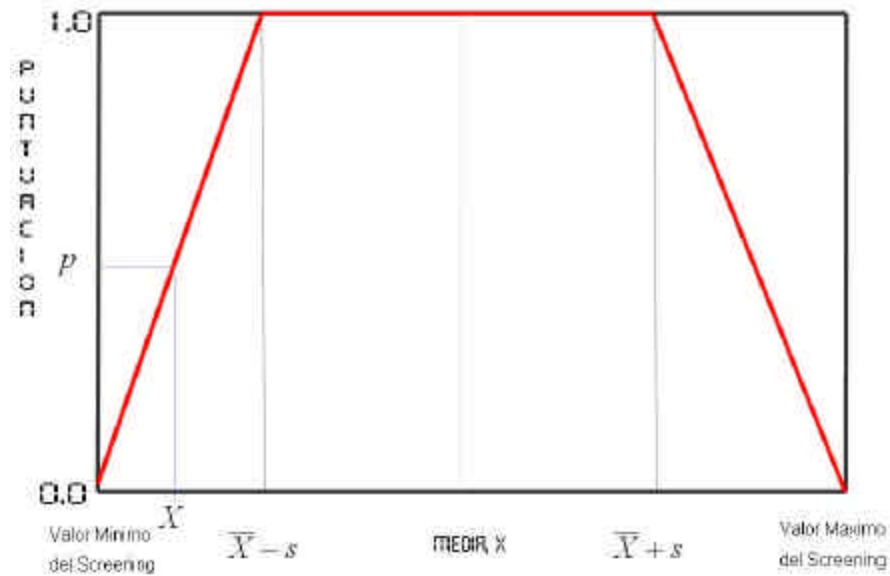
$$\bar{X} = \frac{\sum X}{N} \quad \text{Ecuación 1.}$$

donde  $N$  corresponde al numero de datos con los que se cuenta y  $\sum X$  es la suma de los valores del parámetro. Para el cálculo de la desviación estándar se tiene la ecuación 2.

$$s = \sqrt{\frac{\sum (X - \bar{X})^2}{N}} \quad \text{Ecuacion 2.}$$

El sistema XGRAD implementa un mecanismo de puntuación en el cual se le asignan puntajes de 1.0 a los valores del parámetros que están dentro del rango definido por la media menos una desviación estándar y la media mas una desviación estándar. A partir de los valores anteriores, se asigna un puntaje que va de uno (1.0) hasta cero (0.0), dependiendo de que tanto se alejen los valores del parámetro al rango que se describió antes. Tal sistema de puntuación se ilustra a continuación en la figura 9.

**Figura 9 :** Sistema de puntuación XGRAD



Fuente: Diseño de autores

La implementación de las reglas que rigen la selección técnica del mejor método de EOR, en el sistema experto XGRAD, se llevó a cabo mediante el diseño de un algoritmo en el lenguaje Visual Basic 6.0, herramienta que fue seleccionada para este proyecto por brindar un entorno de programación visual, y por lo tanto permite la creación de una interfase de usuario más elaborada. Esta interfase es la principal vía de comunicación hombre máquina, además el manejo de bases de datos y el tratamiento de la información recopilada mediante el desarrollo de la primera fase de este proyecto, es bastante eficiente cuando se maneja este lenguaje de programación.

4.2.3. Verificación y validación del sistema Esta fase se refiere al análisis de la consistencia del conocimiento almacenado. La aplicabilidad del sistema experto XGRAD se validó mediante la realización de diferentes pruebas con casos históricos de aplicación de procesos de EOR los cuales se encuentran en publicaciones técnicas y además se hizo uso del software comercial SWORD de PETEC. Los resultados de tales pruebas son el tema de discusión del siguiente capítulo.

Esta herramienta utilizada en la validación del sistema es propiedad de la empresa PETEC Software & Services, y se encuentra disponible una versión de prueba en la página web [www.petec.com](http://www.petec.com).

## 5. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS

Para la prueba del software, se tuvo en cuenta los resultados publicados por varios autores en los cuales se tuvo la preselección hecha por ellos y además se comparó también la selección hecha por el software SWORD de la empresa PETEC. La muestra consta de 4 ejemplos de yacimientos en los que se va a realizar la selección de un método de EOR. Además estos ejemplos cuentan con la suficiente información de roca y de fluido para así permitir una buena comparación. La tabla 7 resume los datos suministrados por las publicaciones técnicas.

**Tabla 7.** Parámetros de Yacimientos candidatos a la aplicación de un EOR.

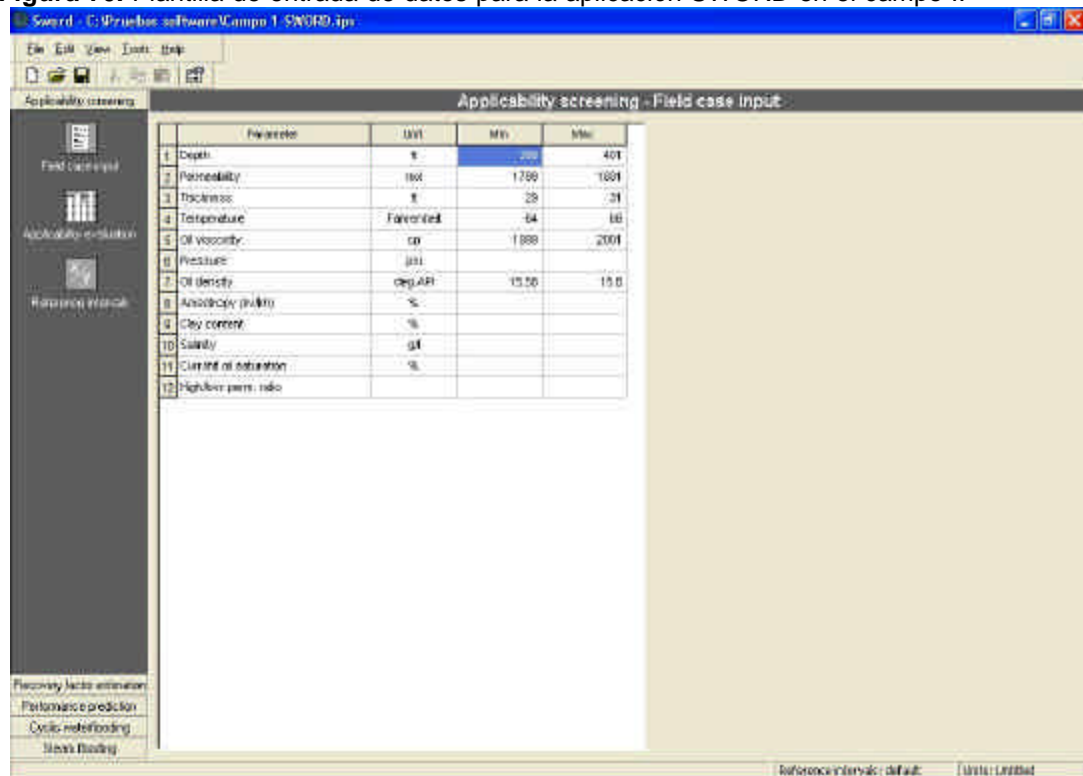
Características del Yacimiento	Yacimiento			
	Campo I	Campo II	Campo III	Campo IV
A. Condiciones del Yacimiento				
1. Profundidad, pies.	400	4930	4100	1500
2. Temperatura del Yacimiento, °F.	65	110	140	80
B. Características de la Roca.				
3. Tipo de Formación	Arenisca	Carbonato	Arenisca	Arenisca
4. Espesor, pies.	30	32	150	60
5. Porosidad, %.	32	19	17	24
6. Permeabilidad, mD.	1800	55	300	600
C. Características del Fluido				
7. Densidad del Crudo, API.	15.59	36	31	25.72
8. Viscosidad del Crudo, cP.	2000	1.5	3.7	180

Fuentes: Campo I y Campo IV: ELEM, R.O.; ELMTALAB, Jabbar. Paper SPE 26248. 1993; Campo II, Campo III: GHARBI, R. B. C. Paper SPE 68765. 2001.

## 5.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL SISTEMA SWORD

En la figura 10 se muestran los datos de entrada de la prueba para el campo I. Para las siguientes pruebas se va a tener una plantilla de entrada de datos similar a la que se muestra en la figura 10.

Figura 70. Plantilla de entrada de datos para la aplicación SWORD en el campo I.



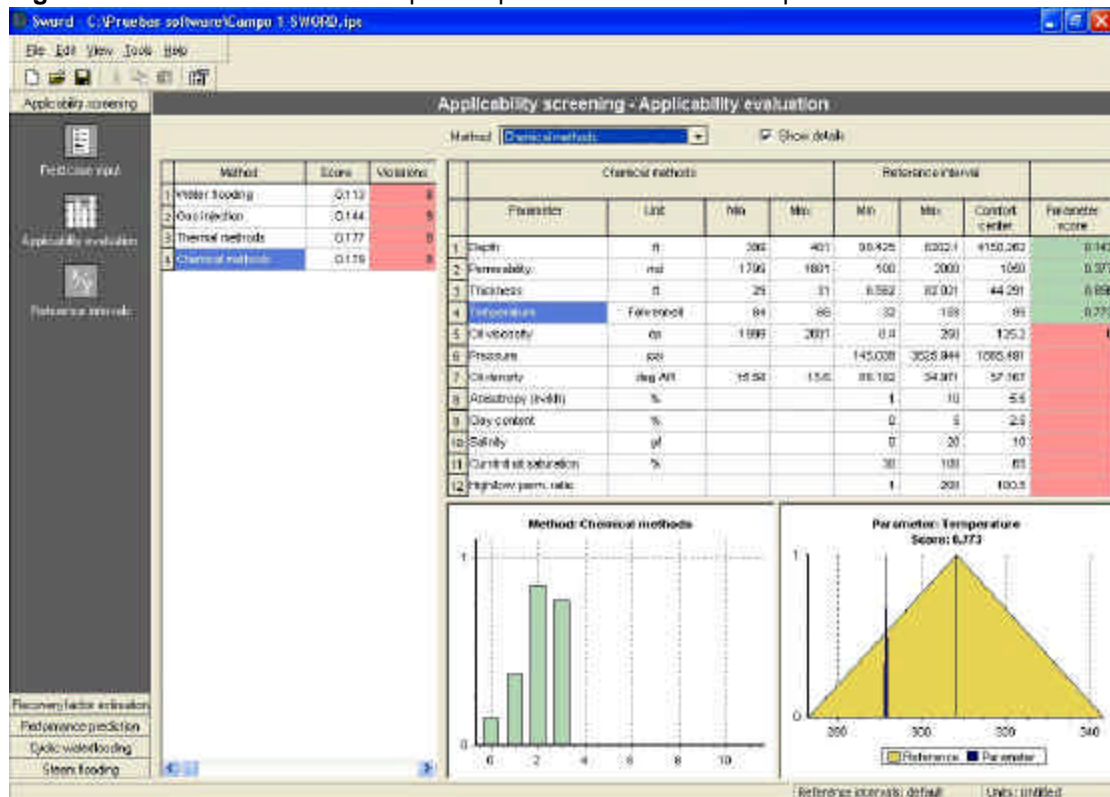
The screenshot shows the SWORD software interface with a window titled "Sword - C:\Pruebas software\Campo 1 SWORD.tps". The main area is titled "Applicability screening - Field case input" and contains a table with 12 rows and 4 columns: "Parametro", "Unit", "Min", and "Max". The table is partially filled with data. A sidebar on the left contains icons for "Field case input", "Applicability evaluation", and "Reference interval". At the bottom, there are buttons for "Recovery factor estimation", "Performance prediction", "Cyclic reformation", and "Steam flooding". The status bar at the bottom right shows "Reference interval: default" and "Units: US/Imperial".

	Parametro	Unit	Min	Max
1	Depth	ft	200	401
2	Porosity	vol	17.99	19.01
3	Thickness	ft	28	31
4	Temperature	Fahrenheit	64	100
5	Oil viscosity	cp	1.888	2.001
6	Pressure	psi		
7	Oil density	deg API	15.50	15.0
8	Anisotropy (ratio)	%		
9	Clay content	%		
10	Salinity	gal		
11	Current oil saturation	%		
12	High-level perme ratio			

Al realizar la prueba los datos de salida muestran la aplicabilidad de un método de recobro químico para este campo. Cabe resaltar que este programa no especifica la naturaleza del fluido inyectante así como también en la inyección de gas y para los procesos térmicos no detalla el tipo de proceso a realizar; además la selección la realiza con un sistema de puntaje similar a XGRAD pero con la gran diferencia que solo tiene en cuenta el

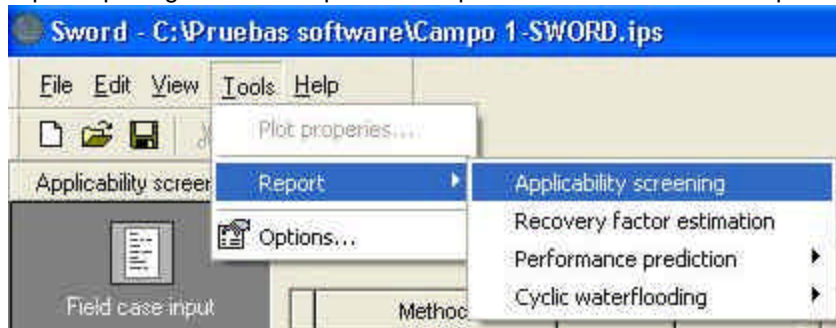
screening técnico y por lo tanto el puntaje para cada parámetro esta basado en el grado de acercamiento de este al valor medio del parámetro en el screening. Esto presenta una gran desventaja ya que la selección es muy estricta y no se tiene en cuenta procesos aplicados de EOR actualmente en curso o aplicados anteriormente, dejando la selección como un proceso poco técnico. En la figura 11 se muestra la ventana con los datos de salida del programa.

**Figura 11.** Plantilla de resultados para la prueba hecha en el campo I.



Estos datos de salida se pueden presentar en un reporte de aplicabilidad de screening generado por el software, ver figura 12. Este reporte es generado en un documento HTML. El reporte tipo generado por el software para la prueba del campo I, se encuentra en el anexo D.

**Figura 12.** Opción para generar un reporte de la prueba realizada en el campo I.



De la misma manera que se realizó esta prueba, se llevaron a cabo las demás, con los correspondientes datos de los campos II, III y IV. Las imágenes de los resultados de dichas pruebas, se muestran en el anexo C.

## **5.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS EN EL SISTEMA XGRAD**

En la figura 13 se muestra la plantilla inicial de entrada de datos generales, correspondientes al campo I, estos datos se utilizaron en la realización del respectivo reporte de resultados del software, el cual se encuentra incluido en el anexo C. Los datos de yacimiento y fluido para la prueba del campo I se introdujeron en la plantilla mostrada en la figura 14, aquí es de resaltar la posibilidad de especificar la litología del yacimiento. Para las siguientes pruebas se va a tener un procedimiento similar de entrada de datos.

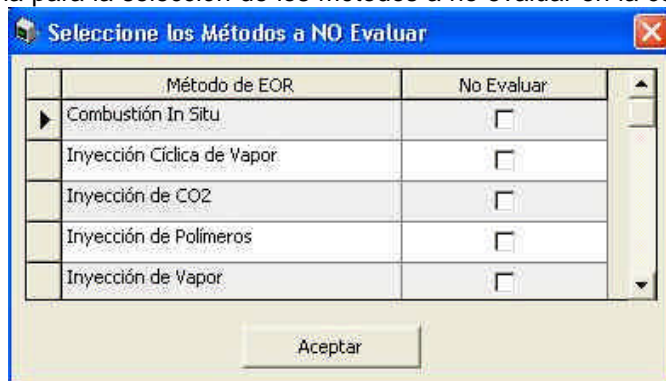
**Figura 13.** Plantilla de entrada de datos generales del campo mostrada por el programa XGRAD.

**Figura 14.** Plantilla de entrada de datos técnicos para el campo del software XGRAD.

Parámetros del Campo		
Parámetro	Unidad	Valor
DENSIDAD DEL CRUDO	°API	15.59
ESPESOR NETO	pies	30
PERMEABILIDAD	mD	1800
POROSIDAD	%	32
PRESION ACTUAL	psia	
PRESION INICIAL	psia	
PROFUNDIDAD	pies	400
SATURACION ACTUAL DE CRUDO	%	

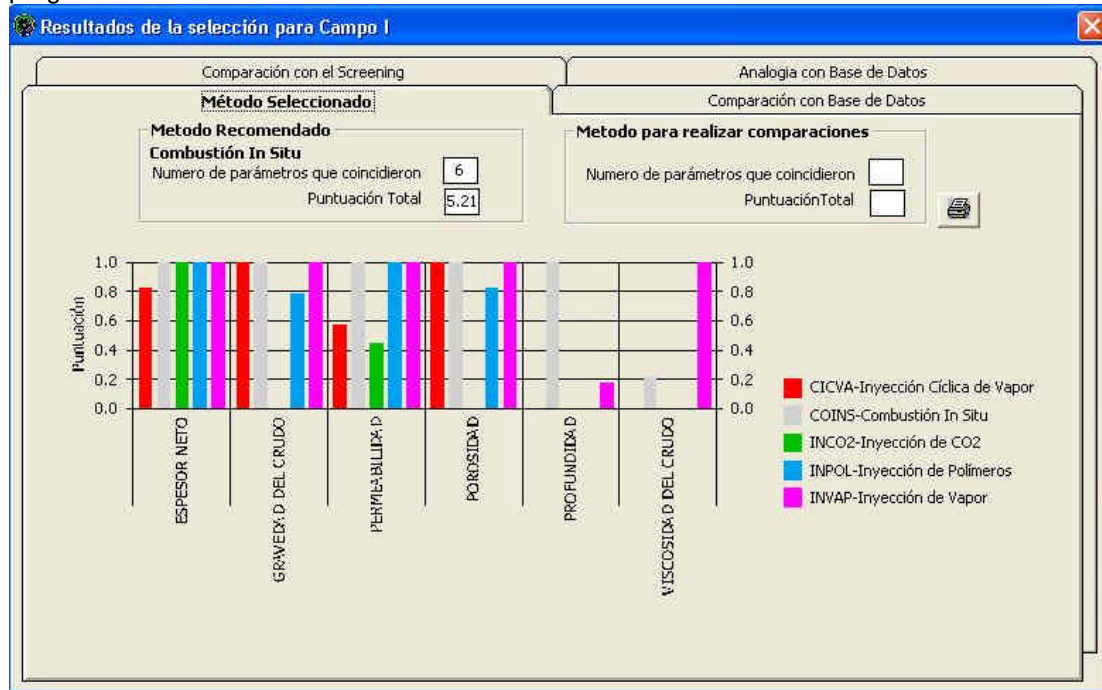
Al hacer clic en el botón “Escoger Método” se muestra una pantalla donde se puede especificar los métodos disponibles a evaluar y cuales de ellos no se desea incluir en la consulta. La figura 15 muestra dicha pantalla.

**Figura 15.** Ventana para la selección de los métodos a no evaluar en la consulta de XGRAD.



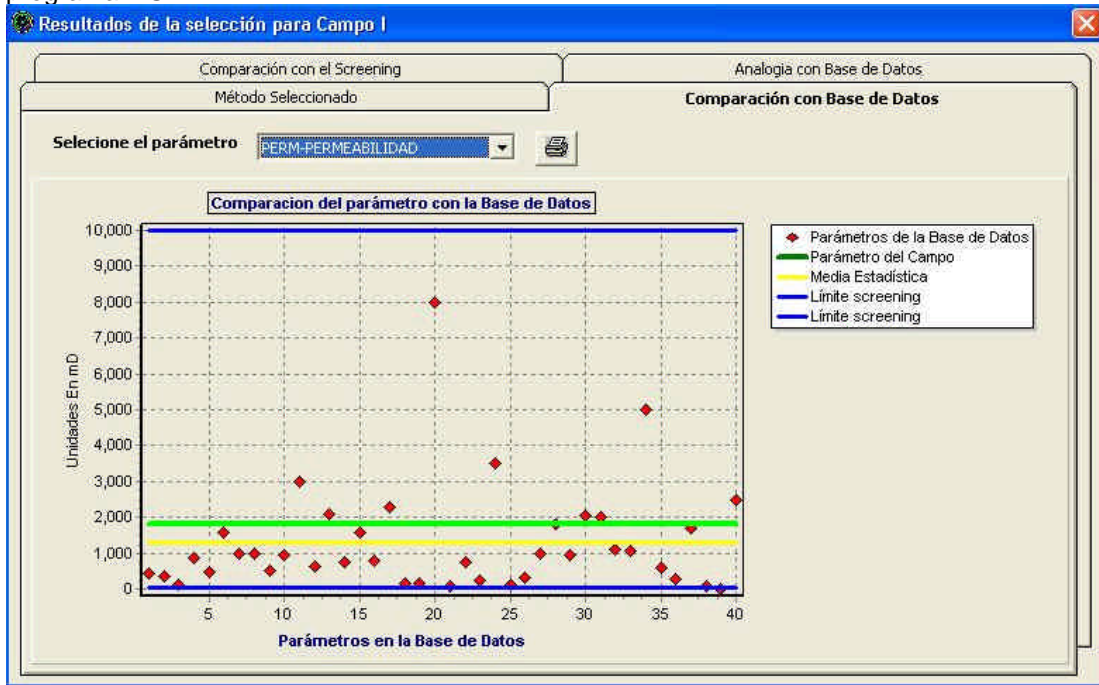
Al hacer clic en el botón “Aceptar” se dio inicio a la selección técnica del mejor método de EOR para aplicar en campo I. Esta selección, como se mostró en el capítulo 4, tiene en cuenta tanto el screening técnico definido en el capítulo 2 como valores estadísticos de los campos que se encuentran en la base de datos, esto ofrece una gran ventaja ya que la selección no se estaría basando estrictamente en los valores reportados de screening sino que también se tomaría en cuenta ejemplos de aplicación de procesos EOR, dando así una mayor seguridad a la selección del método. En la siguiente ventana se muestra la selección dada por el sistema experto la cual resulto ser Combustión In-Situ. En la figura 16 se muestra la presentación de la primer pestaña de la ventana de resultados.

**Figura 16.** Primer pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD.



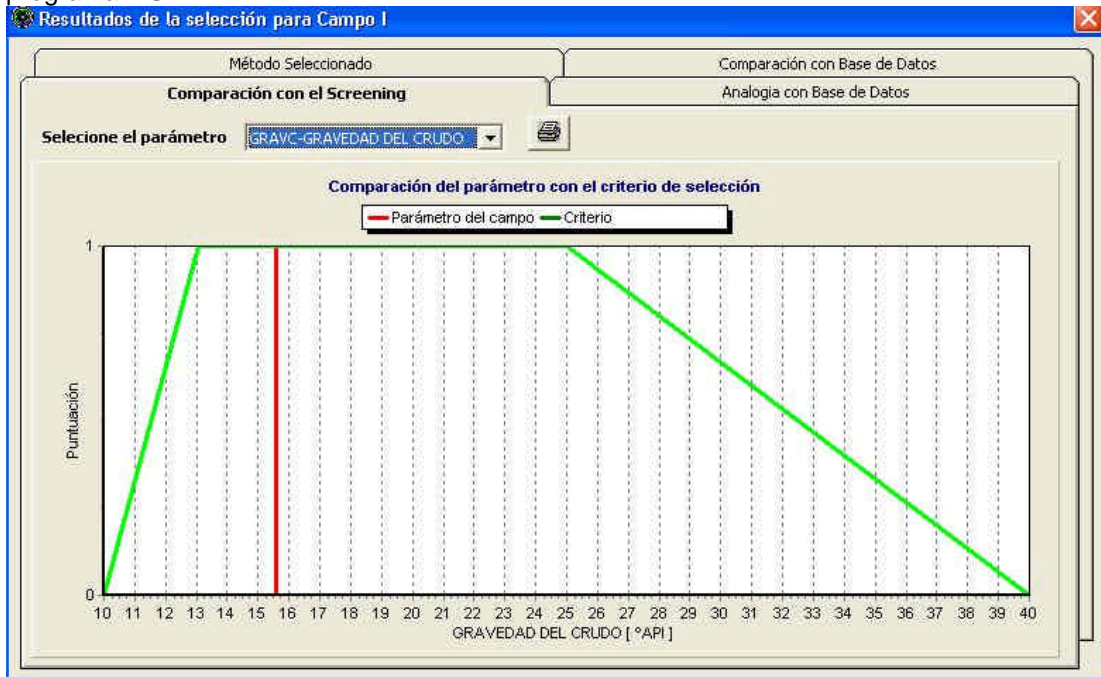
Aquí se muestra la justificación gráfica de la selección realizada por el programa, mediante el sistema de puntuación, para los métodos en los cuales los parámetros introducidos se encontraban dentro de su respectivo rango del screening. En la siguiente pestaña se muestra una comparación de los parámetros del campo con los de la base de datos de una manera gráfica, esta gráfica se realiza parámetro por parámetro. En la figura 17 se muestra la gráfica de la profundidad de campo I, la línea en color rojo, comparada con los valores de profundidad consignados en la base de datos, puntos de color verde, para los campos sometidos a Combustión In-Situ.

**Figura 17.** Segunda pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD



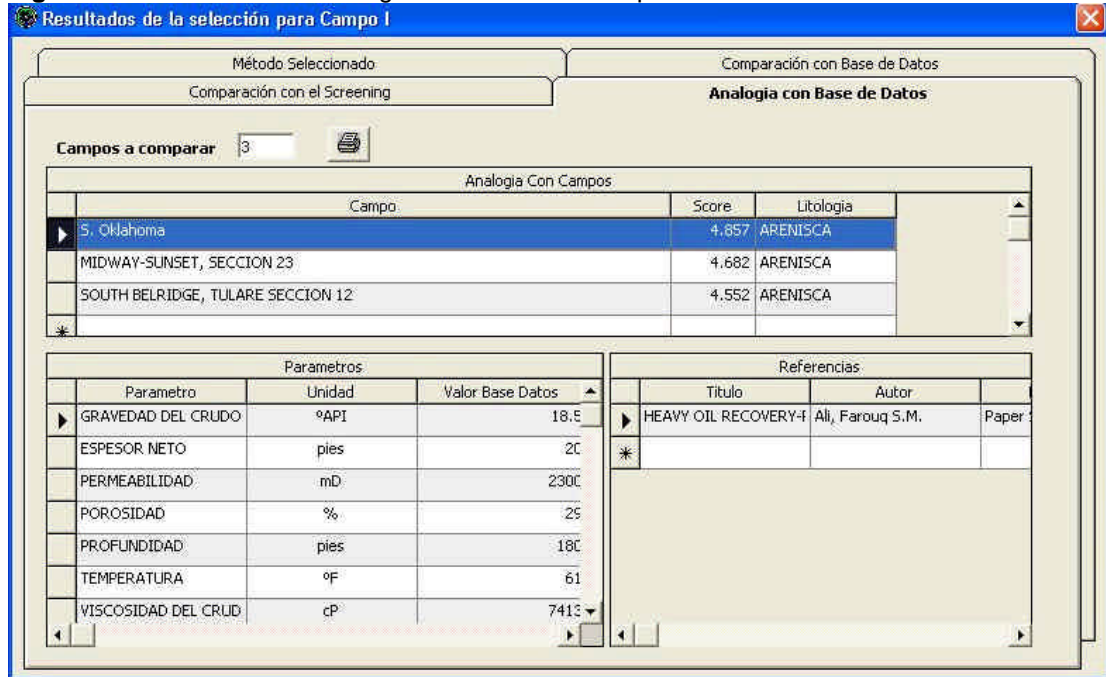
En la tercer pestaña de esta ventana, se realizan comparaciones gráficas de los parámetros del campo con los valores del screening, aquí se muestra con claridad los rangos de aplicabilidad de los parámetros del método seleccionado comparados con los valores dados para el campo I. En la figura 18 se muestra dicha pestaña.

**Figura 18.** Tercer pestaña de la ventana de resultados de selección técnica de EOR en el programa XGRAD



En la parte de arriba de la primer pestaña, se muestra un botón para la generación del reporte de la selección hecha por el software XGRAD. Dentro de este reporte se incluye la selección técnica realizada acompañada de las tablas de valores respectivas. También se puede generar un reporte con la analogía realizada al campo con la base de datos en la pestaña de la analogía. En la figura 19 se muestra la pestaña con dicha analogía en el programa XGRAD.

**Figura 19.** Ventana de la analogía realizada del Campo I con la base de datos.



De la misma manera que se realizó esta prueba, se llevaron a cabo las demás con los correspondientes datos de los campos II, III y IV. Las imágenes de los resultados de dichas pruebas, se muestran en el anexo C.

### 5.3 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PUBLICADOS POR LA LITERATURA TÉCNICA

Los métodos seleccionados para aplicarse en los campos I, II, III y IV propuestos por los programas SWORD y XGRAD se muestran en la tabla 8.

**Tabla 8.** Resultados de la selección hecha por los programas SWORD y XGRAD para los campos analizados.

Programa	Método Seleccionado			
	Campo I	Campo II	Campo III	Campo IV
SWORD	Método de Recobro Químico	Inyección de Gas	Inyección de Gas	Método de Recobro Químico
XGRAD	Combustión In-Situ	Inyección de CO <sub>2</sub>	Inyección de Polímeros	Inyección de Vapor

**5.3.1 Resultados para el campo I** Para el campo I el método seleccionado por un experto humano es combustión In-Situ según lo publicado por Elemo y Elemtalab<sup>51</sup>. De aquí se puede notar la fortaleza del programa XGRAD ya que al utilizar la misma cantidad de parámetros en la selección que el programa SWORD, pudo obtener la respuesta correcta mientras que este último no se aproximó al rango de métodos ya que hubiera sido necesario que seleccionara métodos térmicos de recobro. Además en el programa SWORD la selección se hace de una manera generalizada como se había hecho notar antes, esto presenta una gran desventaja puesto que lo que queremos es una selección puntual de sistema de EOR a implementar para el campo I.

**5.3.2 Resultados para el campo II** Para este campo la solución entregada por Gharbi<sup>52</sup> es la aplicación de una inyección de CO<sub>2</sub>. Como se puede observar en la tabla 4, la selección hecha por el programa XGRAD coincide con la selección propuesta por el autor de la publicación técnica, esto muestra la confiabilidad de la selección hecha por el programa XGRAD frente a la del software de comparación SWORD; ya que éste último solo muestra

<sup>51</sup> ELEMOMO, R.O.; ELMTALAB, Jabbar. Op. cit.

<sup>52</sup> GHARBI, R. B. C., "A knowledge-Based system for Optimal Economic Design of Improved Recovery Processes" Paper SPE 68765. 2001.

la selección de un recobro por inyección de gas pero no diferencia el tipo del fluido a inyectar.

**5.3.3 Resultados para el campo III** Para este campo la solución entregada por Gharbi <sup>53</sup> es la aplicación de una inyección de Polímeros y surfactantes. Como se puede observar en la tabla 4, la selección hecha por el programa XGRAD se acerca a la selección propuesta por el autor de la publicación técnica. Teniendo en cuenta que la inyección de surfactante/polímeros no se encuentra dentro de los métodos a evaluar por XGRAD se puede considerar esta como una buena aproximación a la selección verdadera, teniendo en cuenta que la solución obtenida por el programa de comparación, SWORD, no es muy exacta ya que propone la inyección de gas en lugar de la aplicación de un método de recobro químico que sería el apropiado para este caso.

**5.3.4 Resultados para el campo IV** Para el campo IV el método seleccionado por un experto humano es Inyección cíclica de vapor, según lo publicado por Elemo y Elmtalab<sup>54</sup>. En este caso, aunque el programa no llegó a seleccionar el método recomendado por el experto, tuvo un mayor acercamiento al ubicarse dentro de los métodos térmicos de recobro, contrario a la selección hecha por el programa SWORD de métodos de recobro químico. Lo anterior pudo suceder por la semejanza de dichos métodos, el recobro con vapor y la inyección cíclica de vapor, en cuanto a criterios de screening se refiere.

---

<sup>53</sup> GHARBI, R. B. C., Op. Cit. p. .

<sup>54</sup> ELEMOM, R.O.; ELMTALAB, Jabbar. Op. cit.

## CONCLUSIONES

- El campo de la Inteligencia Artificial (IA) ha ganado una aceptación considerable en virtualmente todas las áreas de la ingeniería, la ingeniería de yacimientos no podía estar exenta en aprovechar las bondades de la I.A., mediante el desarrollo de sistemas expertos, que como en este caso son una herramienta de selección de métodos de EOR, pero que ya han probado su utilidad en otros campos como la perforación, la interpretación de registros de pozos y pruebas de presión.
- Una nueva aproximación cuantitativa estadística ha sido usada para el manejo de los parámetros correspondientes a los criterios de screening basado no solo en los valores de los criterios que se encuentran en las diferentes publicaciones, sino que además incorpora el análisis de casos de aplicación de métodos de EOR a nivel mundial, tal aproximación estadística ofrece una evaluación mas detallada de los distintos métodos disponibles para la selección.
- El sistema desarrollado XGRAD es una herramienta de manejo fácil e intuitivo, y lo principal, flexible, así que puede ser fácilmente modificado y actualizado cuando nuevo conocimiento emerja y tecnologías modernas se conviertan en tecnologías disponibles, la flexibilidad de la que se habla hace que XGRAD sea un software que esta en permanente evolución y que su aplicación no este sometida a limitaciones rígidas.

- El sistema experto XGRAD provee al ingeniero de yacimientos de un rápido screening y confiable selección de métodos de EOR a partir de valores correspondientes a características tanto de fluido como de roca, es así como XGRAD se convierte en un soporte para las decisiones que en cuanto a selección se refieren.
- El software incluye una base de datos que incorpora información de roca y fluido correspondientes a mas de 190 casos históricos de proyectos de EOR que mediante analogía permiten la evaluación de la aplicabilidad de un proceso de EOR apropiado para un yacimiento determinado. La selección del método de EOR y los correspondientes casos con los que se propone realizar analogía ofrecen un soporte bibliográfico y material de consulta con los que se pretende dar un mayor fundamento teórico y operacional de los mismos.
- Las pruebas que se realizaron a los campos I, II, III y IV en la fase de verificación y validación del sistema, correspondientes a la metodología seguida para el desarrollo del sistema XGRAD, revelan que el sistema desarrollado es un sistema confiable y que es consistente con las opiniones de los expertos humanos por lo tanto es una herramienta útil en la selección técnica de métodos de EOR.

## RECOMENDACIONES

- Las guías de screening técnicos son solamente el primer paso en la selección del mejor método de recobro para un yacimiento dado, la decisión final invariablemente dependerá de criterios económicos, es así como fruto de este trabajo se recomienda implementar el sistema complemento del mismo, tal complemento constituye el montaje de los diferentes criterios económicos en una herramienta software similar a la aquí presentada.
- La inteligencia artificial es una herramienta poderosa que puede dar asistencia en la difícil tarea de seleccionar el método de EOR mas apropiado para un juego de características correspondientes a un yacimiento específico, por tanto se propone desarrollar una aplicación similar a la aquí propuesta mediante el uso de redes neuronales y se sugiere que para su entrenamiento se tengan en cuenta los campos que se recopilan en la base de datos que anexa el sistema experto XGRAD.
- Aunque la base de datos que se implemento para el sistema experto XGRAD es una recopilación amplia y variada en cuanto a métodos de EOR, los autores proponen que esta sea enriquecida mediante la futura inclusión de tanto métodos como de campos y que se mantenga actualizada y se le realice un mantenimiento a la misma, para tal fin el sistema experto XGRAD ofrece las opciones e inclusiones a las que se hizo referencia anteriormente.

- Aun cuando la revisión bibliográfica y el tratamiento estadístico de los parámetros recopilados en la base de datos que se realizó en la primera fase de la metodología propuesta para el desarrollo del software, indicaron los diferentes valores que se utilizaron como parámetros de screening, tales parámetros pueden ser modificados con el objetivo de refinar y hacer más sensible la selección que se lleva a cabo.

## BIBLIOGRAFÍA

- ALVARADO, Vladimir, et al. "Selection of EOR/IOR Opportunities based on Machine Learning". Paper SPE 78332. Presentado en SPE 13<sup>th</sup> European Petroleum Conference en Aberdeen, Escocia. 29 al 31 de 2002.
- AZCONA, Juan Pedro. "Producción y Almacenamiento de Petróleo y Gas". [en línea]. Disponible en Internet: <<http://www.monografias.com/trabajos11/pega/pega.shtml>>
- BOBERG, Thomas C. "Exxon Monographs Series: Thermal Methods of Oil Recovery". Canada: John Wiley & Sons, 1988. 411 p.
- BURNET, David y DANN, Michael. "Screening tests for Enhanced Oil Recovery Projects". Paper SPE 9710. Presentado en 1981 Permian Basin Oil and Gas Recovery Symposium en Midland, Texas. Marzo 12-13 1981.
- CASTRO LOPEZ, German. "Tendencias de los Sistemas Expertos". [en línea]. Disponible en internet: <[www.netmedia.com](http://www.netmedia.com)>
- CORREDOR MONTAGUT, Martha Vitalia., "Principios de inteligencia artificial & sistemas expertos", Publicaciones UIS. 2000.
- CRAIG Jr, F.F. "Monograph: Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". New York: SPE, 1980. v.3, 134 p.
- DOE, Peter; CAREY, Bruce y HELMUTH, Edward. "The National Petroleum Council EOR Study: Chemical Processes". Paper SPE 13240. Presentado en 59<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, en Houston, Texas. Septiembre 16-19 de 1984.
- ELEMO, R.O.; ELMTALAB, Jabbar. "A Practical Artificial Intelligence Application in EOR Projects" Paper SPE 26248. Presentado en The SPE Petroleum Computer Conference en New Orleans, Louisiana, 11-14 de Julio, 1993.

- FAROUQ ALI, S. M.; THOMAS, Sara. "The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods" Artículo 90-10-40. Journal of Canadian Petroleum Technology. Septiembre de 1996.
- GHARBI, R. B. C., "A knowledge-Based system for Optimal Economic Design of Improved Recovery Processes" Paper SPE 68765. Presentado en SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, en Jakarta, Indonesia. Abril 17-19 de 2001
- GOODLETT, G. O. et al "The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation". Paper SPE 15172. Presentado en Rocky Mountain Regional Meeting of the SPE, en Billings, Montana. Mayo 19-21 de 1986.
- GREEN, Don W., WILLHITE, G. Paul. "SPE Textbook series: Enhanced Oil Recovery". New York: SPE, 1998. v.6, 545 p.
- GUERILLOT, D.R. "EOR Screening With An Expert System", Inst. Français Du Pétrole. Paper SPE 17791. Presentado en The SPE Symposium on Petroleum Industry Applications of Microcomputers en San Jose, California Junio 27-29, 1988.
- HE, Z. et al. "The feasible conditions study of steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection". Paper SPE 30303. Presentado en International Heavy Oil Symposium, en Calgary, Alberta, Canada, 19-21 Junio de 1995
- HENSON, Richard; TODD, Adrian y CORBETT, Patrick. "Geologically Based Screening Criteria for Improved Oil Recovery Projects" Paper SPE 75148. Presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma. Abril 13-17 de 2002.
- Historia de los Sistemas Expertos, [en línea]. Disponible en Internet: <[www.monografias.com/trabajos10/exper/exper.shtml](http://www.monografias.com/trabajos10/exper/exper.shtml) - intro>
- KELLER, Robert. "Expert systems technology, development and applications". Yourdon Press, Prentice-Hall Company. 1985.
- KING, J. E., BLEVINS, T. R., BRITTON, M. W., "The National Petroleum Council EOR Study: Thermal Processes". Paper SPE 13242. Presentado en 59<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, en Houston, Texas. Septiembre 16-19 de 1984.
- LAKE, Larry W. "Enhanced Oil Recovery", 1 ed. s.l.: Prentice Hall PTR, 1996. 600 p.

- NETER, Jhon. “Fundamentos de estadística aplicada a los negocios y la economía”. s.l. Compañía Editorial Continental. 1962. 861 p.
- PRATS, Michael. “Monograph: Thermal recovery”. Segunda Impresión, New York: SPE, 1986. v.7, 283 p.
- SERIGHT, R.S. “Improved Techniques for Fluid Diversion in Oil Recovery Processes”. Reporte final (DOE/BC/14880-15), Contrato No. DE-AC22-92BC14880, U.S. DOE (Enero 1996).
- SHINDY, A. M.; et al, “Development of an Expert System for EOR Method Selection”. Paper SPE 37708. Presentado en 1997 Middle East Oil Show, en Baharain. Marzo 15-18 de 1997.
- STOSUR, George J. “The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: effective communication requires a definition of terms.” Paper SPE 84908. Presentado en The SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific en Kuala Lumpur, Malasia. 20-21 de Octubre de 2003.
- SURGUCHEV, Leonid. “IOR evaluation and applicability screening using artificial neural networks”. Paper SPE 59308. Presentado en The 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium en Tulsa, Oklahoma, 3-6 de Abril de 2000
- TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. “EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects” Paper SPE 35385. Presentado en 1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma. Abril 21-24 de 1996.
- TABER, J. J., MARTIN, F. D., SERIGHT, R. S. “EOR Screening Criteria Revisited – Part 2: Applications and Impact of Oil Prices” Paper SPE 39234. Presentado en 1996 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma. Abril 21-24 de 1996.
- TABER, J.J.; MARTIN, F.D. “Technical Screening Guides For the Enhanced Oil Recovery of Oil”. Paper SPE 12069. Presentado en The 58th Annual Technical Conference and Exhibit en San Francisco, California Octubre 5-8, 1983.
- Universidad Nacional de Colombia. Características de los Sistemas Expertos. [en línea]. Disponible en Internet: <

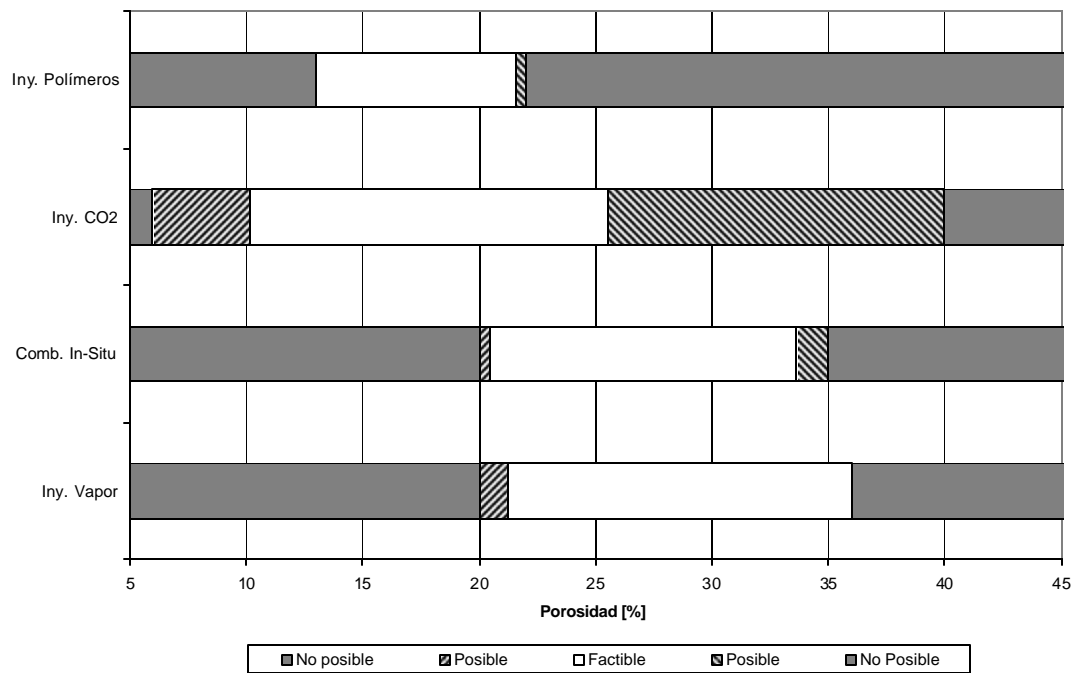
[www.virtual.unal.edu.co/cursos/economicas/92211/lecciones/unidad2/ia/pagina6\\_6.htm](http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/economicas/92211/lecciones/unidad2/ia/pagina6_6.htm)>

- WATERMAN, Donald. "A guide to expert systems" Addison-Wesley Publishing Company. 1986.

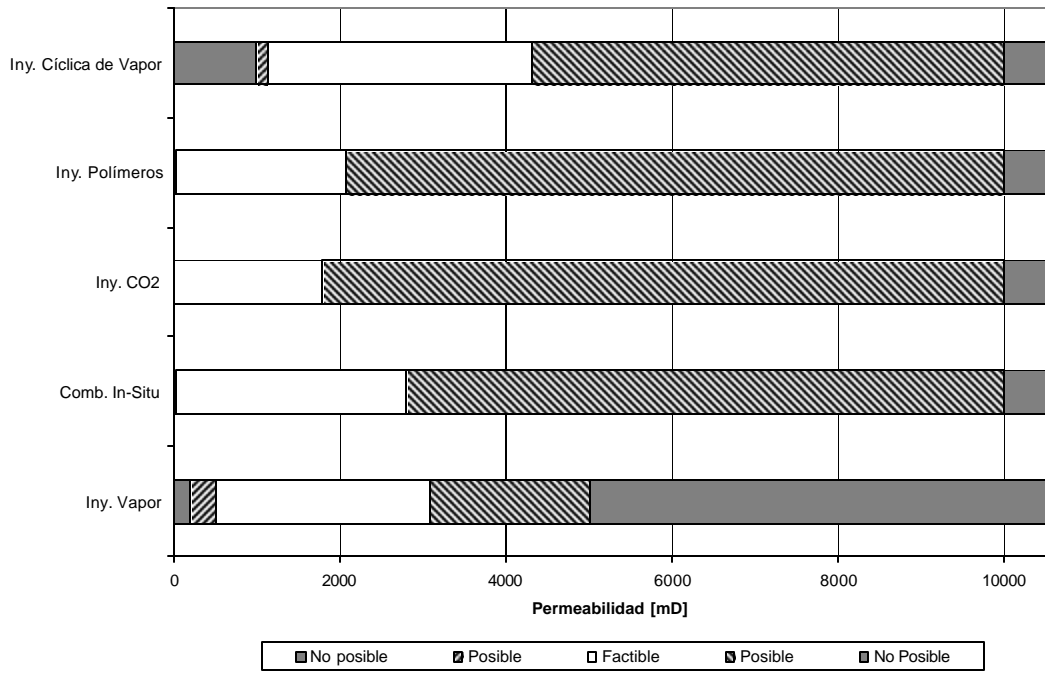
## ANEXO A. GRÁFICAS COMPARATIVAS DEL SCREENING REALIZADO PARA EL SISTEMA XGRAD

Para observar una comparación del screening realizado, cada parámetro de un método se compara aquí con el mismo parámetro de los otros métodos.

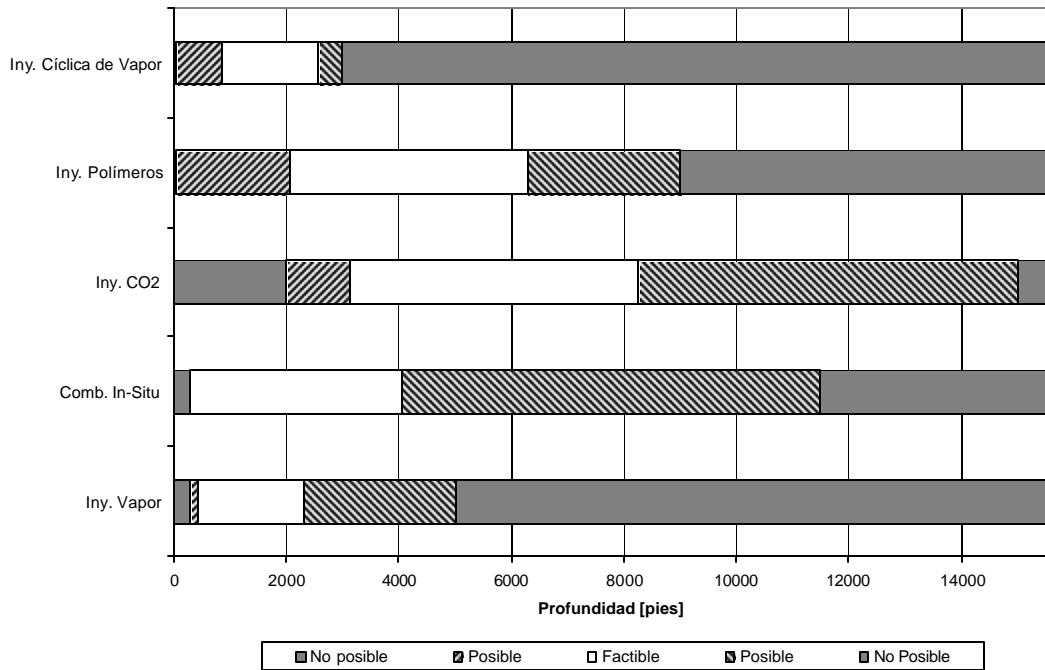
**Figura 20.** Rangos de porosidad para diferentes métodos de EOR.



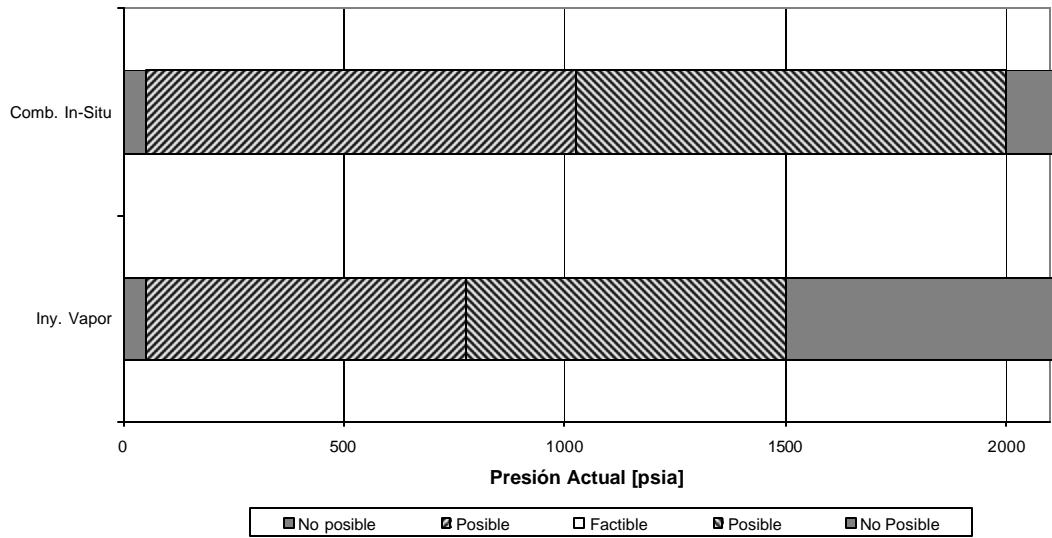
**Figura 21.** Rangos de permeabilidad para diferentes métodos de EOR.



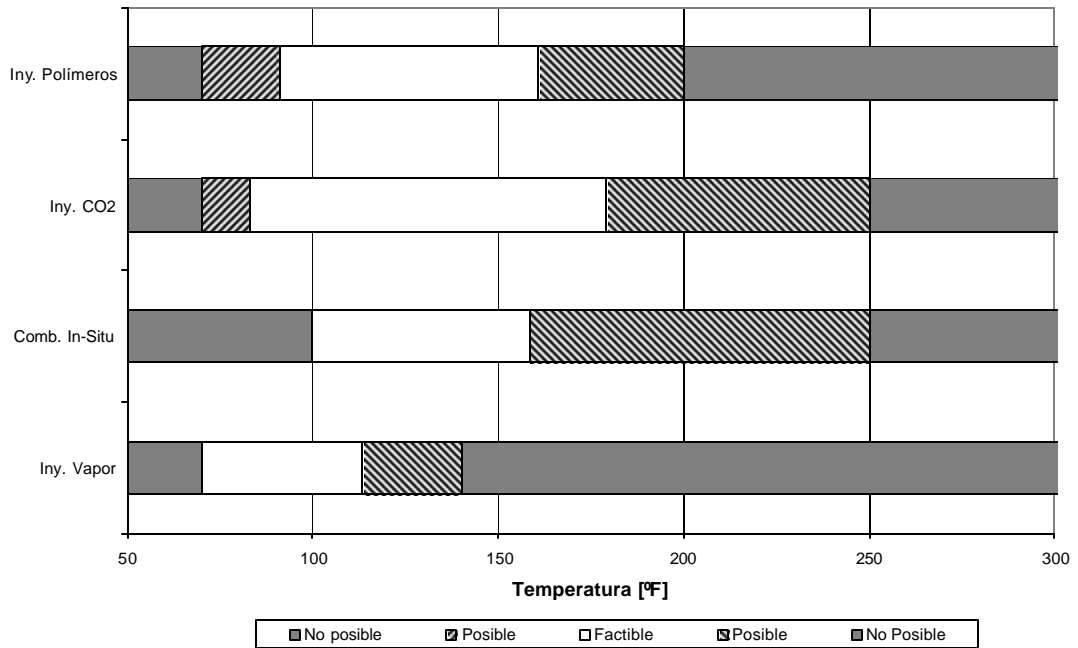
**Figura 22.** Rangos de profundidad de yacimiento para diferentes métodos de EOR.



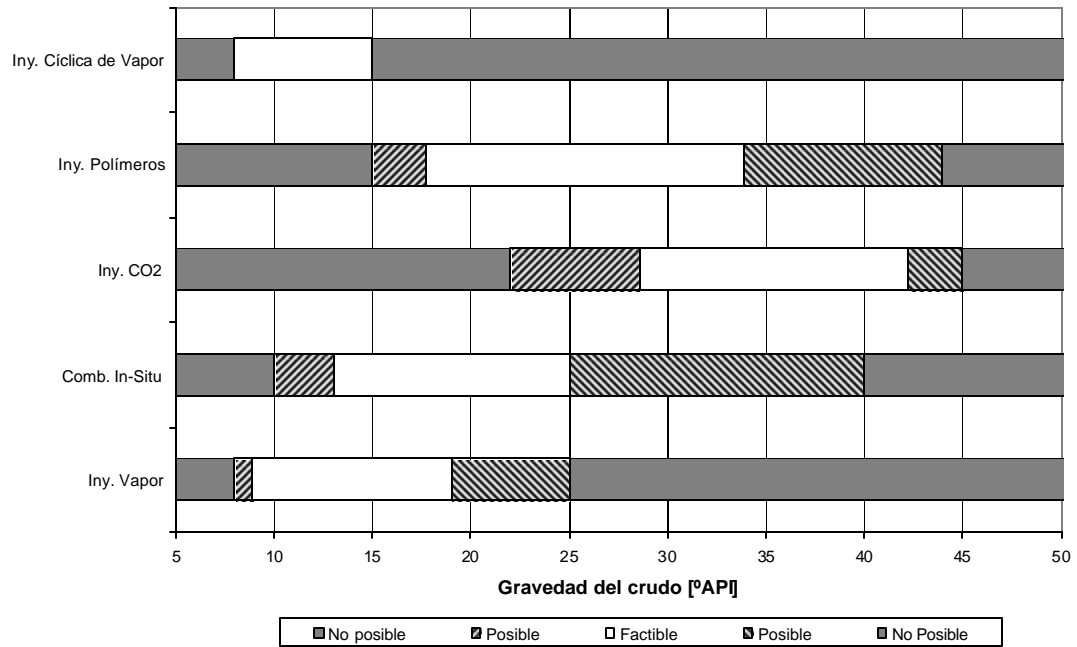
**Figura 23.** Rangos de presión actual de yacimiento para diferentes métodos de EOR.



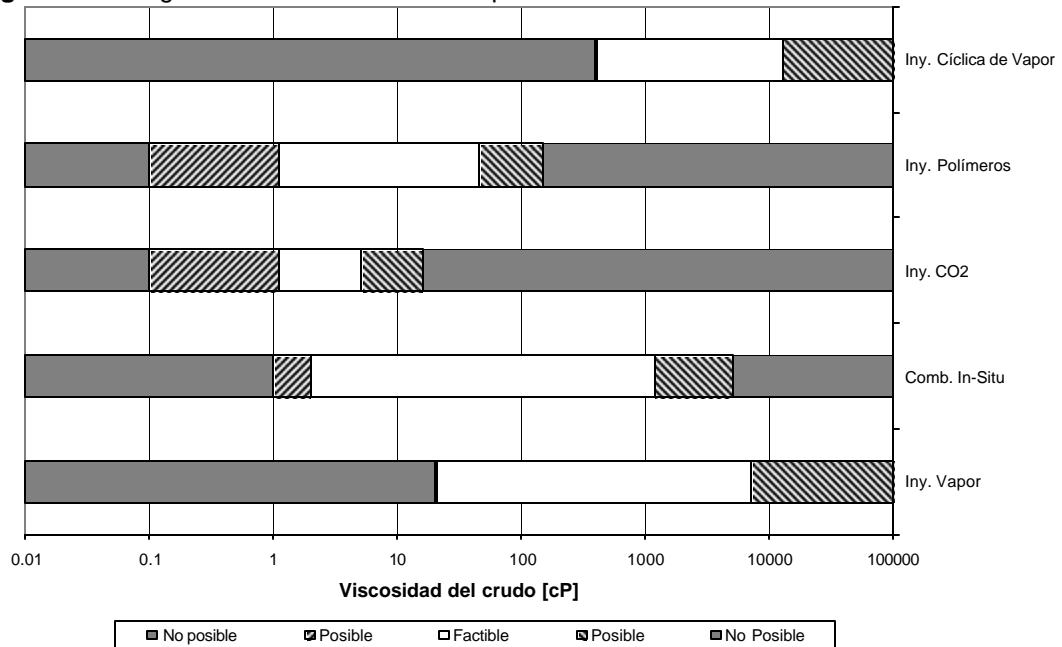
**Figura 24.** Rangos de temperatura de yacimiento para diferentes métodos de EOR.



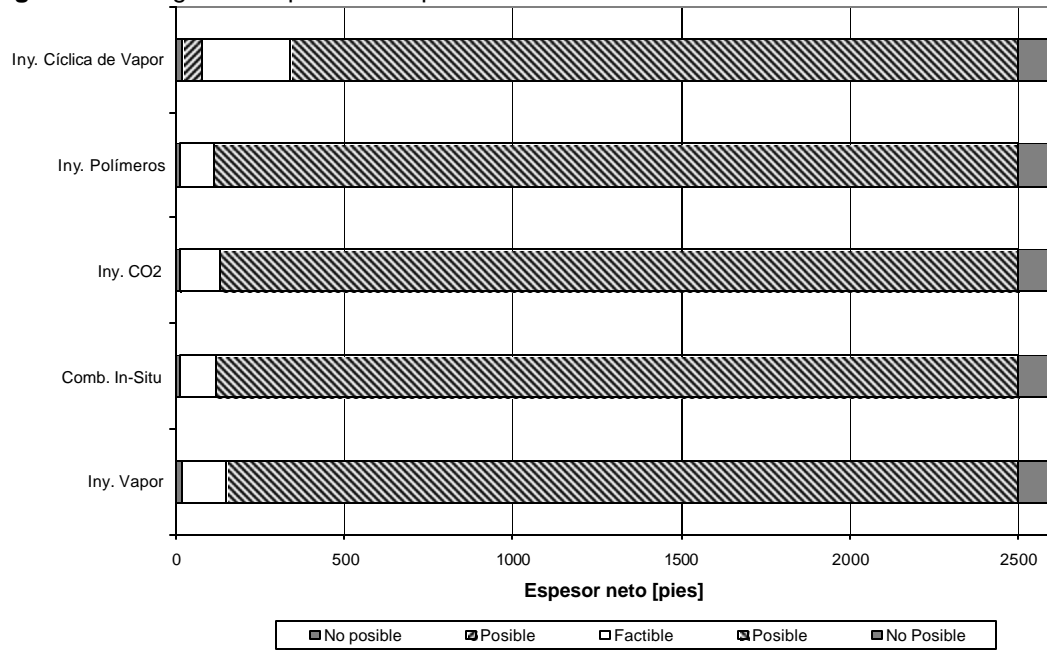
**Figura 25.** Rangos de gravedad de crudo para diferentes métodos de EOR.



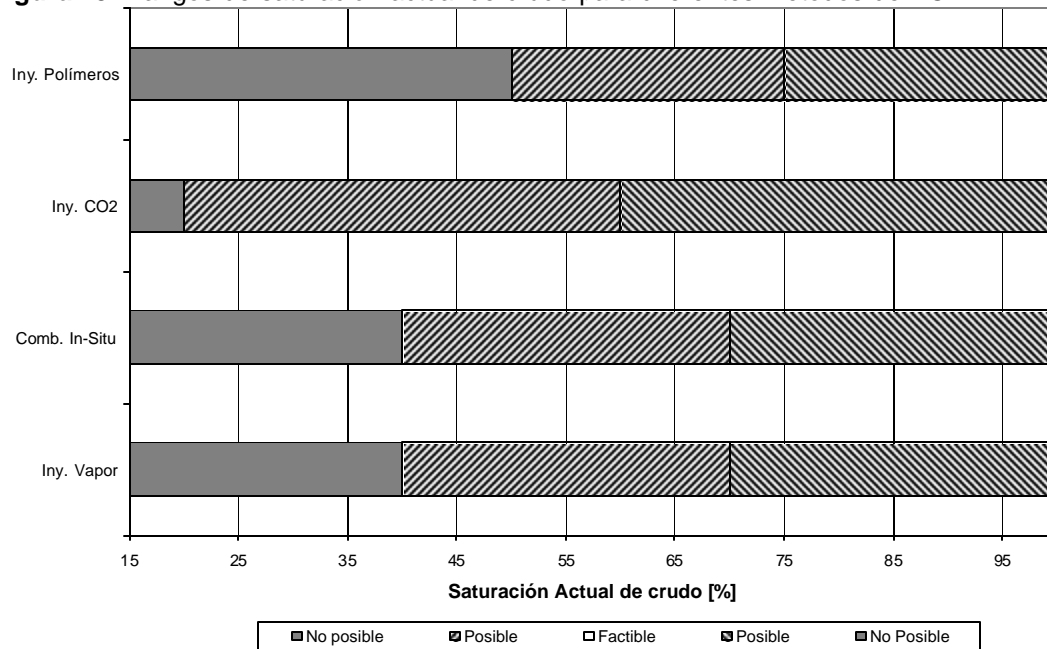
**Figura 26.** Rangos de viscosidad de crudo para diferentes métodos de EOR.



**Figura 27.** Rangos de espesor neto para diferentes métodos de EOR.



**Figura 28.** Rangos de saturación actual de crudo para diferentes métodos de EOR.



## ANEXO B – MANUAL DEL USUARIO DE XGRAD

El software desarrollado, se presenta como una herramienta de uso intuitivo, de manera que el usuario necesita poca capacitación para desarrollar un buen uso del mismo, un buen manejo de programas bajo ambiente Windows es necesario. En el presente anexo se describirán las funciones básicas del programa y sus aplicaciones.

### B.1 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

Para la instalación del software se hace necesario las siguientes características:

**Tabla 9.** Requerimientos del sistema para la ejecución de XGRAD.

Componente	Requerimiento
Sistema Operativo	Microsoft Windows 98SE, 2000, Me o posterior, Windows NT versión 4.0 o Windows XP.
Procesador	Pentium, 100 MHz o superior
Memoria	64 MB RAM (128 MB recomendado)
Monitor	Monitor SVGA color 256 o superior (resolución 800 X 600 o superior)
Otros	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mouse</li><li>• Unidad de CD-ROM</li></ul>
Para un rendimiento óptimo.	<ul style="list-style-type: none"><li>• Mouse</li><li>• 128 MB de RAM</li><li>• 100 MB de espacio en disco duro</li></ul>

## B.2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

Cuando se ejecuta el programa, se muestra la pantalla de inicio mostrada en la figura 29. El usuario administrador por defecto tiene el nombre: “Administrador” y su clave “administrador”. El usuario regular tiene el nombre “Usuario” y su clave es “usuario”. La diferencia entre estos dos tipos de usuario es el acceso a las opciones de modificación de la base de datos, para el Administrador el acceso es total, mientras que para el Usuario el acceso es únicamente a las herramientas diagnósticas.

Figura 29. Ventana de inicio de sesión en XGRAD



Después de registrarse satisfactoriamente, el programa presenta la ventana mostrada en la figura 30. Para el Administrador todas las opciones de menú están activadas, y para el Usuario el menú *Herramientas* se encuentra desactivado. Los botones de la barra que se encuentra debajo del menú se activan cuando se inician aplicaciones de modificación de la base de datos presentes en el menú *Herramientas*. El botón *Nuevo* permite el ingreso de nuevos datos y la edición de los ya existentes; el botón *Guardar* permite guardar los cambios realizados; el botón *Eliminar*, elimina el registro actual; el botón *Deshacer*, deshace los cambios realizados desde la ultima vez que se dio clic en el botón *Guardar*; por último, el botón *Buscar* abre una nueva ventana en la cual se realiza la búsqueda de parámetros para la ventana actual, por ejemplo, cuando se esta observando la base de datos, al dar clic

en *Buscar* puede buscar los campos que se encuentran en la base de datos actualmente y si se da doble clic en alguno de ellos se puede editar dicho campo.

**Figura 30.** Ventana principal de XGRAD



## **B.2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS OPCIONES DE MENÚ**

A continuación se detallarán las opciones de de menú presentadas por el programa XGRAD.

### **B.2.1.1 Menú *Archivo***

En la figura 31 se encuentra desplegado el menú *Archivo* con sus respectivas opciones explicadas a continuación.

**Figura 31.** Menú *Archivo* del programa XGRAD



*Selección de EOR* Esta opción permite realizar la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Se despliega primero una ventana donde se solicita información general sobre el campo, luego se muestra una ventana donde se introduce la información técnica del campo y al final se tiene la ventana de resultados. El uso de éstas ventanas se pueden ver en detalle en el capítulo 4 y también en el anexo C.

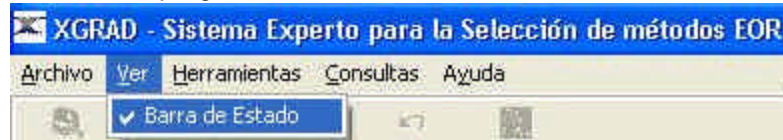
*Estadísticas de la Base de Datos* Esta opción permite observar algunas estadísticas que se tiene de la base de datos, dentro de las cuales se tiene ver el número total de campos que hay así como el número de campos por método. Esta información se encuentra organizada en forma de “pestañas” cada una de las cuales muestra información diferente.

*Salir* Esta opción le permite la salida del programa.

### **B.2.1.2 Menú *Ver***

En la figura 32 se encuentra desplegado el menú *Ver* con sus respectivas opciones explicadas a continuación.

**Figura 32.** Menú *Ver* del programa XGRAD



*Barra de Estado* Esta opción permite ocultar la barra de estado de la ventana principal de XGRAD

### **B.2.1.3 Menú *Herramientas***

En la figura 33 se encuentra desplegado el menú *Herramientas* con sus respectivas opciones explicadas a continuación.

**Figura 33.** Menú *Herramientas* del programa XGRAD



*Litologías* Esta opción permite almacenar nuevas litologías en la base de datos para alimentar los métodos o para almacenar un nuevo campo que contenga dicha litología. Se debe introducir el código de la litología (Máx. 5 caracteres) y el nombre.

*Métodos de Recobro* Esta opción permite introducir nuevos métodos de recobro al programa. Se debe introducir el código del método (Máx. 5 caracteres), el nombre del método.

*Screening Técnico* Esta opción permite la introducción del screening técnico de un método. La ventana que se muestra para esto, es la presentada en la figura 34. Para realizar esto, se selecciona primero el método (A), luego el sistema de unidades para la introducción de los parámetros (B) y se da clic entonces en el botón *Nuevo*. Se van seleccionando los parámetros y se va introduciendo valores máximos y mínimos (C) y finalmente se seleccionan las litologías aplicables a éste método (D), desplegando la lista y haciendo clic en los botones de ingreso o de eliminación de litologías ubicados en la parte inferior izquierda de la ventana. Si se desea imprimir un reporte de dicho screening se hace clic en el botón de la impresora ubicado en la parte inferior central de la ventana.

**Figura 34.** Ventana de introducción del screening técnico de un método de recobro mejorado.

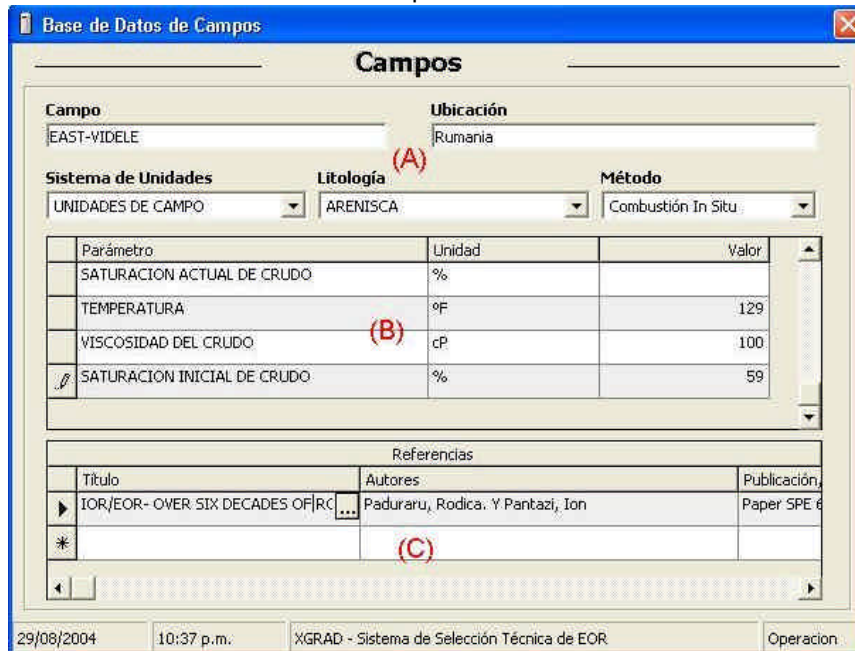
Parámetro	Unidad	Valor Min	Valor Máx
GRAVEDAD DEL CRUDO	°API	22	45
ESPESOR NETO	pies	10	2500
PERMEABILIDAD	mD	1	10000
POROSIDAD	%	6	40
PROFUNDIDAD	pies	2000	15000
SATURACION ACTUAL DE CRUDO	%	20	100
TEMPERATURA	°F	70	250

*Base de Datos de Campos* Esta opción permite la introducción o modificación de campos de la base de datos. La ventana que se muestra para esto, es la presentada en la figura 35. Para la edición de campos se da clic en el botón *Buscar* y al encontrar el campo se da doble clic sobre éste, inmediatamente se cargan los datos almacenados para dicho campo y se procede a editar; si se desea no guardar los cambios hacer clic en el botón *Deshacer*.

Para datos nuevos, se da clic en el botón *Nuevo*, se llenan los datos generales como nombre, ubicación, sistema de unidades, litología y método aplicado (A), luego se seleccionan los parámetros que se tienen del campo (B) y finalmente se da una bibliografía para la información introducida (C), si la referencia ya fue introducida con anterioridad se utiliza un botón en la línea del título (...) y se realiza la búsqueda, haciendo doble clic sobre ella cuando se encuentre.

Finalmente se da clic en el botón *Guardar* para almacenar la información introducida.

Figura 35. Ventana de introducción de campos a la base de datos.



#### B.2.1.4 Menú *Consultas*

En la figura 36 se encuentra desplegado el menú *Consultas* con sus respectivas opciones explicadas a continuación.

Figura 36. Menú *Consultas* del programa XGRAD



*Screening Técnico* Esta opción permite generar un reporte del screening técnico de todos los métodos que existen en XGRAD.

*Base de Datos de Campos* Esta opción permite generar un reporte de los campos que existen en la base de datos incluyendo su información.

### B.2.1.5 Menú *Ayuda*

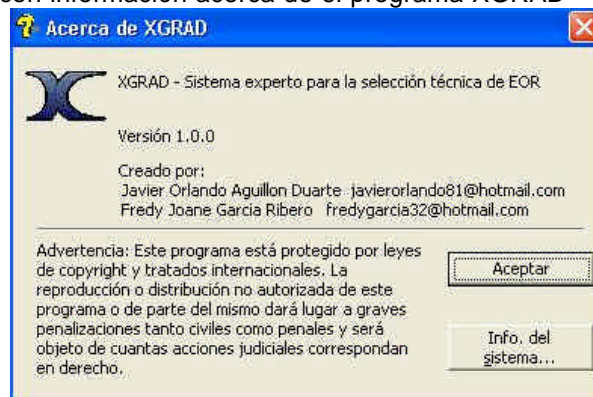
En la figura 37 se encuentra desplegado el menú *Ayuda* con sus respectivas opciones explicadas a continuación.

**Figura 37.** Menú *Ayuda* del programa XGRAD



*Acerca de XGRAD* Esta opción permite ver una ventana con información acerca del programa XGRAD. Esta ventana se encuentra en la figura 38.

**Figura 38.** Ventana con información acerca de el programa XGRAD



## ANEXO C. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS REALIZADAS AL PROGRAMA XGRAD Y AL PROGRAMA SWORD PARA LOS CAMPOS II, III Y IV

Las figuras generadas para las pruebas de los campos II, III y IV por los programas XGRAD y SWORD se presentan a continuación. Para el programa XGRAD, las ventanas de introducción de datos se omitieron y se

### C.1 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO II – PROGRAMA SWORD

**Figura 39.** Ventana de introducción de datos para el campo II – Programa SWORD

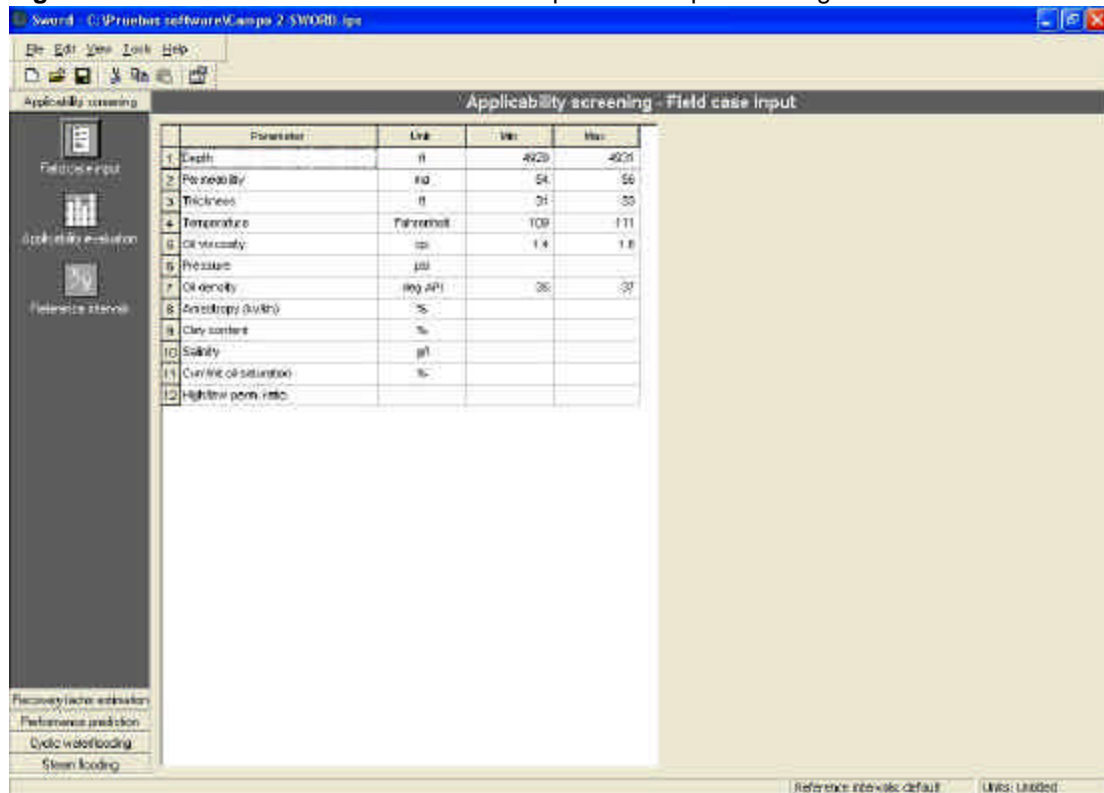
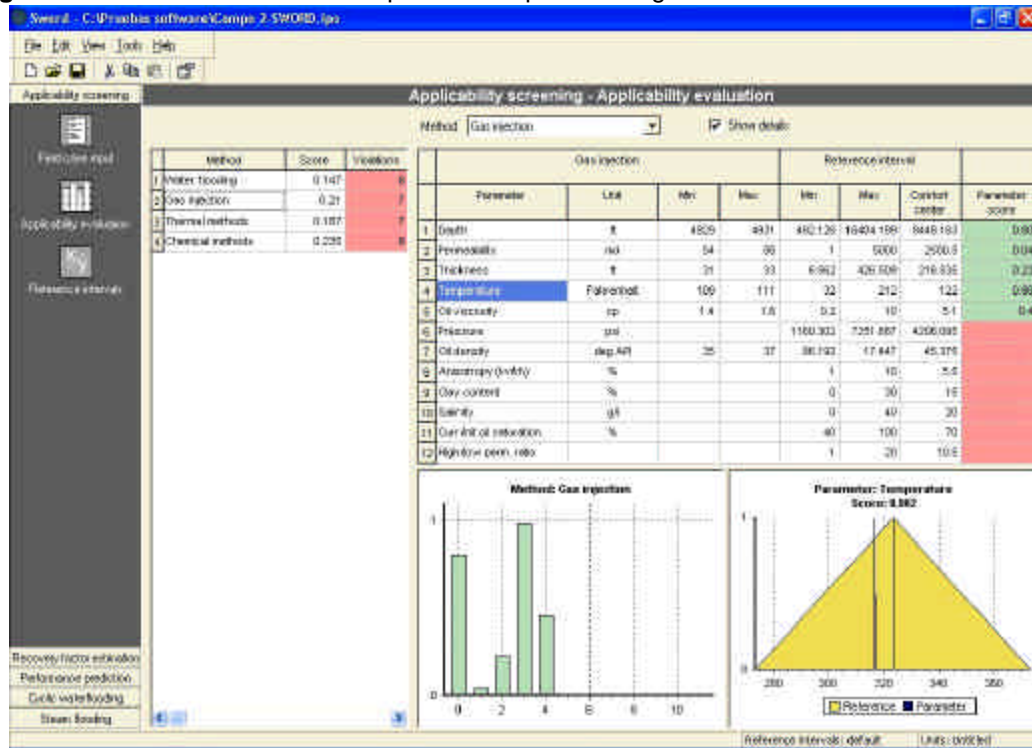


Figura 40. Ventana de resultados para el campo II – Programa SWORD



## C.2 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO III – PROGRAMA SWORD

Figura 41. Ventana de introducción de datos para el campo III – Programa SWORD

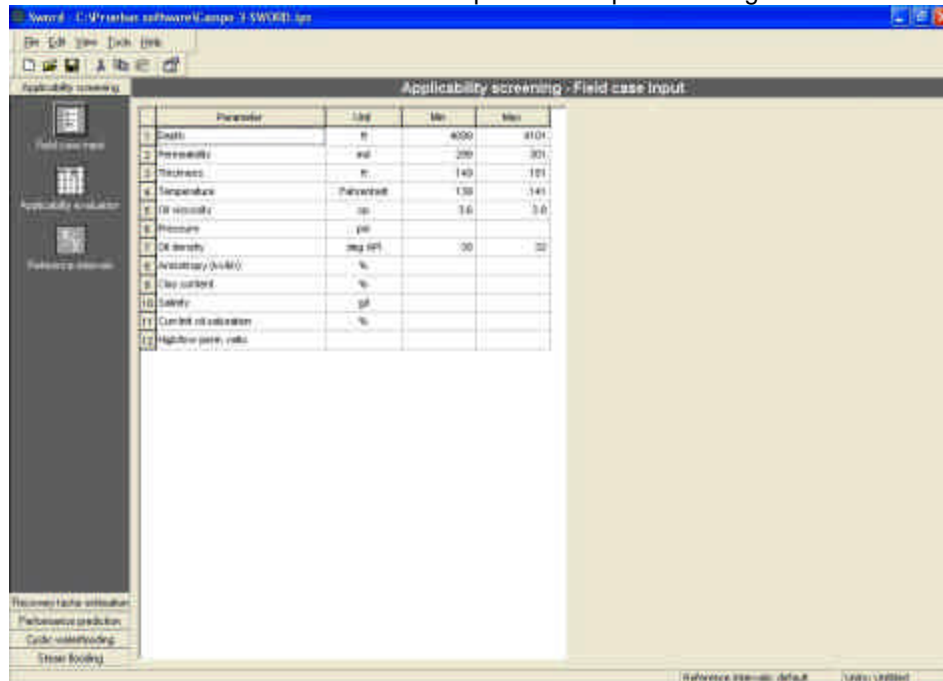
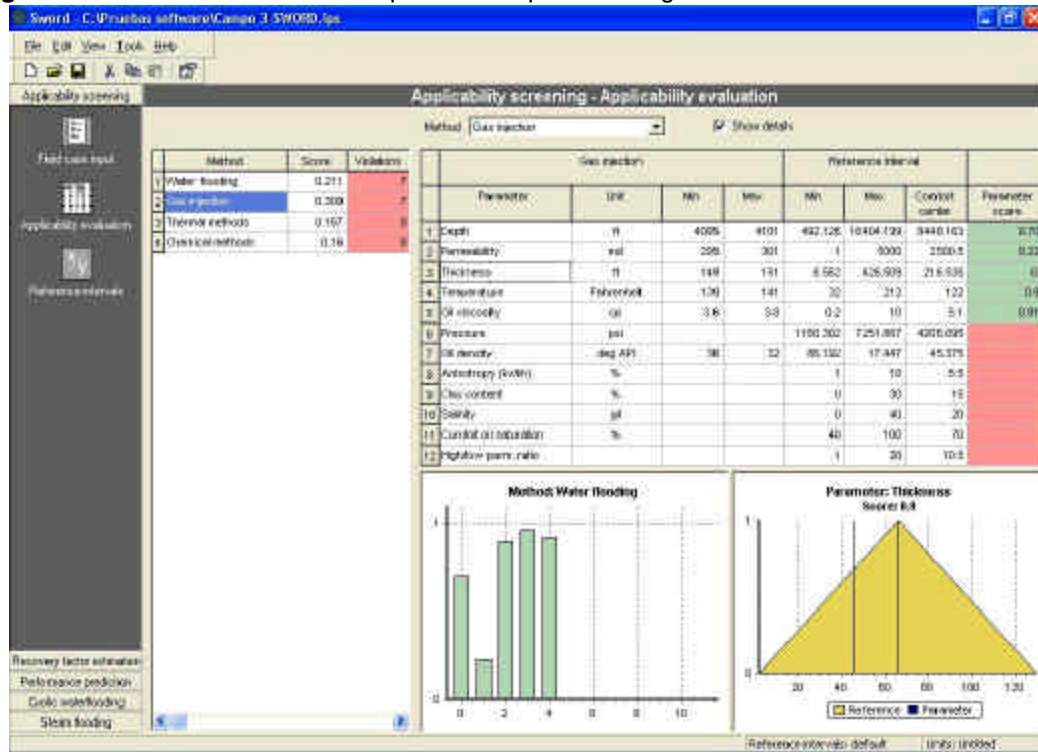


Figura 42. Ventana de resultados para el campo III – Programa SWORD



### C.3 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO IV – PROGRAMA SWORD

Figura 43. Ventana de introducción de datos para el campo IV – Programa SWORD

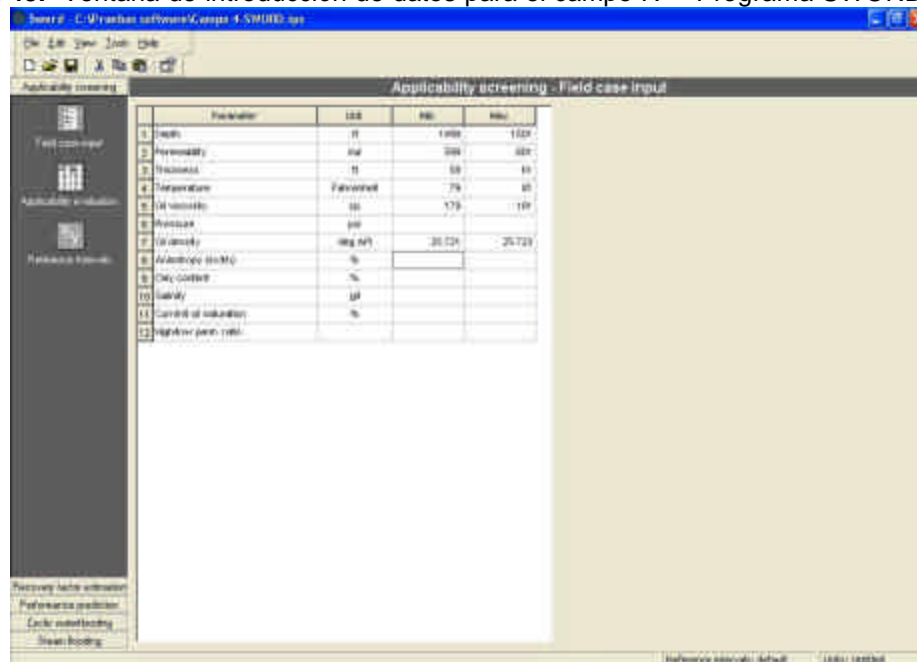
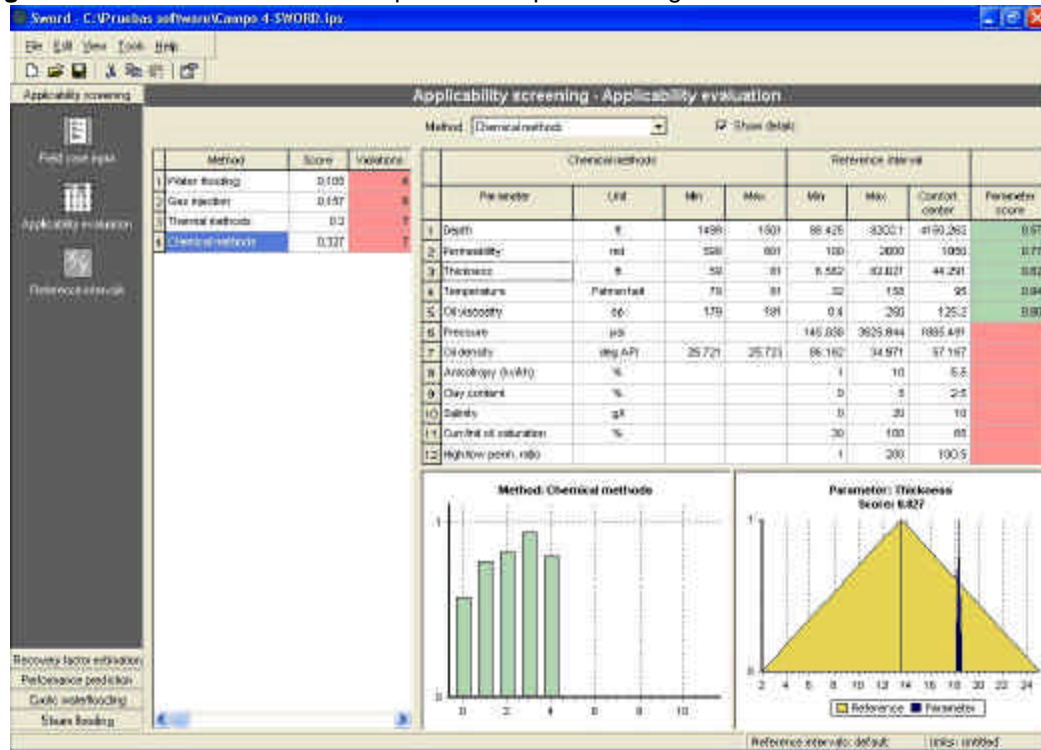


Figura 44. Ventana de resultados para el campo IV – Programa SWORD



#### C.4 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO II – PROGRAMA XGRAD

Figura 45. Primer pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.

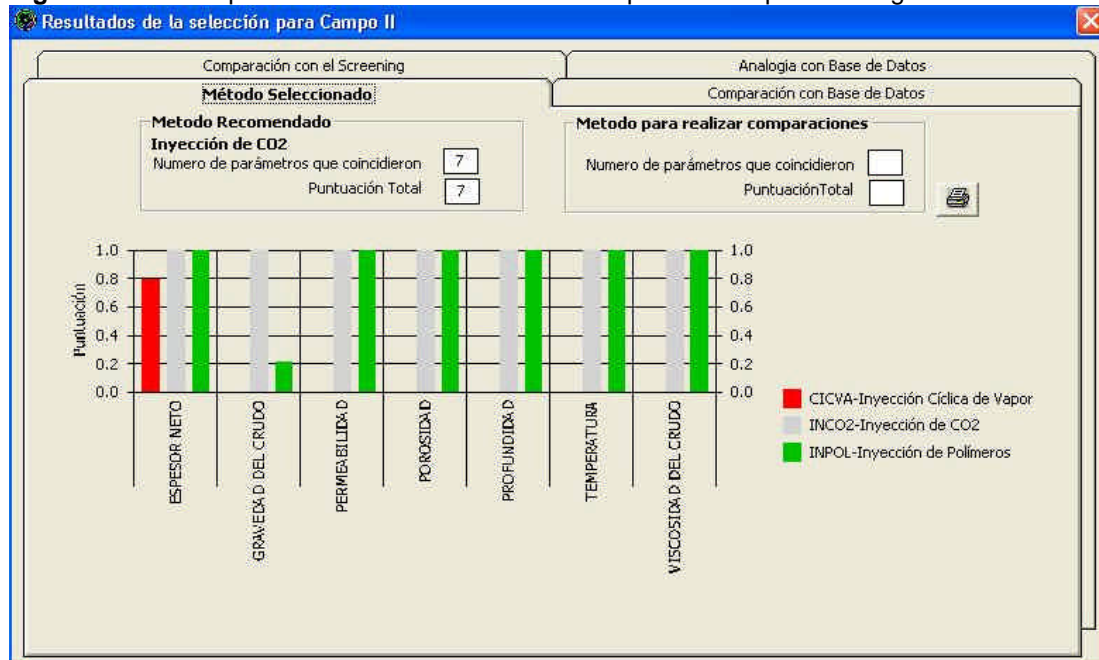


Figura 46. Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.

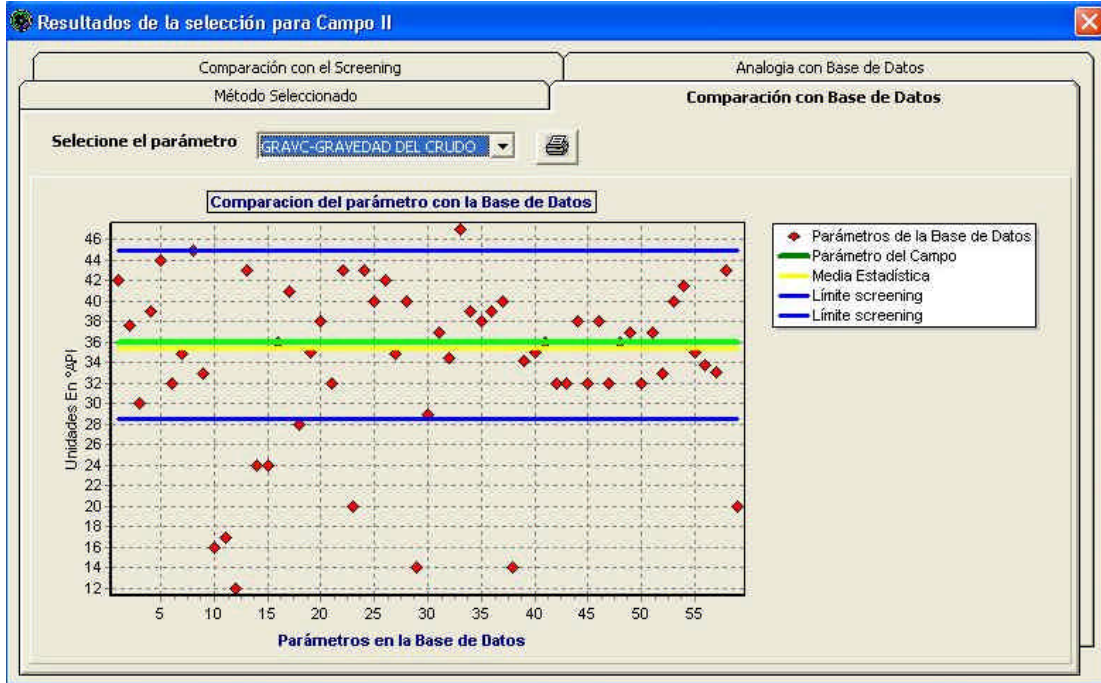


Figura 47. Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.

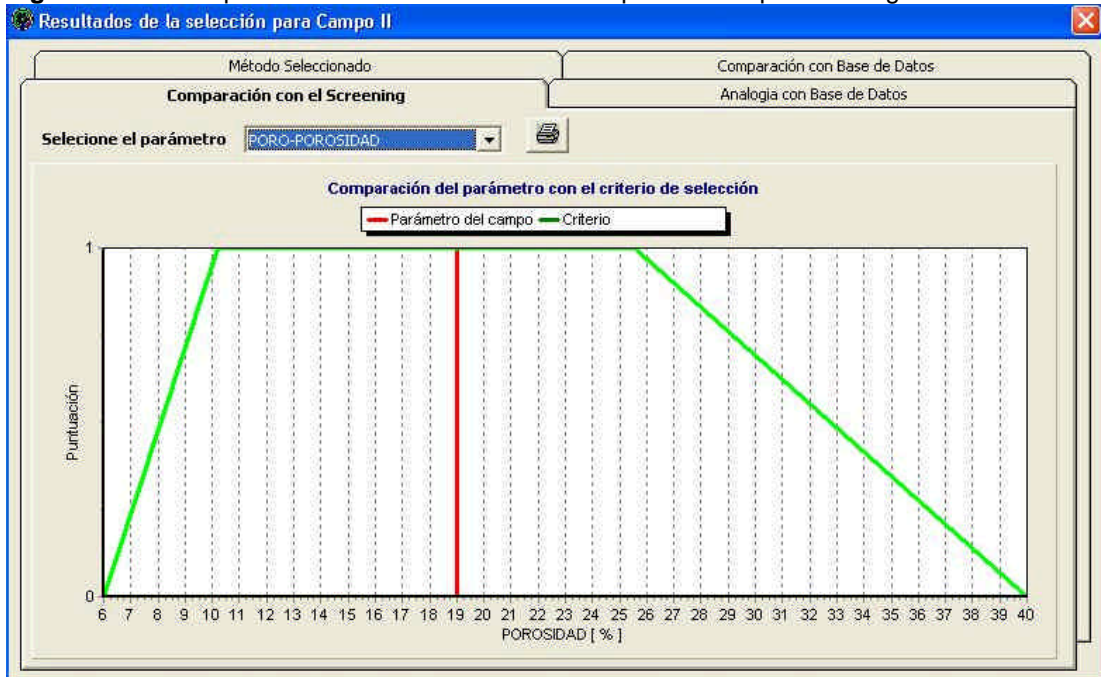
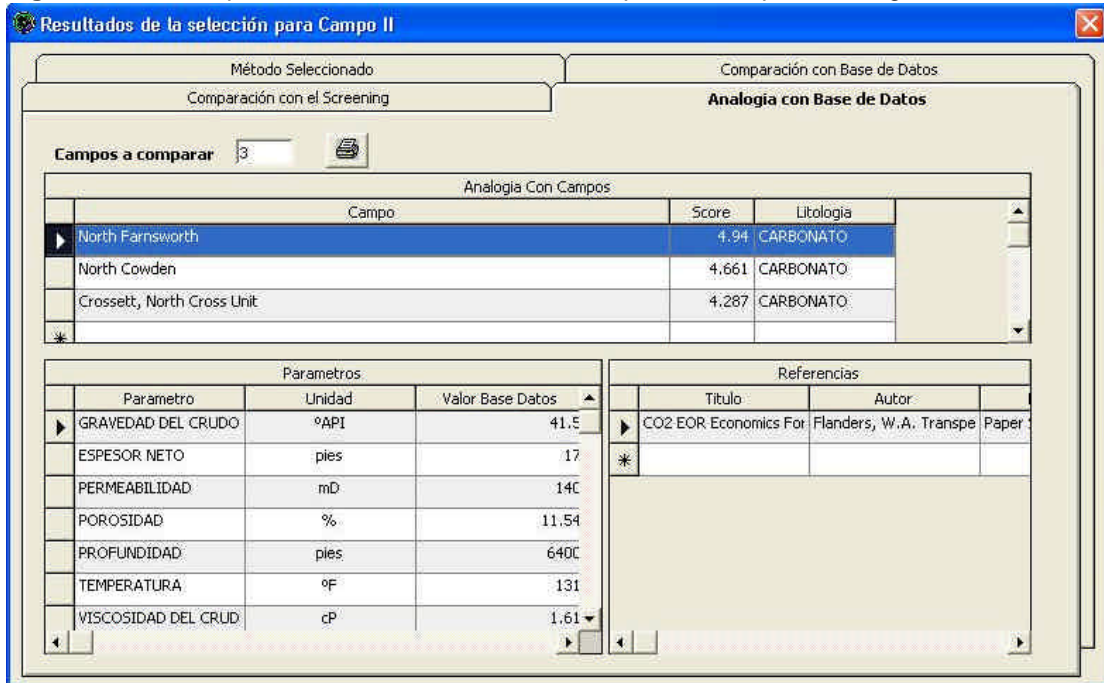
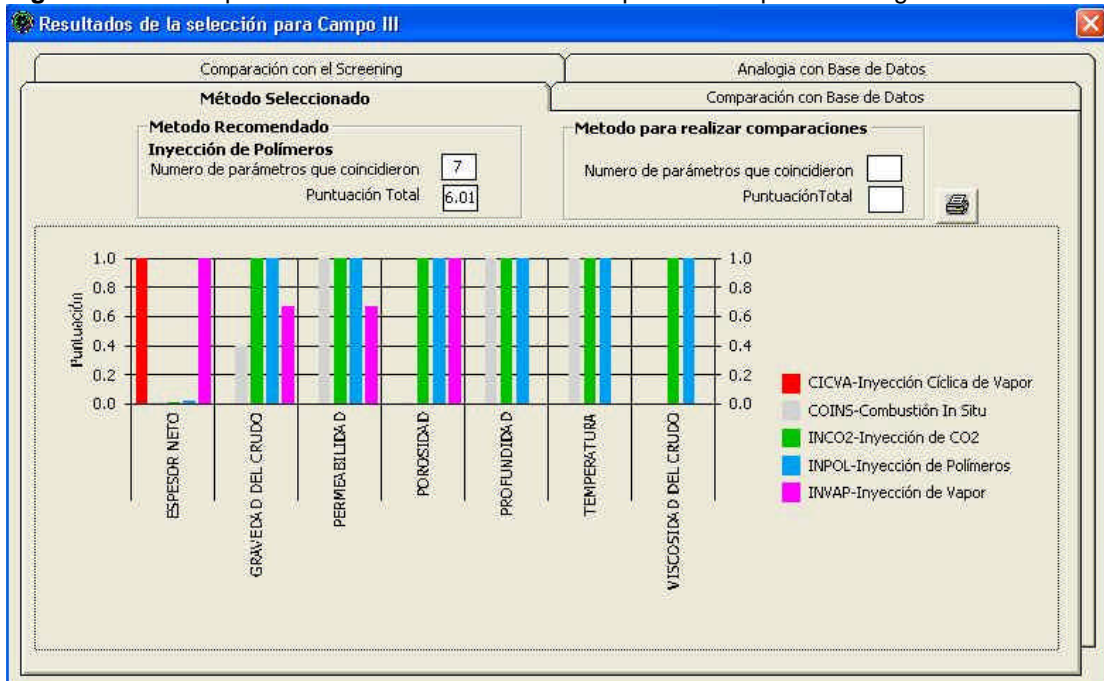


Figura 48. Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo II – Programa XGRAD.

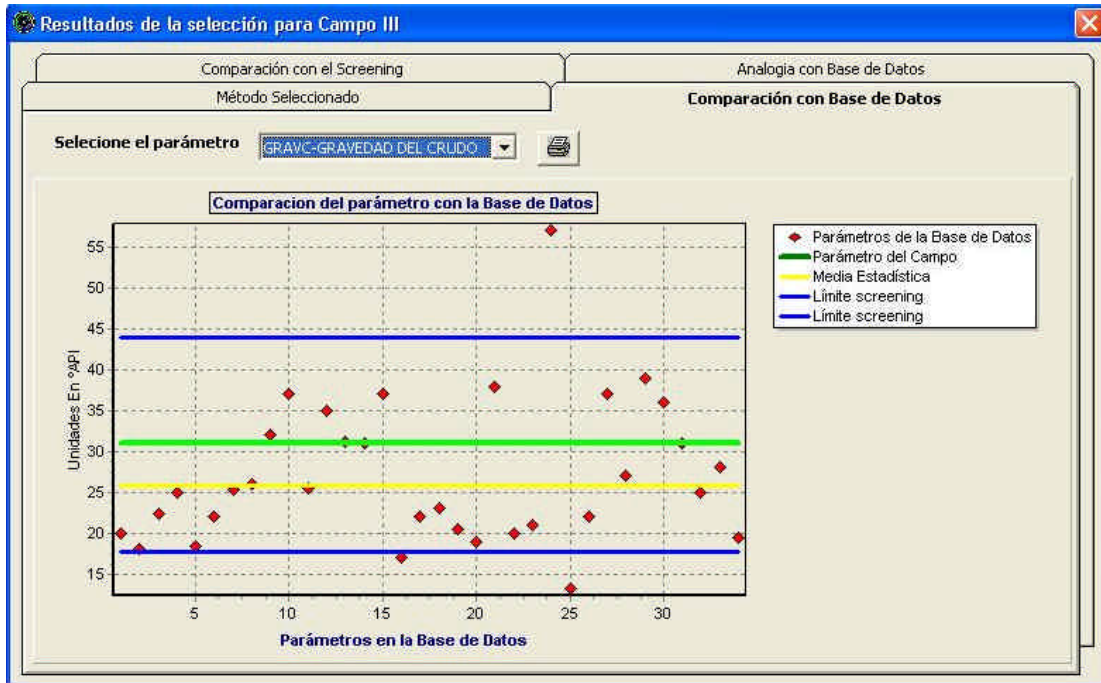


## C.5 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO III – PROGRAMA XGRAD

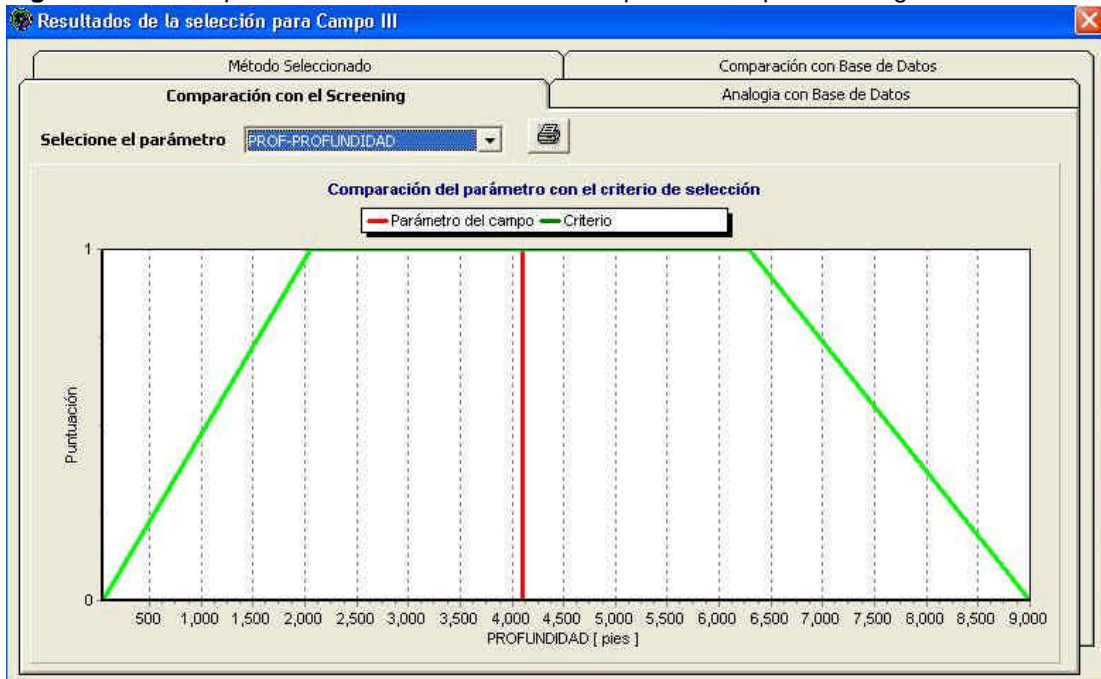
Figura 49. Primer pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.



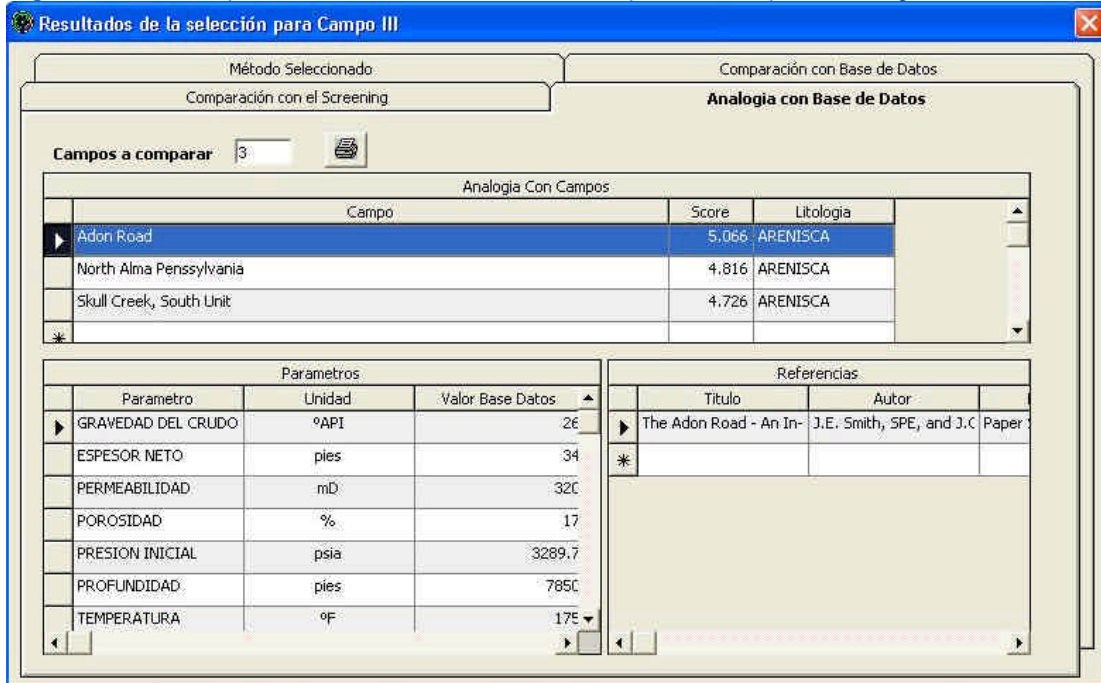
**Figura 50.** Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.



**Figura 51.** Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.

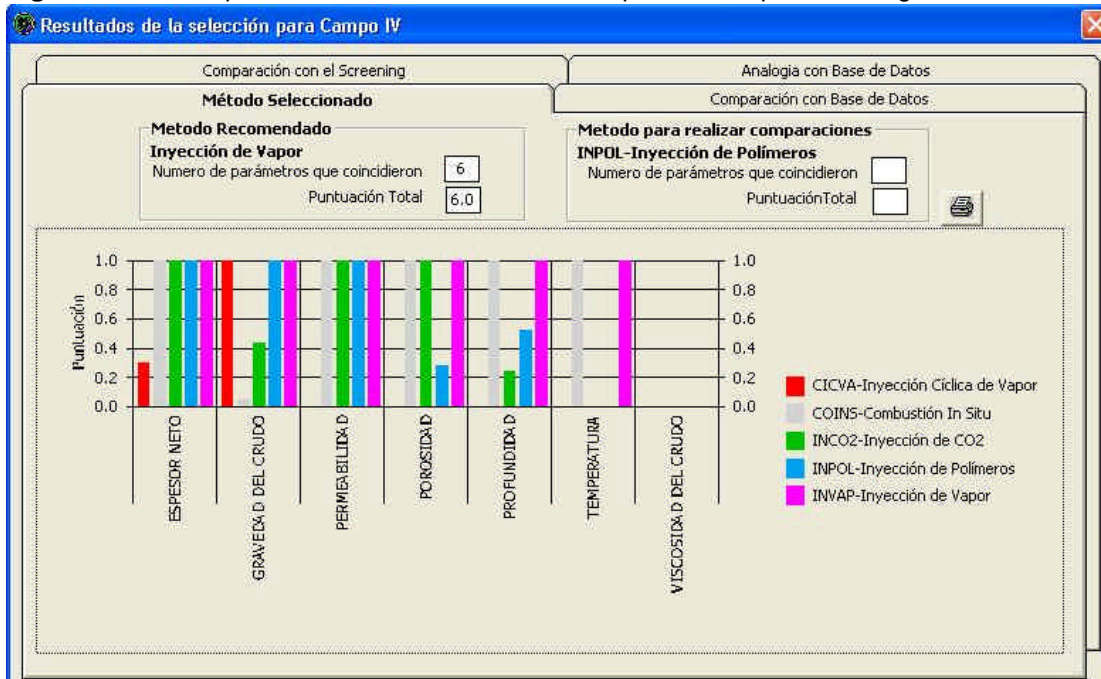


**Figura 52.** Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo III – Programa XGRAD.

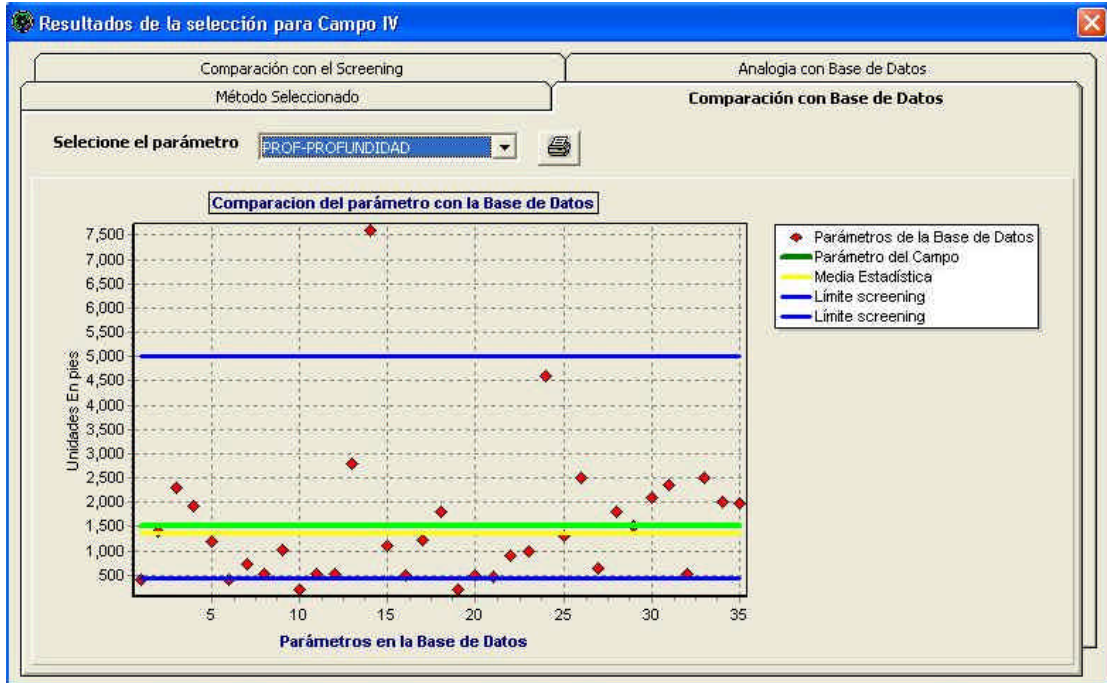


## C.6 FIGURAS GENERADAS PARA EL CAMPO IV – PROGRAMA XGRAD

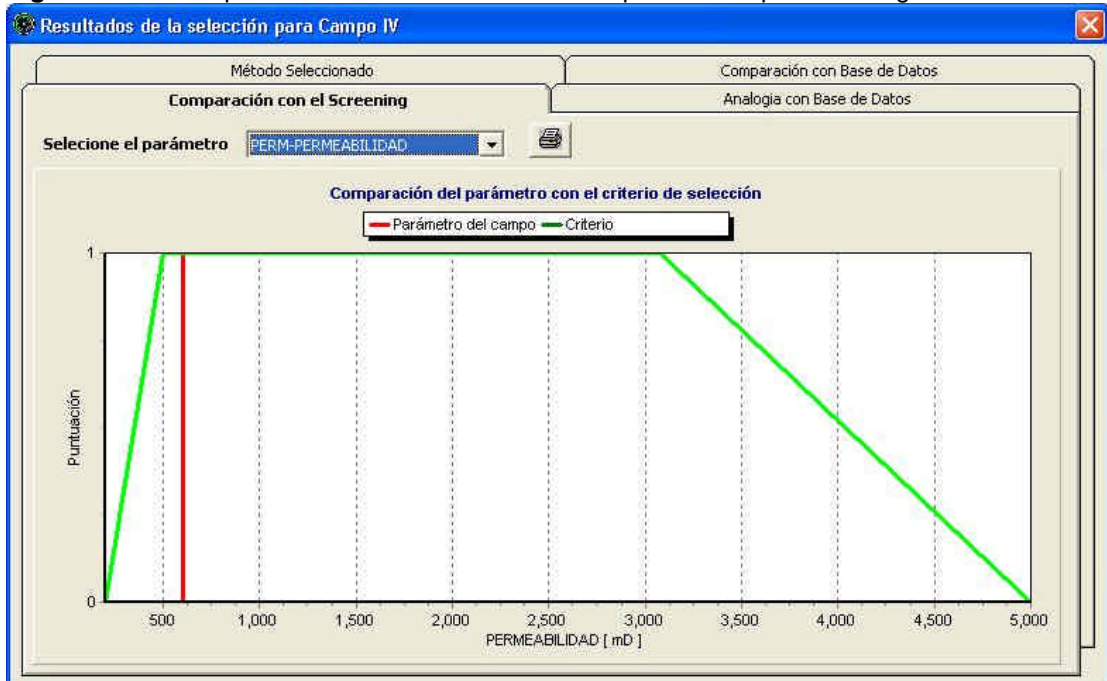
**Figura 53.** Primer pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.



**Figura 54.** Segunda pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.



**Figura 55.** Tercer pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.



**Figura 56.** Cuarta pestaña de la ventana resultados para el campo IV – Programa XGRAD.

Resultados de la selección para Campo IV

Método Seleccionado: Comparación con el Screening

Comparación con Base de Datos: **Analogía con Base de Datos**

Campos a comparar: 3

Analogía Con Campos

Campo	Score	Litología
WINKLEMAN DOME	5.275	ARENISCA
Mt. POSO FIELD	4.509	ARENISCA
MIDWAY-SUNSET FIELD	4.28	ARENISCA

Parámetros

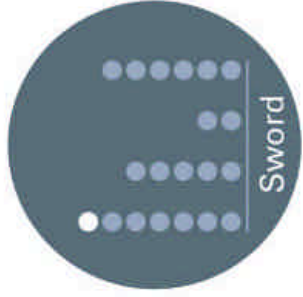
Parametro	Unidad	Valor Base Datos
GRAVEDAD DEL CRUDO	°API	14
ESPESOR NETO	pies	70
PERMEABILIDAD	mD	630
POROSIDAD	%	24.8
PRESION INICIAL	psia	2100
PROFUNDIDAD	pies	1220
TEMPERATURA	°F	81

Referencias

Titulo	Autor
CURRENT STEAMFLOOD	Ali, Farouq, Meldau, Rol Paper

**ANEXO D. REPORTES GENERADOS DE LA PRUEBA REALIZADA PARA  
EL CAMPO I POR EL PROGRAMA SWORD Y EL PROGRAMA XGRAD**

# Applicability screening



Report date 05:32 p.m. 21/08/2004  
 Input file C:\Pruedas software\Campo 1-SWORD.xls

Field case input			
Parameter	Unit	Min	Max
1 Depth	ft	399	401
2 Permeability	md	1799	1801
3 Thickness	ft	29	31
4 Temperature	Fahrenheit	64	66
5 Oil viscosity	cp	1999	2001
6 Pressure	psi		
7 Oil density	deg API	15.58	15.6
8 Anisotropy (kv/kh)	%		
9 Clay content	%		
10 Salinity	g/l		
11 Curr./int oil saturation	%		
12 High/low perm. ratio			

Applicability evaluation		
Method	Score	Violations
1 Water flooding	0.113	8
2 Gas injection	0.144	9
3 Thermal methods	0.177	8
4 Chemical methods	0.179	8

Reference intervals

Parameter	Water flooding	Gas injection	Thermal methods	Chemical methods
1 Depth	Linear 98.425 16404.199 8251.312 492.126 16404.199 8448.163 98.425 6561.68 3330.032 8202.1 4150.262			
2 Permeability	Linear 100 5000 2550			
3 Thickness	Linear 9.843 1640.42 825.131 6.562 426.509 216.335 19.685 65.617 42.651 6.362 82.021 44.291			
4 Temperature	Linear 32 392 212 32 212 122 32 392 212 32 156 95			
5 Oil viscosity	Linear 0.2 25 12.6 0.2 25 12.6 0.2 25 12.6 0.2 25 12.6			
6 Pressure	Linear 145.038 7251.887 3628.462 1160.302 7251.887 4206.095 145.038 3625.944 1885.491 145.038 3625.944 1885.491			
7 Oil density	Linear 86.192 20.651 47.614 86.192 17.447 45.375 57.167 30.214 86.192 34.971 57.167			
8 Anisotropy (kv/kh)	Linear 1 100 50.5 1 10 5.5 1 50 25.5 1 10 5.5			
9 Clay content	Linear 0 20 10 0 20 10 0 20 10 0 20 10			
10 Salinity	Linear 0 40 20 0 40 20 0 25 12.5 0 20 10			
11 Curr./int oil saturation	Linear 70 100 85 40 100 70 40 100 70 40 100 70			
12 High/low perm. ratio	Linear 1 100 50.5 1 20 10.5 1 50 25.5 1 200 100.5			



## Selección Técnica del Mejor Método de EOR

Compañía

Campo Campo I

Yacimiento

Analista Autores

Comentarios Campo referenciado por ELEM, R. O.; ELMTALAB, Jabbar.  
Paper SPE 26248. 1993

Localización

Método Combustión In Situ

Parametro	Unidades	Screening		Vlr Digitado	Valores Estadísticos		Resultado Vlr Score
		Vlr Min	Vlr Max		Vlr Media	Vlr Desviacion	
ESPESOR NETO	pies	10.00	2,500.00	30.00	59.48	58.13	1.00
GRAVEDAD DEL CRUDO	°API	10.00	40.00	15.59	19.03	5.98	1.00
PERMEABILIDAD	mD	35.00	10,000.00	1,800.00	1,289.18	1,513.97	1.00
POROSIDAD	%	20.00	35.00	32.00	27.06	6.57	1.00
PROFUNDIDAD	pies	270.89	11,500.00	400.00	2,140.30	1,917.78	1.00
VISCOSIDAD DEL CRUDO	cP	1.00	5,000.00	2,000.00	441.23	729.08	0.22



## Analogia Del Campo Con La Base De Datos

Nombre del campo		Datos Del Campo	
S. Oklahoma		Ubicacion	Oklahoma, USA
		Litologia	ARENISCA
Referencias		Autores	
<b>Titulo</b> HEAVY OIL RECOVERY-PRINCIPLES, PRACTICALITY, POTENTIAL, AND <small>DR. OBI FMC</small> <b>Publicacio, Lugar Y fecha</b> Paper SPE 4035 Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE ROCKY MOUNTAIN DE LA SPE, REALIZADO EN BILLINGS, MONT., DEL 15-16 DE		Ali, Farouq S.M.	
		Web	
		www.spe.org	
Parametro	Unidades	Valor Base Datos	Valor Comparado
SATURACION INICIAL DE CRUDO	%	60	
VISCOSIDAD DEL CRUDO	cP	7413	2000
TEMPERATURA	°F	61	65
PROFUNDIDAD	pies	180	400
POROSIDAD	%	29	32
PERMEABILIDAD	mD	2300	1800
ESPESOR NETO	pies	20	30
GRAVEDAD DEL CRUDO	°API	18.5	15.59

**ANEXO E. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS UTILIZADAS EN LA BASE  
DE DATOS**

# Referencias Base de Datos XGRAD

- Título:** A Case History Of Polymer Waterflooding Brelum Field Unit
- Autor (es):** Rowalt, R.J., Member AIME, Texaco Inc.
- Publicación:** Paper SPE 4671. Presentado en The 48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Las Vegas, Nevada, Sept. 30-Oct. 3, 1973.
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A Case Of The Commercial Polymer Flooding Under The Complicated Reservoir Characteristics.
- Autor (es):** Zhizhan Deng, Jinxing Tang, Feng Xie, Jinsong He, Henan Petroleum Exploration Bureau
- Publicación:** Paper SPE 50007. Presentado en The 1998 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, en Perth, Australia, Octubre 12-14 1998.
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A CO2 Tertiary Recovery Pilot Little Creek Field, Mississippi.
- Autor (es):** Hansen, Philip W. Shell Oil Company
- Publicación:** Paper SPE 6747. Presentado en The 52nd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Denver, Colorado, Oct. 9-12, de 1977.
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A Progress Report Of Polymer Flooding - Skull Creek South Unit, Weston County, Wyoming
- Autor (es):** Lane, B.B., Member AIME, American Petrofina Co.
- Publicación:** Paper SPE 3052. Presentado en The 45th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Houston, Tex., Oct 4-7, 1970.
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A Reservoir Management Case Study Of The Nahorkatiya Oilfield
- Autor (es):** S.K. Khataniar, A. Bora, and N.M. Borah, Oil India Limited
- Publicación:** Paper SPE 39568. Presentado en The 1998 SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition, en New Delhi, India Febrero 17-19 de 1999
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A Review of the Willard (San Andres) Unit CO2 Injection Project.
- Autor (es):** Johnston, J.W. Atlantic Richfield Co.
- Publicación:** Paper SPE 6388. Presentado en The 1977 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Midland, Texas, Marzo 10-11, de 1977.
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)
- Título:** A REVIEW OF WATERFLOOD PERFORMANCE IN GARRINTON CARDIUM A AND B POOLS, UNIT 2
- Autor (es):** S.K. CHAKRAVORTY
- Publicación:** Paper SPE-AIME, HUDSON'S BAY OIL & GAS CO. Ltda
- Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** A Single CO2 Injection Well Minitest in a Low-Permeability Carbonate Reservoir

**Autor (es):** Watts, Royal J. U.S. DOE Gehr, James B. Allegheny Land and Mineral Co. Wasson, James A. West Virginia U. Evans, Donald M. U.S. DOE Locke, Charles D. U.S. DOE

**Publicación:** Paper SPE 9430. Presentado en The SPE 55th Annual Technical Conference and Exhibition, en Dallas, Texas, Sept 21 -24 de 1980.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** A STEAMFLOOD EXPERIMENT IN A UTAH TAR SAND

**Autor (es):** Johnson, Lyle A, Fahy, john.

**Publicación:** Paper SPE 9900 Presentado EN EL MEETING REGIONAL REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA EN 1981.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** A SUCCESSFUL IN-SITU COMBUSTION PILOT IN THE MIDWAY SUNSET FIELD, CALIFORNIA.

**Autor (es):** Counihan, Thomas M.

**Publicación:** Paper SPE 6525 Presentado EN 47th MEETING ANUAL REGIONAL DE LA SPE, REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA DEL 13-15 DE ABRIL DE 1977.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Acrylamide-Copolymer Gel For Profile Modifications: A Case Study In Central Sumatra Basin, Indonesia.

**Autor (es):** Purbaya Gandawidjaja, SPE, and Indra H.P., JOB PERTAMINA-Lirik Petroleum

**Publicación:** Paper SPE 35384. Presentado en The SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, U.S.A., Abril 21 -24, 1996.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** An Economic Polymerflood In The North Burbank Unit, Osage County, Oklahoma.

**Autor (es):** Clampitt, R.L. and Reid, T.B., Members SPE-AIME, Phillips Petroleum Co.

**Publicación:** Paper SPE 5552. Presentado en The 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Dallas, Texas, Sept. 28-Oct. 1, 1975.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** An Overview of the North Ward Estes CO2 Flood

**Autor (es):** Ring, J. N. Chevron Petroleum Technology Co. Smith, D.J. Chevron U.S.A. Production Co.

**Publicación:** Paper SPE 30729. Presentado en The SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en Dallas, Texas, U.S.A., Octubre 22-25, de 1995.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** ANALYSIS OF A SUCCESFULL CYCLIC STEAM PROCESS ATA CYMRIC FIELD, CALIFORNIA.

**Autor (es):** FONG, W.S., LEDERHOS, L, SKOW, L.A., EVOLA, G.M. , CHOI, J.

**Publicación:** Paper SPE 69702, Presentado EN EL SIMPOSIO INTERNACIONAL DE OPERACIONES TERMICAS Y ACEITE PESADO, REALIZADO EN PORTAMAR, ISLA MARGARITA, VENEZUELA DEL 12-14 DE

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CASE COMBUSTION OF THREE IN-SITU COMBUSTION PROJECTS

**Autor (es):** Buchwald Jr, R.W. Y Hardy, W.C. Y Neinast, G.S.

**Publicación:** Paper SPE 3781 Presentado EN EL SIMPOSIO DE LA SPE-AIME SOBRE RECOBRO MEJORADO DE CRUDO, REALIZADO EN TULSA, OKLAHOMA DEL 16-19 DE ABRIL DE 1972

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CASE HISTORY OF A SUCCESFULL STEAMFLOOD PROJECT -LOCO FIELD

**Autor (es):** Wooten, Robert Walter

**Publicación:** Paper SPE 7548 Presentado EN LA 53 th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE EN HOUSTON, TEXAS DEL 1-3 DE OCTUBRE DE 1978.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Case History of a Successful Rocky Mountain Pilot CO2 Flood.

**Autor (es):** Hoiland, R.C. Joyner, H.D. Stalder, J.L. Conoco Inc.

**Publicación:** Paper SPE 14939. Presentado en The SPE/DOE Fifth Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Society of Petroleum Engineers and the Department of Energy, en Tulsa, OK, Abril 20-23, de 1986.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Case Study: Enhanced Oil Recovery Potential for the Garzan Field, Turkey

**Autor (es):** Warren, G.M. Scientific Software-Intercoms Memioglu, E. Bakiler, C.S. Turkish Petroleum Corp

**Publicación:** Paper SPE 15752. Presentado en The Fifth SPE Middle East Oil Show, en Manama, Bahrain, Marzo 7-10, de 1987.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Chateaufort Field Test Recovery Mechanisms and Interpretation.

**Autor (es):** Bourdarot, Gilles Soc. Natl. Elf Aquitaine (Production) Sardin, Michel Laboratoire des Sciences du Genie Chimique Putz, Antide Soc. Natl. Elf Aquitaine (Production)

**Publicación:** Paper SPE 12685. Presentado en The SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery, en Tulsa, OK, Abril 15-18, de 1984.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CO2 EOR Economics For Small-To-Medium -Size Fields.

**Autor (es):** Flanders, W.A. Transpetco Engineering of the Southwest Inc. McGinnis, R.A. McGinnis Industries Inc. Shatto, A.G. Transpetco Engineering of the Southwest Inc.

**Publicación:** Paper SPE 26391. Presentado en The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Houston, Texas, Octubre 3-6 de 1993.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CO2 Flood Performance Evaluation for the Cornell Unit, Wasson San Andres Field.

**Autor (es):** Todd, Michael R. Todd, Dietrich and Chase Cobb, William M. Cornell Oil Co. McCarter, E. Dale Markland Oil Corp.

**Publicación:** Paper SPE 10292. Presentado en The 1981 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en San Antonio, Texas, Octubre 5-7 de 1981.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CO2 Flood: Design and Initial Operations, Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit.

**Autor (es):** Phillips, L.A. McPherson, J.L. Leibrecht, R.J. Conoco Inc

**Publicación:** Paper SPE 12197. Presentado en The 58th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en San Francisco, California, Octubre 5-8 de 1983.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CO2 FLOODING A WATERFLOODED SHALLOW PENNSYLVANIAN SAND IN OKLAHOMA: A CASE HISTORY.

**Autor (es):** Kumar, Rajeshwar. Y Eibeck, J.N.

**Publicación:** Paper SPE 12668. Presentado en The SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced oil Recovery en Tulsa, OK, Abril 15-18, de 1984.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CO2 Injection As An Immiscible Application For Enhanced Recovery In Heavy Oil Reservoirs.

**Autor (es):** Khatib, Ala K. Earlougher, R.C. Godsey-Earlougher Div. of Williams Brothers Engineering Company Kantar, Kutluyil Turkish Petroleum Corporation.

**Publicación:** Paper SPE 9928. Presentado en The 1981 California Regional Meeting, en Bakersfield, California, Marzo 25-26, de 1981.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** CO2 Injection for Tertiary Oil Recovery, Grannys Creek Field, Clay County, West Virginia.

**Autor (es):** Watts, Royal J. U.S. DOE; Conner, William D. Wasson, James A. Yost II, Albert B. U.S. DOE

**Publicación:** Paper SPE 10693. Presentado en The 1982 SPE/DOE Third Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery of the Society of Petroleum Engineers, en Tulsa, OK, Abril 4-7, de 1982

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** CO2 Injection Increases Hansford Marmaton Production

**Autor (es):** Flanders, William A. Stanberry, Wallace A. Martinez, Manuel

**Publicación:** Paper SPE 17327. Presentado en The SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 17-20, 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** CO2 Minitest, Little Knife Field, ND: A Case History

**Autor (es):** Thakur, G.C. Lin, C.J. Patel, Y.R. Gulf Oil E and P Co.

**Publicación:** Paper SPE 12704. Presentado en The 1984 SPE Symposium on Enhanced Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Abril 15-18 de 1984.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** CO2 Recovery of Heavy Oil: Wilmington Field Test.

**Autor (es):** Saner, W.B. Patton, J.T. New Mexico State U.

**Publicación:** Paper SPE 12082. Presentado en The 1983 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en San Francisco, California, Octubre 5-8 de 1983.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** COMBUSTION AS A PRIMARY RECOVERY PROCESS-MIDWAY SUNSET FIELD.

**Autor (es):** Gates, C.F. Y Sklar, I

**Publicación:** Paper SPE 3054 Presentado EN EL 45th MEETING ANUAL DE LA SPE, REALIZADO EN HOUSTON DEL 4-7 DE 1970.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Commercial Pilot Test Of Polymer Flooding In Daqing Oil Field.

**Autor (es):** Guo Wankui, and Cheng Jiecheng, and Yao Yuming, and Li Chuanhong, and Li Wenxue, and Li Qun, and Liu Junde, and Wu Junzheng, DaQing Petroleum Administration Bureau.

**Publicación:** Paper SPE 59275. Presentado en The 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 3-5 de 2000

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Comparison Of Polymer Flooding And Waterflooding At Huntington Beach, California

**Autor (es):** USTICK, R.E. DOW CHEMICAL CO.

**Publicación:** Paper SPE 1734. Presentado en 96th Annual AIME Meeting, en Los Angeles, California; Febrero 19-23 de 1967.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** CURRENT STEAMFLOOD FIELD EXPERIENCE

**Autor (es):** Ali, Farouq, Meldau, Robert.F.

**Publicación:** Paper SPE 7546 Presentado EN LA 53 th CONGERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE CELEBRADA EN HOUSTON, TEXAS DEL 1-3 DE OCTUBRE.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CYCLIC STEAM INJECTION IN THE QUIRIQUIRE FIELD OF VENEZUELA.

**Autor (es):** PAYNE, R.W. , ZAMBRANO, GABANIEL.

**Publicación:** Paper SPE 1157. Presentado EN EL SIMPOSIO DE RECUPERACION DE PETROLEO POR METODOS TERMICOS, REALIZADO EN VENEZUELA DEL 4-6 DE MARZO DE 1965.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CYCLIC STEAM INJECTION PILOT, YACIMIENTO LOS PERALES

**Autor (es):** PASCUAL, M.R.

**Publicación:** Paper SPE 69632, PREPARADO PARA PRESENTAR EN LA CONFERENCIA DE INGENIERIA DE PETROLEOS DE LATINOAMERICA Y EL CARIBE, REALIZADA EN BUENOS AIRES, ARGENTINA DEL

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** CYCLIC STEAM PROJECT IN A VIRGIN TAR RESERVOIR

**Autor (es):** BOOT, C. RICHARD.

**Publicación:** PaperS SPE 1650, Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE LA SPE, REALIZADO EN SANTA BARBARA, CALIFORNIA DEL 17-18 DE NOVIEMBRE DE 1987.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Design Concepts of a Heavy-Oil Recovery Process by an Immiscible CO2 Application

**Autor (es):** Kantar, K. Turkish Petroleum Corp. Karaoguz, D. Turkish Petroleum Corp. Issever, K. Turkish Petroleum Corp. Varana, L. Turkish Petroleum Corp.

**Publicación:** Paper SPE 11475. Presentado en The 1983 Middle East Oil Symposium, en Manama, Marzo 14-17 de 1982.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Development And Results Of The Hale/Mable Leases Cooperative Polymer EOR Injection Project, Vacuum (Grayburg-San Andres) Field, Lea County, New Mexico.

**Autor (es):** Hovendick, M.D., SPE, Phillips Petroleum Co.

**Publicación:** Paper SPE 16722. Presentado en The 62nd Annual Technical onference an Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Dallas, Texas, Sept. 27-30 de 1987

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Development and Status of the Maljamar CO2 Pilot.

**Autor (es):** Pittaway, K.R. Conoco Inc. Hoover, J.W. Conoco Inc. Deckert, L.B. New Mexico Junior C.

**Publicación:** Paper SPE 12600. Presentado en The 1984 Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, en Midland Texas, Marzo 8-9 de 1984.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Development Of A Pilot Carbon Dioxide Flood In The Rock Creek-Big Injun Field, Roane County, West Virginia.

**Autor (es):** SanFilippo, George P. Guckert, Larry G. Pennzoil Company

**Publicación:** Paper SPE 6626. Presentado en The 1977 Society of Petroleum Engineers of AIME Eastern Regional Meeting, en Pittsburgh, Pennsylvania, Octubre 27-28, de 1977.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** DEVELOPMENT OF AN IMPROVED WATERFLOOD OPTIMIZATION PROGRAM IN THE NORTHEAST SAVONBURG WATERFLOOD.

**Autor (es):** Schoeling, L.G. Y Barnett, G.B. Y Walton, A.W. Y Green, D.W. Y Willhite, G.P.

**Publicación:** Paper SPE 35367 Presentado EN EL DECIMO SIMPOSIO SOBRE RECOBRO MEJORADO DE LA SPE/DOE, REALIZADO EN TULSA OKLAHOMA DEL 21-24 DE ABRIL DE 1996.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** DEVELOPMENT OF HEAVY OIL RESERVES IN SOUTH OMAN

**Autor (es):** NARDYAL, MADHAVA, THURBER, S.S , AL-HINAL, K.M, JAFFER, N.A.

**Publicación:** Paper SPE 11474, Presentado EN LA CONFERENCIA TÉCNICA DE MIDDLE EAST OIL DE LA SPE. REALIZADA EN MANAMA, BEHRAIN. EN MARZO 14-17 DE 1983.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** DISEGN OF A MAJOR CO2 FLOOD, NORTH WARD ESTES FIELD, WARD COUNTY, TEXAS.

**Autor (es):** Winzinger, Rudi y Brink, J.L. Y Patel, K.S. Y Davenport, C.B. Y Patel, Y.R. Y Thakur, G.C.

**Publicación:** Paper SPE 19654 Presentado EN LA CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL DE LA SPE, REALIZADA DEL 8-11 DE OCTUBRE DE 1989 EN SAN ANTONIO.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** DISIGNING A STEAMFLOOD PILOT IN THE THICK MONARCH SAND OF THE MIDWAY-SUNSET FIELD

**Autor (es):** Gomaa, E.E, Dierksen, J.H.

**Publicación:** Paper SPE 5853, Paper Presentado en la 51TH exhibicion y conferencia técnica celebrada en new orleans del 3-5 de octubre de 1976.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Dos Cuadras Offshore Polymer Flood.

**Autor (es):** Dovan, H.T. Hutchins, R.D. Unocal Science and Technology Div. Terzian, G.A. Unocal Oil and Gas Div.

**Publicación:** Paper SPE 20060. Presentado en The 60th California Regional Meeting, en Ventura, California, Abril 4-6, de 1990.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** EARLY RESULTS OF THE FIRST LARGE-SCALE STEAM SOAK PROJECT IN THE TIA JUANA FIELD, WESTERN VENEZUELA.

**Autor (es):** HAAN, H.J., LOOKEREM, J. VAN.

**Publicación:** Paper SPE 1913. Presentado en SPE 42nd Annual Fall Meeting, en Houston Texas. Octubre 1-4 de 1967

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** East Vacuum Grayburg-San Andres Unit CO2 Injection Project: Development and Results to Date

**Autor (es):** Brownlee, M.H. Sugg, L.A. Phillips Petroleum Co.

**Publicación:** Paper SPE 16721. Presentado en The 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Dallas, Texas, Septiembre 27-30, de 1987.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** ECOPEtrol USES ALUMINUM-HIDRXYCHLORIDE TO STABILIZE CLAYS IN A WATERFLOODING PROJECT.

**Autor (es):** Silva de Jesus, Bernardo.

**Publicación:** Paper SPE 21476 Presentado EN 1990.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** ENHANCED OIL RECOVERY BY WET IN-SITU OXYGEN COMBUSTION: ESPERSON DOME FIELD, LIBERTY COUNTY, TEXAS.

**Autor (es):** Pebdani, F.N. Y Longoria, R Y Wilkerson, D.N. Y Vankatesan, V.N.

**Publicación:** Paper SPE 18072 Presentado EN LA 63th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL DE LA SPE, REALIZADA EN HOUSTON, TEXAS DEL 2-5 DE OCTUBRE DE 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** ENHANCED OIL RECOVERY THROUGH OXYGEN-ENRICHED IN-SITU COMBUSTION: TEST RESULTS FROM THE FOREST HILL FIELD IN TEXAS.

**Autor (es):** Hvizdos, Leonard J. Y Howard, John V. Y Roberts, George W.

**Publicación:** Paper SPE 11218 Presentado EN LA CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL DE LA SPE, REALIZADA EN NEW ORLEANS DEL 26-29 DE SEPTIEMBRE DE 1982

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Estimation of Tertiary Recovery by CO2 Injection - Springer A Sand, Northeast Purdy Unit

**Autor (es):** Simlote, Vishnu Cities Service Co. Withjack, Eric M. Cities Service Co.

**Publicación:** Paper SPE 9431. Presentado en The SPE 54th Annual Technical Conference and Exhibition, en Dallas, Texas, Sept 23-26 de 1980.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Evaluación del Sistema de Inyección Cíclica de Vapor en un Campo Petrolero Colombiano.

**Autor (es):** FRANCO JEREZ, Francy y LEÓN PALLARES, Emiro

**Publicación:** Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Área de recobro mejorado. 2003.

**Página Web:** [www.uis.edu.co](http://www.uis.edu.co)

**Título:** EVALUATING WATERFLOODING POTENTIAL IN A MORROW SANDSTONE RESERVOIR.

**Autor (es):** Mohan, Hitesh. Y Willhite, Paul. Y Reynolds, R. Y Jensen, Mike.

**Publicación:** Paper SPE 35386 Presentado EN EL DECIMO SIMPOSIO SOBRE RECOBRO MEJORADO DE CRUDO DE LA SPE/DOE, REALIZADO EN TULSA, OKLAHOMA DEL 21-24 DE ABRIL DE 1996.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** EVALUATION OF CO2 FLOOD PERFORMANCE: NORTH COLES LEVEE CO2 PILOT, KERN COUNTY, CALIFORNIA.

**Autor (es):** MacAllister, D.J.

**Publicación:** Paper SPE 15499 Presentado EN LA 61th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE REALIZADA EN NEW ORLEANS DEL 5-9 DE OCTUBRE DE 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** EXPANSION OF A SUCCESSFUL IN-SITU COMBUSTION PILOT IN THE MIDWAY SUNSET FIELD.

**Autor (es):** Williams, R.L. Y Jones, J.A. Y Counihan, T.M.

**Publicación:** Paper SPE 16873 Presentado EN LA 62th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE, REALIZADA EN DALLAS DEL 27-30 DE SEPTIEMBRE DE 1987.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Field Application Of Relative Permeability Modifier In Venezuela.

**Autor (es):** Gustavo Nieves y Jenny Fernandez; de Perez Compans de Venezuela; E. Dwyann Dalrymple; Leopoldo Sierra; Larry Eoff; B. R. Reddy; de Halliburton Energy Services Inc.

**Publicación:** Paper SPE 75123. Presentado en The SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 13-17 de 2002.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Field Implementation of Polymer EOR Technique - A Successful Experiment in India

**Autor (es):** PRATAB, Mahendra; ROY, R. P.; GUPTA, R. K.; SINGH, Daljeet

**Publicación:** Paper SPE 38872. Presentado en The 1997SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en San Antonio, Texas. 5-6 Octubre de 1997.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Field Study - Ford Geraldine (Delaware Sand) Unit

**Autor (es):** Meyers, Brent D. Hagler, James A. Continental Oil Co.

**Publicación:** Paper SPE 6383. Presentado en The 1977 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Midland, Texas, Marzo 10-11, de 1977.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Field Test Of Immiscible CO2 Drive In Daqing Oil Field.

**Autor (es):** Zhang Jingcun; Xie Shangxian; Han Peihui; Chen Jiabao; Zhang Zhenghua; Guo Encang; de Daqing Petroleum Administrative Bureau.

**Publicación:** Paper SPE 30847. Publicado en SPE Advanced Technology Series, Vol 5 No 1. Pag 49-55.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Field-Scale CO2 Flood Simulations and Their Impact on the Performance of the Wasson Denver Unit.

**Autor (es):** Hsu, C-F. Shell Western E&P Inc. Morell, J.I. Shell Development Co. Falls, A.H. Shell Western E&P Inc.

**Publicación:** Paper SPE 29116. Presentado en The 13th SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, U.S.A., Febrero 12-15 de 1995.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** FOSTERTON NORTHWEST -A TERTIARY COMBUSTION CASE HISTORY

**Autor (es):** Marberry, J.E. Y Bhatia, S.K.

**Publicación:** Paper SPE 4764 Presentado EN EL SIMPOSIO DE LA SPE SOBRE RECOBRO MEJORADO, REALIZADO EN TULSA, OKLAHOMA DEL 22-24 DE ABRIL DE 1974.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** GUPCO'S EXPERIENCE IN TRATING GULF OF SUEZ SEAWATER FOR WATERFLOODING THE EL MORGAN OIL FIELD.

**Autor (es):** El-Hattab, Mohammed I.

**Publicación:** Paper SPE 10090 Presentado EN EL 56 th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE, REALIZADA EN SAN ANTONIO DEL 5-7 DEOCTUBRE DE 1981.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** HEAVY OIL RECOVERY-PRINCIPLES, PRACTICALITY, POTENTIAL, AND PROBLEMS

**Autor (es):** Ali, Farouq S.M.

**Publicación:** Paper SPE 4935 Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE ROCKY MOUNTAIN DE LA SPE, REALIZADO EN BILLINGS, MONT., DEL 15-16 DE MAYO DE 1974.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** HISTORY OF A SUCCESSFUL CALIFORNIA WATERFLOOD MAIN AND 99 ZONE POOLS, WEST COYOTE FIELD

**Autor (es):** Bergeson, J.R. Y Stoddard, Jr.

**Publicación:** Paper SPE 1012 Presentado EN EL 39th MEETING REALIZADO DEL 11-14 DE OCTUBRE DE 1964 EN HOUSTON, TEXAS.PUBLICADO POR LA JPT.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Immiscible CO2 Process for the Salt Creek Field

**Autor (es):** Bargas, C.L. Montgomery, H.D. Sharp, D.H. Vosika, J.L. Amoco Production Co.

**Publicación:** Paper SPE 21577. Presentado en The 1990 International Technical meeting jointly hosted by the Petroleum Society of CIM and the Society of Petroleum Engineers, en Calgary, junio 10-13, de 1990.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** IMPROVE OIL RECOVERY IN CARMOPOLIS FIELD: R&D AND FIELD IMPLEMENTATIONS

**Autor (es):** Mezzomo, Roberto F. Y Luvizoto, Jose M. Y Palagi, Cesar L..

**Publicación:** Paper SPE 59280 Presentado EN SIMPOSIO DEL 2000 DE LA SPE/DOE SOBRE RECOBRO MEJORADO, REALIZADO EN TULSA, OKLAHOMA DEL 3-5 DE ABRIL DEL 2000.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** IMPROVE TECHNICS FOR EVALUATING CARBONATE WATERFLOODING IN WEST TEXAS.

**Autor (es):** George, C.J, Stiles, L.H.

**Publicación:** Paper SPE 6739 Presentado EN EL 52 th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE-AIME, REALIZADA EN DENVER DEL 9-12 DE OCTUBRE DE 1977.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Improved CO2 Flood Predictions Using 3D Geologic Description and Simulation on the Sundown Slaughter Unit

**Autor (es):** Folger, L.K. Texaco Exploration and Production, Inc.

**Publicación:** Paper SPE 35410. Presentado en The SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, U.S.A., Abril 21 -24, de 1996.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Injection-Side Application Of MARCIT Polymer Gel Improves Waterflood Sweep Efficiency, Decreases Water-Oil Ratio, And Enhances Oil Recovery In The Mcelroy Field, Upton County, Texas

**Autor (es):** George V. Ricks, Jr., SPE, Belco Energy Corp., J. T. Portwood, SPE, TIORCO, Inc.

**Publicación:** Paper SPE 59528. Presentado en The 2000 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, en Midland, Texas, Marzo 21-23 de 2000

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** IN-SITU COMBUSTION IN THE TULARE FORMATION, SOUTH BELRIDGE FIELD, KERN COUNTY, CALIFORNIA.

**Autor (es):** Gates, C.F. Y Jung, K.D. Y Surface, R.A.

**Publicación:** Paper SPE 6554 Presentado EN EL 47th MEETING REGIONAL DE CALIFORNIA DE LA SPE-AIME, REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA. DEL 13-15 DE 1977.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Interpretation Of High Recovery Obtained In A New Polymer Flood In The Chateaufort Field.

**Autor (es):** Putz, A.G, Elf Aquitaine; Lecourtier, J.M., Inst. Francais du Petrole; and Bruckert, L, Elf Aquitane.

**Publicación:** Paper SPE 18093. Presentado en The 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Houston, Texas, Octubre 2-5, 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** IOR/EOR- OVER SIX DECADES OF ROMANIAN EXPERIENCE

**Autor (es):** Paduraru, Rodica. Y Pantazi, Ion

**Publicación:** Paper SPE 65169 Presentado EN LA CONFERENCIA EUROPEA DEL PETROLEO, REALIZADA DEL 24-25 DE OCTUBRE DE 2000 EN PARIS, FRANCIA.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Laboratory Testing Of Polymer Flood Candidates: San Francisco Field.

**Autor (es):** N. F. Saavedra, Ecopetrol; W. Gaviria, Hocol; y J. Davitt, William Cobb & Associates

**Publicación:** Paper SPE 75182. Presentado en The SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 13-17 de 2002.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Lick Creek Meakin Sand Unit Immiscible CO2 Waterflood Project.

**Autor (es):** Reid, Thomas B. Phillips Petroleum CO. Robinson, Harvey J. Phillips Petroleum CO.

**Publicación:** Paper SPE 9795. Presentado en The SPE/DOE Enhanced Oil-Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 6-7 de 1981.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** LIGHT OIL STEAMFLOODING AN EMERGING TECHNOLOGY

**Autor (es):** Blevins, T.R., Duerksen, J.H. y Ault, J.W.

**Publicación:** Paper SPE 10928. Presentado en 1982 SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium en Tulsa, OK. 4-7 de Abril de 1982

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Manvel Enhanced Recovery Pilot Performance Evaluation

**Autor (es):** Widmyer, Richard H., and Pindell, Robert G., Texaco Inc.

**Publicación:** Paper SPE 9793. Presentado en The SPE/DOE Second Joint Symposium on Enhanced Oil Recovery the Society of Petroleum Engineers, en Tulsa, Oklahoma, Abril 5-8, 1981.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** North Cross (Devonian) Unit CO2 Flood - Review of Flood Performance and Numerical Simulation Model.

**Autor (es):** Pontious, S.B. Shell Oil Co. Tham, M.J. Shell Oil Co.

**Publicación:** Paper SPE 6390. Presentado en The 1977 Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Midland, Texas, Marzo 10-11, de 1977.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Numerical Simulation For Planning And Evaluation Of Polymer Flood Process: A Field Performance Analysis

**Autor (es):** Maitin, B., and Daboul, B, Deutsche Texaco AG, and Sohn, W.O., Edeleanu GmbH

**Publicación:** Paper SPE 17631. Presentado en The SPE International Meeting on Petroleum Engineering, en Tianjin, China, Noviembre 1-4, 1988.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Oil Production In Shallow Reservoirs By Carbon Dioxide Injection

**Autor (es):** Klins, Mark A. Penn State University Farouq Ali, S.M. University of Alberta

**Publicación:** Paper SPE 10374. Presentado en The 1981 Eastern Regional Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Columbus, Ohio, Noviembre 4-6, de 1981

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** OIL SATURACION MEASUREMENTS IN THE BARTLESVILLE SAND AFTER WATERFLOODING AND AFTER PROPANE FLOODING.

**Autor (es):** Holm, L.W.

**Publicación:** Paper SPE 3790 Presentado EN EL SIMPOSIO DE LA SPE SOBRE RECOBRO MEJORADO, REALIZADO EN TULSA, OKLAHOMA DEL 16-19 DE ABRIL DE 1972.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** OPERATIONS OF A SECOND STEAM STIMULATION PILOT PROJECT IN KUWAIT

**Autor (es):** AHMAD, K.N., MILHEIN, M.M.

**Publicación:** Paper SPE 17987, Presentado EN LA CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DEL MIDDLE EAST, REALIZADA EN MANAMA, BAHRAIN DEL 11-14 DE MARZO DE 1989.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Owasco Uni Polymer Flood Increases Oil Recovery.

**Autor (es):** William W. Weiss, CALGON Corp; Jack Chain, CHAIN OIL Inc.

**Publicación:** Paper de Oil & Gas Journal Publicado en Agosto 7 de 1978.

**Página Web:** <http://ogj.pennnet.com>

**Título:** PARAMETRIC STUDY OF THE DESIGN FACTORS FOR CYCLIC STEAM INJECTION IN LAKE MARACAIBO OIL FIELDS.

**Autor (es):** TREBOLLE, R.L. ,DE PAZ M.C. , MARTINEZ, D.E.

**Publicación:** Paper SPE 25810, Presentado EN EL SIMPSOIO INTERNACIONAL DE OPERACIONES TERMICAS REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA.DEL 8-10 DE FEBRERO DE 1993.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Pembina Field Polymer Pilot Flood

**Autor (es):** H. Groeneveld, SPE-AIME, Mobil Oil Canada, Ltd., R.A. George, SPE-AIME, and J.C. Melrose, SPE-AIME, Mobil Research and Development Corp.

**Publicación:** Paper SPE 5829. Presentado en The SPE-AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Marzo 22-24 de 1976.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance And Operation Of A Crosslinked Polymer Flood At Sage Spring Creek Unit A, Natrona County, Wyoming.

**Autor (es):** Mack, James C.; SPE, Tiorco Inc. Warren, John; SPE, Cenex.

**Publicación:** Paper SPE 10876. Presentado en The 1982 Rocky Mountain Regional Meeting, en Billings Montana, Mayo 19-21 de 1982

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance And Operation Of A Successful Polymer Flood In The Sleepy Hollow Reagan Unit

**Autor (es):** Christopher, C.A. Clark, T.J. Gibson, D.H. Amoco Production Co.

**Publicación:** Paper SPE 17395. Presentado en The SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 17-20, 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance And Operation Of The Hamm Minnelusa Sand Unit, Campbell County, Wyoming

**Autor (es):** T.E. Doll, SPE, Tiorco Inc. and M.T. Hanson, SPE, Home Petroleum Corp. Inc.

**Publicación:** Paper SPE 15162. Presentado en The 1986 SPE Rocky Mountain Regional Meeting, en Billings, Montana, Mayo 19-21 de 1987.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** PERFORMANCE EVALUATION OF THE MOCO T IN-SITU COMBUSTION PROJECT, MIDWAY-SUNSET FIELD.

**Autor (es):** Curtis, J.H.

**Publicación:** PaperS SPE 18809 Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE CALIFORNIA, REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA DEL 5-7 DE ABRIL DE 1989,

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance Evaluation Of Trilateral Wells: Field Examples.

**Autor (es):** D.T. Vo, SPE, and M.V. Madden, SPE, Unocal Corp.

**Publicación:** Paper SPE 28376. Presentado en The 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, en New Orleans, Sept. 25-28. 1994.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance History And Operation Of Two Minnelusa Reservoirs - West Semlek Field, Crook County, Wyoming

**Autor (es):** Tholstrom, Kendell V. Terra Resources, Inc.

**Publicación:** Paper SPE 6164. Presentado en The 51st Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en New Orleans, Oct. 3-6, de 1976.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance History on Use of Biopolymer in Springer Sand Waterflood in Southern Oklahoma.

**Autor (es):** Boyce Perry, Samedan Oil Corp.

**Publicación:** Paper SPE 4085. Presentado en The 47th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en San Antonio Texas, Octubre 8-11 de 1972.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance Of Deutsche Texaco Ags Oerrel And Hankensbuettel Polymer Floods

**Autor (es):** Maitin, Balram K., and Volz, Hartwig, Deutsche Texaco.

**Publicación:** Paper SPE 9794. Presentado en The 13th Annual OTC, en Houston, TX, Mayo 4-7, 1981.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Performance Review of a Large-Scale Polymer Flood.

**Autor (es):** Weiss, W.W. New Mexico Petroleum Recovery Research Center

**Publicación:** Paper SPE 24145. Presentado en The SPE/DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Abril 22-24, de 1992.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Planning And Implementing A Large-Scale Polymer Flood

**Autor (es):** Weiss, W.W., SPE, Sun E and P Co. Baldwin, R.W., SPE, Sun E and P Co.

**Publicación:** Paper SPE 12637. Presentado en The 1984 SPE Symposium on Enhanced Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Abril 15-18 de 1984.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Polymer Flooding Technology - Yesterday, Today, And Tomorrow

**Autor (es):** Chang, H.L., SPE-AIME, Cities Service Oil Co.

**Publicación:** Paper SPE 7043. Presentado en The SPE – AIME Fifth Symposium on Improved Methods for Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Abril 16-19 de 1978.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Process Technology Improves Oil Recovery.

**Autor (es):** Jim Mack, TIORCO Inc.

**Publicación:** Paper de Oil & Gas Journal Publicado en Octubre 1 de 1979.

**Página Web:** <http://ogj.pennnet.com>

**Título:** Production Performance Of The Wasson Denver Unit CO2 Flood.

**Autor (es):** Tanner, C.S. Baxley, P.T. Shell Western E and P Inc. Crump III, J.G. Shell Offshore Inc. Miller, W.C. Shell Western E and P Inc. (Retirado)

**Publicación:** Paper SPE 24156. Presentado en The SPE/DOE Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Abril 22-24, 1992.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** RECOVERY MECHANISMS: FIREFLOODING A HIGH-GRAVITY CRUDE IN A WATERFLOODED SANDSTONES RESERVOIR, COUNTESS FIELD, ALBERTA.

**Autor (es):** Metwally, M.

**Publicación:** Paper SPE21536 Presentado EN EL SIMPOSIO INTERNACIONAL DE OPERACIONES TERMICAS, REALIZADO EN BAKERSFIELD, CALIFORNIA DEL 7-8 DE FEBRERO DE 1991.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** RECOVERY OF PENN-GRADE CRUDE OILS BY STEAM

**Autor (es):** Myal, F, Richard., M.S. ALI, Farouq.

**Publicación:** Paper SPE 2360 Presentado en el meeting regional de este celebrado en charleston, 1968.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Reservoir Barrier And Polymer Waterflood, Northeast Hallsville Crane Unit

**Autor (es):** Moore, Joe K. Hunt Oil Co.

**Publicación:** Paper SPE 2423. Presentado en SPE Improved Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma; Abril 13-15 de 1969.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Reservoir Engineering Study of CO2 Enhanced Oil Recovery for the Nipa 100 Field, Venezuela°

**Autor (es):** Almeida, J. Espinoza, C. Intevp, S.A. Mosquera, J. Corpoven, S.A. Todd, M. TCA Reservoir Engineering Services

**Publicación:** Paper SPE 23678. Presentado en The Second Latin American Petroleum Engineering Conference, II LAPEC, of the Society of Petroleum Engineers, en Caracas, Venezuela, Marzo 8-11, de 1992.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Review of an Immiscible CO2 Project, Tar Zone, Fault Block V, Wilmington Field, California.

**Autor (es):** Spivak, Allan Allan Spivak PhD Inc. Garrison, William H. Nguyen, John P. Long Beach Oil Development Co.

**Publicación:** Paper SPE 17407. Presentado en The 1988 California Regional Meeting, en Long Beach, California, Marzo 23-25 de 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Review of the Means San Andres Unit CO2 Tertiary Project

**Autor (es):** Magruder, J. Brian Stiles, Loren H. Yelverton, Thomas D. Exxon USA

**Publicación:** Paper SPE 17349. Presentado en The SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 17-20, 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Schrader Bluff CO2 EOR Evaluation

**Autor (es):** T.A.M. McKean, SPE, A.H. Thomas, SPE, J.R. Chesher, BP Exploration Operating Co. Ltd.; and M.C. Weggeland, SPE, BP Exploration (Alaska) Inc

**Publicación:** Paper SPE 54619. Presentado en The 1999 SPE Western Regional Meeting, en Anchorage, Alaska, Mayo 26-28 de 1999.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** SIMULATING A STEAMFLOOD AT THE GEORGS DORF FIELD, FEDERAL REPUBLIC OF GERMANY

**Autor (es):** Sobosinski,D.P

**Publicación:** Paper SPE 11951 Presentado EN LA CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA CELEBRADA EN SAN FRANCISCO DEL 5-8 DE OCTUBRE DE 1983.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Simulation of a Successful Polymer Flood in the Chateaugay Field.

**Autor (es):** Takaqi, Sunao Pope, G.A. Sepehrnoori, Kamy U. of Texas; Putz, A.G. Elf Aquitaine; BenDakhia, Hichem U. of Texas.

**Publicación:** Paper SPE 24931. Presentado en The 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Washington, DC, Octubre 4-7, de 1992.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** STEAM INJECTION INTO THE ZONA D AND E IN TULARE FORMATION, BELRIDGE FIELD, KERN COUNTY, CALIFORNIA

**Autor (es):** Gates, C.F.Brewer,S.W

**Publicación:** Presentado EN EL ENCUESTRO # 44 DE LA SPE CALIFORNIA 1974.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** STEAMFLOODING

**Autor (es):** Mathews, C.S.

**Publicación:** Paper SPE 9993, distinguished author series

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** STEAMFLOODING PILOT TEST IN WATERFLOODED, 2500 FT TAR ZONE RESERVOIR, FAULT BLOCK II UNIT, WILMINGTON FIELD, CALIFORNIA

**Autor (es):** Lim, F.H. Y Saner, W.B. Y Stilwell, W.H Y Patton, J.T.

**Publicación:** Paper SPE 26615 Presentado EN EL 88th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE LA SPE, REALIZADA EN HOUSTON, TEXAS DEL 3-6 DE OCTUBRE DE 1993.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** STRATEGIES FOR OPTIMAL ENHANCED OIL RECOVERY OF HEAVY OIL BY THERMAL METHODS, MIDWAY-SUNSET FIELD, SOUTHERN SAN JOAQUIN BASIN, CALIFORNIA.

**Autor (es):** SCHAMEL, STEVEN., DEO, MILIND,

**Publicación:** Paper SPE 63295, Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE LA SPE/AAPG DEL 2000, REALIZADO EN LONG BEACH, CALIFORNIA DEL 19-23 DE JUNIO DEL 2000.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Study Shows North Stanley Field Polymer Flood Economics

**Autor (es):** R. V. Smith, Consultant; Fred W. Burtch, DOE.

**Publicación:** Paper de Oil & Gas Journal Publicado en Noviembre 24 de 1980.

**Página Web:** <http://ogj.pennnet.com>

**Título:** SUCCESSFUL PREDICTION AND PERFORMANCE IN WATERFLOODING WESSON HOGG SAND UNIT

**Autor (es):** Clnton, W. Hoyle

**Publicación:** Paper SPE 1522 Presentado EN EL 41 th MEETING REALIZADO EN DALLAS, TEXAS. DEL 2-5 DE OCTUBRE DE 1966.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Summary Results of CO2 EOR Field Tests, 1972-1987.

**Autor (es):** Brock, W.R. Bryan, L.A. Exxon Co. U.S.A.

**Publicación:** Paper SPE 18977. Presentado en The SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, en Denver, Colorado, Marzo 6-8, de 1989.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Surveillance And Performance Of An Existing Polymer Flood: A Case History Of West Yellow Creek

**Autor (es):** Gordon, Simone P. Owen, Olivia K. Exxon Company

**Publicación:** Paper SPE 8202 Presentado en The 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Las Vegas, Nevada, Septiembre 23-26, de 1979.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** The Adon Road - An In-Depth Gel Case History

**Autor (es):** J.E. Smith, SPE, and J.C. Mack, SPE TIORCO, INC., and A.B. Nicol, PENDRAGON ENERGY PARTNERS

**Publicación:** Paper SPE 35352. Presentado en The SPE/DOE Tenth Symposium on Improved Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, U.S.A., Abril 21 -24, 1996.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** THE CHARCO REDONDO THERMAL RECOVERY PILOT

**Autor (es):** Widmyer, R.H, Howard, C.E.

**Publicación:** Paper SPE 5822, Presentado EN EL SIMPOSIO DE RECOBRO MEJORADO DE LA SPE-AIME REALIZADO EN TULSA DEL 22-24 DE MARZO DE 1976.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** The Feasibility Of Converting An Existing Waterflood To A Polymer Flood: A Case History Of West Yellow Creek

**Autor (es):** Strickland Jr., Paul H. and Wilson, Jeffrey T., and Warnock Jr., William E., Member SPE-AIME, Exxon Company, U.S.A.

**Publicación:** Paper SPE 7462. Presentado en The 53rd Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, en Houston, Texas Oct. 1-3, 1978.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** THE ORINOCO HEAVY OIL BELT PILOT PROJECTS AND DEVELOPMENT STRATEGY.

**Autor (es):** TREBOLLE, R.L. , CHALOT, J.P. , COLMENARES, RODOLFO.

**Publicación:** Paper SPE 25798, Presentado EN EL SIMPOSIO INTERNACIONAL DE OPERACIONES TERMICAS , REALIZADO EN BAKERSFIELD , CALIFORNIA DEL 8-10 DE FEBRERO DE 1993.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** THERMAL RECOVERY OF BITUMEN AT WOLF LAKE

**Autor (es):** HALLAM, R.J. , DONELLY, J.K.

**Publicación:** Paper SPE, SPE PUBLICATIONS, 17022, 26 DE MAYO DE 1987

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Total Oil Information Recovery System

**Autor (es):** National Petroleum Technology Office, Estados Unidos.

**Publicación:** [Documento en línea]. Disponible en internet: <<http://www.npto.doe.gov>>

**Página Web:** www.npto.doe.gov

**Título:** UNITIZING AND WATERFLOODING THE CALIFORNIA YOWLUMNE OIL FIELD.

**Autor (es):** Burzlaff, A.A.

**Publicación:** Paper SPE 11685 Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE CALIFORNIA REALIZADO EN CALIFORNIA DEL 23-25 DE MARZO DE 1983.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Update Case History: Performance Of The Twofreds Tertiary CO2 Project

**Autor (es):** Flanders, W.A. Transpetco Engineering of the Southwest Inc., DePauw, R.M. Murphy E and P Co.

**Publicación:** Paper SPE 26614. Presentado en The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, en Houston, Texas, Octubre 3-6 de 1993.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** WATERFLOOD DEVELOPMENT OF THE GUNTONG AND TABU FIELDS

**Autor (es):** Hui, S.K. Y Pillai, H.

**Publicación:** Paper SPE 17690 Presentado EN LA SEPTIMA CONFERENCIA OFFSHORE DEL SURESTE ASIATICO, REALIZADA EN SINGAPUR DEL 2-5 DE FEBRERO DE 1988.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Waterflood Mobility Control: A Case History

**Autor (es):** Jones, Merrill A. Brazos Oil and Gas Co.

**Publicación:** Paper SPE 1427. Presentado en SPE Seventh Biennial Secondary Recovery Symposium, en Wichita Falls, Texas; Mayo 2-3 de 1966.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** WATERFLOODING A SANDSTONE RESERVOIR WITH A MOBILE GAS SATURATION: SOONER UNIT FIELD CASE HISTORY.

**Autor (es):** Hayworth, W.R.

**Publicación:** Paper SPE 21823 Presentado EN EL MEETING REGIONAL DE LA ROCKY MOUNTAIN Y EL SIMPOSIO DE YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD, REALIZADO EN DENVER, COLORADO. DEL 15-17 DE

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** WATERFLOODING A THICK, HETEROGENEUS RESERVOIR IN THE LOS ANGELES BASIN: A CASE HISTORY.

**Autor (es):** Parsons, A.R. Y Lucidi, N.A. Y Maloney, T.R. Y Patterson, D.E.

**Publicación:** Paper SPE 15570 Presentado EN LA CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA ANUAL DE LA SPE, REALIZADA EN NEW ORLEANS DEL 5-8 DE OCTUBRE DE 1988.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** Waterflooding by Linear Displacement in Little Creek Field, Mississippi

**Autor (es):** Cronquist, Chapman Shell Development Co.

**Publicación:** Paper SPE 1810. Presentado en SPE 42nd Annual Fall Meeting, en Houston, Texas, Octubre 1-4 de 1967.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** WATERFLOODING OF THE OLMOS-NAVARRO SAND

**Autor (es):** Hester, Carl. T. And SUTTON, Jr.

**Publicación:** Paper SPE 404 Presentado EN EL 37 th MEETING ANUAL DE LA SPE REALIZADO EN CALIFORNIA DEL 7-10 DE OCTUBRE DE 1962 Y ES PUBLICADO POR LA JPT.

**Página Web:** www.spe.org

**Título:** WATERFLOODING THE NAVETTE "410" RESERVOIR

**Autor (es):** Simpsom, G.J.H.

**Publicación:** Paper SPE 5949 Presentado EN EL MEETING DE TRINIDAD.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Weeks Island Gravity Stable CO2 P ilot

**Autor (es):** Johnston, J.R. Shell Offshore Inc.

**Publicación:** Paper SPE 17351. Presentado en The SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, en Tulsa, Oklahoma, Abril 17-20, 1988.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** WEST BURKBURNETT WATERFLOOD-A SUCCESSFUL SHALLOW PROJECT IN NORTH TEXAS.

**Autor (es):** Stalnaker, B. Darrel.

**Publicación:** Paper SPE 1428 Presentado EN EL SEPTIMO SIMPOSIO DE RECOBRO SECUNDARIO BIENNIAL REALIZADO EN WICHITA FALLS, TEXAS DEL 2-8 DE MAYO DE 1966.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** WILMINTONG TOWNLOT UNIT-WATERFLOOD IMPLEMENTATION AND RESPONSE.

**Autor (es):** K.C.,Nelson.

**Publicación:** Paper SPE 6167 Presentado EN EL 51 th CONFERENCIA Y EXHIBICION TÉCNICA DE INGENIEROS DE PETROLEOS DE LA AIME, REALIZADA EN NEW ORLEANS DEL 3-6 DE OCTUBRE DE 1976.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** Wilmington Field, California, Polymer Flood Case History

**Autor (es):** Krebs, H.J., SPE-AIME, Long Beach Oil Development Co.

**Publicación:** Paper SPE 5828. Presentado en The SPE – AIME Fourth Symposium on Improved Oil Recovery, en Tulsa, Oklahoma, Marzo 22-24 de 1976

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)

**Título:** ZONE 1 STEAM PROJECT: COALINGA FIELD.

**Autor (es):** TASCHMAN, M. BARRY.

**Publicación:** Paper SPE 8880, Presentado EN EL 50th MEETING REGIONAL DE CALIFORNIA, REALIZADO EN LOS ANGELES DEL 9-11 DE ABRIL DE 1980.

**Página Web:** [www.spe.org](http://www.spe.org)