



## FICHA DE IDENTIFICACIÓN DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

<b>Título</b>	<b>Descripción del Software Wellflo Aplicado a la Ingeniería en Gas y Petróleo</b>	
<b>Autor/es</b>	<b>Nombres y Apellidos</b>	<b>Código de estudiantes</b>
	Beatriz Mariño Chambi	42335
<b>Fecha</b>	07/06/2021	

<b>Carrera</b>	Ingeniería en gas y Petróleo
<b>Asignatura</b>	Simulación y Modelo
<b>Grupo</b>	A
<b>Docente</b>	Ingeniero Fernando Parra Arce
<b>Periodo Académico</b>	I-2021
<b>Subsede</b>	Oruro-Bolivia

## Tabla De Contenidos

Introducción .....	4
Capítulo 1. Planteamiento del Problema .....	5
Objetivos .....	5
Objetivos específicos .....	5
Capítulo 2. Marco Teórico .....	6
2.1 Desarrollo del marco teórico .....	6
Producción del petróleo y gas .....	6
Fluidos de reservorio .....	7
Factores de recuperación .....	8
Diferentes tipos de Recuperación de Petróleo .....	9
Recuperación primaria .....	9
Recuperación secundaria .....	11
Recuperación Secundaria. Planta de Inyección de Agua .....	11
Recuperación terciaria (Recuperación asistida) .....	11
El espectro y los objetivos de los procesos térmicos .....	12
GAS NATURAL .....	12
Planta de Tratamiento de Gas .....	13
Bomba de Profundidad .....	13
Extracción con Gas o Gas Lift .....	13
2.2 Desarrollo del marco practico .....	17
Software Wellflo .....	17
WellFlo es una Suite de Programas Que Modelan y Optimizan Pozos de Crudo y Gas y Redes de Producción .....	18
Modelado de Influjo de Pozo y Completación .....	18
Cálculos de Levantamiento Vertical .....	19
Aplicaciones para Pozos Levantados Artificialmente Gas Lift .....	20
Modelado ESP .....	20
Pantalla de Ingreso de Data ESP en WellFlo .....	21
Modelado de Tuberías .....	21
Exportación de Data .....	21
FieldFlo .....	21
Igualación de Historial .....	21
Optimización .....	22
Funcionalidad General .....	22
Salida Gráfica Disponible para Cálculos de Caída de Presión (contra profundidad vertical medida o real) .....	22
Modelos IPR (Dependientes del Tipo de Pozo) .....	23
Análisis de Corteza .....	23
Propiedades de Fluidos .....	23
Correlaciones de Flujo Vertical .....	23
Modelado de Temperatura .....	24



Correlaciones de Choke .....	24
Salida Gráfica.....	24
Módulo ESP Cálculos ESP .....	24
Cálculos de Motor .....	24
Cálculos de Cable.....	25
Modo de Diseño .....	25
Modo de Cálculo .....	25
Salida.....	25
Capítulo 5. Conclusiones .....	26
Bibliografía .....	28

## Introducción

Para ingenieros petroleros que diseñen completaciones, pronostiquen desempeños, diagnostiquen problemas de pozo u optimicen producciones desde instalaciones existentes, el software WellFlo brinda un nuevo nivel de sofisticación, velocidad y precisión. Al mismo tiempo, el programa permanece suficientemente simple de usar, asegurando un aprendizaje rápido y un alto nivel de productividad – un factor importante en la altamente exigente industrial del petróleo y gas de hoy.

Una vez que los modelos de pozo han sido construidos y adecuados respecto a la data medida en WellFlo, los mismos pueden ser combinados en modelos de campos en FieldFlo. Las condiciones operativas son optimizadas para todo el campo, incluyendo la red de líneas de flujo en superficie. El ingeniero petrolero encontrará fácil reconfigurar un sistema de campo usando la interfaz gráfica de usuario – los pozos pueden ser movidos de un tren separador o tubería a otro haciendo clic y arrastrando los iconos de pozos. Muchos diferentes escenarios pueden ser revisados para asegurar el logro de una producción óptima de campo.

## Capítulo 1. Planteamiento del Problema

### Objetivos

- Conocer el funcionamiento del software wellflo y cuales son sus propósitos para mejorar la producción de los hidrocarburos.

### Objetivos específicos

- Analizar qué tipo de producción se tomará en cuenta primaria o secundaria para este software
- Definir datos debemos tomar en cuenta para realizar el software wellflo.
- Detallar los pasos a seguir para el uso y modelar el software wellflo

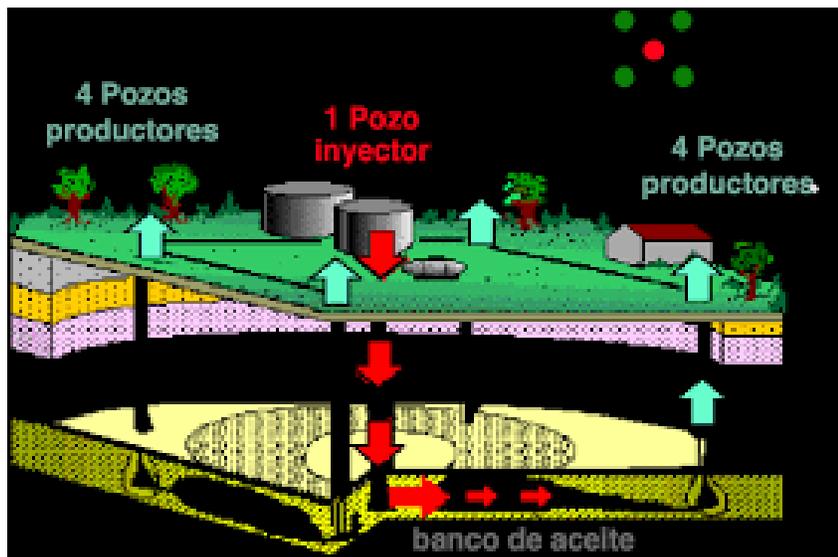
## Capítulo 2. Marco Teórico

### 2.1 Desarrollo del marco teórico

#### Producción del petróleo y gas

El petróleo crudo atrapado en el subsuelo está asociado a gas y agua, y se mantiene allí bajo presión. Cuando después de realizada la perforación se pone el pozo en producción, el nivel de presión en el reservorio determina según los caudales de petróleo extraído- hasta cuando el petróleo llegará sin ayuda alguna a la superficie. Si las presiones son altas, el petróleo es forzado a desplazarse hacia el fondo del pozo y fluye hacia arriba. Lo hace a través de una cañería de producción ("tubing"), de 5 a 10 centímetros de diámetro, que se baja cuando termina la perforación y se instala adecuadamente. La tubería queda unida a la cañería de entubación ("tubing") por empaquetaduras especiales ("packer") que a veces sirven también para aislar distintas capas productoras.

El control de la producción se realiza en superficie por medio del "árbol de Navidad" (ver foto) compuesto por una serie de válvulas que permiten cerrar y abrir el pozo a voluntad, y donde la surgencia se regula mediante un pequeño orificio cuyo diámetro dependerá del régimen de producción que se quiera dar al pozo.



Cuando llega a la superficie, el petróleo crudo -mezclado con gas en solución- es bombeado hacia una planta de procesamiento, que separa el gas del petróleo, enviando éste hacia tanques de almacenaje.

La producción de distintos pozos tiene enormes variaciones: algunos aportan unos pocos m<sup>3</sup>, otros más de un millar por día. Esto se debe a diferentes factores, entre ellos el volumen de petróleo almacenado en el espacio poral de rocas reservorio diferentes, la extensión de las capas productoras, su permeabilidad, etc. El período de surgencia natural resulta lógicamente el de menor costo de producción, dado que toda la energía utilizada para producir el petróleo es aportada por el mismo yacimiento.

## **Fluidos de reservorio**

### **Características**

Un reservorio petrolero es una formación de roca sedimentaria porosa y permeable cubierta por una capa de roca impermeable a través de la cual no pueden pasar líquidos o gases. Originalmente los poros se llenaron con agua, pero el petróleo y el gas, formados en una fuente rocosa contigua, gradualmente se filtraron en ellas entrampándose contra la capa de roca impermeable. La forma del reservorio debe permitir la acumulación del petróleo (o gas), y la capa de roca impermeable es esencial para imposibilitar su migración. Debido a las fuerzas capilares una parte del agua, originalmente en los poros, no pudo ser desplazada por el hidrocarburo. Esta agua inmovilizada se denomina agua intersticial. El volumen de todos los poros en una roca reservorio (porosidad) generalmente se expresa como un porcentaje del volumen total de roca. Cuanto mayor es la porosidad efectiva, mayor es la cantidad almacenada de petróleo.

La porosidad total puede variar del 1 al 35 % del volumen total de roca.

Para que el petróleo fluya a través del reservorio, debe haber una libre conexión entre los poros. La mayor o menor facilidad de pasaje de los fluidos a través de las rocas se llama permeabilidad y depende del tamaño de los canales que interconectan los poros. A este tipo de porosidad en la que los poros están interconectados la llamamos efectiva y por lo general se presenta asociada con buenas permeabilidades.

Tanto la porosidad como la permeabilidad varían a lo largo de una formación rocosa y en consecuencia, pozos en diferentes lugares de un reservorio pueden tener gran diferencia de nivel de producción. Estos factores también varían con la profundidad, siendo afectados por las presiones y temperaturas a que son sometidas las rocas. Por último, es la historia geológica de un yacimiento lo que ha condicionado la evolución del reservorio.

El petróleo contiene gas disuelto, cuya cantidad máxima depende de la presión y la temperatura del reservorio. Si el petróleo no puede disolver más gas bajo las condiciones de presión y temperatura reinantes, se dice que está saturado; el gas excedente entonces se trasladará a la parte superior del reservorio, donde formará un casquete de gas. Si el petróleo puede disolver más gas bajo estas condiciones, se dice que está sub-saturado y no se formará casquete de gas.

El petróleo varía del tipo pesado, muy viscoso (con un peso específico cercano al del agua y con una viscosidad de 10 a 10.000 veces más alta), generalmente hallado en reservorios poco profundos que contienen escaso o nada de gas disuelto. Cuanto menos viscoso sea el petróleo, fluirá más fácilmente a través de los intersticios de la roca reservorio hacia el pozo.

### Factores de recuperación

La proporción de petróleo del yacimiento que puede ser producida mediante distintos procedimientos de recuperación, varía ampliamente. Esto se debe a un número de factores, incluyendo la viscosidad del gas y densidad del petróleo; la presencia o ausencia de un casquete de gas; la presencia y fuerza de una base acuosa; la profundidad, presión y grado de complejidad del reservorio; la permeabilidad y porosidad de las rocas.

El siguiente cuadro indica el rango de factores de recuperación que se puede esperar para varios tipos de petróleo.

<b>TIPO DE CRUDO</b>	<b>Primaria (% de crudo in-situ)</b>	<b>Secundaria (% extra de crudo in-situ)</b>
<b>Extra Pesado</b>	<b>1 - 5</b>	<b>-</b>
<b>Pesado</b>	<b>1 - 10</b>	<b>5 - 10</b>
<b>Medio</b>	<b>5 - 30</b>	<b>5 - 15</b>
<b>Liviano</b>	<b>10 - 40</b>	<b>10 - 25</b>

Los valores bajos, para cada tipo de petróleo, se asocian mayormente con petróleo de bajo contenido de gas disuelto en reservorios desfavorables.

Los valores altos se refieren a petróleos con alto contenido de gas disuelto en reservorios favorables. La recuperación primaria puede ser mayor que la indicada cuando se está en presencia de un fuerte acuífero; en tales circunstancias una operación de recuperación secundaria no es atractiva.

### **Diferentes tipos de Recuperación de Petróleo**

Con frecuencia se utilizarán los términos "recuperación primaria, secundaria y terciaria", que significan lo siguiente:

**Primaria:** Cuando el petróleo surge naturalmente, impulsado por la presión del gas o el agua de la formación, o bien por la succión de una bomba.

**Secundaria:** Cuando se inyecta gas y/o agua para restablecer las condiciones originales del reservorio o para aumentar la presión de un reservorio poco activo.

**Terciaria:** Cuando se utilizan otros métodos que no sean los antes descritos, como por ejemplo, inyección de vapor, combustión inicial, inyección de jabones, CO<sub>2</sub>, etc. En los procesos por miscibilidad se agregan detergentes que permiten un mejor contacto agua/petróleo al bajar la tensión superficial.

### **Recuperación primaria**

Los mecanismos naturales de producción contribuyen a lo que se conoce como recuperación primaria. Dependiendo del tipo de petróleo, las características del reservorio y la ubicación de los pozos, el porcentaje de petróleo, inicialmente contenido en un reservorio que puede ser producido por estos mecanismos (factor de recuperación) puede variar de un pequeño porcentaje para un empuje por separación del gas disuelto a un 30-35 por ciento para un empuje por agua o expansión del casquete. Tomando un promedio mundial, se estima que la recuperación primaria produce un 25 por ciento del petróleo contenido inicialmente en la roca.

Para que el petróleo fluya de la roca reservorio al pozo, la presión a la que se encuentra el petróleo en el reservorio debe ser superior a la del fondo del pozo. El caudal con que el petróleo fluye hacia el pozo depende de la diferencia de presión entre el reservorio y el pozo, la permeabilidad, grosor de las capas y la viscosidad del petróleo.

La presión inicial del reservorio generalmente es lo suficientemente alta para elevar el petróleo en los pozos de producción a la superficie, pero a medida que se extraen el gas y el petróleo la presión disminuye y el ritmo de producción comienza a descender. La producción,

aun cuando está declinando, se puede mantener por un tiempo mediante procedimientos naturales tales como expansión del casquete de gas y el empuje del agua.

Los principales mecanismos de producción natural son entonces, el empuje de agua, el empuje por gas disuelto y expansión del casquete de gas.

Cuando esa energía natural deja de ser suficiente, se impone recurrir a métodos artificiales para continuar extrayendo el petróleo. Hay cinco métodos principales de extracción artificial:

**Bombeo con accionamiento mecánico:** La bomba se baja dentro de la tubería de producción, y se asienta en el fondo con un elemento especial. Es accionada por medio de varillas movidas por un balancín, al que se le transmite movimiento de vaivén por medio de un tubo pulido de 2 a 5 metros de largo y un diámetro interno de 1 1/2 a 1 3/4 de pulgada, dentro del cual se mueve un pistón cuyo extremo superior está unido a las varillas de bombeo.

El 70 % de los pozos de extracción artificial utiliza este medio, y sus limitaciones son la profundidad que pueden tener los pozos y su desviación (en el caso de pozos dirigidos).

**Bombeo con accionamiento hidráulico:** Una variante también muy utilizada son las bombas accionadas sin varillas. Se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación de bombeo hidráulico, que atiende simultáneamente 5 ó más pozos desde una misma estación satélite. Este medio carece de las limitaciones que tiene el bombeo mecánico, y se pueden bombear pozos profundos o dirigidos.

**Extracción con gas o "gas lift" (surgencia artificial):** Consiste en inyectar gas a presión en la tubería, para alivianar la columna de petróleo y llevarlo a la superficie. La inyección del gas se hace en varios sitios de la

Dos equipos de bombeo mecánico operan simultáneamente en el mismo pozo y extraen petróleo de dos formaciones productivas. En el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra, el más importante de Argentina, al norte de la provincia de Neuquén.

Tubería, a través de válvulas reguladas que abren y cierran el paso del fluido automáticamente.

**Pistón accionado a gas ("plunger lift"):** Es un pistón viajero, empujado por gas propio del pozo, y lleva a la superficie el petróleo que se acumula entre viaje y viaje del pistón.

Bomba centrífuga con motor eléctrico sumergible: Es una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical, unido directamente a un motor eléctrico. El conjunto se baja con una tubería especial que lleva el cable adosado y se baja simultáneamente o no con los tubos. Permite bombear grandes volúmenes.

### **Recuperación secundaria**

A través de los años, los ingenieros en petróleo han aprendido que la aplicación de técnicas para el mantenimiento de presión en el reservorio puede producir más petróleo que el que se extrae por recuperación primaria únicamente. Mediante tales técnicas (conocidas como recuperación secundaria), la energía y el mecanismo de desplazamiento naturales del reservorio, responsables por la producción primaria, son suplementales por la inyección de gas o agua. El fluido inyectado no desplaza todo el petróleo. Una cantidad apreciable queda atrapada por fuerzas capilares en los poros de la roca reservorio y es pasada de largo. A esto se llama petróleo residual y puede ocupar de un 20 a un 50 por ciento del volumen del pozo. Además por las variaciones de permeabilidad, el agua inyectada puede saltar ciertas regiones portadoras de petróleo.

### **Recuperación Secundaria. Planta de Inyección de Agua**

La eficiencia total de un procedimiento de desplazamiento depende no sólo del número y la ubicación de los pozos de inyección y productores y de las características del reservorio (permeabilidad y petróleo residual), sino también de la relativa inmovilidad de los fluidos desplazantes y del petróleo desplazado. Si la relación de movilidad es menor que uno (es decir, cuando el fluido desplazante tiene menor inmovilidad que el desplazado) la eficiencia del arrastre o desplazamiento será alta y se removerá una gran cantidad de petróleo.

### **Recuperación terciaria (Recuperación asistida)**

Recuperación asistida es el término que utiliza la industria petrolera para describir las técnicas que se utilizan para extraer más petróleo de reservorios subterráneos, que el que se obtendría por mecanismos naturales o por la inyección de gas o agua. Los métodos convencionales de producción dejan en el reservorio una cantidad de petróleo que queda allí por ser demasiado viscoso o difícil de desplazar. El petróleo también podría quedar atrapado por capilaridad en las zonas inundadas del reservorio o podría no ser empujado por el agua y el gas que se inyectan en parte del yacimiento.

En general, el objetivo de las técnicas de recuperación asistida de petróleo es extraer más hidrocarburos mejorando la eficiencia del desplazamiento.

## **El espectro y los objetivos de los procesos térmicos**

Los métodos térmicos son los más usados entre las diferentes técnicas de recuperación asistida. Del petróleo producido mundialmente mediante estas técnicas de recuperación terciaria, alrededor del 75% es obtenido por recuperación térmica. Los usos corrientes de esta tecnología, apuntan a mejorar la recuperación de petróleos pesados, con viscosidad entre 100 a 100.000 veces mayor que la del agua y que naturalmente son difíciles de obtener por los métodos convencionales.

Un incremento en la temperatura disminuye la viscosidad del petróleo y por tanto su velocidad de desplazamiento. Este aumento de calor produce otros efectos positivos en el proceso de recuperación. Por ejemplo, los componentes más livianos tienden a evaporarse y el petróleo residual a aumentar en volumen (y disminuir aún más su densidad). Esos efectos no se producen todos al mismo tiempo ni son igualmente efectivos en todos los reservorios.

### **GAS NATURAL**

Como se mencionó previamente, muchas veces se encuentra gas natural asociado al petróleo. Originalmente el gas se formó contemporáneamente con el petróleo, y se lo denomina "natural" para diferenciarlo del manufacturado en el procesamiento del carbón, de otra materia orgánica o del mismo petróleo, cuando se destila.

En el caso de un anticlinal, puede advertirse que el gas forma un casquete por encima del petróleo (porque es más liviano que éste), con el agua por debajo. Tanto el gas como el agua presionan sobre el petróleo. Por eso, cuando la perforación llega a la roca reservorio que aprisiona el petróleo, se rompe el equilibrio vigente y el petróleo es forzado a subir hasta la superficie. En este caso la producción se produce por surgencia.

Durante mucho tiempo, la industria petrolera consideró al gas natural como un estorbo para sus operaciones, salvo cuando en las primeras etapas de la explotación el fluido servía para forzar la surgencia natural del crudo hacia la superficie.

Sucedee que para utilizar el gas natural a escala industrial -como se hace actualmente en los países más adelantados- el fluido demanda la construcción previa de costosas instalaciones, que incluyen desde centrales primarias de separación de gas (para eliminar de éste los componentes que afectan a las cañerías y rescatar subproductos más valiosos, como el propano, el butano y las naftas), hasta los compresores y las extensas tuberías de acero (gasoductos) en condiciones de llevar al producto a los grandes centros de consumo.

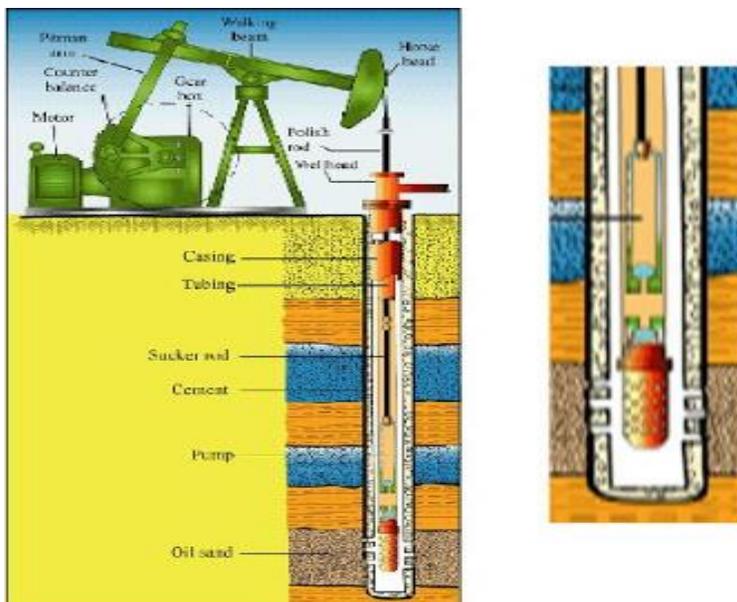
## Planta de Tratamiento de Gas

Actualmente, la industria del gas registra progresos tales, que ya se perfila en algunos países con autonomía propia, parcialmente desvinculado del negocio petrolero.

A continuación, se puede observar los diferentes métodos de extracción artificial que son de tipo Bombeo Mecánico.

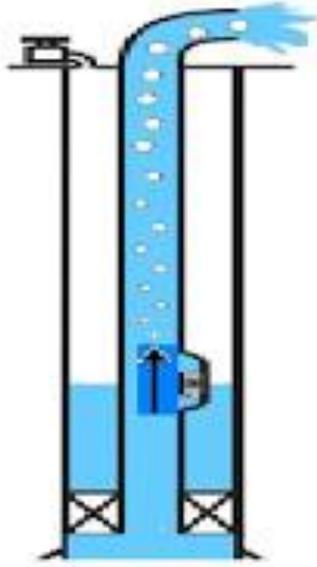
### Bomba de Profundidad

Es el tipo de bombeo mecánico más antiguo, se aplica para pozos que alcanzan los 2500 m de profundidad. Este tipo de bombeo procede en succionar y transferir casi continuamente el petróleo hasta la superficie. El balancín situado en la superficie ejecuta un movimiento de sube y baja por medio de la biela y la manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor.



### Extracción con Gas o Gas Lift

En este método se inyecta gas en varios sitios de la tubería para alivianar la columna de petróleo y hacerlo llegar a la superficie. Este método generalmente se aplica antes de que la producción natural se termine completamente. Emplear este mecanismo es factible ya que su costo inicial y el operacional son bajos y no se afecta por sólidos.



### **Bombeo con Accionar Hidráulico**

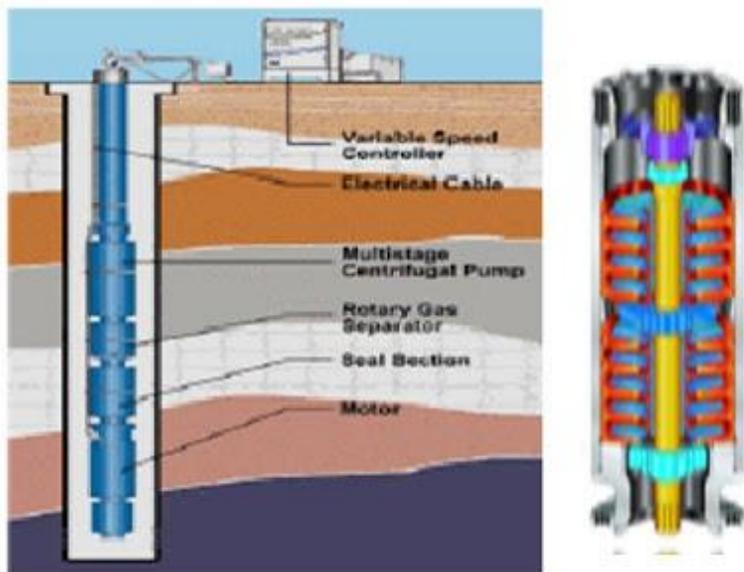
Este mecanismo procede en accionar bombas en forma hidráulica por un líquido, generalmente petróleo. Posterior a ello las bombas se bajan dentro de la tubería y se accionan desde una estación satélite.

### **Pistón accionado a gas (Plunger Lift)**

Consiste en un pistón viajero que es empujado por el gas que se encuentra en el pozo, ese pistón entre cada viaje que hace logra que el petróleo se acumule y pueda ser extraído a la superficie.

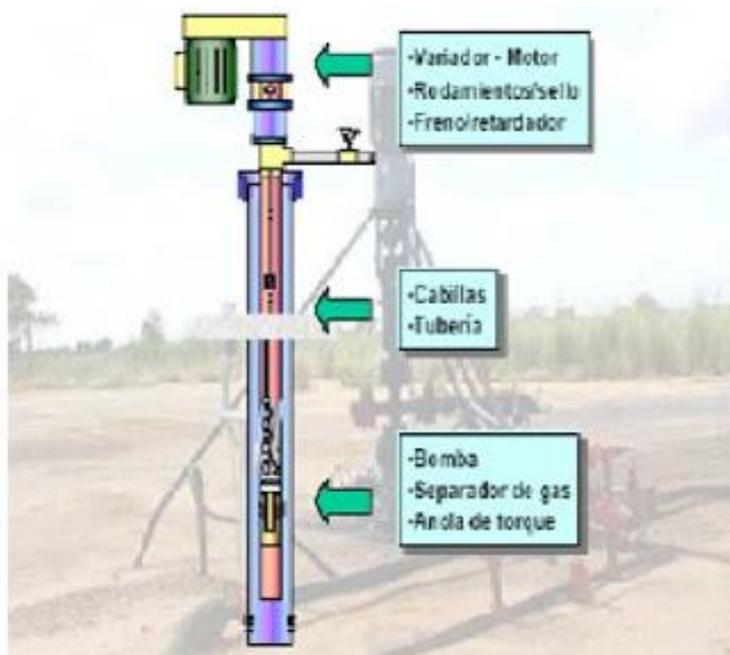
### **Bomba Centrífuga y Motor Eléctrico Sumergible**

Con este método se puede bombear grandes volúmenes de fluidos. En este caso se presenta una bomba de varias paletas montadas axialmente en un eje vertical unido a un motor eléctrico.



### Bomba de Cavidad Progressiva PCP

Por el efecto de la rotación de un rotor los fluidos de un pozo son elevados dentro de un alojamiento semiplástico que es el estator. A la final los fluidos van a llenar las cavidades formadas entre rotor y estator.



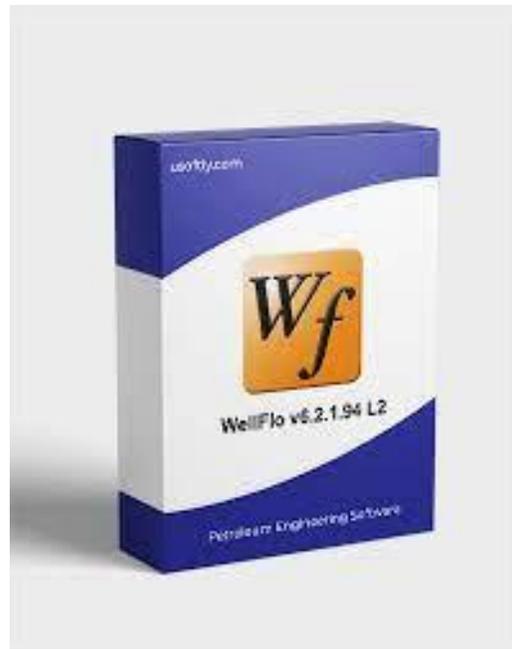
En resumen, los métodos de recuperación secundaria en general son muy eficientes ya que se utilizan para evitar el desperdicio de la energía natural que en el yacimiento se produce, son

capaces de reponer y mantener la presión del yacimiento y además trae beneficios económicos porque se pueden recuperar volúmenes adicionales de petróleo. No está de más mencionar que existe una recuperación terciaria, pero esta sólo es factible a altos precios del crudo y su ejecución es más compleja ya que hacen uso de aditivos químicos como: inyección de polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas.

## 2.2 Desarrollo del marco practico

### Software Wellflo

El paquete software wellflo es una herramienta del pozo, único que se usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado Wellflo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Las especificaciones específicas para as cuales este software puede ser usado.



### Modelado y Realización de Pozos Horizontales

- Modelado preciso de pozos horizontales
- Opciones de influjo de estado semipermanente o permanente
- Modelado de pérdida de presión a lo largo de la sección horizontal
- Múltiples puntos de influjo
- Modelado de múltiples huecos de drenaje

### Diseño y Optimización Combinada para ESP

- Base de datos completa de bombas
- Diseña y optimiza el desempeño de bombas
- Modelado detallado de fluido y temperatura

- Modelado de selección y pérdida de cable
- Optimización para máxima eficiencia, frecuencia o número de etapas

### **Diseño y Optimización Completa de Gas Lift**

- Modelado preciso de instalaciones existentes
- Modelado preciso de desempeño de válvula
- Espaciado y dimensionado de válvulas
- Optimización de desempeño de gas-lift
- Válvulas controladas para fluido y revestimiento

### **WellFlo es una Suite de Programas Que Modelan y Optimizan Pozos de Crudo y Gas y Redes de Producción**

WellFlo permite al ingeniero construir modelos de pozos gráficamente o usando tablas de datos. Casi todos los parámetros de ingeniería pueden ser ingresados como variables sensibles. Esto permite al ingeniero modelar el desempeño del pozo al incrementarse la tasa de inyección de gas de levantamiento, al cambiar la sección perforada o ajustarse la frecuencia de la bomba electro-sumergible. **WellFlo – Aplicaciones para Pozos Fluyentes Naturales** WellFlo es la herramienta de modelado de pozos desarrollada por eP. Para poder modelar con precisión el desempeño de un pozo de crudo, gas o condensado, todos los aspectos del desempeño del pozo necesitan ser integrados en la simulación. Los aspectos del influjo y el levantamiento vertical de un pozo pueden ser ingresados para reflejar la exactitud de la data disponible. Si solo hay disponible el PI de un pozo y la presión local de un reservorio, WellFlo puede usar la data en esta forma. Este enfoque de permitir el modelado detallado en donde está disponible la información y sus métodos más aproximados en donde sea apropiado significan que WellFlo es una herramienta de modelado de pozo muy flexible.

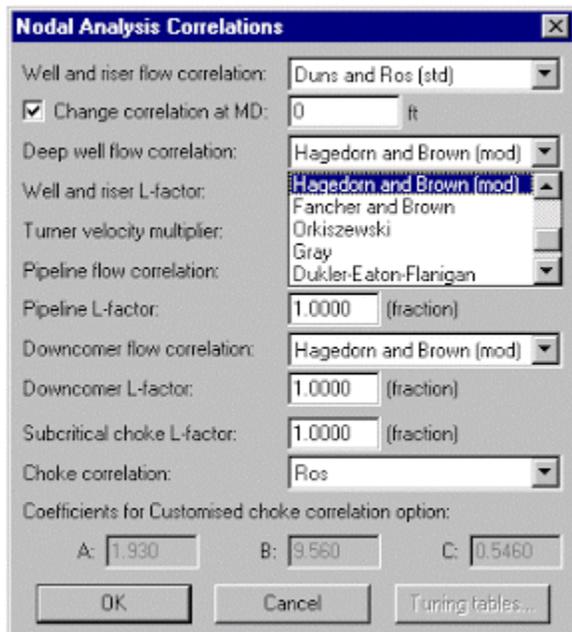
### **Modelado de Influjo de Pozo y Completación**

El modelado de desempeño de influjo de pozos requiere de la predicción de tasas de producción, cortes de agua y relaciones gas-crudo a lo largo de todo un rango de presiones de flujo de pozo. Un amplio rango de modelos de influjo estándar está disponible incluyendo los de Vogel y Fetkovitch así como el modelo de tasa de flujo másico constante desarrollado por eP – el modelo de influjo de Seudo-Presión Normalizada. Este modelo incluye data de permeabilidad relativa y ha sido calibrado contra modelos numéricos composicionales y se ha determinado que concuerda dentro de un muy bajo por ciento. Pozos verticales y horizontales con múltiples capas o secciones fluyentes pueden ser definidas y modeladas. La herramienta de análisis de corteza ha probado ser muy efectiva para el diagnóstico de fuentes de corteza en pruebas de pozo y la producción aumentada disponible cuando se trata la misma. Esto incluye el cálculo de la zona de corteza combinada de perforación y daño así como las fuentes de corteza debido a penetración parcial, paquetes de grava e ingreso limitado.



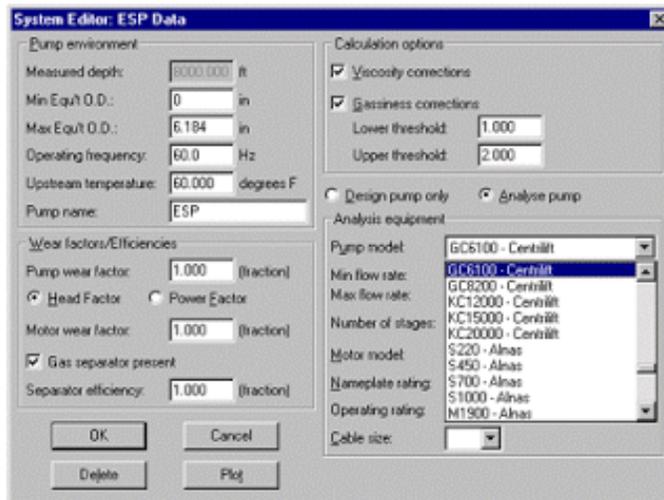
### Pantalla de Análisis de Corteza de WellFlo Cálculos de Levantamiento Vertical

Las técnicas de correlación estándar se ven aumentadas por el uso de modelos mecanicistas y por la importación y graficación de la data medida permite la afinación de estos cálculos de caída de presión para igualar la data medida. Esto puede ser hecho automáticamente en un proceso por lotes desde WellFlo. Las secciones del pozo podrían tener diferentes correlaciones de flujo aplicadas permitiendo, por ejemplo, el uso de la correlación Beggs y Brill en la sección horizontal y de la Hagedorn y Brown en la vertical del pozo.



## Selección de Correlación para Cálculos de Levantamiento Vertical en WellFlo Wellflo

### Aplicaciones para Pozos Levantados Artificialmente Gas Lift



La técnica de levantamiento artificial más ampliamente usada (en volumen o valor de producción) es el gas lift. Ella requiere de una inversión significativa en equipos de compresión y componentes de completación. El modelado preciso del proceso para asegurar la selección correcta de la profundidad para la inyección de gas y la posición de las válvulas de descarga es crítica para esta inversión. WellFlo permite que múltiples válvulas de gas lift sean modeladas y la respuesta del pozo y el campo a montos variables de gas de inyección y sus presiones pueden ser ingresadas como variables de sensibilidad. WellFlo se suministra con todos los cálculos estándar de gas lift y también se beneficia con la inclusión de interfaces para los modelos de pozos de la Valve Performance Clearing House.

### Modelado ESP

La tecnología de Bombeo Electro-Sumergible ha progresado significativamente en años recientes con avances reales en el 'tiempo entre fallas' logrado. WellFlo-ESP contiene una base de datos de desempeño de bombas de todos los fabricantes líderes. Esta base de datos puede ser actualizada por el usuario al hacerse disponibles nuevas bombas y se usa para modelar el desempeño de la bomba in-situ tomando en cuenta la completación del pozo y las propiedades PVT del fluido que está siendo bombeado. Cuando WellFlo ejecuta un cálculo de 'Diseño' el mismo propone un número de ESP's para un pozo particular si fuese requerido y el sistema calculará el número de etapas y la energía y corriente requeridas para la instalación diseñada. Se puede modelar un Variador de Velocidad y el desempeño de la bomba a frecuencias

seleccionadas. Se incluyen separadores de gas y sus eficiencias, permitiendo al ingeniero asegurar que el flujo de gas in-situ a través de la bomba permanezca dentro de límites aceptados de ingeniería.

### **Pantalla de Ingreso de Data ESP en WellFlo**

**Pozos de Gas y Condensado** Se han incluido características especiales en WellFlo para modelar pozos de gas y condensado. La correlación de Grays está disponible para cálculos de caída de presión de levantamiento vertical, la ecuación de estado de Peng Robinson puede ser usada para modelar propiedades PVT de condensado y un modelado preciso de influjo usando Seudo- Presión Normalizada se combinan para asegurar que WellFlo es la herramienta más precisa para el modelado de pozos de gas y condensado.

### **Modelado de Tuberías**

El programa WellFlo no se detiene en el cabezal del pozo, por lo que se incluye la capacidad de modelar caídas de presión en tubería. Se pueden modelar variaciones de tamaño y elevación y el modelo adecuado de tubería se incluye dentro del modelo de red de campo.

### **Exportación de Data**

Muchos encuentran que la capacidad de los simuladores de reservorio de generar cálculos de levantamiento vertical para pozos rápida y exactamente es una característica especialmente útil. WellFlo genera archivos para DOS y UNIX que pueden ser usados directamente en los simuladores de reservorio ECLIPSE y VIP. Estos archivos son generados en modo de lotes permitiendo la generación de tablas para cada pozo en el campo, en vez de tener que usar una sola tabla para modelar un número de pozos.

### **FieldFlo**

FieldFlo permite que modelos de pozos generados en WellFlo sean enlazados con la red de tuberías en superficie a ser modelada. FieldFlo así construye un modelo de desempeño para toda la red bajo un rango de condiciones para luego calcular la presión y tasa de flujo en todos los puntos de dicha red bajo las condiciones operativas seleccionadas.

### **Igualación de Historial**

Una vez que se ha construido una red de campo incluyendo los pozos, la misma puede ser adecuada de acuerdo a las presiones y tasas observadas a lo largo del sistema asegurando

confiabilidad en la precisión del modelo. Cuando el sistema ha sido igualado es fácil cambiar a modo de optimización para calcular el beneficio de reasignar los recursos de gas-lift.

## **Optimización**

La optimización del modelo de campo permite la determinación de las condiciones operativas apropiadas para un campo existente u opciones de diseño diferentes para investigar nuevos campos. Campos de gas y crudo con flujo natural así como con levantamiento artificial han sido modelados exitosamente con WellFlo – una fortaleza particular del programa es la capacidad de mezclar pozos fluyentes naturales o levantados artificialmente en el mismo modelo de campo. WellFlo es una poderosa suite de software que permite el modelado preciso y la optimización de pozos y redes de producción.

## **Módulo WellFlo Tipos de Pozos**

- Pozo de producción con/sin Tubería, o sólo Tubería (todo tipo de fluido); Inyección (gas o agua).
- Crudo; Gas Seco (con inorgánicos); Condensados; Crudo Volátil – todos con o sin producción de agua.
- Completaciones de pozos verticales, inclinados u horizontales.
- Opciones de completaciones (hasta 36) de reservorios multi-capas (pozos verticales/inclinados) o multi-unidades (pozos horizontales).
- Opciones de flujo Tubular, Anular y Tubular/Anular.

## **Funcionalidad General**

- Opciones de modo de cálculo de punto operativo o caída de presión.
- Hasta 21 tasas de flujo para análisis de punto operativo o caída de presión.
- 2 variables simultáneas de sensibilidad.
- 10 valores de sensibilidad para cada variable.
- Sistemas de unidades de campo y varias SI suministradas, más opciones personalizadas.
- Generación de archivos Unix y DOS de presión de flujo para Eclipse, VIP y otros simuladores de reservorio.
- Construcción de modelos gráficos y tabulares de pozos y tuberías.
- Operación por lotes para estudios de sensibilidad y pozos múltiples usando el Well Data Manager.

**Salida Gráfica Disponible para Cálculos de Caída de Presión (contra profundidad vertical medida o real)**

- Perfil a lo largo del pozo para Presión, Temperatura; tasas de flujo de Fase; densidades de Fase; viscosidades de Fase; gradientes de presión total, gravitacional, de fricción y aceleración; retenciones de fase “No-slip” e in situ; regímenes de flujo; velocidad erosiva; ángulo de desviación; viaje horizontal; velocidad de descarga de Turner; velocidades de fase in-situ y superficiales.
- La data medida de presión y temperatura puede ser graficada.

### **Modelos IPR (Dependientes del Tipo de Pozo)**

- Línea recta; Vogel (puede ser personalizado); Fetkovich; Tabulado.
- Goode & Wilkinson (estado semi-permanente) y Joshi (estado permanente) para pozos horizontales.
- Contrapresión y forma P 2 (pozos de gas).
- Seudo-presión multifásica para pozos de crudo, gas, condensado y crudo volátil (con o sin producción de agua).
- Flujo cruzado hacia arriba entre capas a diferentes presiones.

### **Análisis de Corteza**

- Zona Dañada; Corteza de Perforación (modelos de Locke, Egan, Tariq y Muscat); corteza de zona aplastada; Corteza de Desviación; corteza de Convergencia (penetración parcial); cortezas de convergencia verticales y zonales (pozos horizontales); Corteza de Filtro de Grava; Modelos de Pozo Fracturado; cortezas de completación “Frac-and-Pack”.

### **Propiedades de Fluidos**

- Las correlaciones de crudo negro disponibles son Glaso; Lasater; Standing; Vazquez-Beggs; Petrosky & Farshad; Macary; Beal et al, Beggs et al (viscosidad de crudo); Método ASTM (calibración de viscosidad de crudo muerto); Carr et al, Lee et al (viscosidad de gas).
- Dranchuk, Purvis y Robinson (factor-z).
- Corrección de viscosidad de emulsión (definida por el usuario).
- Las correlaciones pueden ser afinadas con respecto a la data medida.
- Ecuación de Estado interna de 4-pseudo-componentes usada para sistemas de condensado y crudo volátil.

### **Correlaciones de Flujo Vertical**

- Beggs y Brill (estándar y modificada); Beggs y Brill (sin deslizamiento); Duns y Ros (estándar y modificada) Orkizewski; Gray; Fancher-Brown; Dukler-Eaton-Flanigan; modelo mecanicista de eP.
- Se pueden usar diferentes correlaciones para varias secciones del modelo de pozo.

- Las correlaciones pueden ser afinadas usando un factor-L, ya sea manual o automáticamente por regresión en un estudio de gradiente o presión de cabezal.
- La opción de tabla de afinación permite que diferentes factores sean aplicados de acuerdo a la tasa de flujo y relaciones de fluido y para correlaciones personalizadas basadas en las correlaciones existentes suministradas.

### **Modelado de Temperatura**

- Elección de modelo acoplado de presión-temperatura de ingreso manual, calculado o calibrado (Hasan y Kabir).
- Perfilado de temperatura dependiente del tiempo.

### **Correlaciones de Choke**

- Ros; Gilbert; Baxendell; Achong; personalizadas para sistemas de flujo crítico bifásico.
- Modelo separado para sub-crítico para sistemas de flujo bifásico.
- Modelo combinado crítico y sub-crítico para sistemas de gas seco.

### **Salida Gráfica**

- Gráficas de desempeño de curva con condiciones operativas y data de gas lift.
- Perfiles de presión y temperatura contra profundidad para flujo de pozo y fluido en revestidor.
- Muestra todas las válvulas y resalta la válvula operativa.
- Gráficos de secuencia de descarga.
- Cálculos de dimensionado de válvula en hoja de cálculo.
- El Gráfico de Diagnóstico de Gas Lift muestra presiones calculadas de apertura de válvula y presiones y temperaturas medidas de tubería para gas lift continuo.
- Archivos de reporte que muestran toda la data.

### **Módulo ESP Cálculos ESP**

- Aumento de presión y temperatura a lo largo de la bomba (por etapa o grupo de ellas).
- Corrección de fluido viscoso.
- Corrección y límites de fluidos gaseosos.
- Separador de gas incluyendo eficiencia.
- Eficiencia de bombeo como factor de potencia o desgaste.

### **Cálculos de Motor**

- Potencia mecánica incluyendo límite de eje.
- Potencia eléctrica.
- Elevación de Temperatura.
- Eficiencia de Motor.
- Velocidad del fluido tras pasar el motor.

## **Cálculos de Cable**

- Caída de voltaje a lo largo del cable.

### **Modo de Diseño**

- A una profundidad dada, tasa de flujo y frecuencia.
- Lista de bombas adecuadas.
- Número de etapas.
- Cable recomendado.
- Potencia y corriente requeridas.
- Profundidad de asentamiento.
- Optimizar bomba seleccionada para frecuencia Objetivo; número de etapas Objetivo; eficiencia Objetivo.

### **Modo de Cálculo**

- Con una bomba seleccionada instalada, perfil de presión y temperatura generado.
- Análisis de sensibilidad disponible, incluyendo factor de desgaste de Bomba y Motor; número de etapas; Frecuencia; profundidad de asentamiento; eficiencia de separador de gas

### **Salida**

- Gráficos de desempeño de bomba con condiciones y límites operativos superpuestos.
- Archivos de reporte (modo de análisis) que muestran todas las bombas adecuadas (modo de diseño).
- Adicionalmente, todas las otras salidas estándar de WellFlo.
- Detalles de la bomba instalada.
- Corriente y Potencia ESP.

## Capítulo 5. Conclusiones

El paquete de análisis WellFlo es una sofisticada herramienta de modelado de pozo con amplia aplicación en todos los pozos de producción o inyección. Con más de una década de uso en aplicaciones en todas las principales regiones productoras de hidrocarburos, se ha beneficiado del amplio rango de ambientes técnicos en el cual ha sido usado.

El software WellFlo 4.0 agrega más a este pedigrí, proporcionando un nuevo nivel de sofisticación, flexibilidad y facilidad de uso. Al madurar el producto y realizarse mejoras futuras, esta robusta herramienta de análisis continuará proveyendo capacidades insuperables para modelado y optimización de pozos.

El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Con este software, el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso-a-paso. Estos modelos precisos y rigurosos muestran el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo de la tubería de superficie, para cualquier fluido del reservorio. El uso del software WellFlo resulta en una inversión de capital más efectiva al mejorar el diseño de pozos y completaciones, reduce los gastos operativos encontrando y aliviando los problemas de producción y mejora los ingresos al mejorar el desempeño del pozo.

### Aplicaciones

Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo
- Diseño de completación para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo
  - Diseño de levantamiento artificial
  - Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo
  - Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo
  - Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa y ofrecer así al usuario un excelente kit de herramientas de ingeniería.

- Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio

- Múltiples modelos de completación y perforación
- Análisis detallado de skin
- Modelado detallado de PVT de fluidos
- Modelos de crudo negro para petróleo y gas
- Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil
- Ajuste de data de laboratorio
- Predicción de comportamiento del fluido

### **Modelado de Influjo de Pozo y Completación**

El influjo de pozo es un factor importante en el desempeño de un pozo. La interfaz de WellFlo permite ingresar un PI, presión de reservorio y modelo de influjo tal como Vogel, si la información es limitada. Alternativamente, data detallada de completación, incluyendo zona dañada, desviación del pozo, penetración parcial, especificación de perforación, información de empaque de grava y geometría de la fractura puede ser toda ingresada para predecir el efecto sobre la productividad del pozo (esto puede ser lograda para pozos tanto verticales como horizontales).

### **Bibliografía**

- ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUM ANALYSIS AND DESIGN MAY 30, 2001
- MAGGIOLO RICARDO, (JULIO 2008). OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE ANALISIS NODAL. LIMA- PERU.
- SCHUMBERGER (2007), REDA ESP CATALOGO.