

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
*Por Mi raza Hablará El Espíritu*



---

---

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DESARROLLO DEL SISTEMA INTEGRAL DE  
MAPAS DE TALENTOS Y TECNOLOGÍAS DE PEP**

**REPORTE LABORAL QUE PARA OBTENER EL GRADO**

**DE**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**JOSÉ ISMAEL JUÁREZ ORTEGA**

**ASESOR:**

**ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**SEPTIEMBRE, 2009**

**México, D.F.**



## Índice general

Nombre	Página
Índice general	2
Capítulo 1. Antecedentes y objetivos	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivo	5
1.3 Alcance	5
Capítulo 2. Origen de las Intervenciones Tecnológicas	6
2.1 Etapas de explotación de un yacimiento petrolero	6
Capítulo 3. Definición y clasificación de las intervenciones tecnológicas realizadas a los yacimientos	12
3.1 Ingeniería de Yacimientos	12
3.2 Perforación y Terminación	33
3.3 Ingeniería de Producción	44
3.4 Productividad de Pozos	50
3.6 Genéricas	61
Capítulo 4. Tipología de las tecnologías	63
Capítulo 5. Herramientas para la clasificación de las tecnologías	67
5.1 Editor de taxonomías®	67
5.2 Macro de Excel®	78
Capítulo 6. Ejemplos de fichas tecnológicas	80
Capítulo 7. Diseño final de las fichas tecnológicas®	82
Conclusiones	86
Bibliografía	87
Anexo. Tabla de clasificación de las intervenciones tecnológicas®	89



## Capítulo 1. Antecedentes y objetivos

### 1.1 Antecedentes

Como es bien sabido en el medio petrolero, el petróleo y gas potenciales de una región determinada, se miden en términos de “reservas”. Las reservas consisten en el volumen de petróleo probado y probable que existe para el consumo, y sólo pueden considerarse como tales, si son recuperables con las condiciones tecnológicas vigentes en un determinado periodo.

Desde esta perspectiva, las tecnologías están ocupando una posición más importante que los precios en la determinación de la posición competitiva de las empresas petroleras, además de jugar un rol clave cuando los hidrocarburos se localizan en estructuras geológicas complejas o en áreas remotas, como es el caso de aguas profundas y la extracción de crudos pesados en los yacimientos nacionales.

Por tanto, empieza aparecer de manera cada vez más preponderante, los retos tecnológicos a los que se enfrentan las empresas para tener el dominio de las tecnologías, o en su caso el acceso a ellas.

Por lo tanto, el presente reporte da respuesta a la necesidad que se tiene en la industria petrolera nacional de contar con la clasificación y posicionamiento de tecnologías disponibles y potenciales de la empresa, con el fin primordial de utilizarlas de forma óptima.

Asimismo, dentro del contexto de la gestión tecnológica este proyecto está orientado a el Diagnóstico tecnológico para determinar la situación actual de PEP en lo que se refiere al uso de las tecnologías con las que cuenta y están disponibles, así como las que se utilizan por otras organizaciones competidoras o aliadas, con relación a las necesidades y problemáticas a las que se enfrenta PEP; como son la recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, mantener la producción de aceite , etc.

Debido a lo anterior, en febrero del 2008 se recibió el oficio de la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación de PEP firmado por el Ing. Teódulo Gutiérrez Acosta, subdirector; el cual solicita la propuesta técnico-económica para la elaboración de los Mapas de tecnologías internas y externas, como continuación de los trabajos para la identificación de las tecnologías de los procesos de Desarrollos de campos, optimización y Explotación de Yacimientos.



Tomando en cuenta lo anterior, podemos decir que este reporte está orientado a la clasificación y definición de las intervenciones tecnológicas que se realizan a los yacimientos a lo largo de su vida productiva, con el fin de tener un sistema informático para la toma de decisiones donde se integrara la información de las tecnologías internas y externas de PEP.

El proyecto “Desarrollo del Sistema Integral de Mapas de Talentos y Tecnologías” ® está estructurado en 3 etapas:

- Etapa 1. “Desarrollo de Mapas de Capacidades Tecnológicas de PEP”
- Etapa 2. “Desarrollo de Mapas de Talentos y Tecnologías de PEP”
- Etapa 3. “Implantación y Capacitación del Sistema Integral de Mapas de Talentos y Tecnologías de PEP”

Este trabajo se ubica en la etapa 2 de proyecto. Dentro del Mapa de Talentos no se involucran conocimientos relacionados a la ingeniería petrolera, por lo tanto esta parte del proyecto no es necesaria la intervención de un Ingeniero Petrolero. Pero en lo referente al Mapa de Tecnologías, se requiere de los conocimientos generales de un egresado de Ingeniería Petrolera, para poder clasificar las tecnologías dentro de los procesos que se abarcan el proyecto y así poder tener un mejor análisis de ellas en cuanto a su posible utilización y características.

Y finalmente algunas de las principales actividades realizadas durante el periodo de 6 meses.

- Definición de las intervenciones tecnológicas que se realizan en un yacimiento
- Identificación de las tecnologías aplicables en cada intervención realizada al yacimiento
- Identificación de los procesos que comprenden cada una de las intervenciones tecnológicas en los yacimientos
- Identificación de proveedores de tecnologías requeridas en las intervenciones a los yacimientos
- Registro en base de datos de los proveedores de tecnologías
- Clasificación y posicionamiento del estado de las tecnologías usadas en las intervenciones a los yacimientos



## 1.2 Objetivo

El objetivo de este reporte es obtener una clasificación de las tecnologías de acuerdo a su tipología y su participación en las intervenciones tecnológicas con el fin de obtener un catálogo con las tecnologías actuales y potenciales, así como sus principales características y proveedores, con las que cuenta PEMEX para poder administrar de una mejor manera los yacimientos, desde la exploración, explotación y hasta el abandono.

## 1.3 Alcance

Este documento cubre la definición conceptual de las intervenciones tecnológicas que se realizan en un pozo, una clasificación y descripción de las tecnologías por su tipología, así como la descripción de las herramientas utilizadas para facilitar la administración de dichas tecnologías, y el sistema final con el que se podrán buscar y añadir las tecnologías futuras, con el fin de tener una amplia variedad de herramientas aplicables a los yacimientos de México.



## Capítulo 3. Definición y clasificación de las intervenciones tecnológicas realizadas a los yacimientos

### 3.1 Ingeniería de yacimientos

#### 3.1.1 Caracterización estática

##### Propósito

La caracterización estática se basa en la sísmica, mediante la detección del frente de ondas elásticas producidas por una fuente artificial, propagadas a través del subsuelo que se investiga y detectadas en superficie mediante sensores. Obteniéndose una imagen del terreno en base a las propiedades elásticas de los materiales.

Estas técnicas se aplican a investigaciones de alta resolución que permiten obtener: morfologías del subsuelo, estado de compactación y fracturamiento de los materiales, medición de parámetros para la ingeniería y geotecnia, etc.

##### Clasificación



##### Alcance

Usualmente se recogen datos sísmicos con el propósito de caracterizar el tipo de depositación de las capas de la tierra y así comprender las complejidades de estas, por lo regular se usa el método de reflexión sísmológica.

Los estudios sísmicos nos permiten tener una primera aproximación de las condiciones que tenemos en el yacimiento. Con esta intervención podemos conocer de manera general las condiciones geológicas bajo las cuales está entrapado el fluido dentro de nuestro yacimiento.



Las exploraciones sísmicas están comprendidas por:

- Una fuente de energía sísmica por ejemplo dinamita, pistolas de aire. Que es típicamente activada sobre la superficie de la tierra
- Propagación de señales sísmicas lejos de la fuente y profundo dentro de la corteza terrestre
- Reflexión de ondas sísmicas desde las interfaces entre las capas geológicas de la tierra.

Una onda sísmica es de naturaleza similar a una onda acústica excepto que la tierra permite la propagación de estas ondas como ondas comprimidas. La tierra actúa como un medio elástico para la propagación de ondas sísmicas ya que está compuesta de capas sucesivas a través de la relación presión-tensión asumida linealmente. La propagación de ondas acústicas a través del medio de la tierra está también gobernada por la relación presión-tensión.

Para que la intervención se lleve de manera correcta, todos los datos se deben de obtener con herramientas y software especializado.

Mediante esta intervención tecnológica podemos obtener diferentes modelos de las características del yacimiento, por ejemplo:

Modelo estático:

Define la geometría del yacimiento y se describen los parámetros petrofísicos; para comprender en términos físicos y geológicos el sistema de acumulación de hidrocarburos.

Modelo Estratigráfico:

1. Descripción macroscópica y microscópica (Petrografía), a nivel de núcleos de pozos y de afloramientos, de cada una de las facies para determinar paleoambientes de depositación de las formaciones presentes en un yacimiento.
2. Interpretación de registros de pozo, registros de imagen y espectrales.
3. Estratigrafía de secuencias y descripción de corazones para generar una curva de valores categóricos que refleje la litología observada en los intervalos nucleados.



#### Modelo Estructural:

1. Establecer las características y determinar las diferentes estructuras a nivel regional y local dentro de un yacimiento.
2. Definición de un modelo ajustado lo mejor posible a la geometría de las fallas, los marcadores de pozo y los horizontes interpretados.
3. Seguimiento desde el principio del proceso de construcción del modelo estructural, controlando las restricciones provenientes de las limitaciones numéricas y geométricas de los simuladores.

#### Análisis de fluidos

Análisis cromatográfico: Es una técnica para la separación de compuestos orgánicos e inorgánicos térmicamente estables, donde la fase móvil es el gas y la fase estacionaria es el líquido. Los componentes de la mezcla interactúan en distinta forma con la fase estacionaria y con la fase móvil. De este modo, los componentes atraviesan la fase estacionaria a distintas velocidades y se van separando. Después de que los componentes hayan pasado por la fase estacionaria, separándose, pasan por un detector que genera una señal que puede depender de la concentración y del tipo de compuesto.

También otro tipo de mediciones directas son las que se realizan a través de las variaciones de presión, temperatura o gasto en el pozo, para identificar y evaluar los elementos que afectan la explotación del yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema roca-fluido, algunas de características que se pueden conocer a través de este tipo de análisis son la presencia de fracturas, diferentes tipos de fallas y características propias de la roca como la permeabilidad y la porosidad.

Análisis PVT: Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento. El muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento. Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos:

- Muestreo de fondo.
- Muestreo por recombinación superficial.



Los análisis PVT son absolutamente necesarios para llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, análisis nodales, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos; permiten obtener cálculos como el POES del yacimiento, predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, evaluar métodos de recuperación mejorada y demás propiedades que predicen el comportamiento de los pozos a medida que son explotados. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado, hacen más factibles la realización de los estudios.

Análisis Stiff: Estos análisis son necesarios para la caracterización del agua que proviene del yacimiento, esto permite identificar formaciones a partir del perfil de agua, evaluación de potenciales corrosivos, evaluación de compatibilidad, lo que nos permite obtener gráficos Stiff, balances iónicos, entre otros.

Problemáticas:

- Mala instalación del equipo y por lo tanto tenemos datos erróneos
- Ruido ambiental
- Mala interpretación de los datos obtenidos en campo
- Fallas electrónicas



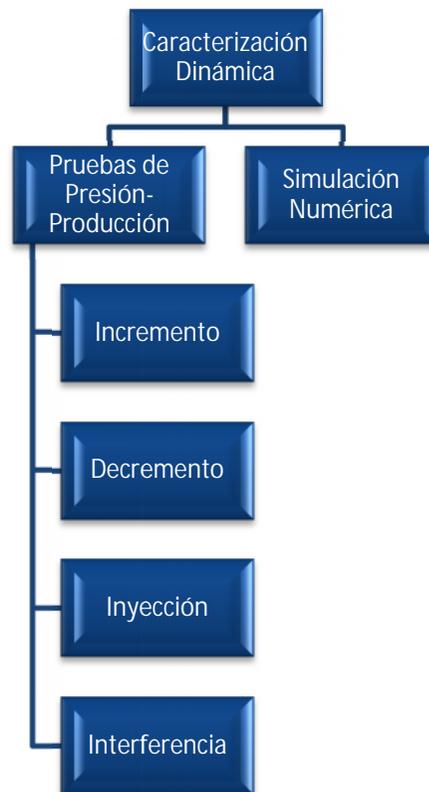
### 3.1.2 Caracterización Dinámica

#### Propósito

Detectar y evaluar los elementos geológicos, las características físico-químicas y termodinámicas de los fluidos y cómo interactúan estas propiedades bajo diferentes escenarios de explotación.

#### Clasificación

Esta intervención tecnológica se clasifica de la siguiente manera:



#### Alcance

Se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y concentración entre otros elementos.



Esta intervención tecnológica abarca la caracterización de los aspectos físicos, químicos y termodinámicos de los fluidos que están interactuando en el yacimiento, y conocer como se ven afectados bajo diferentes condiciones de explotación.

### Pruebas de Presión-Producción

Pruebas de incremento de presión (pressure buildup): Se realizan en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medido en función del tiempo.

Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la  $P_{wf}$  (presión de fondo fluyente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre  $t$ , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático  $P_e$  (presión estática).

El registro de presión de fondo, representa una presión estática en proceso de restauración ( $P_t$ ), la cual no necesariamente alcanza el valor estático de  $P_e$ .

$$P_t \rightarrow P_e$$

Dependerá del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción. A medida que el tiempo de cierre se incrementa  $P_t$  se aproximará a  $P_e$ .

Alguno de los parámetros que podemos determinar a través de esta prueba:

- Estimar la permeabilidad del yacimiento.
- Determinar la presencia de daño.
- Estimar la presión estática del yacimiento.
- Geometría del yacimiento.

Pruebas de decremento de presión (drawdown): Se realizan haciendo producir un pozo a tasa constante, empezando idealmente con presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como función del tiempo.

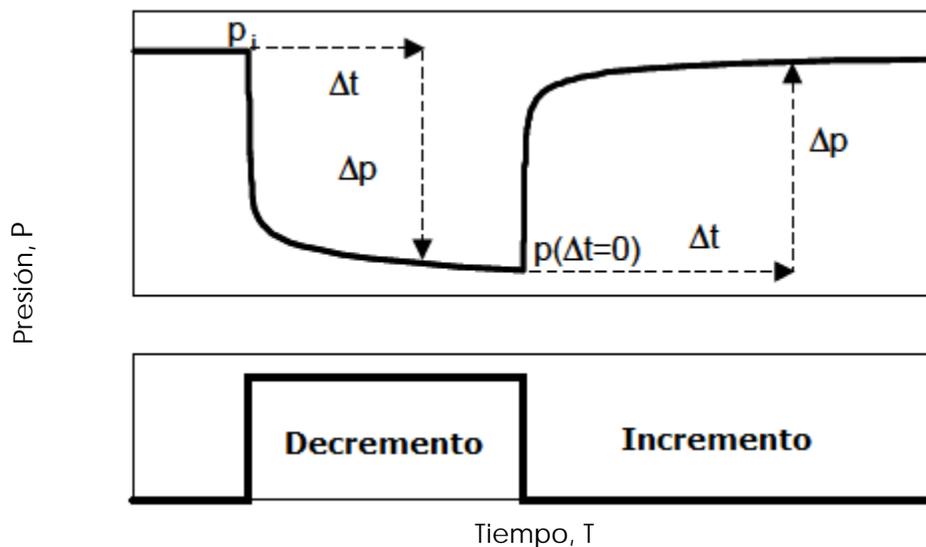


Los parámetros que podemos determinar a través de esta prueba son:

- Estimar la permeabilidad del yacimiento.
- Factores de superficie.
- Determinar la presencia de daño.
- Geometría del yacimiento.

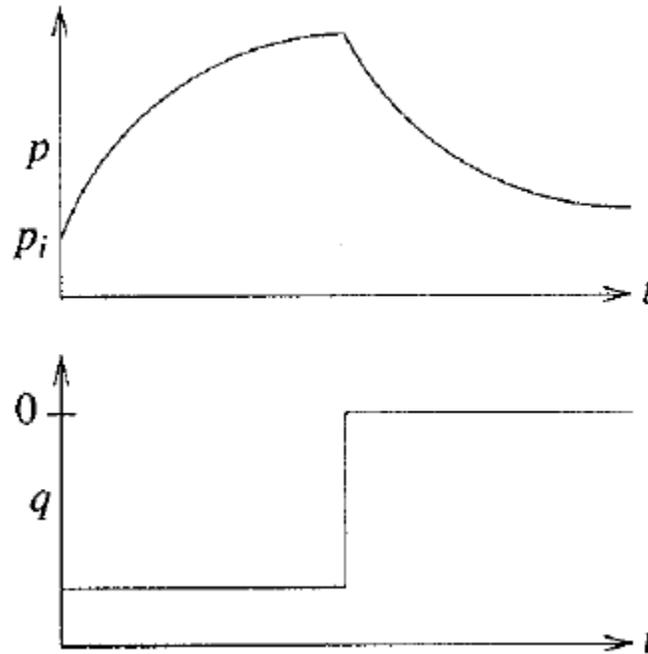
Estas pruebas son aplicables particularmente a:

- Nuevos pozos.
- Pozos que han sido cerrados en suficientemente mucho tiempo para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos exploratorios son frecuentemente candidatos a largas pruebas drawdown, con el objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que está siendo drenado por el pozo.





Pruebas de inyección (fall off test): Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.



Permiten determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector.

Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada.

Podemos determinar a través de esta prueba:

- Estimar la presión promedio del yacimiento.
- Medir la presión de ruptura del yacimiento.
- Determinar fracturas.
- Determinar si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras.
- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.



Pruebas de interferencia: Tienen como objetivo comprobar la comunicación o conexión entre pozos en un mismo yacimiento.

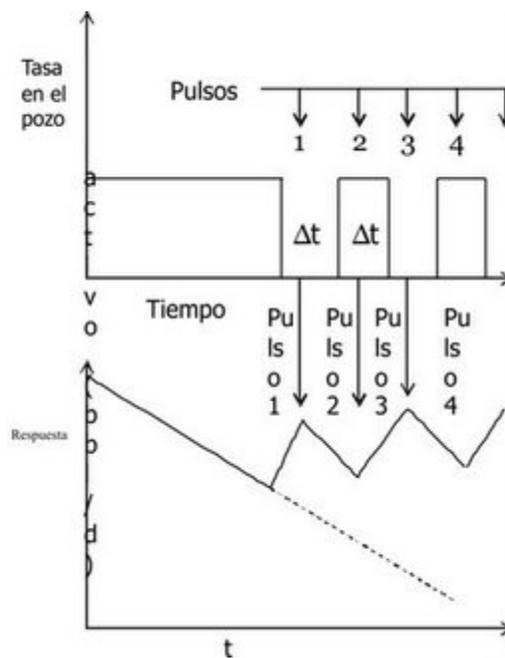
Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia "r" del pozo; siendo "r" la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

### Pruebas de pulso

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación.

Se caracteriza porque son pruebas de corta duración y los tiempos de flujo deben ser iguales a los tiempos de cierre.



Y finalmente podemos conocer cómo se comportan los fluidos en el yacimiento mediante simuladores que conjugan ambos aspectos, teniendo así una mejor forma de visualizar a futuro el comportamiento de todos los aspectos necesarios para la toma de decisiones, por ejemplo podemos conocer diferentes perfiles de producción al realizar inyecciones con varios fluidos o



podemos variar el gasto de inyección, teniendo así una poderosa herramienta para la toma de decisiones.

### Simulación Numérica

Consiste en el desarrollo de técnicas y métodos para resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales de flujo de fluidos en medios porosos, y en la aplicación de esos modelos numéricos en el estudio del comportamiento de yacimientos.

Los modelos matemáticos, el sistema o fenómeno a ser modelado es expresado en términos de ecuaciones, que deberán reproducir el comportamiento del sistema a diferentes condiciones.

Al modelar matemáticamente (numéricamente) el flujo de fluidos en medios porosos a escala de yacimiento, se debe recurrir a un simulador numérico; de esta manera, se puede definir a la Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) como el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento. El proceso de solución numérica de las ecuaciones diferenciales consiste básicamente en obtener una representación aproximada de las ecuaciones en puntos específicos del espacio y del tiempo.

La Simulación Numérica de Yacimientos (SNY) combina física, matemáticas e ingeniería de yacimientos, para obtener algoritmos que deben ser programados, para desarrollar una herramienta que sea capaz de predecir el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de explotación. Coats (1969) define a un simulador numérico como un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales, que expresan la conservación de masa y/o energía, ecuaciones de estado y una ecuación de momento.

Un estudio de Simulación integra lo siguiente: geología, geofísica, petrofísica, perforación, producción, ingeniería de yacimientos, instalaciones superficiales, y restricciones legales y comerciales; por lo tanto, este estudio necesita una considerable cantidad de información y tiempo para predecir el comportamiento del yacimiento.

La importancia de la Simulación de Yacimientos, y por lo tanto de un simulador numérico de yacimientos, radica en su papel dentro de la administración de un yacimiento.

El proceso de la administración de un yacimiento o un activo petrolero, integra los siguientes puntos: (1) Adquisición de información, (2) validación de información, (3) integración de la información en un modelo de yacimiento, (4) comportamiento del modelo de yacimiento con un simulador numérico de yacimientos, (5) calibración del modelo del yacimiento (ajuste de



historia), (6) acoplamiento del modelo del yacimiento con el de las instalaciones superficiales, y (7) realización de pronósticos de producción.

De los anteriores siete puntos, la Simulación Numérica de Yacimientos es la herramienta fundamental para la realización de los cinco últimos. De aquí la importancia de contar con un simulador numérico de yacimientos propio para la administración efectiva de yacimientos.

El objetivo de la SNY es proporcionar al ingeniero de diseño de explotación una herramienta confiable para predecir el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos, bajo diferentes condiciones de operación. Modelar el comportamiento de un yacimiento de hidrocarburos, bajo diferentes esquemas de producción, reduce el riesgo asociado a la elección del plan de explotación y por lo tanto minimiza los flujos de efectivo negativos.

Los Simuladores Numéricos de Yacimientos son usados principalmente porque son capaces de resolver problemas que no pueden ser resueltos analíticamente o de alguna otra manera.

#### Problemáticas

Algunas de las problemáticas más comunes que se pueden tener al realizar esta intervención:

- Contaminación de los fluidos obtenidos del yacimiento
- Mala calibración de las herramientas para hacer mediciones en el pozo
- Desconocimiento de algunos datos para la simulación
- Apertura del pozo antes de que la presión de fondo se estabilice

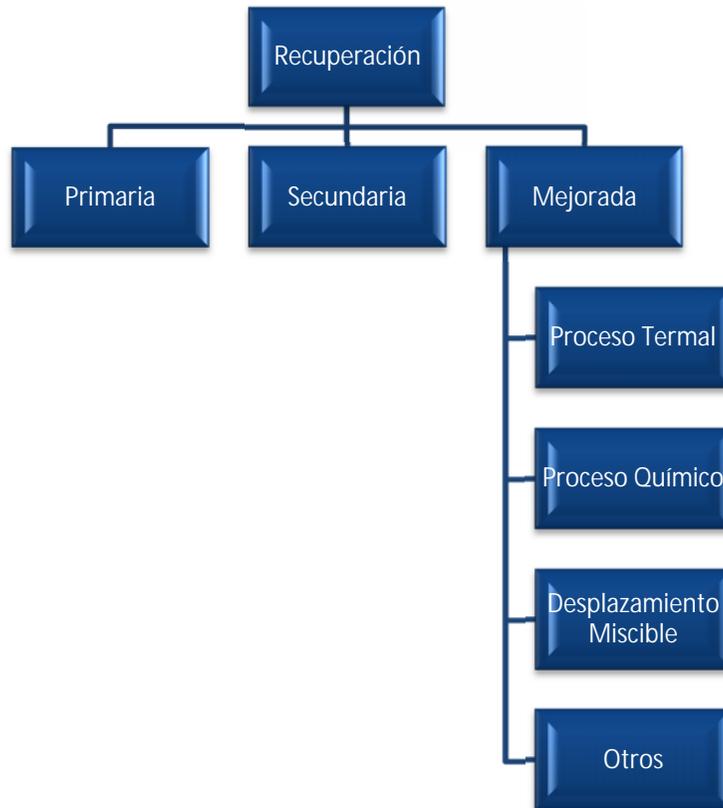


### 3.1.3 Recuperación

#### Propósito

En esta intervención tecnológica se pretende obtener la mayor cantidad de hidrocarburos mediante la energía propia del yacimiento, energía que se le inyecta al yacimiento y finalmente, modificando las propiedades físico-químicas del fluido.

#### Clasificación



#### Alcance

En esta intervención tecnológica se encuentran las tecnologías necesarias para extraer los hidrocarburos del yacimiento a superficie, utilizando mecanismos de empuje naturales del pozo, o inyectando diferentes fluidos para poder mantener la presión y así evitar un abandono prematuro del pozo. Finalmente aquí se encuentran las tecnologías que se utilizan para extraer la mayor cantidad de hidrocarburos a partir de la inyección de sustancias que cambian las propiedades del fluido y así permitir una mayor movilidad de este a través del espacio poroso del yacimiento



### Recuperación primaria

Durante la recuperación primaria se pretende obtener la una producción de hidrocarburos solamente recurriendo a la energía propia del yacimiento.

Los mecanismos de empuje que actúan durante la explotación de yacimiento durante la recuperación primaria:

**Segregación Gravitacional:** Este mecanismo de empuje por lo general hace que el gas que se libera del petróleo por compactación vaya directamente hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo líquido vaya hacia el fondo verticalmente, este fenómeno ocurre por la permeabilidad de la roca, esta permeabilidad debe ser alta para que las fuerzas gravitacionales superen lo suficiente a las fuerzas viscosas. Para que la recuperación de hidrocarburos sea mayor debe existir una capa de gas inicial en el yacimiento. Debido al alto buzamiento que deben presentar estos yacimientos para que pueda ocurrir de manera óptima la segregación gravitacional, existe un proceso que hace que el gas se mueva hacia arriba y el petróleo líquido hacia abajo pero teniendo en cuenta que el flujo de los mismo debe ser paralelo al ángulo de buzamiento y no de manera perpendicular al mismo. Este tipo de mecanismo suele ser el mecanismo de empuje más eficiente si no es visto desde el punto de vista económico.

**Empuje por capa de gas:** La presión inicial en el yacimiento debe ser equivalente a la presión que tiene el punto de burbuja ya que el petróleo líquido y el gas deben estar en equilibrio. Este tipo de mecanismo por lo general causa un desplazamiento del petróleo líquido hacia la superficie y por ende un aumento en la producción del mismo debido a que inicialmente se tiene una capa de gas inicial que hace que el petróleo tenga la máxima cantidad posible de gas disuelto debido a esto cuando se reduce la presión el gas disuelto se libera por lo cual la capa de gas generada aumenta causando un desplazamiento gradual del petróleo. El reservorio debe presentar unas características para que la expansión de la capa de gas producir más petróleo dichas características son las de que el petróleo o reservas en el yacimiento deben ser de tipo volátil o poco viscosas, deben poseer una alta gravedad API, una diferencia notable entre la densidad del petróleo y la del gas; la formación debe presentar alta permeabilidad y un alto relieve en su estructura.

**Empuje por gas en solución:** Es el principal mecanismos de empuje utilizado en los reservorios, la presión inicial en el yacimiento debe ser mayor o igual a la del punto de burbuja, debido a la producción la presión disminuirá velozmente hasta el punto de burbuja, en esta fase el gas esta



disuelto en el petróleo, mientras los niveles de presión siguen cayendo el gas se libera dentro del reservorio haciendo que la saturación de gas supere los niveles críticos, por lo tanto tiende a moverse. Como no se forma una capa de gas la permeabilidad dentro del yacimiento debe ser pequeña para que el gas fluya libremente a través de los poros de la roca y como consecuencia el petróleo líquido emerja y aumente así la producción inicial de petróleo. Los hidrocarburos presentes en el reservorio deben tener una alta gravedad API y una baja viscosidad, además la formación en donde se encuentren estos yacimientos debe ser homogénea.

Empuje por agua: En estos yacimientos por lo general no hay capa de gas, por lo tanto los niveles de presión inicial deben ser superiores a los del punto de burbuja, como la presión se ve disminuida por la producción de fluidos se genera un diferencial de presión en el CAPO, esto hace que el agua contenida en ese yacimiento invada al reservorio de petróleo, este influjo además de mantener los niveles de presión alcanzados hace que el petróleo que se encuentra en la parte ya invadida tenga un desplazamiento gradual hacia los niveles de menor presión, por consecuencia los niveles de producción aumentan debido a este mecanismo de producción.

### Recuperación secundaria

La recuperación secundaria se emplea principalmente para mantener la presión del yacimiento mediante la inyección de agua llana o gas natural, obteniendo una mayor vida del yacimiento

Esta intervención tecnológica puede intervenir casi en cualquier etapa de la explotación del yacimiento, ya que su finalidad es mantener la presión del yacimiento y así disminuir la pérdida de presión por su explotación.

Es común aplicar algunos medios para mejorar los valores de recuperación, por ejemplo la inyección de agua o gas en determinados pozos denominados "inyectores", con el objeto de desplazar volúmenes adicionales de petróleo hacia el resto de los pozos del yacimiento que conservan el carácter de "pozos productores". Esto se llama recuperación secundaria. Este proceso es aplicable desde comienzos de la explotación para mantener la presión, o bien ya iniciada la explotación.

El agua a inyectar puede obtenerse de fuentes cercanas (ríos, lagos, etc.), o bien ser reinyectada la producida junto con el petróleo o agua de mar.



En todos los casos debe ser "compatible" con el agua de la formación productiva, y debe ser convenientemente tratada a los efectos de evitar daños a la formación así como también al sistema de cañerías de inyección y a los pozos inyectoros.

Inyección de agua: El petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua.

La inyección de agua en una formación siempre obedece a alguna de estas tres razones:

- Mantener la presión inicial del reservorio.
- Aumentar la presión preexistente.
- Suplementar la afluencia natural de agua.

1. Inyección periférica o externa: el agua se inyecta a través de pozos ubicados fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento.

2. Inyección en arreglos o dispersa: el agua se inyecta en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna. Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.

Inyección de gas: El gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta.

1. Inyección de gas interna o dispersa: ocurre en el lugar donde se encuentra el crudo, dicha inyección se utiliza en reservorios sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desplegarse una capa de gas secundaria.

2. Inyección de gas externa: ocurre en donde está la capa de gas, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.



## Recuperación mejorada

La recuperación mejorada se utiliza para aumentar el factor de recuperación mediante la inyección de diferentes fluidos para alterar las condiciones físico-químicas del fluido del yacimiento y del mismo yacimiento.



La recuperación mejorada es generalmente considerada como la tercera o última etapa de la producción de aceite, algunas veces también es llamada producción terciaria.

La RM puede ser iniciada en cualquier momento en la historia de producción de yacimiento cuando se tiene considerado el tipo de energía termal o químico que se debe usar para estimular la producción.

En general, los procesos convencionales dejan como remanente de 30% a 50% del aceite original. Además, más de 300 MMB de recursos hidrocarburos en Estados Unidos no son recuperados por métodos convencionales. La explotación de esta enorme cantidad de fuente de energía, es el mayor reto que tiene la industria del petróleo.

Hay básicamente tres factores físicos que conducen a la alta saturación de aceite remanente en los yacimientos después de las recuperaciones primarias y secundarias:

1. Alta viscosidad del aceite.
2. Fuerzas interfaciales.
3. Heterogeneidades del yacimiento.

Los datos más críticos para realizar la RM es la saturación de aceite que existe en el yacimiento. El personal debe estimar el aceite recuperable mediante la RM, contra el costo total de implementar nueva tecnología o desarrollarla. La elección del proceso también depende de la cantidad de aceite, también consideraciones como la profundidad o la viscosidad del aceite, etc.



El uso de la RM implica el uso de una o varias técnicas para que el método final pueda realizarse con éxito la intervención al yacimiento.

Los procesos de recuperación de aceite mejorada incluyen todos los métodos que usan fuentes de energía externa y/o materiales para recuperar el aceite que no ha podido ser producido económicamente por medios convencionales.

Los procesos de recuperación mejorada podrían incrementar sustancialmente la producción durante los próximos 20 años o más.

La meta de los procesos de recuperación mejorada es producir el aceite "residual" desde todo el yacimiento. Esto es llevado a cabo mediante el mejoramiento del desplazamiento microscópico del aceite y las eficiencias de barrido volumétrico. Las eficiencias de desplazamiento del aceite son incrementadas mediante la reducción de la viscosidad (métodos térmicos) o reduciendo las fuerzas capilares o de tensión interfacial (métodos químicos). La eficiencia de barrido volumétrico es mejorada disminuyendo la movilidad del agua desplazante (inyección de polímeros). Si la movilidad ( $k_w/\mu_w$ ) de la fase desplazante es mayor que la de la fase desplazada, la relación de movilidades sería desfavorable.

Algunos de los métodos más comunes que se aplican en los yacimientos son los siguientes:

a) Inyección de Vapor (Cíclica) (15 – 30% de Recuperación)

Es un método térmico. El mismo pozo inyector es el productor. Tiene una frecuencia de aplicación de entre un 5 a 8%.

Generalmente para que un yacimiento sea candidato para inyectar vapor debe considerarse una profundidad máxima de 900m; se inyecta con una calidad aproximada del 85% y si es menor llegara a un 50%. El vapor se condensa hasta llegar a empujar al aceite con agua caliente. La inyección cíclica estimula al pozo y además nos da más información que la inyección continua. Es fundamental transmitirle la energía absoluta a los fluidos para disminuir la viscosidad y la movilidad del aceite mejor.



Pasos a seguir para una inyección de vapor:

- a) Se inyecta vapor hasta que la presión con la que se genera el vapor es capaz de entrar en la formación.
- b) Se cierra para estabilizar el pozo
- c) Abrir el pozo a producción.  
Se le da de 2 a 3 semanas. Las tres etapas anteriores son un ciclo. Se valora para ver si es rentable analizando sino hay pérdidas. Se considera que puede haber entre 7 y 8 ciclos.

Problemas de un método térmico:

- a) Perdidas de calor por contacto, para esto se colocan controladores para que funcionen como aislantes.
- b) Convección. El vapor sube y después de que se equilibra empieza a descender.
- c) Radiación. Sol

Un método térmico se refiere que hay que generar energía calorífica.

b) Desplazamiento por C<sub>2</sub>O (Gas Carbónico) (Recuperación Mejorada)

Tiene una frecuencia de aplicación de entre 3.5 a 6%. Con las mejores condiciones de miscibilidad. C<sub>2</sub>O producto de la combustión completa.

CO producto de la combustión incompleta, gas insidioso que actúa sin que se note. El envolvente de la composición con respecto a la T y P se tiene un punto que divide la fase líquida y gaseosa cuando esta sucede es cuando tiene mayor miscibilidad. C<sub>2</sub>O Disminuye la movilidad y se necesita de una fuente de abastecimiento. La recuperación total incluyendo con el agua se tiene de un 50-55%.

El CO<sub>2</sub> tiene tres conceptos de inyección:

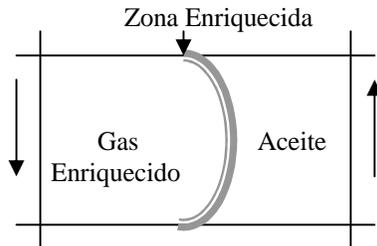
1. Inyectar CO<sub>2</sub> bajo condiciones miscibles: Puede alcanzar una presión de miscibilidad con el aceite, La profundidad por estar asociado al fracturamiento de la formación (Presión de ruptura).
2. Inyectar CO<sub>2</sub> considerando que no necesariamente se alcanza la miscibilidad al 100%.
3. Inyectar CO<sub>2</sub> incorporado al agua de inyección.



c) Desplazamiento con gas enriquecido (Con condensados)

Frecuencia de aplicación de 3.5%. Recuperación de 10-20% siendo un total de 50-60%. 2% propano y 1% butano. Desplazamiento miscible completo

Gas enriquecido = gas + condensados



d) Desplazamiento por Polímeros (Inyección de agua con polímeros) Frecuencia de aplicación de 0.5-1%.

Al agua se le pone algún alcalino para la tensión superficial. Consisten en incorporar polímero al agua para proporcionarle al agua una viscosidad mayor. Para hacer favorable la relación de movilidad del agua y el aceite. El polímero sensible al efecto cortante. El polímero es una molécula que está formada por varios polímeros.

Polímero de acrílico forma cadenas de moléculas de polímeros. La limitación es que la dosificación debe ser continua, no hay baches. Al incorporarse el polímero al agua el polímero no pierde sus propiedades. En especial el alcalino rompe tensiones superficiales.

“No es un método con miscibilidad”

Con este método se pretende aumentar la viscosidad del agua y por lo tanto mejorar la relación de movilidades del agua con respecto al aceite. Los polímeros son del tipo lineal forman pequeños filamentos por lo tanto son susceptibles a la fuerza (por eso no se usan aspas con filo en los agitadores) son una sucesión de monómeros células que se unen unas a otras en forma lineal, los polímeros acrílicos son los más aprovechados.

e) Desplazamiento con gases de combustión y/o N<sub>2</sub> (Nitrógeno a muy alta presión para que sea miscible arriba de 5000psi) (flow gases) Recuperación del 80-90%

N<sub>2</sub> + CO<sub>2</sub> + otros (tal vez trazas)



Los gases de combustión están compuestos principalmente de  $N_2$  por lo tanto se parece a la inyección de  $N_2$  pero es mejor este tipo de desplazamiento. Para que haya una combustión completa se necesita un catalizador y un buen suministro de oxígeno.

Catalizador es una sustancia que acelera y/o retrasa la combustión o una reacción química. Es miscible por el contenido de  $CO_2$ . El predominio del metano y el etano hace que se dé el fenómeno de evaporización de las moléculas ligeras de crudo a la fase gaseosa, se da una secuencia de desplazamiento miscible.

f) Combustión In Situ. (Recuperación de 30% máximo)

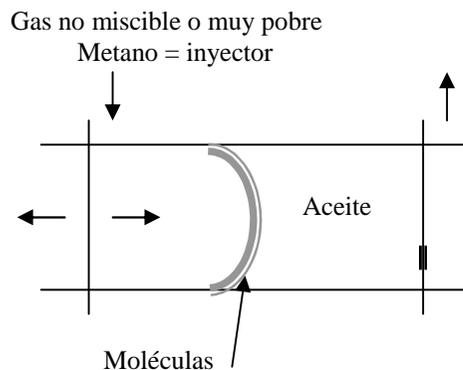
En la combustión In Situ se da la combustión presión por volumen por la inyección de aire y de algunos gases que se dan al yacimiento.

Eficiencia Vertical Baja, poco control de la eficiencia y bajo desplazamiento, se necesita una razonable homogeneidad del proceso y una buena caracterización del yacimiento.

Costoso por la inyección de gas continua. Se deben tener registradores de presión y temperatura en el fondo para conocer cuando se hace que los gases o la combustión se estén llevando. En este método no se inyecta pero se genera. Se hace la ignición con: Resistencias, Bujías, Químicos altamente oxidantes.

Combustión húmeda: se le puede agregar agua a la combustión. En este caso no es una limitante la profundidad para la inyección de vapor.

La Combustión In Situ no está diseñada para aceite muy viscoso pero nunca arriba de 500 cp. Las permeabilidades deben ser buenas generalmente arriba de 100 mD. A altas presiones con gas se debe inyectar un gas inerte.



Comienza a liberar gases muy ligeros cuando se llega a una  $P = 5000$  [lb/pg<sup>2</sup>]. Los gases ligeros del crudo pasan a la parte gaseosa.



Si hay una gran pobreza de fracciones pesadas en el gas o no hay, se puede esperar que se dé el fenómeno de vaporización. Es importante considerar que dependiendo del tipo de gas que se inyecte es su comportamiento.

- g) Desplazamiento con agua con aditivos que propicia elevar la recuperación. (Recuperación es de 45% que es mayor a la recuperación por inyección por agua).

Agregan sustancias que modifiquen la tensión superficial o interfacial entre el agua y el aceite. La familia de aditivos más contemplada es agregar sustancias que reduzcan la tensión superficial.

$$P_c = \varphi \sigma \quad \sigma \downarrow \quad P_c \downarrow \quad R_o \uparrow$$

Si modificamos la tensión, aumenta la recuperación  $>t, >Rec$ . Y si  $<t, <Rec$ .

Si la tensión tiende a cero, entonces el desplazamiento sería miscible.

La roca tiende a ejercer la absorción sobre los aditivos, o sea que se adhieren a la roca los aditivos.

- h) Desplazamiento por micro-emulsiones y micelares. (Recuperación del 50-75%)  
Emulsión: Mezcla de dos fluidos no miscibles.

La micro-emulsión tiene un radio de acción alto, no solo en la cercanía del pozo, se tienen resultados notables de recuperación. Las micro-emulsiones se desplazan con otros fluidos. Los micelares son alcoholes de tipo isopropílico. Fase continua el agua, fase dispersa o no continua el aceite.

Por lo regular se ocupan sulfatos, propano, alcoholes ya que estos son miscibles con los aceites.

Los micelares son parecidos a los componentes de micro-emulsiones aunque sus componentes no son muy sofisticados. Generalmente se usan más los alcoholes. Aceite con baches de propano es un buen lavador.

- i) Otros (Bacterias)

Las bacterias anaerobias se alimentan de compuestos de hidrocarburos y producen CO<sub>2</sub> inclusive CO.



## 3.2 Perforación y Terminación

### 3.2.1 Perforación

#### Propósito

Consiste en establecer comunicación entre la superficie y el yacimiento mediante la construcción de un pozo; tal penetración va a depender de la región y de la profundidad a la que se encuentre la estructura geológica de interés. Dicha perforación tiene que ser en forma eficiente, segura, económica, y que permita la explotación adecuada del yacimiento.

#### Clasificación

La perforación se clasifica en dos tipos:



#### Alcance

La perforación inicia, desde el acondicionamiento del terreno, la instalación del equipo de perforación y elementos auxiliares, seguimiento del diseño de la perforación de pozos hasta el objetivo y de haber cementado la última tubería de revestimiento, realizando pruebas de formación para ver si se llegó a la zona de interés.

En esta intervención tecnológica, se deben de tomar en cuenta varios parámetros para poderla llevar a cabo sin ningún incidente, por ejemplo, primero se debe de tener una estimación de las presiones de poro y de fractura que se tienen en el yacimiento, mediante la toma de registros y de esa manera programar la perforación del pozo.

A lo largo de la vida del pozo se deben de realizar varias operaciones para que tenga la mayor productividad, las cuales se deben de considerar en el momento de diseñar las tuberías de revestimiento y de producción, ya que estas deben de soportar los esfuerzos de compresión, tensión, presión interna y presión al colapso. Todo este tipo de consideraciones se deben de



hacer en el momento en que se están introduciendo los datos en algún simulador que nos facilite los cálculos.

Estos simuladores tienen muchas funciones en común pero son de diferentes proveedores, lo que nos da la oportunidad de aprovechar al máximo las características específicas de cada uno y no depender totalmente de este.

Algunas de las características que más se ocupan en este momento son las que tienen que ver con la perforación horizontal o con los pozos multilaterales, perforación bajo balance y otras variantes de la perforación. Con los programas que se verán más adelante se pueden hacer simulaciones muy confiables para que tengamos una idea de cómo se va a comportar el pozo bajo las condiciones que tenemos el yacimiento.

Al realizar perforaciones de pozos no convencionales se deben tomar en cuenta muchas variables, ya que las condiciones cambian y también las tecnologías que se necesitan para llegar de manera satisfactoria al objetivo.

### Perforación Convencional

Perforación rotatoria.- El método de perforación rotaria con circulación directa, comenzó a utilizarse en 1860, adquiriendo gran auge en 1900 paralelamente al desarrollo de la industria petrolera. La perforación rotatoria se realiza mediante el giro de una herramienta de corte y el recorte producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación. Sus principales componentes son:

- Sistema de suministro de energía
- Sistema de izaje
- Sistema de circulación
- Sistema rotatorio
- Sistema de control
- Sistema medidor de parámetros de control durante la perforación



### Perforación no Convencional

Perforación direccional: Es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Con frecuencia el control de la desviación es otro concepto que se relaciona con la perforación direccional. Se define como el proceso de mantener al agujero dentro de los límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o al desplazamiento horizontal con respecto a la vertical o a ambos.

Perforación horizontal, multilateral y de alcance extendido: Cuando se desean incrementar los volúmenes drenados o reducir las inversiones con la perforación de pozos adicionales, pueden utilizarse pozos horizontales como buena alternativa de explotación óptima de los yacimientos. Esto se sustenta en que la productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-aceite o gas-aceite.

Los objetivos de este tipo de perforación son:

- Incremento de la producción primaria (aumento en los gastos de producción).
- Incremento de la producción secundaria (incremento de reservas).
- Recuperar la producción primaria y secundaria
- Reducir el número de pozos verticales requeridos para el desarrollo del campo.

Perforación con tubería de revestimiento: El cambio básico consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla por tubería de revestimiento. De acuerdo a la perspectiva de las compañías que han utilizado este método de perforación, han logrado un ahorro en el costo de 7 y 10 por ciento en el tiempo total de perforación.

Perforación bajo balance: Se tiene una operación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en cuyo caso se agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de los fluidos de la formación al pozo, que deben circularse y controlarse en la superficie.



El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión, pues también se aplica en pozos de alta presión, con los mismos objetivos:

- Reducir el riesgo de atrapamiento por presión diferencial
- Hacer factible la perforación

#### Problemáticas

También cuando realizamos esta intervención se pueden tener algunas complicaciones, que nos lleven a cambiar el esquema que se tenía, por otro que se ajuste a nuestras necesidades.

- Descontrol de pozo por una presión de poro anormal
- Atrapamiento de la sarta por inestabilidad del pozo
- Zonas de pérdida de lodo donde no se estimó la permeabilidad de la formación
- Inestabilidad del pozo por el tipo de formación que se encuentra
- Colapso o estallamiento de tubería cuando no se consideran de manera correcta las presiones internas y externas
- Pérdida de herramienta



### 3.2.2 Registros

#### Propósito

Un registro geofísico es un gráfico X – Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro de agujero, etc.

#### Clasificación

Los tipos de registros geofísicos son:



#### Alcance

La intervención de los registros geofísicos entra en la etapa de perforación, en su terminación, reparación y en la producción del pozo, con el fin de recabar información de las propiedades de la roca y el fluido y así tener una mejor planeación en el desarrollo del campo.

La interpretación de registros es el proceso que utiliza mediciones obtenidas dentro del pozo para permitir evaluar las características de las formaciones en el subsuelo, con los siguientes objetivos:

- Identificar la presencia de yacimientos
- Estimar el volumen de hidrocarburos “in-situ”
- Estimar el volumen de hidrocarburos recuperable
- Auxiliar en la identificación de ambientes de depósito

El principio de funcionamiento de cada uno es diferente por lo tanto, las mediciones que obtienen también son diferentes. Cada uno de estos registros mide diferentes propiedades de la roca o del fluido.



### Registros Resistivos

Para deducir la resistividad de la formación en la zona no invadida, las medidas de resistividad se usan solas o en combinación. Es decir, atrás de la zona contaminada por los fluidos de control del pozo. También se usan para determinar la resistividad cercana al agujero. Ahí, en gran parte, el filtrado del lodo ha reemplazado los fluidos originales.

Algunos de los registros para medir la resistividad son:

- Inducción (Resistividad de la formación)
- Doble inducción (Resistividad de la formación a diferentes profundidades)
- Doble laterolog (Resistividad de la formación)
- Micro-esférico (Conocer el valor de  $R_{xo}$  para realizar correcciones)

### Registros Radiactivos

La determinación de la porosidad de la formación se puede hacer de manera indirecta a través de las medidas de herramientas nucleares o acústicas. Las herramientas nucleares utilizan fuentes radiactivas. Mediante la medición de la forma de interactuar, con la formación de las partículas irradiadas por la fuente, se pueden determinar algunas características.

Algunos de los registros para medir la radiactividad son:

- Neutrón compensado (Neutrones, porosidad)
- Litodensidad compensada (Rayos gamma, densidad de la formación)
- Espectroscopia de Rayos gamma (Radiación natural, tipo de arcillas)

### Registros Acústicos

El equipo utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica. Es una fuerza que se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio. Este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio.

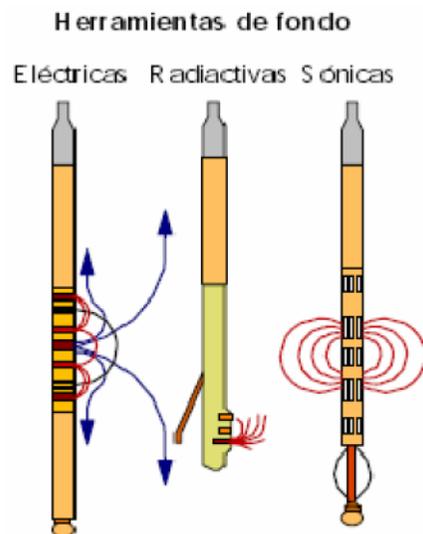


Algunos de los registros para medir las ondas acústicas son:

- Sónico de porosidad
- Sónico dipolar de imágenes
- Imágenes ultrasónicas

### Registros LWD (Logging While Drilling)

Este tipo de registros se refiere a la medición de las propiedades de la formación durante la perforación del pozo, o poco después, mediante el uso de herramientas integradas en el fondo de la sarta de perforación. Los registros LWD algunas veces resultan arriesgados y costosos, pero tienen la ventaja de que mide las propiedades de la formación antes de que los fluidos de la perforación invadan profundamente. Además muchos pozos resultan difíciles o imposibles de medir con las herramientas convencionales, sobretodo en pozos desviados.



### Problemática

- Mala calibración de la herramienta
- Mala interpretación de los datos



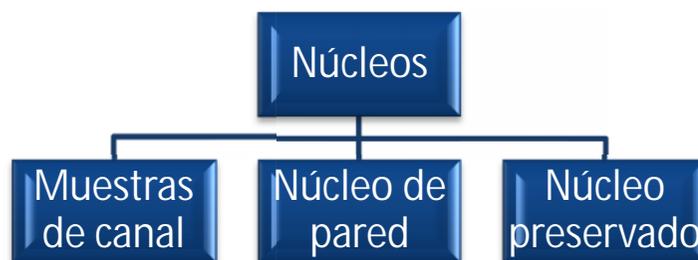
### 3.2.3 Núcleos

#### Propósito

Evaluar las características petrofísicas del yacimiento a partir de una muestra obtenida durante la perforación, ya sea de la formación productora, almacenadora o sello, y así poder tener un mejor desarrollo del campo.

#### Clasificación

Esta intervención tecnológica se puede clasificar de la siguiente manera:



#### Alcance

Las rocas de los yacimientos están compuestas de diferentes minerales específicos, que pueden ser de origen detríticos o autógenos. De cualquier manera los yacimientos petroleros pueden variar ampliamente. Los hidrocarburos han sido almacenados en serpentinitas, riolitas, granitos y dioritas también como en las rocas sedimentarias comunes. En la descripción del yacimiento el análisis de los minerales de la roca mediante núcleos tiene un efecto significativo en el método de evaluación y debe ser tomado antes de establecer un programa analítico.

Con el análisis de los núcleos podemos evaluar propiedades petrofísicas de la roca como son:

- Fisico-químicas
- Porosidad
- Permeabilidad
- Densidad
- Saturación
- Propiedades acústicas



La extracción de núcleos se realiza por lo general durante la perforación, en cada una de las formaciones que son productoras y en intervalos que se deseen conocer características y propiedades de las formaciones, también se pueden recolectan muestras de las formaciones ya perforadas a una profundidad determinada. Para que esta intervención tecnológica se lleve a cabo se debe planear junto con la perforación del pozo para que no se tengan que realizar viajes con la sarta innecesarios, una opción alternativa pero menos confiable son los análisis que se realizan a las muestras de canal que van saliendo de la perforación y se depositan en las temblorinas, esto se debe a que dichos recortes ya están contaminados por recortes de formaciones someras o más profundas.

El análisis de los núcleos no se simula, ya que al ser una medición directa se debe de realizar en laboratorios especializados, y así poder obtener parámetros puntuales dentro del yacimiento. Por lo tanto el único software que necesitamos es uno donde podamos almacenar una base de datos con todas las propiedades que se obtuvieron de dicho núcleo, así como, de que pozo, formación, profundidad y el tipo de roca que es.

#### Problemáticas

Y por último los problemas más comunes que se pueden presentar durante esta intervención son:

- Las dimensiones de los núcleos no son adecuadas
- Contaminación con lodo de perforación
- Tapones de dimensiones incorrectas



### 3.2.4 Disparos

#### Propósito

El disparo es el proceso que permite facilitar la creación de un canal limpio de flujo entre la formación productora y el pozo con un mínimo daño a la formación.

#### Clasificación

Los disparos se pueden clasificar en:



#### Alcance

Los disparos inician durante la etapa de terminación de los pozos siendo esta la fase más importante; particularmente las pistolas se corren a través de la tubería de producción hasta llegar al intervalo que se desea efectuar el disparo, una vez llegado a la zona de interés se efectúan los disparos por medio de una señal de envío a las partes detonantes de la pistola y se termina cuando se retira la pistola del pozo y se desarma.

Cuando el pozo ha llegado a la profundidad donde se encuentra el objetivo, se tiene que comunicar con la formación productora. Tanto la productividad como la inyectividad del pozo dependen fundamentalmente de la caída de presión en las cercanías del pozo (factor de daño). Este último depende del tipo de terminación, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos. Entre los muchos avances realizados en la tecnología del disparo se encuentran las nuevas cargas de penetración profunda que incrementan la productividad del pozo al penetrar en la zona invadida, y las cargas de orificio grande para los empaques de grava. El aumento del rendimiento por unidad de explosivo significa un incremento en la eficiencia de estas cargas de alto rendimiento.

Además de ser conductos para el ingreso del flujo de petróleo y gas, los orificios proporcionan puntos uniformes para la inyección de agua, gas, ácido, geles con agentes de sostén, que se



utilizan para las estimulaciones por fracturación hidráulica, y los fluidos que emplazan la grava para el control de la producción de arena en formaciones débiles y no consolidadas.

Un sistema de disparo consiste de una colección de cargas explosivas, cordón detonante, estopín y porta cargas. Esta es una cadena que contiene una serie de componentes explosivos de tamaño y sensibilidad diferente.

#### Problemáticas

- Las cargas explosivas no detonen
- Daño a la formación por residuos de la operación
- Detonación antes del intervalo programado
- La carga no es suficiente para tener la penetración esperada
- Pérdida de porosidad y permeabilidad



### 3.3 Ingeniería de Producción

#### 3.3.1 Instalaciones Superficiales

##### Propósito

Con esta intervención se pretende separar los fluidos extraídos del yacimiento, y darles un tratamiento para su transporte y almacenamiento

##### Clasificación



##### Alcance

Esta intervención abarca las instalaciones que se encuentran inmediatamente después del árbol de válvulas y hasta los tanques de almacenamiento.

Una vez que se extrae el crudo del yacimiento es necesario que pase por los separadores para que se dividan las diferentes fases del hidrocarburo, así como el agua que también se produce, para esto se necesitan diversas fases de separación, dependiendo de la cantidad de compuestos que se tengan, así como el volumen de hidrocarburo, todos estos factores afectan el diseño de los separadores y etapas de separación.

Una vez que tenemos el hidrocarburo en una sola fase hay que darle un primer tratamiento, por los componentes contaminantes que contiene, como son:

- Azufre
- Sal
- Arena
- Emulsiones



Para esto se requiere de diversas herramientas con especificaciones necesarias a las condiciones del crudo.

Finalmente para poder transportar el hidrocarburo a los tanques de almacenamiento o para un mayor tratamiento se requiere de tener una infraestructura de ductos con centrales de compresión, medidores de flujo entre otras herramientas, por lo tanto en esta intervención tecnológica se puede encontrar todas las tecnologías relacionadas.

### Separación

Los equipos de separación, como su nombre lo indica, se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de líquido y gas. Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo estas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- a) Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo
- b) Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases
- c) En ocasiones el flujo de gas arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento, en cantidades apreciables.

Los separadores pueden clasificarse por su forma y geometría en horizontales, verticales y esféricos, y para separar dos fases (gas y líquido) o tres (aceite, gas y líquido).

Un separador consta de las siguientes secciones:

- a) Sección de separación primaria
- b) Sección de separación secundaria
- c) Sección de extracción de niebla
- d) Sección de almacenamiento de líquido



Sección de separación primaria.- La separación en esta sección se realiza mediante un cambio de dirección de flujo. El cambio de dirección se puede efectuar con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de las dos formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan grandes volúmenes de líquido.

Sección de separación secundaria.- En esta sección se separa la máxima cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas. Las gotas se separan principalmente por la gravedad por lo que la turbulencia del flujo debe ser mínima. Para esto, el separador debe tener suficiente longitud. En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aún más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia.

Sección de extracción de niebla.- En esta sección se separan del flujo de gas, las gotas pequeñas de líquido que no se lograron eliminar en las secciones primaria y secundaria del separador. En esta parte del separador se utilizan el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación. Mediante estos mecanismos se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria.

Sección de almacenamiento de líquidos.- En esta sección se almacena y descarga el líquido separado de la corriente de gas. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los posibles baches de líquido que se pueden presentar en una operación normal. Además debe tener la instrumentación adecuada para controlar el nivel de líquido en el separador. Esta instrumentación está formada por un controlador y un indicador de nivel, un flotador y una válvula de descarga.



## Tratamiento

En la actualidad dos terceras partes de la producción mundial de crudo se obtiene en forma de emulsión, que necesariamente debe ser tratada.

El agua salada fluye con el aceite en forma de baches (más o menos grandes) o como pequeñas gotas dispersas en forma estable en la masa del aceite. En el primer caso se trata de una simple mezcla de aceite y agua. En el segundo de una emulsión.

Los problemas de desemulsificación de crudos son cada vez más difíciles de resolver, ya que el aceite producido bajo los modernos métodos de recuperación adquiere un grado mayor de emulsificación. Los métodos de tratamiento de las emulsiones han evolucionado notablemente, desde el simple reposo en vasijas convencionales hasta la aplicación de voltajes eléctricos elevados, pasando por los diferentes métodos mecánicos, térmicos y químicos. Generalmente, el tratamiento de las emulsiones se efectúa combinando los efectos gravitacionales, mecánicos, térmicos, químicos y eléctricos. Aunque el conocimiento de la naturaleza de las emulsiones de agua y aceite ha influido en el establecimiento de la tecnología básica para su tratamiento, los enfoques empíricos para el desarrollo de procesos y productos, en estudios de laboratorio, plantas piloto e instalaciones de campo siguen siendo factores decisivos. El desarrollo de productos químicos que ayudan a la desemulsificación, no es la excepción.

Queda manifiesta la importancia de la deshidratación y desalado al nivel más alto posible, mediante la selección apropiada del proceso y equipo de campo.

Las emulsiones de aceite y agua son dispersiones de gotas de agua en el aceite, que se vuelven estables por la acción de algunos materiales presentes en el aceite. Este tipo de emulsión es el más común en la Industria Petrolera.

Rara vez se encuentra la emulsión inversa, donde la fase dispersa es el aceite y la fase continua o dispersante es el agua.

Para formar una emulsión es necesario, además del agua y el aceite, la agitación y la presencia de un agente emulsificante que estabilice la mezcla.

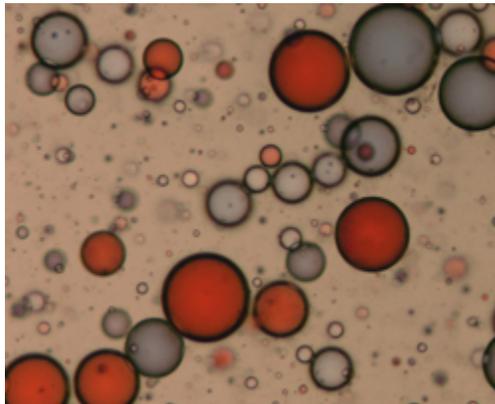


Los agentes emulsificantes presentes en el aceite son:

- Asfaltenos.
- Resinas.
- Cresoles.
- Fenoles.
- Ácidos orgánicos.
- Sales metálicas.
- Sedimentos.
- Arcillas.
- Productos de la corrosión.

Cada gota de agua es cubierta por una película de agente emulsificante; las gotas quedan aisladas entre sí tanto física como eléctricamente. De la naturaleza de esta película rígida o elástica, depende la estabilidad de la emulsión. Esta película es el resultado de la adsorción de los agentes químicos emulsificantes polares de alto peso molecular (generalmente asfaltenos).

El aspecto microscópico de una emulsión de agua en aceite, se ilustra en la Figura. Las esferas son gotas de agua dispersas en el aceite. El diámetro de las gotas varía de una micra hasta centenas de micras, aunque la mayoría son de unas 10 micras.



Los cambios en el pH de la fase acuosa afectan la naturaleza de la película en forma considerable, siendo inestables a un pH de 10.5.

Otros factores que afectan la estabilidad de una emulsión son:

- El grado de agitación.
- La viscosidad del aceite.



La agitación determina el tamaño de las gotas dispersas; a mayor agitación resulta un menor tamaño de gotas y, por lo tanto, mayor estabilidad de la emulsión.

Un aceite de alta viscosidad permite mantener gotas grandes en suspensión; por otro lado, a las gotas pequeñas se opone una mayor resistencia al asentamiento.

La naturaleza de las emulsiones cambia con el tiempo; la película que rodea a la gota de agua se engruesa y se torna más resistente y la emulsión resulta más estable.

### Ductos

Los ductos son esenciales para el transporte y almacenamiento de hidrocarburos, así como para su medición y control de la producción, por lo tanto a lo largo de toda la instalación se colocan diferentes herramientas para saber las propiedades de los hidrocarburos, por ejemplo:

Estranguladores: Los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

Los estranguladores sirven para controlar la presión de los pozos, regulando la producción de aceite y gas o para controlar la invasión de agua o arena. En ocasiones sirve para regular la parafina, ya que reduce los cambios de temperatura; así mismo ayuda a conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de los pozos, aumentando la recuperación total y la vida fluyente.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución, o en el fondo de la tubería de producción.

Tuberías de acero: Las tuberías de acero usadas en el transporte de aceite y gas son predominantemente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Las tuberías soldadas axialmente pueden ser, soldadas por arco eléctrico, resistencia eléctrica y las de soldadura por arco sumergido (son menos utilizadas)

El diámetro nominal en pulgadas es igual al diámetro exterior de la tubería. La tolerancia para el diámetro exterior, varía de acuerdo al modo de fabricación y al diámetro de la tubería. La tolerancia máxima admisible es de +1%. La tolerancia para el espesor de pared, asimismo depende de la medida de la tubería y tipo de fabricación. Las tolerancias máximas admisibles son de +20 y -12.5%.



El sistema de tuberías, bombas, tanques, válvulas y otro equipo adicional por medio del cual se transporta el aceite y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución, se llama "sistema de recolección" o "sistema colector".

### 3.4 Productividad de Pozos

#### 3.4.1 Estimulaciones

##### Propósito

Constituye un medio por el cual se mejora la productividad o inyectividad de un pozo y consiste en introducir a la formación rocosa de una manera adecuada ciertos materiales cuya función es establecer condiciones propicias para el flujo de fluidos a través de la misma formación.

##### Clasificación

Las estimulaciones se pueden clasificar de la siguiente manera:



##### Alcance

La estimulación se realiza una vez que se presentan daños ocasionados por la invasión de los fluidos a la formación durante las etapas de perforación y terminación; se efectúa la inyección de los fluidos de tratamiento según el programa y termina una vez que se restablece el canal por donde fluyen los hidrocarburos.

Algunas veces después de que el pozo ha llegado al objetivo y se realiza la terminación, este no fluye, por su misma naturaleza; es decir, la permeabilidad es muy baja, o al momento de la terminación o al disparar el pozo, lo dañamos. En estos casos vamos a necesitar hacer una



estimulación para que los fluidos del yacimiento fluyan al pozo con una mínima caída de presión.

Para saber cuál es el tipo de estimulación que necesita nuestro yacimiento necesitamos conocer el tipo de roca que tenemos, además de hacer un análisis de fluidos para ver si los químicos que vamos a inyectar son compatibles con los de la formación y así evitar más problemas de los que se tenían. También debemos saber cuáles son las presiones de nuestro yacimiento porque si necesitamos una estimulación ácida no debemos rebasar la presión de fractura.

Dependiendo del tipo de roca que tengamos en el yacimiento se van a tener diferentes estimulaciones, por ejemplo una estimulación con ácido en caso de que la formación este dañada y tengamos que remover parte de la roca con un ácido.

#### Estimulaciones reactivas

Se refiere al tratamiento de un yacimiento mediante una estimulación con un fluido que contiene algún ácido. Para formación de arenas el fluido reacciona con las sustancias solubles en la matriz de la formación, para ampliar los espacios porosos. En las formaciones de carbonatos, el ácido disuelve completamente la matriz. En cada caso, el tratamiento de acidificación matricial mejora la permeabilidad de la formación permitiendo una mejora en la producción de los fluidos del yacimiento. Esto permite que el ácido pueda entrar a la formación y extender la profundidad de la estimulación, evitando al mismo tiempo daño al yacimiento.

Un ácido para que pueda ser utilizado en la estimulación de pozos debe cumplir con las siguientes características:

- Los productos de reacción deben ser solubles en agua y de fácil remoción.
- Sus efectos dañinos puedan ser controlados.
- De fácil manejo.
- De bajo costo.
- Disponibles en grandes cantidades.



### Estimulaciones no reactivas

Son aquellas donde los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales sólidos de la formación. Los fluidos comúnmente empleados son; el fluido base (aceite, xileno, alcohol, etc.) y un agente activo siendo el surfactante el más utilizado.

El surfactante es un compuesto de moléculas orgánicas caracterizadas por formar dos grupos químicos, uno soluble en agua (hidrofilico) y otro soluble en aceite (lipofílico). Dependiendo de su naturaleza iónica se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos.

### Problemáticas

Algunos de los problemas más comunes que se pueden tener al estar realizando esta intervención, son los siguientes

- Inyectar un fluido no compatible con los fluidos del yacimiento y provocar más daño en el yacimiento
- No llegar a la presión de fractura y por lo tanto no se crean los canales de flujo que se esperaban
- Geometría de la fractura no es la adecuada y se provocan mas caídas de presión en la vecindad del yacimiento
- Cambio de mojabilidad provocaría que el hidrocarburo tenga más dificultad para fluir
- Regreso del apuntalarte a superficie y por lo tanto las fracturas que se crearon con el fluido inyectado, se vuelvan a cerrar y no cumplan con su función



### 3.4.2 Fracturamiento

#### Propósito

Cuando las propiedades de la formación no son las óptimas para poder explotar el yacimiento o durante la perforación o terminación se le ocasionó un daño al pozo es necesario llevar a cabo un fracturamiento para mejorar las condiciones de flujo del yacimiento al fondo del pozo

#### Clasificación

El fracturamiento se puede clasificar en:



#### Alcance

Con esta intervención tecnológica se pretende mejorar las condiciones del yacimiento para que los fluidos salgan a la superficie. En muchas ocasiones una vez que se ha llegado al objetivo los hidrocarburos no fluyen o se tiene muy poco gasto, por lo que se necesita mejorar sus propiedades petrofísicas y así permitir el flujo de fluidos.

Por ejemplo cuando la permeabilidad de la roca almacén no es la óptima para que los fluidos salgan del yacimiento se requiere crear nuevos canales de flujo o fracturas que nos permiten incrementar la permeabilidad en la vecindad del pozo y así aumentar el gasto de producción. Para que la fractura no se cierre por las altas presiones también se inyecta una arena de determinado tamaño, que sirve como apuntalante en la fractura y se mantenga la permeabilidad en la zona.

Para realizar un fracturamiento con éxito se necesitan conocer con exactitud las presiones tanto de poro como de fractura en el yacimiento, las propiedades físico-químicas de los fluidos, las propiedades físicas de la roca y las condiciones de la tubería en el pozo por el que se va a realizar la intervención. Todo esto con el fin de realizar el diseño de las instalaciones superficiales



necesarias para superar la presión de fractura, y también los insumos necesarios para crear y mantener los canales de flujo.

Fracturamos para:

- Incrementar el gasto de producción.
- Incrementar el radio efectivo de drene.
- Sobrepasar la zona dañada.
- Incrementar la inyektividad de un pozo para propósitos de inyección.
- Extender la vida económica de un pozo.
- En formaciones de muy baja permeabilidad se ha logrado obtener recuperación comercial de hidrocarburos.
- Recuperación acelerada de producción.

#### Fracturamiento hidráulico

Un tratamiento de fracturamiento consiste esencialmente en el rompimiento de una sección productora de la formación mediante una fuerza hidráulica ejercida por un fluido, generalmente, conteniendo una arena que fungirá como sustentante para mantener la fractura generada abierta.

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación de pozos, que relaciona tres aspectos de la perforación:

- Presiones de inyección en pozos.
- Pérdidas de circulación.
- Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

#### Fracturamiento ácido

La estimulación del pozo donde el ácido, generalmente ácido clorhídrico, se inyecta en una formación de carbonatos a una presión por encima de la presión de fractura. El ácido tiende a fluir por las fracturas en un patrón no uniforme, formando canales conductivos que permanecen abiertos sin un agente apuntalante después de que la fractura se cierra.



La longitud de la fractura limita la eficiencia del tratamiento con ácido. La longitud de la fractura depende de la penetración y gasto del ácido. Si las propiedades del ácido son pobres, la excesiva penetración terminará la extensión de la fractura. De manera similar, si el ácido entra demasiado rápido el ancho de la fractura será muy corto. El mayor problema en un fracturamiento ácido es el desarrollo de wormholes en la cara de la fractura, estos wormholes incrementan la superficie de reacción y causa una penetración excesiva y un gasto rápido de ácido. En cierta medida, este problema puede superarse mediante el uso de aditivos inertes para la pérdida de fluido para tapar los wormholes o mediante el uso de ácidos viscosos.

#### Problemáticas

Algunas de las principales problemáticas que se pueden presentar durante esta intervención tecnológica son:

- Cuando se inyecta el fluido a la formación para formar los canales de flujo, los fluidos de la formación no son compatibles y causan más daño.
- Durante la inyección del fluido, por las condiciones del pozo, los empaques de la tubería pueden llegar a comunicar los fluidos inyectados con el espacio anular
- Al dejar de inyectar fluido y se espera a que el apuntalante se quede en la formación, el fluido que regresa traiga arena y no se quede en las fracturas provocando que estas se cierren.
- Arenamiento del equipo superficial de inyección y control



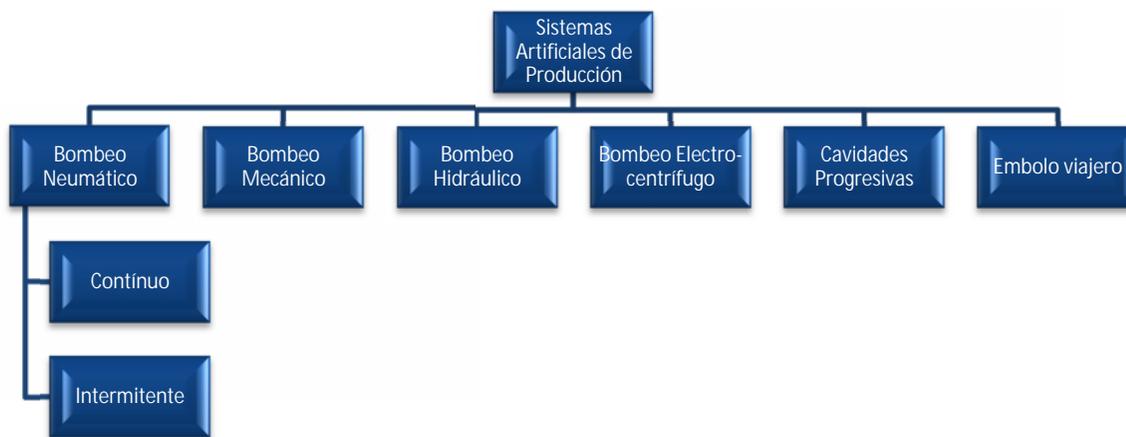
### 3.4.3 Sistemas Artificiales de Producción

#### Propósito

Usar y manejar las técnicas de producción artificial para aumentar la rentabilidad. Maximizar las ganancias bajo un funcionamiento seguro y en un medio ambiente sano.

#### Clasificación

Los principales sistemas artificiales de explotación de pozos petroleros se clasifican en:



#### Alcance

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada.

Los sistemas artificiales de producción se integran al programa de explotación una vez que el yacimiento pierde la energía natural para que el hidrocarburo emerja a la superficie y las instalaciones se mantienen en el pozo hasta que no se puede extraer más hidrocarburos o llega a la etapa de abandono.

Como en las anteriores intervenciones para llevar acabo de manera eficiente es posible que necesitemos la ayuda de los diferentes softwares, que existen en el mercado para hacer un buen diseño y así, comenzar la producción con el sistema artificial. Cada uno de los sistemas representa diferentes problemáticas, ya sea por las condiciones del pozo, el yacimiento o el fluido, pero esto se verá con un poco de más detalle adelante.



En esta intervención también tenemos algunos softwares que nos ayudan con diseño de los sistemas artificiales y herramientas que se necesitan para que operen de una manera óptima.

Los pasos para llevar a cabo esto son:

- Selección del método artificial de producción
- Evaluación de las condiciones de producción
- Supervisión de los datos de producción
- Supervisión del funcionamiento del equipo
- Evaluación del equipo de producción

### Bombeo neumático

El bombeo neumático es un método de levantamiento artificial de fluidos donde se utiliza gas a una presión relativamente alta como medio de aligeramiento a través de un proceso mecánico.

La eficiencia del BN depende de:

1. Presión de fondo.
2. Índice de productividad.
3. Relación Gas-Aceite de formación.
4. Porcentaje de agua.
5. Profundidad.
6. Tamaño de las tuberías de producción y revestimiento.

El sistema consiste de cuatro partes fundamentales:

1. Fuente de gas a alta presión: Estación de compresión, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
2. Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).



3. Sistema de control de gas sub-superficial (válvulas de inyección).
4. Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido producido.

#### Bombeo mecánico

Consiste en una bomba instalada en el fondo de la tubería de producción que succiona el aceite debido al movimiento reciprocante de un émbolo, que se desplaza en forma ascendente y descendente en el interior de la bomba al ser puesto en operación desde la superficie por medio de un mecanismo, que es accionado por un motor eléctrico o de combustión interna, transmitiendo la energía hasta el émbolo a través de una sarta de varillas metálicas.

Las partes esenciales del bombeo mecánico son:

1. Bomba sub-superficial impulsada por varillas
2. Sarta de varillas de succión:
  - a) Movimiento de bombeo superficial
  - b) Potencia a la bomba sub-superficial
3. Equipo superficial de bombeo
4. Reductor de engranes
5. Motor principal.

#### Bombeo hidráulico

Es el sistema artificial mediante el cual se hace funcionar una bomba colocada en el fondo del pozo mediante la inyección de un fluido motriz, inyectando a presión desde la superficie a través de una tubería paralela a la de producción.

Las partes esenciales del bombeo hidráulico son:

1. Almacenamiento del fluido motriz
2. Estación de bombeo
3. Cabezales de distribución



4. Conexiones superficiales

5. Equipo sub-superficial

#### Bombeo electro-centrífugo

Este sistema está integrado por una bomba centrífuga instalada dentro del pozo, que se encuentra ahogada en el seno del hidrocarburo y es impulsada por un motor eléctrico que recibe la energía necesaria por medio de un cable de potencia pegado a la TP. Se utiliza en pozos con buena capacidad de producción.

Las partes esenciales del bombeo electro-centrífugo son:

1. Transformador
2. Tablero de control
3. Conexiones superficiales
4. Conductor eléctrico blindado
5. Bomba sub-superficial
6. Sello
7. Empaque eléctrico
8. Motor eléctrico

#### Cavidades progresivas

Es el sistema artificial mediante el cual un motor eléctrico es el suministra la potencia necesaria para que las varillas roten y éstas actúen como brocas que, al ser giradas, van desplazando el aceite a la superficie.

Las partes esenciales de las cavidades progresivas son:

1. Varilla pulida
2. Grampa de la varilla pulida
3. Estopero



4. Sarta de varillas
5. Elastómero del estator
6. Rotor

#### Émbolo viajero

Este sistema consiste en un émbolo o pistón, dos resortes de parachoques, un lubricador para detectar y para parar el émbolo cuando llega a la superficie, y un control superficial.

En una operación típica de elevación del émbolo, los ciclos del émbolo entre el resorte de parachoques situado en la sección inferior de la secuencia de la tubería de producción y el resorte de parachoques superior situado en el lubricador superficial encima de la cabeza del pozo. En algunas aplicaciones, el resorte de parachoques inferior se pone sobre un mandril de bombeo neumático. Mientras que el émbolo viaja a la superficie, se crea una interfaz sólida entre el gas y el líquido producido para maximizar la energía de elevación.

El émbolo viaja de la parte inferior del pozo al lubricador superficial en la cabeza del pozo cuando la fuerza del gas levantado debajo del émbolo es mayor que la carga líquida sobre el émbolo. Cualquier gas que puentee el émbolo durante el ciclo de elevación fluye encima de la tubería de producción y barre el área para reducir al mínimo el colgamiento. El aumento del ciclo del recorrido es controlado por un regulador superficial y se puede repetir tan a menudo como necesitado.

#### Problemáticas

También cada uno de los sistemas artificiales representa diferentes dificultades y problemas, entre los más comunes se encuentran:

- Productividad del pozo
- Profundidad y temperatura
- Tipo de pozo
- Producción de arenas, ceras
- Condiciones de la TR



### 3.5 Genéricas

#### 3.5.1 Administración de Yacimientos

##### Propósito

Aplicar los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros) para lograr el máximo beneficio económico de los hidrocarburos, a través de la optimización del esquema de recuperación, minimizando la inversión del capital y los costos de operación

##### Alcance

La AIY es un proceso dinámico que puede darse a través de un conjunto de operaciones y decisiones, mediante las cuales un yacimiento es identificado, medido, producido, desarrollado, monitoreado y evaluado, desde su descubrimiento hasta su agotamiento y abandono.

La AIY no es simplemente la creación de un plan de agotamiento o un plan de desarrollo, sino más bien, una estrategia detalladamente planeada e integrada para la explotación adecuada de los yacimientos.

El concepto de administración del activo enfatiza el enfoque sobre varios yacimientos como un activo, y todos los miembros del equipo tienen como objetivo principal el de maximizar la rentabilidad del activo, en condiciones de seguridad y preservando el medio ambiente.

A fin de tomar decisiones oportunas, el administrador del activo tiene que reconocer la dependencia del sistema sobre la naturaleza y comportamiento del yacimiento. Debido a que no hay alguien que sea experto en todas las áreas requeridas, la experiencia dicta que: el desarrollo e implantación del plan de administración del yacimiento, son más efectivos si los miembros del equipo trabajan juntos y son involucrados al tomar la decisión.

Los retos están enfocados principalmente sobre la necesidad de:

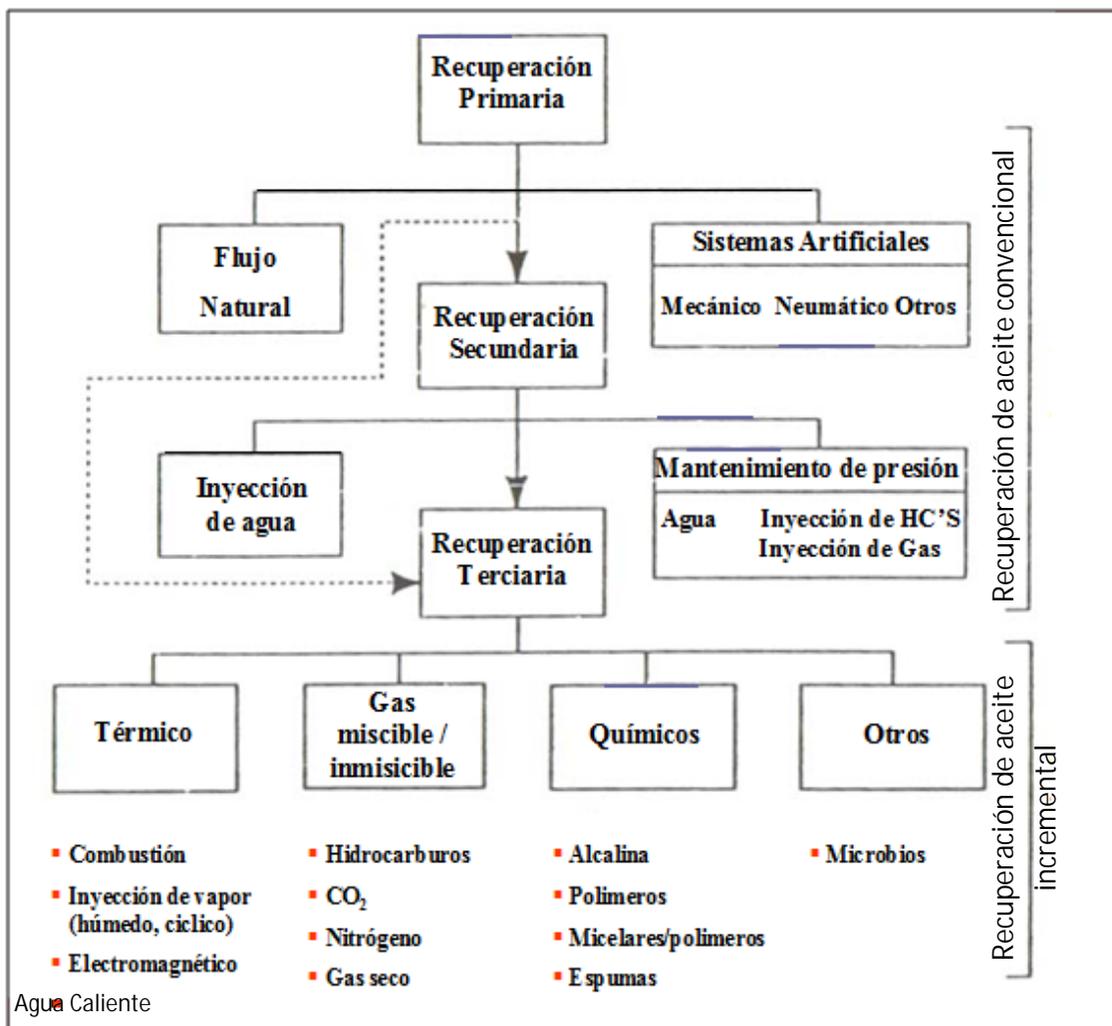
- a. Una definición mejorada de las características del yacimiento.
- b. Conocer el movimiento de los fluidos a través del yacimiento.
- c. Controlar ese movimiento.



El problema no sólo está en nuestra habilidad para extraer los hidrocarburos, sino también en contactar una mayor porción de hidrocarburos. Esto claramente implica que tenemos que desarrollar tecnología adicional, a fin de mejorar las eficiencias de barrido volumétrico y microscópico de desplazamiento en el yacimiento.

Aquí se toman en cuenta todos los aspectos de planeación del desarrollo del campo, desde las condiciones petrofísicas del yacimiento hasta el desarrollo de las instalaciones superficiales, aquí es donde se toman en cuenta los tiempos a los cuales se van a llevar a cabo todas las intervenciones tecnológicas nombradas anteriormente.

En esta intervención tecnológica es crucial el empleo de software especializado y simuladores para conocer el comportamiento del yacimiento dependiendo de las condiciones y tiempos en los que se realicen.





## Capítulo 4. Tipología de la tecnología

Debido al ámbito de aplicación del proyecto dentro del contexto de la gestión tecnológica se hace necesario precisar algunos conceptos y terminología empleada para evitar confusiones y asegurar un adecuado entendimiento de este trabajo.

Para las definición conceptual y operacional de tecnologías y sus elementos se emplearán algunos conceptos que provienen de términos anglosajones y debido a que se utilizan dentro del lenguaje español de manera coloquial se ha hecho una interpretación y utilización directa de ellos como es el caso de "Hardware" y "Software".

Principalmente en este apartado se definirán dos conceptos relevantes para entender que es un mapa de tecnologías, como son:

- Tecnología
- Mapa de Tecnologías

Asimismo, a lo largo de este documento se definirán diferentes conceptos que se utilizan para la descripción operacional del Mapa de tecnologías de PEP® con la finalidad de hacer una adecuada clarificación y entendimiento de éste.

Tecnología:

Es la aplicación de conocimientos científicos y de ingeniería, combinada –de manera ingeniosa- con el empleo de equipos, instrumentos, programas de cómputo, etcétera, con el propósito de resolver problemas técnicos o para agregar valor a procesos.

Se entenderá como "Tecnología":

- El medio para llevar a cabo una tarea, e incluye los elementos necesarios para convertir recursos en productos (Hardware).
- Incluye el conocimiento y los recursos que se requieren para el uso de los equipos, herramientas para lograr realizar una actividad (Software).
- El cuerpo de conocimiento científico y habilidades técnicas para realizar una actividad correctamente. (Know - How)



Por lo tanto, la tecnología es la integración y suma del Hardware, Software y el saber cómo o Know-How, ver figura 1. Cabe aclarar que existen un sinnúmero de categorías y enfoques para clasificar la tecnología, sin embargo para fines prácticos de este proyecto se seguirá la taxonomía siguiente y su subdivisión como se presenta a continuación:

$$\text{Tecnología} = \Sigma \begin{matrix} \text{Hardware (H)} \\ \text{Software (S)} \\ \text{Know-How (KH)} \end{matrix}$$

Figura 1.

Cada uno de estos tres elementos se han disgregado para realizar una clasificación más específica, la cual se ha denominado "tipología de las tecnologías", que ha de servir en la identificación de las tecnologías para la elaboración del Mapa de Tecnologías de PEP®.

Tipología de la tecnología:

El Hardware (H) se integra de los siguientes elementos:

- Herramientas
- Equipo de monitoreo y control
- Insumos

El Software (S) se compone de la suma de:

- Metodologías
- Técnicas
- Información - datos

El Know How (KH) se integra por:

- Conocimientos básicos y aplicados
- Habilidades técnicas
- Competencias técnicas



Esta clasificación se utilizará a lo largo de este trabajo para identificar y clasificar las tecnologías por su tipología e intervención tecnológicas (IT).

### Mapa de Tecnologías

Para fines de este proyecto se utilizará Mapa Tecnológico o de tecnologías de manera indistinta y se entenderá como:

- La representación ordenada y sistematizada del conjunto de tecnologías críticas de los procesos y proyectos de los activos y gerencias de PEP, donde se especifican las características y atributos actuales de dichas tecnologías.
- Al inventario del patrimonio tecnológico de la empresa, el cual especifica las tecnologías que domina la empresa relacionadas con los proyectos estratégicos de explotación

Los mapas presentan gráficamente, de forma sintética, las tecnologías en que se ha investigado más y, en consecuencia, publicado y patentado más en un periodo determinado. Permiten detectar aquellas tecnologías emergentes que están experimentando una rápida expansión mediante la comparación con mapas correspondientes a periodos anteriores.

El Mapa de Tecnologías, dentro del alcance de este proyecto, permite determinar y contar con información para realizar el diagnóstico tecnológico de la situación actual de PEP como punto de partida para la identificación de oportunidades tecnológicas de la empresa. La valoración de la situación se determina en función de tres elementos básicos:

La evolución temporal que ha tenido el uso de la tecnología en PEP en un determinado periodo, la situación relativa con respecto a los competidores tanto en las tecnologías empleadas como en la forma en la que éstas se utilizan (mejores prácticas de uso) y finalmente, con respecto a la adecuación de la tecnología con los objetivos concretos relacionados con los productos, procesos o servicios de PEP.

El objetivo primordial del Mapa de Tecnologías de PEP® es contar con información confiable y objetiva sobre la capacidad tecnológica de la empresa para determinar de qué manera la aplicación de una tecnología puede contribuir a alcanzar los retos tecnológicos de la empresa y el objetivo de maximizar el valor económico de PEP derivado de la incorporación de las reservas de crudo y gas natural, o por medio del desarrollo y explotación racional de los yacimientos y producir y manejar los hidrocarburos eficientemente, o bien qué tecnologías



potenciales existen en el mercado que se puedan emplear para lograr los objetivos de explotación.

Asimismo, busca resolver un determinado problema a través de identificar cuál puede ser la respuesta tecnológica adecuada conforme a la información que proporciona el análisis de multi-variables, tales como aplicaciones tecnológicas y desempeño del yacimiento condicionado por sus características petrofísicas, entre otros.

El beneficio de los resultados de este proyecto para PEP es tener identificado el potencial tecnológico de la empresa, la detección de carencias o necesidades tecnológicas en áreas claves de PEP, para poder priorizar sus necesidades tecnológicas de PEP.



## Capítulo 5. Herramientas para la clasificación de las tecnologías

### 5.1 Editor de Taxonomías®

Se obtuvo la información de los procesos de “Desarrollo de campos y Explotación de yacimientos” de Pemex Exploración Producción (PEP) ® utilizados del año 2008 al año en curso.

Se observaron los Manuales de organización de las siguientes Subdirecciones de PEP: Coordinación Técnica de Explotación, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Coordinación de Servicios Marinos y Regiones Norte, Sur, Marina Noreste, Marina Suroeste con el fin de conocer las ubicaciones geográficas y los centros de trabajos que se encuentran operando actualmente en nuestro país.

Se realizó una búsqueda intensa de las tecnologías utilizadas en Pemex Exploración y Producción (PEP) ® a través de compañías (Halliburton, Schlumberger, Weatherford, Comesa, entre otras.), instituciones (Instituto Mexicano del Petróleo, Colegio de Ingenieros Petroleros, Petróleos Mexicanos, etc.) y escuelas (IPN y UNAM).

Se revisaron las diferentes especialidades utilizadas en la industria petrolera en la etapa de explotación de un yacimiento del país y de yacimientos a nivel mundial. Se escogieron las especialidades más completas y apegadas a la realidad de PEP.

De acuerdo a la información obtenida se puede establecer 5 diferentes raíces principales las cuales son fundamentales para el “Sistema Integral de Mapas de Talentos y Tecnologías de PEP”, estas raíces se mencionan a continuación:

- Taxonomías para Procesos
- Taxonomías para Especialidades
- Taxonomías para Tecnologías
- Taxonomías para Ubicación geográfica
- Taxonomías para Centros de trabajo



### Contenido del Editor de taxonomías

El editor de taxonomías se compone de 5 raíces principales las cuales tienen diferentes sub-raíces, las cuales se encuentran incluidas en los siguientes segmentos.

Taxonomías para los procesos de Explotación de un yacimiento.

Se construye en el editor de taxonomías, la taxonomía de los procesos de acuerdo con la siguiente clasificación:

- Etapa
- Proceso
- Subproceso
- Función genérica

En la sección descrita como etapa se manejan 2 secciones, sección 4 y sección 5, cada etapa llevan diferentes tipos de procesos, a su vez los procesos llevan subprocesos describiendo una función genérica.

Ejemplo:

Etapa	Proceso	Subproceso	Función genérica
5 Explotación de Yacimientos	5.1 Planeación de la explotación de hidrocarburos	5.1.5 Planeación de abandono	5.1.5.3 Elaborar plan detallado de abandono



Taxonomías para las especialidades necesarias para la Explotación de un yacimiento.

Se Identificaron los principales campos de especialidades de los procesos de “Desarrollo de campo y Explotación de yacimientos”, los cuales se dividieron en 6 partes:

1. Información y administración
2. Descripción del yacimiento y su dinámica
3. Perforación, Terminación e Intervención de Pozos
4. Diseño y Operación de Instalaciones de Producción
5. Salud, Seguridad, Protección Ambiental
6. Sustentabilidad/Responsabilidad Social

Identificar los grupos de especialidad, las especialidades y sub especialidades que son anidadas en los campos de especialidad de manera jerárquica, tomando en consideración las actividades que se desarrollan en esos procesos.

Se construye en el editor de taxonomías, la taxonomía de las especialidades de acuerdo con la siguiente clasificación:

- Grupo de especialidad
- Grupos de especialidad
- Especialidades

En la sección descrita como grupo de especialidad se manejan 6 secciones: sección 1, sección 2, sección 3, sección 4, sección 5 y sección 6 cada grupo de especialidad llevan diferentes grupos de especialidades y a su vez llevan especialidades



Ejemplo:

Grupo de especialidad	Grupos de especialidad	Especialidades
3 Perforación, Terminación e Intervención de Pozos	3.4 Programación de la perforación	3.4.1 Diseño de tubería de revestimiento

Taxonomías para las Tecnologías necesarias para la Explotación de un yacimiento.

Las tecnologías se dividieron en 6 secciones: sección 1, sección 2, sección 3, sección 4, sección 5 y sección 6.

1. Modelado Integral
2. Perforación y Terminación
3. Ingeniería de Producción
4. Productividad de Pozos
5. Recuperación
6. Genéricas



Se identifican las siguientes secciones para la construcción de la taxonomía de Tecnologías

- Etapa de explotación
- Intervención tecnológica
- División
- Subdivisión
- Tipología
- Tecnología

De acuerdo a la clasificación que se hizo de la tecnología (definida como tipología) esta se divide de la siguiente manera:

- Hardware
  - Herramientas
  - Equipo de monitoreo y control
  - Producto
- Software
  - Metodologías
  - Técnica
  - Sistemas de computación
  - Información-datos
- Know How
  - Conocimientos básicos
  - Habilidades técnicas
  - Competencias técnicas



Ejemplo:

Etapa de explotación	Intervención tecnológica	División	Sub-división	Tipología	Clasificación	Tecnología
1 Modelado integral	1.2 Caracterización dinámica	1.2.1 Análisis de fluidos	1.2.1.3 PVT	1.2.3.1 Hardware	1.2.3.1.1 Herramientas	1.2.3.1.1.4 Picnómetro

Taxonomías para las Ubicaciones geográficas activas para la Explotación de un yacimiento.

Para la elaboración de esta taxonomía se identifico en los manuales de organización de PEP, las áreas organizacionales que están involucradas con los procesos de "Desarrollo de campos y Explotación de yacimientos".

Se construye la taxonomía de la Ubicación Geográfica de acuerdo con las siguientes secciones:

- Región / Subdirección
  - Activo / Gerencia
    - Coordinación / Subgerencia
      - Área



Taxonomías para los Centros de trabajo activos para la Explotación de un yacimiento.

Para la elaboración de esta taxonomía se identifico de la información existente, los centros de trabajo donde existen, instalaciones de extracción y procesamiento de aceite y/o gas.

Se construye la taxonomía de los Centros de trabajos de acuerdo con la siguiente clasificación:

- o Región
  - Activo
    - Campo

Pasos para construir una taxonomía en el editor de "Sistema integral de mapas de talentos y tecnologías de PEP"

Se selecciona la raíz que se desea elaborar, se diseña, planea y se elabora. Como ejemplo tomaremos la raíz de las Tecnologías.

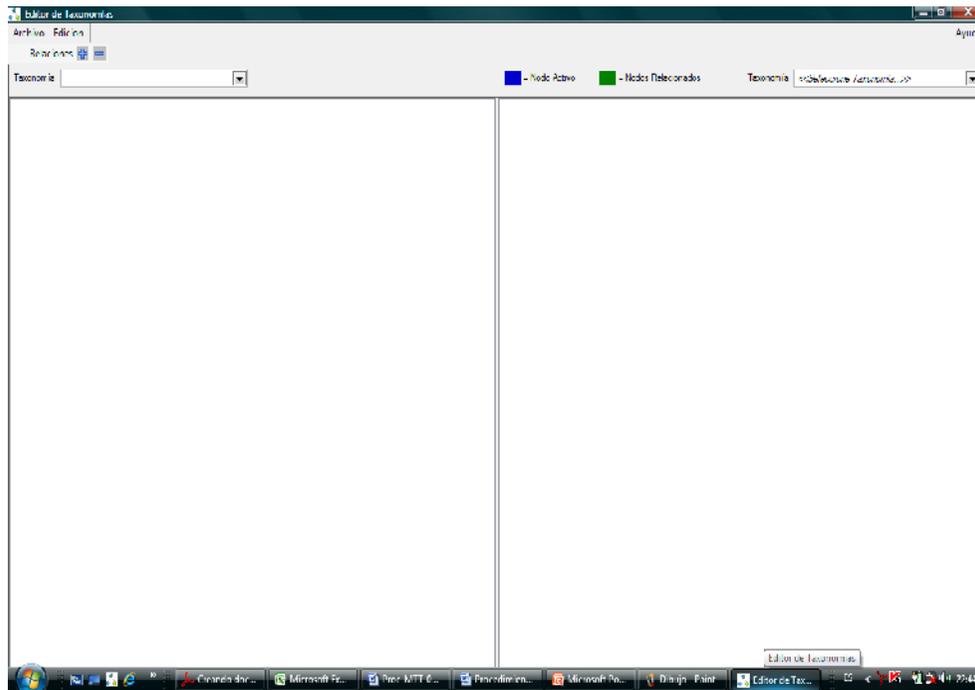
Paso 1. Se inicia el programa de Editor de Taxonomías (aparece un cuadro de diálogo el cual pide un nombre de usuario y password).



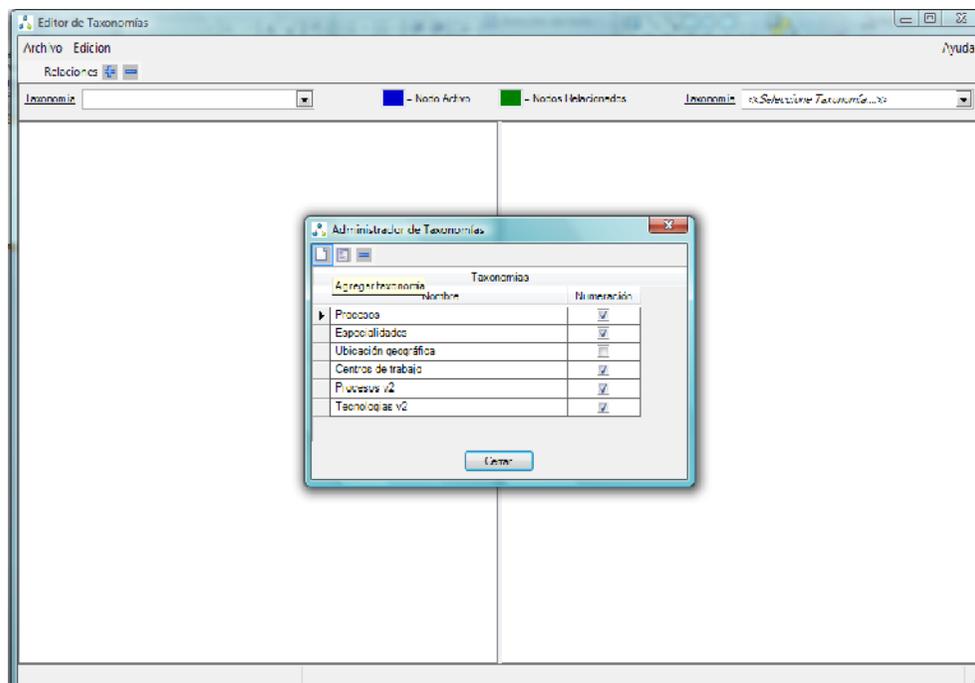
Nota: Por seguridad del sistema no se proporcionara el nombre de usuario ni el password.



Posteriormente aparece la ventana del Editor de Taxonomías del “Sistema integral de mapas de talentos y tecnologías de PEP”.

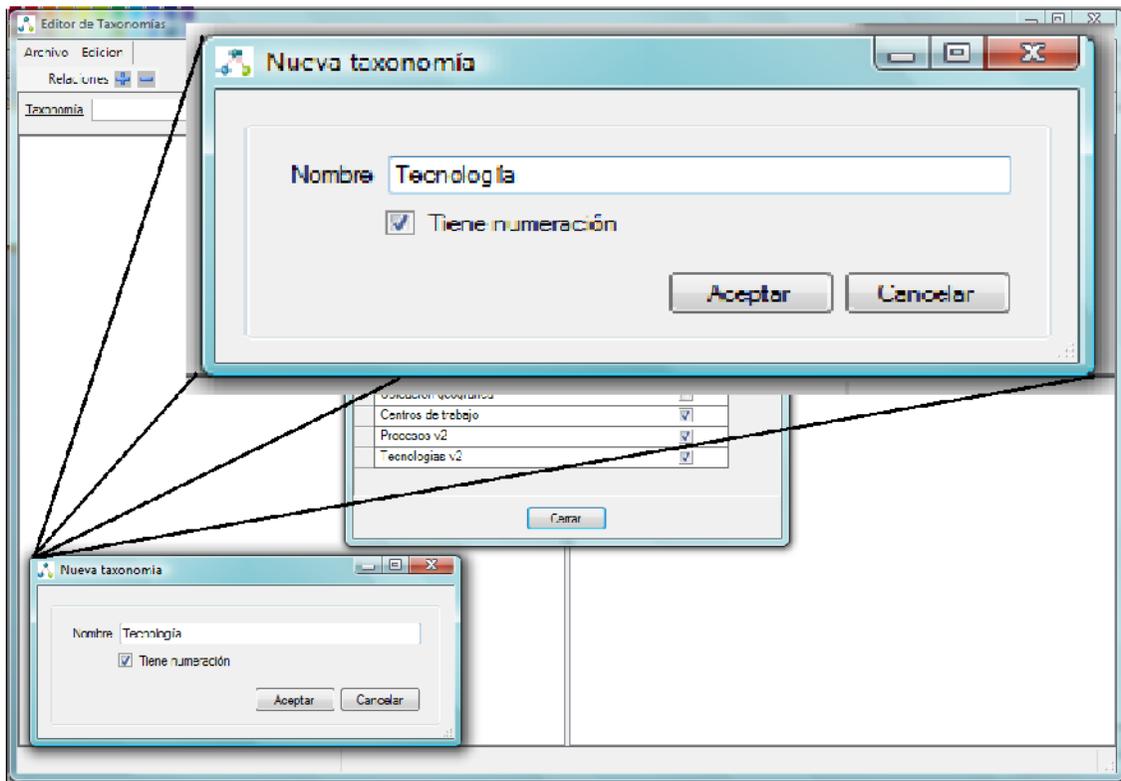


Paso 2. Presionamos el botón de edición en la parte de administrador de taxonomías y a continuación aparece un cuadro de diálogo

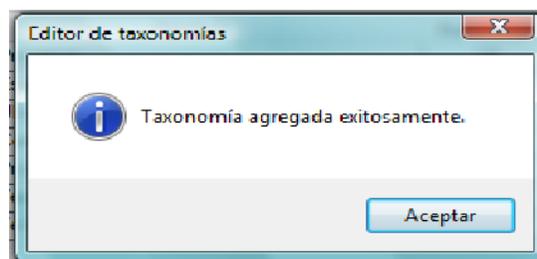




Paso 3. Seleccionar el botón de Agregar taxonomía, aparecerá un cuadro de diálogo pidiendo el nombre de la taxonomía a crear.

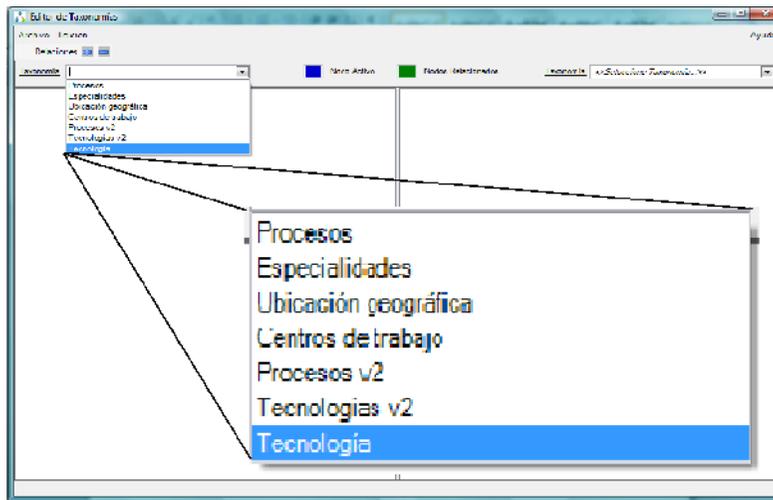


Aparecerá un mensaje "Taxonomía agregada exitosamente" como se muestra a continuación.

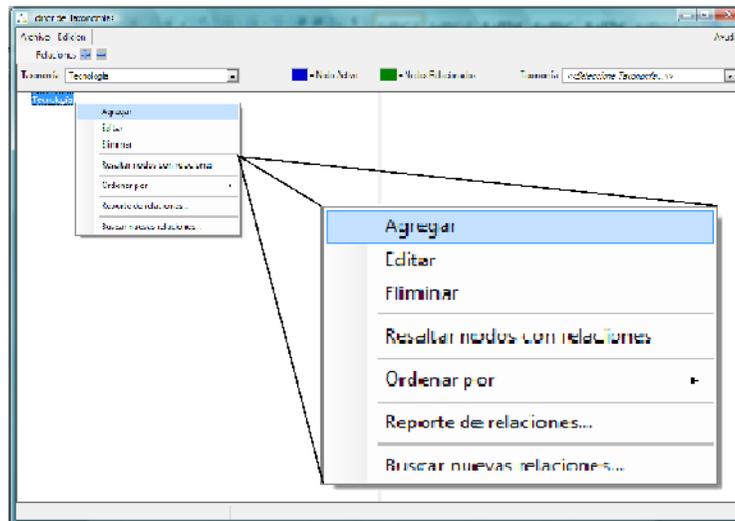




En la ventana principal del Editor de Taxonomías existe un recuadro en blanco, dándole un click aparecerá la opción de tecnologías como se muestra en la pantalla siguiente.

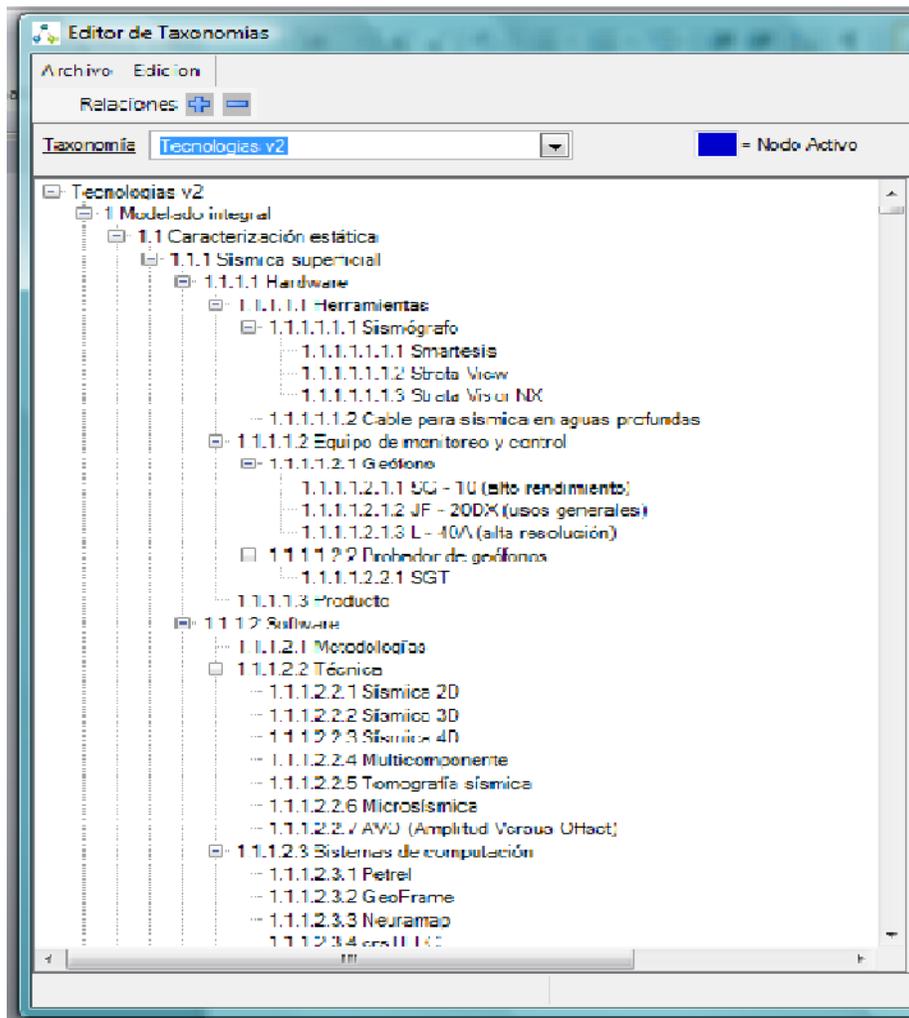


Paso 4. Una vez creada la taxonomía de tecnologías se puede agregar divisiones, editarla, eliminarla, relacionarla con otra taxonomía, ordenar o crear un reporte de las taxonomías





Paso 5. Una vez determinado el objetivo se va creando el editor de taxonomías de acuerdo a las especificaciones necesarias como se muestra en la siguiente pantalla.





### 5.2 Descripción de la hoja de captura e impresión de fichas tecnológicas de Excel

Para tener una captura de las tecnologías más rápida, así como la relación con los campos o pozos donde se aplicó dicha tecnología, se pidió que se hiciera una macro en Excel para que el proceso fuera más rápido a la hora de obtener la tecnologías en campo.

Finalmente después de varias versiones y revisiones se llego a tener la siguiente ficha para captura las tecnologías y ubicarlas en sus respectivas etapas tecnológicas, así como la ubicación del lugar donde se aplicó. También se consideraron otros aspectos necesarios para tener una mejor información de la tecnología, como su efectividad en Pemex, en el caso de que ya se haya aplicado, y los proveedores que cuentan con la tecnología, y en el caso de que sea una tecnología potencial se asocia a una especialidad dentro de la empresa.

**Agregar tecnología**

Seleccione intervención tecnológica

Etapas [ ]

Intervención [ ]

División [ ]

Subdivisión [ ]

Datos de la nueva tecnología

Tipología [ ]

Tecnología [ ]

Modelo [ ]

Otra [ ]

Imagen [ ... ]

Proveedores

Nombre [ ]

Datos de contacto [ ]

Años en el mercado de la Tecnología [ ]

¿Es nueva tecnología?, Asociar:

Especialidad [ ]

Descripción [ ]

Efectividad de la tecnología en PEMEX

Aplicaciones [ ]

Efectividad de la tecnología [ Total ]

Fecha de aplicación [ ]

Nivel de impacto de la tecnología [ Alto ]

Grado de dominio de la tecnología [ 1 ]

Escala de madurez de la tecnología [ Embrionaria ]

Asociar región geográfica

Pozos [ ]

Yacimientos [ ]

Datos del Pozo / Yacimiento:

Región [ ]

Activo [ ]

Campo [ ]

Proyecto estratégico [ ]

Estado actual [ ]

Tipo de yacimiento [ ]

[ Agregar ] [ Cerrar ]



La siguiente imagen muestra la hoja que nos ayuda a imprimir varias fichas tecnológicas y obtenerlas impresas o en un solo archivo y así conocer cuantas tecnologías se tienen registradas, la ficha nos muestra de manera amigable toda la información de la tecnología para poder tener una idea general de su uso y especificaciones.

The screenshot shows a web application window titled "Formulario generador de plantillas de Impresión". The main heading is "Datos Generales". The form includes the following fields and sections:

- Intervención Tecnológica:** Input field.
- Nombre de la Tecnología:** Input field.
- Proveedor (es):** Input field.
- Datos de contacto:** Input field.
- Descripción de su aplicación:** Input field.
- Años en el mercado de la Tecnología:** Input field.
- Nivel de impacto de la tecnología:** Input field.
- Grado de dominio de la tecnología:** Input field.
- Tipo de Tecnología:** Input field.
- Modelo:** Input field.
- Aplicaciones en PEP:** A large empty text area.
- Posibles aplicaciones en PEP:** A large empty text area.

Navigation and action buttons at the bottom include: "< Primer", "Siguiente >>", "<< Anterior", "Ultimo >|", "Ir a", "Generar hoja", "Rango de impresión: [ ] a [ ]", "Generar hojas", and "Salir".



### Capítulo 6. Ejemplos de fichas tecnológicas

**Ficha técnica de la tecnología**

**Intervención Tecnológica:** Recuperación mejorada **Tipo de Tecnología:** Herramienta

**Nombre de la Tecnología:** Bomba triplex HT-400 **Modelo:** HT-400

**Proveedor (es):** Halliburton

**Datos de contacto:** Ciudad del Carmen Lote 3 Manzana Q Puerto Industrial Pesquero Laguna Azul, Ciudad del Carmen, Campeche CP 24121

**Descripción de su aplicación:**  
Maneja presiones hasta de 20,000 psi y gastos de 17.5 bpm

**Años en el mercado:** s/d

**Nivel de impacto de la tecnología en PEMEX:** s/d

**Grado de dominio de la tecnología en PEMEX:** s/d



**Aplicaciones en PEP:** s/d

**Ficha técnica de la tecnología**

**Intervención Tecnológica:** Recuperación mejorada **Tipo de Tecnología:** Sistemas de computación

**Nombre de la Tecnología:** Petrel **Modelo:** s/M

**Proveedor (es):** Schlumberger

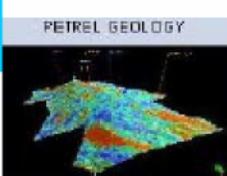
**Datos de contacto:** Telephone: +52 55 5263 3000  
Fax: +52 5 263 3191  
Address: Dowell Schlumberger de Mexico, SA de CV

**Descripción de su aplicación:**  
Con este programa podemos evaluar las condiciones del yacimiento antes de empezar a inyectar algún fluido para mantener la presión, además de conocer cual va a ser su comportamiento aproximado, conforme pasa el tiempo.

**Años en el mercado:** s/d

**Nivel de impacto de la tecnología en PEMEX:** s/d

**Grado de dominio de la tecnología en PEMEX:** s/d



**Aplicaciones en PEP:** s/d



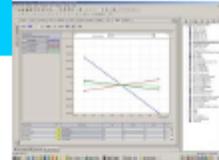
### Ficha técnica de la tecnología



<b>Intervención Tecnológica:</b>	Administración de yacimientos	<b>Tipo de Tecnología:</b>	Sistemas de computación
<b>Nombre de la Tecnología:</b>	Merak Peep	<b>Modelo:</b>	S/M
<b>Proveedor (es)</b>	Schlumberger		
<b>Datos de contacto</b>	Telephone: +52 55 5263 3000 Fax: +52 5 263 3191 Address: Dowell Schlumberger de México, SA de CV		
<b>Descripción de su aplicación:</b>	Con este programa podemos evaluar los yacimientos de manera integral, además de evaluar diferentes escenarios de explotación, dependiendo de las variables que mas impacten en el análisis económico		
<b>Años en el mercado</b>	S/M		
<b>Nivel de impacto de la tecnología en PEMEX</b>	S/M		
<b>Grado de dominio de la tecnología en PEMEX</b>	S/M		

**Aplicaciones en PEP**

29, , , , ,



### Ficha técnica de la tecnología



<b>Intervención Tecnológica:</b>	Perforación	<b>Tipo de Tecnología:</b>	Herramienta
<b>Nombre de la Tecnología:</b>	Ampoliador de pozo	<b>Modelo:</b>	S/M
<b>Proveedor (es)</b>	Schlumberger Oil Field Services		
<b>Datos de contacto</b>	Nacional 425, Nivel 1, Col. Granada México D.F. C.P. 11520, Tel: 55 52 63 33 06		
<b>Descripción de su aplicación:</b>	Ampitar el tamaño del agujero.		
<b>Años en el mercado</b>	S/M		
<b>Nivel de impacto de la tecnología en PEMEX</b>	S/M		
<b>Grado de dominio de la tecnología en PEMEX</b>	S/M		

**Aplicaciones en PEP**

120, , , , ,





## Capítulo 7. Diseño final de las fichas tecnológicas

Pantalla de inicio

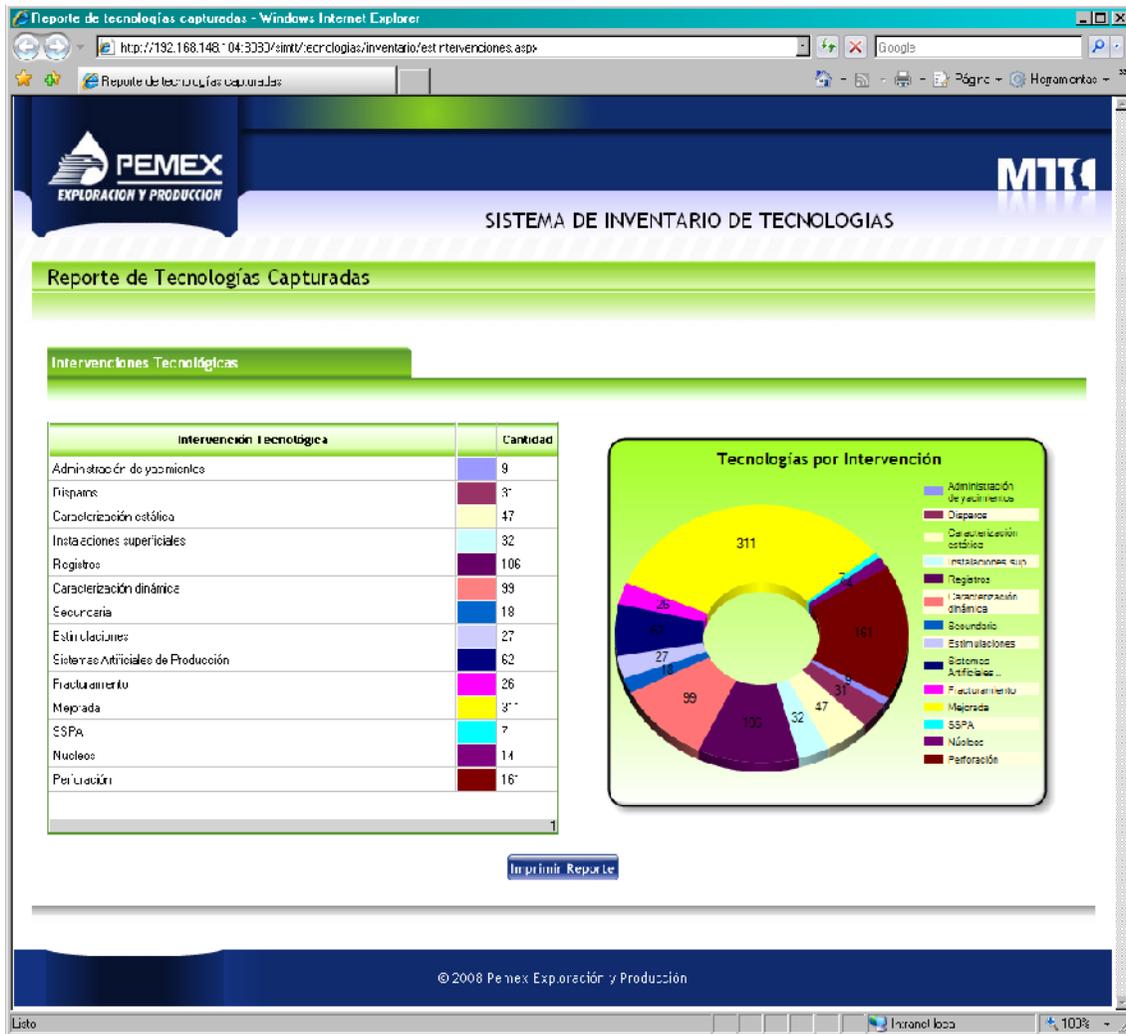
En esta pantalla podemos observar los diferentes módulos que tiene el Sistema Integral de Mapas de Talentos y Tecnologías





### Reporte gráfico de las tecnologías capturadas por intervención

Ahora en esta gráfica tenemos las tecnologías que se tienen almacenadas en el sistema, pero clasificadas por la intervención tecnológica en la que se aplican.





## Conclusiones

Para llevar a cabo la clasificación de las Intervenciones Tecnológicas se tomo en cuenta como la unidad de análisis el yacimiento.

Esta información es de gran ayuda para alimentar bases de datos con las que cuenta PEMEX como ADITEP® (Administration of Data and Technical Information of Exploration and Production)

La clasificación de las tecnologías por intervención tecnológica permite conocer en cual etapa de explotación del yacimiento puede intervenir cierta tecnología

La clasificación de la tecnología por su tipología ofrece la oportunidad de conocerla por el objetivo que cumple dentro de alguna intervención tecnológica

El conocer el estado de la producción de los pozos o yacimientos nos permiten evaluar el desempeño de la tecnología aplicada, y así saber si es rentable su aplicación.

Cuando sabemos las condiciones petrofísicas y químicas del yacimiento y del fluido, podemos extrapolar esas condiciones y saber si dicha tecnología es aplicable a otros yacimientos.

La división y subdivisión de de las intervenciones tecnológicas permite hacer una clasificación más adecuada de las tecnologías y así optimizar su identificación y búsqueda.

Con la determinación de estas IT's podemos asegurar que la producción que va a aportar el yacimiento será la óptima, y se realizaran las operaciones necesarias para optimizar los costos de producción y la producción y recuperación de hidrocarburos para satisfacer la demanda de producción del yacimiento



## Bibliografía

- Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. Un siglo de la perforación en México
- Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson (2004) Petrophysics -Gulf Professional Publishing – ISBN: 0-7506-771 1-2
- Gerard Gaynor- (1999) Manual De Gestión En Tecnología Tomo 1 Y 2 – Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A - ISBN-958-600-983-1 Obra completa
- Tarek M. Khalil (1999) Management of Technology : The Key to Competitiveness and Wealth Creation. McGraw-Hill College -October -ISBN-10: 007366149X
- Behrmann, Brooks, Farrand, Fayard. Técnicas de los diseños de los disparos para optimizar la producción Rosharon, Texas
- Boyoyun Guo, William C. Lyons (2007) Petroleum production engineering -Elsevier Science & Technology Books -ISBN: 0750682701
- Francisco A. Arroyo (1985) Apuntes de registros geofísicos de pozos. División de ingeniería en ciencias de la tierra. Facultad de ingeniería UNAM –FI/DICT/85-054
- Francisco Garaicochea, Fernando Samaniego. Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados –Colegio de ingenieros petroleros de México A. C.
- Gerard Gaynor- (1999) Manual De Gestión En Tecnología Tomo 1 Y 2 – Editorial Mc Graw Hill Interamericana S.A - ISBN-958-600-983-1 Obra completa
- Ing. Javier Arellano Gil. (2005) Apuntes de geología de explotación del petróleo UNAM México DF
- J. S. Archer & C. G. Wall. (1986) Petroleum Engineering, principles and practice. Graham & Trotman –USA ISBN 0-X6OIO-665-9
- John Lee. (1982) Well Testing. Texas A&B University -Society of Petroleum (December 1982) -ISBN-13: 978-0895203175
- María Elena Cautli Hernández (2005) Tesis “Propiedades de los fluidos petroleros” UNAM México, DF
- Mr. D G Bowen (2003) Formation Evaluation and Petrophysics. Core Laboratories. Jakarta, Indonesia
- Pemex –Exploración Producción (1999) Las reservas de hidrocarburos en México- Volumen 1
- Pemex –Exploración Producción (2003) Glosario de términos de explotación y de tecnología – SCTET
- PEP-Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional- (2001) Diagnóstico tecnológico.



William D. McCain (1990). The properties of petroleum fluids. Penn Well books. Tulsa, Oklahoma -ISBN 0-87813-335-1

Definición Conceptual del Mapa de Tecnologías de PEP. Zoloxochitl Aquino. Agosto 2008

Definición Operacional de los Elementos que Describen el Inventario de Tecnologías de PEP. Zoloxochitl Aquino. Agosto 2008

Definición de los Elementos de la Ficha Técnica de la Tecnología. Zoloxochitl Aquino. Agosto 2008

Cat-Map-Tec-01-05 Intervenciones Tecnológicas. Marzo 2009

Cat-Map-Tec-01-06 Tipología de la tecnología. Marzo 2009

Definición de los criterios para la clasificación y posicionamiento del estado de las tecnologías usadas en las intervenciones a los yacimientos de los activos de PEP. Ismael Juárez Ortega. Marzo 2009

