



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

*“Información de labores en la compañía
Petroswab de México S.A. DE C.V.”*

INFORME DE TRABAJO PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
JORGE ALBERTO ROJO MEZA

Aval ante el Comité de Titulación:
Ing. LUCÍA ELENA GARCÍA ORTEGA

Supervisor del trabajo Petroswab de México:
Lic. JUAN MANUEL BARAJAS ICHANTE

México, D.F., 2009.

TÍTULO DEL TRABAJO:

**“Información de labores en la compañía
Petroswab de México S.A. de C.V.”**

MODALIDAD DE TITULACIÓN:

EXPERIENCIA LABORAL

AVAL: ING. LUCÍA ELENA GARCÍA ORTEGA

SINODALES:

PRESIDENTE:	M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
VOCAL:	ING. LUCÍA ELENA GARCÍA ORTEGA
SECRETARIO:	ING. MA. ISABEL VILLEGAS JAVIER
1ER. SUPLENTE:	M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA
2DO. SUPLENTE:	ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

**“Información de labores en la compañía
Petroswab de México S.A. DE C.V.”**

Jorge Alberto Rojo Meza.

Trabajo profesional realizado en:
Petroswab de México S.A. de C.V.
Calle Panamá No. 414, col. 27 de Septiembre,
Poza Rica-Veracruz-México. C.P. 93320

Período del desarrollo del trabajo:
Del 28/marzo/2008 al 31/diciembre/2008.

Supervisor del trabajo Petroswab de México:
Lic. Juan Manuel Barajas Ichante
Director General
Tel. (782) 82-6- 59-59, (782) 82-3-59-07 ext. 11.
Correo electrónico: director@petoswab.com.mx

Aval ante el Comité de Titulación:
Ing. Lucía Elena García Ortega

ÍNDICE

Contenido	Pág.
I. INTRODUCCIÓN.	1
II. OBJETIVO.	3
III. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO.	4
IV. BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO.	4
IV.1. Poza Rica Como Ciudad Petrolera.	6
V. UBICACIÓN GENERAL DE POZA RICA, VERACRUZ.	11
VI. PROBLEMÁTICA.	12
VI.1. Flujo Natural.	12
VI.2. Sistema De Producción.	13
VI.3 Problemas Comunes.	16
VI.3.1 Bloqueo por Agua.	17
VI.3.2 Taponamiento por Partículas Sólidas.	17
VI.3.3 Emulsiones.	18
VII. PETROSWAB DE MÉXICO S. A. DE C. V.	19
VIII. SISTEMA DE SWAB O INDUCCIÓN.	23
IX. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO DE INDUCCIÓN.	25
X. DESCRIPCIÓN BREVE DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA SWAB.	28
X.1. Herramienta Superficial.	29
X.1.1. Malacate Principal en Unidad Hidráulica de Inducción.	29
X.1.2. Tambor de Malacate Principal.	29
X.1.3. Motor Hidráulico Principal.	30
X.1.4. Tablero de Control para Unidad Hidráulica de Inducción.	30
X.1.5. Mástil en Unidad Hidráulica de Sondeo.	30

<u>Contenido</u>	<u>Pág.</u>
X.1.6. Presas Metálicas.31
X.1.7. Brida R27.32
X.1.8. Conexión tipo T.33
X.1.9. Tubo Lubricador.33
X.1.10. Limpiador de cable.34
X.1.11. Cable de acero.34
X.1.12. Válvula de Cierre.35
X.2. Herramienta de Fondo.35
X.2.1. Cabeza Conectora.35
X.2.2. Cabeza giratoria.36
X.2.3. Rodillas.36
X.2.4. Contrapesos.37
X.2.5. Adaptador de Roscas.37
X.2.6. Tijera o Martillo.38
X.2.7. Madrina de Trabajo.38
X.2.8. Copas Swab.39
X.2.9. Cubeta Desarenadora.40
X.2.10. Block de Impresión.40
XI. VENTAJAS DEL SISTEMA SWAB.	41
XII. ACTIVIDADES REALIZADAS EN PETROSWAB DE MÉXICO.	42
XII.1. Inducción a Pozos Petroleros.42
XII.2. Almacenamiento de información estadística.44
XII.3. Realización de Gráficos de los Pozos Inducidos.44
XII.4. Elaboración de Gráficos Estadísticos.47
XII.5. Proyecto Revista Petroswab de México.51
XII.6. Revisión de Reportes de Inducción.52
XII.7. Entrega de resultados del servicio Swab al cliente.52
XII.8. Participación en la Propuesta Técnica y Económica de la Compañía Petroswab de México.52
XII.9. Cotejo de Resultados entre PEMEX Y Petroswab de México.52
XII.10. Proceso de licitación.53
XII.11. Cálculo de la constante para tanques de almacenamiento.53
CONCLUSIONES.	54
BIBLIOGRAFÍA.	55

I. INTRODUCCIÓN

En México existen diversas técnicas para extraer el crudo, sin embargo la técnica que se presenta en este trabajo innova para la industria petrolera y para México. Pues la inducción es una de las maneras más prácticas en el presente para hacer que los pozos produzcan.

De acuerdo al proyecto autorizado en el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, se debe recuperar una reserva de 6,300 MMB de crudo y 14,500 MMMPC de gas asociado en todo el horizonte, incrementando la producción para el año 2016 hasta un máximo de 780 MBD de crudo y 1,400 MMPCD de gas con la perforación y terminación de alrededor de 15,000 pozos de desarrollo. Debido a la gran heterogeneidad de los yacimientos, falta de un mecanismo de mantenimiento de presión del yacimiento, la diversidad de los fluidos producidos parafínicos y asfálticos, así como geles originados por la necesidad de fracturar los pozos hidráulicamente debido a la baja permeabilidad que los caracteriza. Los pozos tienen una vida fluyente corta por lo que se hace necesario la temprana utilización de los sistemas artificiales de bombeo de hidrocarburo a superficie, en conjunto con el sondeo e inducción de pozos para el mantenimiento de la producción.

Petroswab De México S. A. de C. V. es una empresa cien por ciento mexicana que labora principalmente en Poza Rica, Veracruz. En esta empresa estamos dedicados a la inducción y evaluación de pozos petroleros, manejo y transporte de fluidos que forman parte fundamental de nuestras actividades diarias.

El compromiso está enfocado a la innovación de servicios buscando nuevos horizontes ofreciendo para ello tecnología y sistemas de producción que reduzcan significativamente costos y riesgos financieros, y así permitir el crecimiento de manera conjunta con la industria petrolera.

Al construir un historial de la frecuencia con que se realizan las inducciones a los pozos petroleros, se lleva a cabo una adecuada evaluación del potencial de los pozos con lo que se pueden hacer recomendaciones de inducción a pozos candidatos al servicio.

Dentro de la organización nos esmeramos día a día en realizar evaluaciones de las necesidades de nuestros clientes, para que cuenten con herramientas económicas y eficaces para así satisfacer y superar las expectativas necesarias de desarrollo con costos congruentes de las mejores prácticas internacionales.

II. OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo es reportar las actividades realizadas por mí, Jorge Alberto Rojo Meza, en la compañía Petroswab de México S. A. de C. V. durante el período comprendido del 28 de marzo del 2008 al 31 de diciembre del 2008.

Además informar sobre los trabajos que se realizan en la Compañía Petroswab de México así como la herramienta que se utiliza para realizar el trabajo de Inducción o Swab en los pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo (AIATG).

III. IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO

La vida sin el petróleo no podría ser como la conocemos. Del crudo obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses, combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fábricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

La industria petroquímica usa productos derivados del petróleo para hacer plásticos, fibras sintéticas, detergentes, medicinas, conservadores de alimentos, hules, agroquímicos, entre otros.

El petróleo ha transformado la vida de las personas y la economía de las naciones. Su descubrimiento creó riqueza, modernidad, pueblos industriales prósperos y nuevos empleos.

IV. BREVE HISTORIA DEL PETRÓLEO.

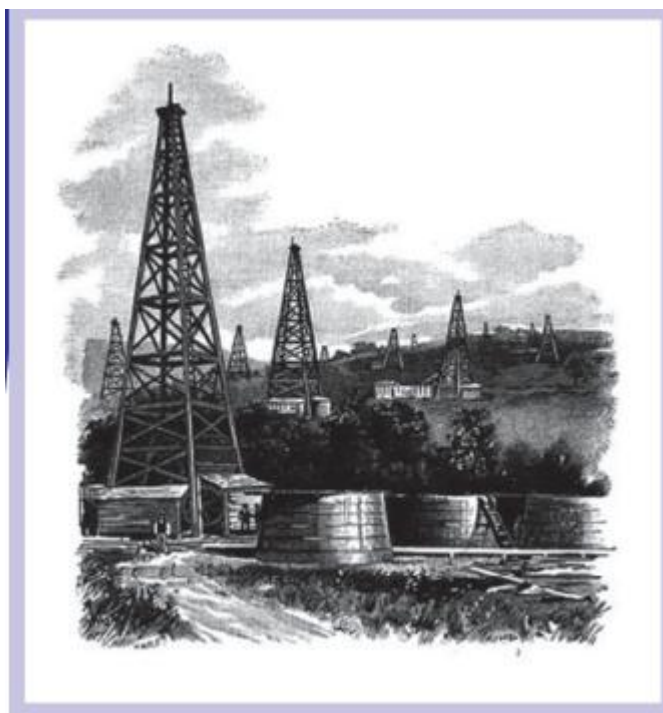
En 1935, las compañías petroleras que operaban en territorio mexicano (que en ese entonces se encontraban en manos de capital extranjero) se negaron e intentaron impedir la creación de sindicatos de trabajadores petroleros. Sin embargo, pese a los esfuerzos de estas empresas se logró crear al Sindicato Único de Trabajadores Petroleros, este sindicato comenzó una huelga para mejorar las condiciones de trabajo e incrementar los salarios de los trabajadores. Ese mismo año, el entonces Presidente de México, Lázaro Cárdenas intervino para mediar la situación.



Lázaro Cárdenas

Ya que el problema entre los trabajadores y las compañías no se resolvía y esto afectaba grandemente a la economía de todo el país, en 1938 Lázaro Cárdenas se unió a las peticiones de los trabajadores y se exigió el incremento en los salarios y una mejora en los servicios sociales de los trabajadores. Desafortunadamente las compañías británicas y norteamericanas se negaron a esto y los inversionistas extranjeros amenazaron con irse del país llevándose todo su capital.

Debido a esto, el 18 de marzo de 1938, el Presidente de México, Lázaro Cárdenas declaró su decisión de expropiar la industria petrolera (que incluyó todos los recursos e instalaciones existentes en territorio mexicano). La expropiación petrolera se llevó a cabo gracias al apoyo de todo el pueblo de México para pagarle a las compañías extranjeras la expropiación de sus bienes para la nación. Dos horas después, en todas las estaciones de radio de la República se hizo pública al pueblo de México. Se creó entonces la compañía del estado Petromex y ésta comenzó a adquirir las concesiones existentes. Finalmente, el 7 de junio de 1938 se publicó el decreto de creación de Petróleos Mexicanos.



Un día después del histórico acontecimiento de la expropiación petrolera, hubo miedo para enfrentar semejante responsabilidad, pues las empresas extranjeras retiraron a su personal especializado. Nuestra industria del petróleo tenía que salir adelante y no se contaba aún con los cuadros necesarios para enfrentar el reto de organizar y dirigir los primeros grupos de especialistas que habrían de operar la industria más importante del país. Sin embargo, obreros, técnicos y administradores mexicanos unieron sus esfuerzos, conocimientos y experiencia para apoyar la decisión.



IV.1 Poza Rica Como Ciudad Petrolera.

Desde 1881 se explotaba, aunque en forma rudimentaria, casi artesanal, el petróleo de nuestra región, en la zona de Furbero y Palma Sola. En 1903 la pequeña empresa inglesa “Oil fields de México” llegó a la región, adquiriendo terrenos en varias zonas (entre otros lugares, el propio Poza Rica), además de construir un oleoducto que unía a Furbero con la terminal marítima de Cobos y la famosa vía angosta del ferrocarril con igual destino que el oleoducto ya citado.

Poza Rica, centro industrial y como moderno conglomerado urbano, inició su desarrollo en el año de 1932, cuando la empresa petrolera inglesa “El Águila” decidió trasladar sus oficinas y talleres generales del campamento de Palma Sola hacia Poza Rica.

En los años siguientes “El Águila” empezó a perforar en otras zonas distintas a Furbero y Palma Sola. Así, brotó el famoso pozo “Poza Rica, número 2”, el cual fue en realidad el pozo anunciador de la gran riqueza que contenía el nuevo yacimiento petrolífero.

“El Águila” construyó, en un verdadero alarde tecnológico para la época, el impresionante y larguísimo oleoducto Palma Sola-Azcapotzalco, tendido a lo largo de más de 300 Km. y sorteando la monumental cordillera de la Sierra Madre Oriental.

La fuerte inversión que representó el tendido de dicho oleoducto nos permite señalar que los empresarios ingleses del “Águila”, sabían desde el principio que Poza Rica tenía en sus entrañas un verdadero mar de oro negro.

Al agotarse la producción de la zona de Furbero y Palma Sola y con el descubrimiento del rico yacimiento de Poza Rica, la compañía petrolera “El Águila” decidió trasladar su campo principal de esta región en 1932, de Palma Sola a Poza Rica. En este lugar, antes de 1932, sólo existían unas cuantas familias totonacas dedicadas a la agricultura.

Uno de los totonacos, Don Evaristo Cruz Santiago relata como era Poza Rica antes de 1932: “Antes de que viniera la compañía petrolera “El Águila” en 1932, aquí no había nada, era una selva tropical donde crecían corpulentos y centenarios árboles de chico zapote, cedros, caobas, chijoles, alsaprimas. Abundaban los venados, jabalís y grillos, tejones, aves de múltiples colores, papanes, cotorras, tucanes, pericos, calandrias, loros, papagayos, chachalacas, carines y cenizontles. Los arroyos del Huéleque, Mollejón, del Maíz y Salsipuedes eran riquísimos en peces, truchas, lebranchas, bobos, acamayayas, camarones, langostinos, anguilas, sin faltar los temibles lagartos y cocodrilos. En tierra existían venenosas víboras cuatro narices, coralillos, boas, masacuatatas, bejuquillos, voladoras y escorpiones. Los indígenas se dedicaban al cultivo del maíz, frijol, chile, pipián, vainilla; a la cría de puercos, gallinas y guajolotes, a la caza de venados, jabalís, tejones, chachalacas, palomas y totocales; la pesca que era muy abundante en el río Cazonces y en los arroyos ya descritos, en los cuales había numerosas pozas y chorreras que las llamaban pasos, por que allí pasaba la gente sin utilizar puentes, ni esquiles o botes, pues eran partes bajas del río o los arroyos.

De tal forma, que en los últimos días de 1932, estaba ya completamente establecido el nuevo campo petrolero de Poza Rica.



Monumento al Petrolero

Al intensificar “El Águila” sus trabajos de perforación de pozos y la construcción de la planta de tratamiento primario, de la gigantesca compresora, así como la de la batería de separadores, la empresa petrolera se vio precisada a contratar un gran número de trabajadores, iniciando así un proceso de concentración obrera en la región.

La crisis económica mundial de principios de los años treinta creó en el país un dramático declive de las actividades productivas y con ello, se generó un tremendo nivel de desempleo. Debido a esto, la demanda de trabajo en Poza Rica atrajo diariamente largas caravanas de gente en busca del ansiado empleo.

Así se fue formando un proletariado petrolero que tenía un carácter cosmopolita. Un número importante de esta clase social eran obreros que ya desde hace algunos años laboraban para “El Águila” en Palma Sola. Eran trabajadores que contaban con experiencia tanto en el trabajo como en la peculiar vida del campamento petrolero, acostumbrados a vivir aislados, en medio de la selva. La mayoría de ellos eran obreros calificados (perforadores, pileros, mecánicos, carpinteros, soldadores, etc.).

Otro grupo de los nuevos trabajadores de la zona de Poza Rica era formado por hombres que antaño habían laborado en los centros petroleros del norte de Veracruz, en la llamada "Faja de Oro". La mayoría de ellos habían sido despedidos de las compañías petroleras a causa del agotamiento de los yacimientos de esa zona, pero al estar acostumbrados al trabajo en la industria, se habían aventurado rumbo al sur, al lugar a donde habían oído estaban contratando personal.

Un cosmopolita y vitalísimo centro poblacional se iba creando, en aquella década de los años treinta en la zona norte de Veracruz.



Poza Rica Antiguo.

Cuando la compañía mexicana de petróleo "El Aguila" compra los campos de Furbero y Palma Sola, antes ubicados en la extinta Hacienda Palma Sola o Nextlapan, la compañía instala sus oficinas y cuando el gobierno mexicano expropia el petróleo, estos bienes pasaron a poder de PEMEX.

Poza Rica estaba naciendo.

Ahora Poza Rica es una entidad netamente petrolera y por su geografía e importancia, se ubica como polo económico receptor del sector comercial de la zona norte del Estado de Veracruz.



Poza Rica Actual.

V. UBICACIÓN GENERAL DE POZA RICA, VERACRUZ.

Veracruz es una angosta franja de tierra ligeramente curvada, que se extiende de noroeste a sureste sobre la costa.

Tiene una superficie de 72, 815 Km², con una franja costera de 684 Km, la cual representa el 3.7% de la superficie total de México.

Su extensión máxima de noroeste a sudeste es de 800 kilómetros de largo y 212 km de ancho, mientras que la mínima es de 32 km de anchura.

Colinda al norte con el estado de Tamaulipas; al este con el Golfo de México y el estado de Tabasco; al sureste con el estado de Chiapas; al sur con el estado de Oaxaca y al oeste con los estados de Puebla, Hidalgo y San Luis Potosí.



Estado de Veracruz.

VI. PROBLEMÁTICA

El proceso de producción de un pozo petrolero se inicia desde el instante en que los fluidos comienzan a moverse desde el radio de drenaje del yacimiento y termina cuando son recolectados en la estación de flujo. Los fluidos transportados pierden energía en el yacimiento, en el pozo y en la línea de flujo que los lleva a la estación recolectora. Cuando la energía del yacimiento es suficiente para completar el proceso de producción, se dice que el pozo produce por flujo natural, y cuando es necesario utilizar alguna fuente externa de energía para el levantamiento de fluidos, desde el fondo del pozo hasta la estación, se dice que el pozo produce mediante levantamiento artificial.

VI.1 Flujo Natural

La tasa de producción de un pozo es producto de un perfecto balance entre la oferta de energía del yacimiento y la demanda de energía del pozo, incluyendo sus facilidades de transporte en la superficie. Para realizar este balance, es necesario cuantificar el consumo de energía en los distintos componentes del sistema de producción. Inicialmente, la energía del yacimiento es, por lo general muy alta y el pozo producirá por flujo natural altos caudales de fluido. No obstante, para explotarlo eficientemente es necesario controlar la tasa de producción de los pozos. Con el tiempo, la energía del yacimiento será insuficiente para levantar los fluidos desde el fondo hasta la superficie y el pozo dejará de producir por flujo natural.



VI.2 Sistema De Producción.

El proceso de producción en un pozo petrolero comprende el recorrido de los fluidos desde el radio de drene en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. El sistema de producción esta compuesto por cuatro módulos principales: Yacimiento, Terminación, Pozo y Línea de Flujo en la superficie. Existe una presión de partida de los fluidos en este proceso de producción que es la presión estática del yacimiento, y una presión final de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo. La perdida de energía a través de cada componente está en función de las características de los fluidos producidos, y especialmente, del caudal de flujo transportado.

De tal manera, que la capacidad de producción del sistema responde a un balance de energía, donde la suma de las perdidas de energía, expresada en forma de presión de cada componente, es igual a la perdida total. Tradicionalmente, el balance de energía se realizaba en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores en el proceso de producción permite establecer ese balance en otros puntos de la trayectoria del proceso que se conocen con el nombre de nodos. Para realizar el balance de energía en los nodos, se toman varias tasas de flujo con las cuales se determina la presión con la cual el fluido entra al nodo y la presión requerida para salir del mismo.

A través del tiempo, la oferta de energía del yacimiento en el fondo del pozo puede reducirse a consecuencia de la disminución de la presión estática del pozo. Adicionalmente, la demanda de energía en el fondo puede aumentar a consecuencia del incremento del porcentaje de agua. En ambos casos, el resultado es que la capacidad de producción del sistema disminuye.

En otras situaciones más críticas puede suceder que la demanda de energía en el nodo sea siempre mayor que la oferta de energía del yacimiento para cualquier tasa de flujo. En estas circunstancias, el pozo "muere", es decir, deja de producir por flujo natural. Cuando esto ocurre, se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial.

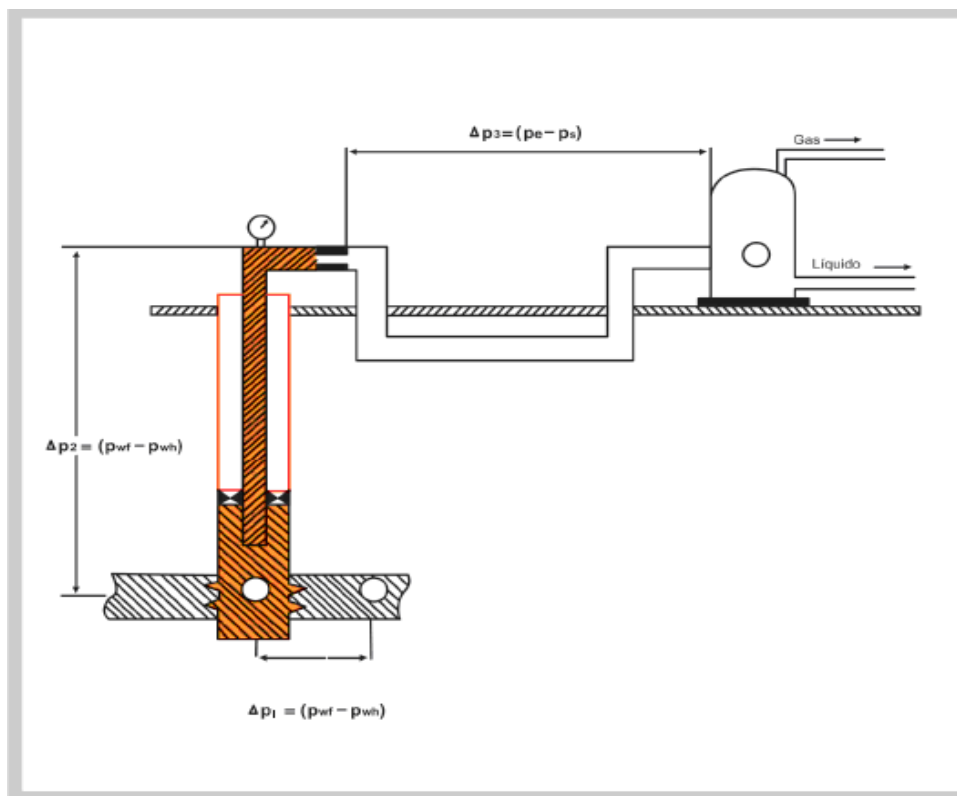
El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción tales como arenamiento, conificación de agua, entre otros.

Hoy en día, poco menos de la mitad de los pozos productores fluyen en forma natural, por lo que es muy común encontrar muchos sistemas artificiales de producción.



Por la variación de energía que existe entre el lapso del declive natural de la energía del yacimiento es necesario recurrir a sistemas artificiales de producción, para así transferir energía al fondo del pozo con el objeto de reducir la carga hidrostática sobre la formación, de tal forma que la energía disponible del yacimiento fluya al pozo y los volúmenes comerciales de hidrocarburos sean levantados o desplazados a la superficie, siendo el bombeo mecánico uno de los sistemas artificiales de producción más empleados.

Como se mencionó, la cantidad de fluidos producidos en superficie está en función, principalmente, de las caídas de presión existentes en cada uno de los componentes del sistema integral de producción. Nuestro sistema de inducción vence las caídas de presión en la tubería de producción, es decir, $\Delta p_2 = (p_{wf} - p_{wh})$.



Sistema Integral de Producción

Para saber si un pozo produce de forma apropiada, es necesario conocer su potencial, el cual se define como el gasto máximo que aporta el pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones ideales. Ahora bien, si un pozo no fluye de forma esperada, la o las causas de su baja productividad deben ser determinadas para establecer el método correctivo adecuado. Invariablemente, los problemas asociados a una baja productividad del pozo están relacionados tanto a la formación productora como a los fluidos contenidos en ésta.

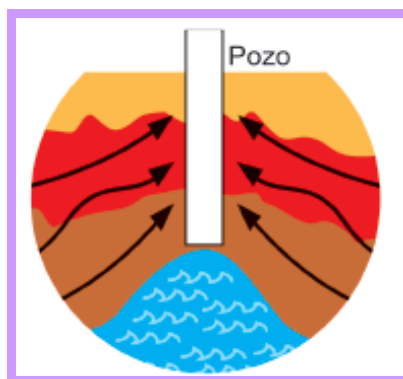
VI.3 Problemas Comunes.

A continuación se describen los problemas comunes que se presentan durante la explotación de los yacimientos petroleros y que requieren el servicio de Swab o Inducción:

- Pozos fluyentes intermitentes que producen en forma natural y que debido a diversos factores como la falta de sostenimiento de la presión de yacimiento, daños provocados por alta viscosidad del aceite, depositación de parafinas y asfaltenos, emulsiones causados por los geles de fractura se afecta la producción de los mismos; por ello, se requiere inducirlos, lo cual representa una alternativa para prolongar su vida fluyente.
- Pozos fluyentes que al producir baches de agua se autocontrolan dejando de fluir, requieren el servicio de sondeo e inducción para eliminar esa columna de agua y restablecer el flujo constante del pozo.
- Pozos que por daño en su vecindad debido a parafinas, asfaltenos y emulsiones generadas por geles de fractura, además de no tener presión suficiente para fluir, requieren estimulaciones para continuar la explotación de sus reservas en cada intervalo productor, por lo que requieren inducirse con la finalidad de recuperar los fluidos de tratamiento hasta obtener los hidrocarburos de la formación.

VI.3.1 Bloqueo por Agua

Para una mayor rapidez de extracción del aceite, mayor será el gradiente de presiones, permaneciendo constante el gradiente gravitacional y de capilaridad. Un resultado puede ser que el agua avanza más rápidamente y por lo tanto el gasto se reduce debido a una mayor resistencia al flujo presentada por esta situación.



Conificación de agua

VI.3.2 Taponamiento por Partículas Sólidas.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan. Se trata de un conjunto de depósitos minerales que se incrustan en las tuberías de producción del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie.



Incrustación de partículas sólidas

VI.3.3 Emulsiones

Las emulsiones son dispersiones de líquidos, normalmente formado de microesferas, en otro no miscible (dispersante). Pueden existir emulsiones de aceite en agua (O/A), y emulsiones de agua en aceite (A/O) como la mayonesa. Las emulsiones que ocupan esta investigación son las de aceite en agua, ya que se tiene crudo pesado disperso en agua y reducen el flujo del aceite disminuyendo su recuperación.



Emulsión

VII. PETROSWAB DE MÉXICO S. A. DE C. V.

Petroswab de México S. A de C. V. es una empresa con presencia principalmente en la zona Noreste de México que ofrece tecnología Swab o de Inducción a pozos que ayuda a eficientar y recuperar fluido de pozos petroleros inactivos o “muertos”.

Es una compañía que inició operaciones en el año 2004, para proporcionar servicios profesionales de ingeniería a la industria petrolera de México.

A seis años de iniciadas sus operaciones en México, han acumulado una gran experiencia que hoy ponen a disposición con unidades hidráulicas especializadas.

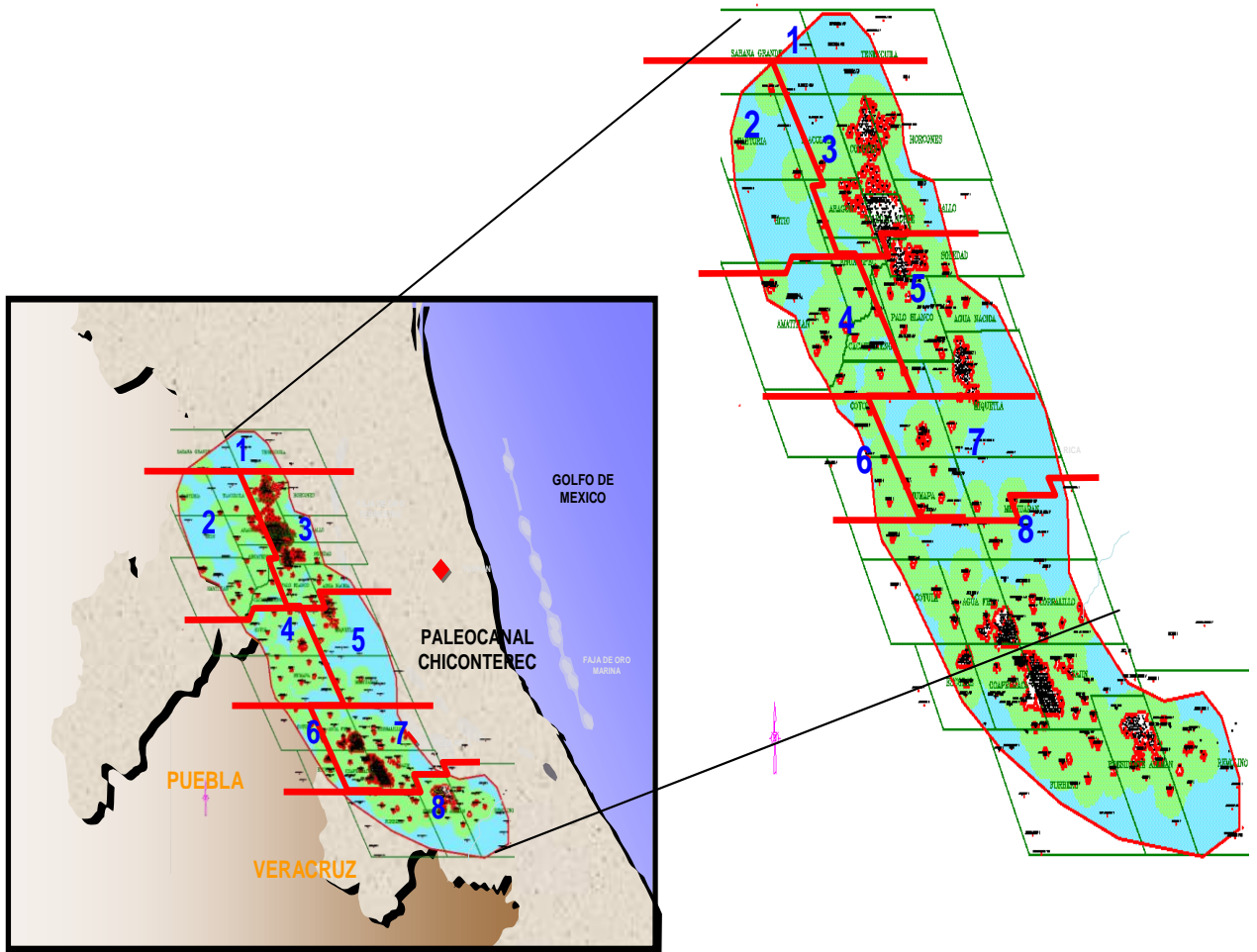
Algunos de los pozos que se intervienen se encuentran dentro de los siguientes campos:

Activo Integral Aceite Terciario del Golfo

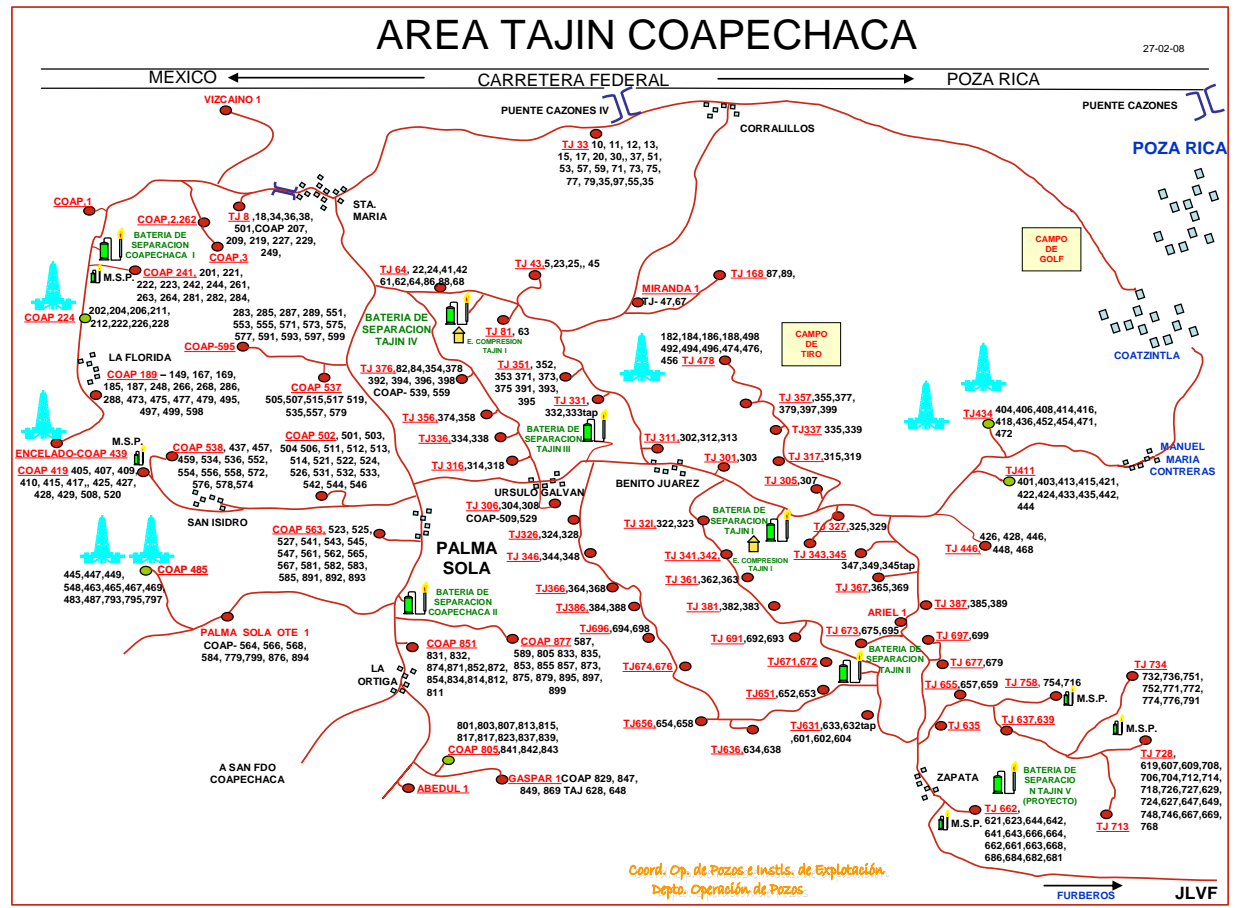
AGUA FRÍA
TAJÍN
COAPECHACA
PALO BLANCO
ALEMÁN
MIQUETLA
CORRALILLOS
METLALTOYUCA
CACAHUATENGO
CALAMINA

Activo Integral Poza Rica Altamira

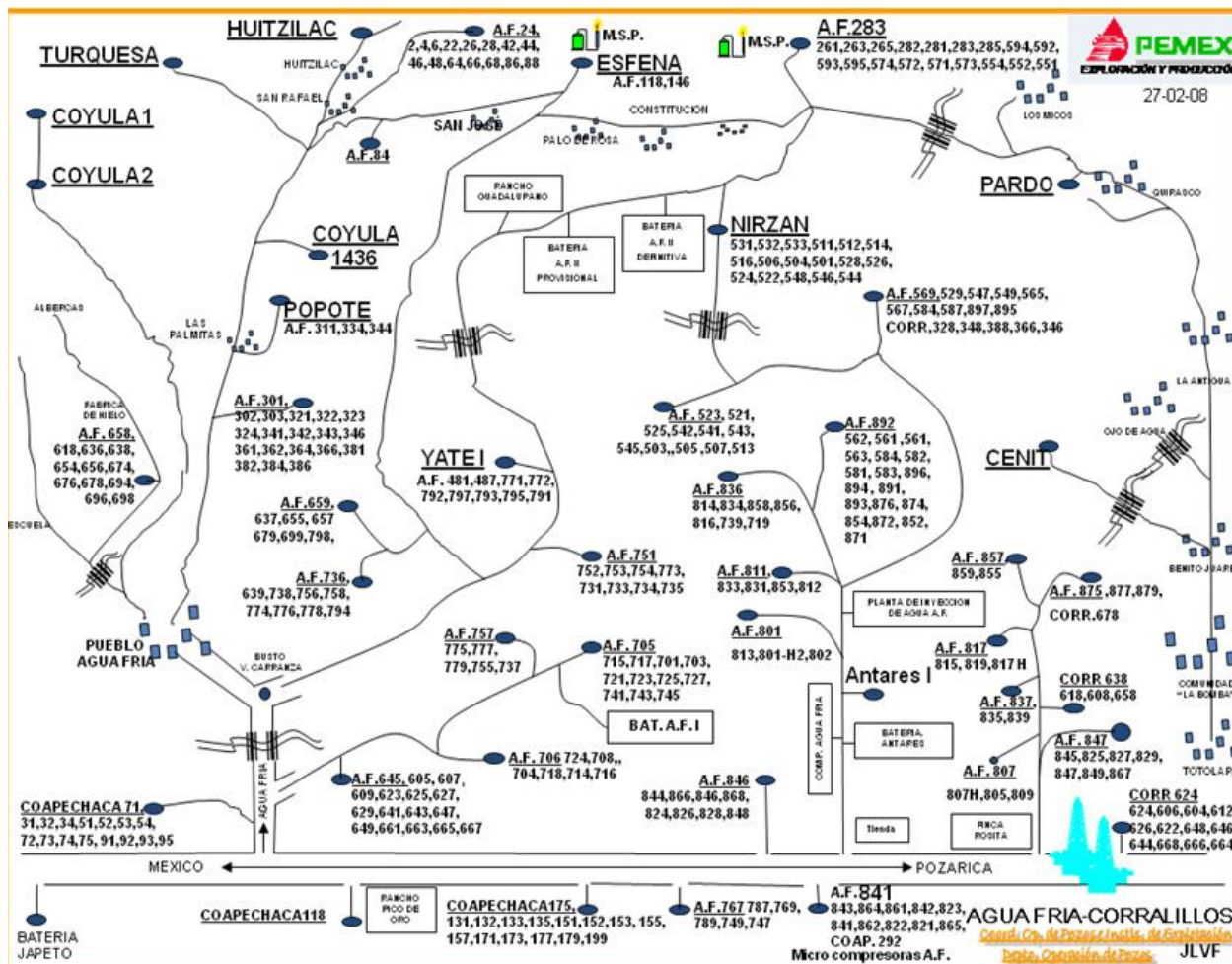
MURO
MECATEPEC
MANUEL A. CAMACHO
OCOTEPEC
ESCOLÍN
SAN ANDRÉS
ÁLAMO
TECOLUTLA
POZA RICA
AMATITLÁN



Ubicación general del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo



Localización de los pozos del área Tajín-Coapechaca del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo



Localización de los pozos del área Agua Fria, Corralillos, Coyula, Coapechaca, Yate, Nirzan, Cenit, Popote, Esfena, Huitzilac y Turquesa del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo.

Considerando que existen campos petroleros que cuentan con un gran número de pozos llamados intermitentes, por los ya mencionados diversos daños en la formación por tapaduras y/u obstrucciones en la tubería de producción, resultado de diversos factores como cambios naturales del subsuelo, se presenta la aplicación del servicio de Swab o Inducción a pozos petroleros con unidades hidráulicas y especializadas.

VIII. SISTEMA DE SWAB O INDUCCIÓN

Swab es sinónimo de aligerar, o técnicamente es inducción y es una forma de hacer producir un pozo petrolero desde los intervalos productores hasta la superficie, mediante un mecanismo de succión para que éste fluya en forma estable y natural. En otras palabras es el aligeramiento de la columna hidrostática en la tubería de producción del pozo.

El objetivo de la Inducción o Swab es extraer los fluidos del pozo, eliminando partículas de parafinas, emulsiones adheridas a la pared de la tubería de producción o suspendidas en los fluidos dentro del pozo, mediante el servicio de inducción con copas de hule.

La finalidad del sistema es reducir la presión hidrostática del pozo para mejorar las condiciones de flujo prolongando la etapa fluyente de los pozos que producían en forma natural y que han declinado su producción paulatinamente.

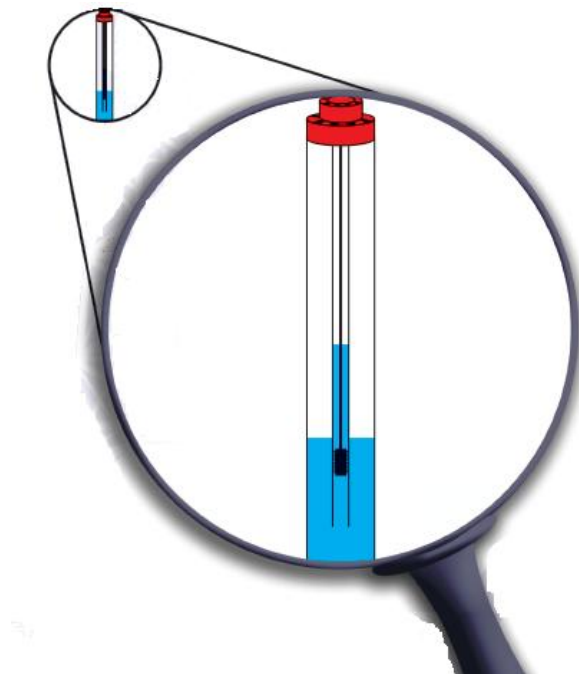
El sistema hidráulico de Swab es una forma común de inducir pozos con baja presión de fondo, esto es, que no cuentan con la energía necesaria o suficiente para hacer llegar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

Con el servicio de Inducción, se extraen los fluidos que se encuentran en la tubería de producción, el sistema ayuda a la descarga de los fluidos, induciendo a la formación para que se limpie ella sola, sin la intervención de algún otro tipo de sistema que pudiese dañar a la formación productora o a la tubería de producción.

En el Noroeste peruano existen aproximadamente 1500 pozos que producen con este sistema aproximadamente 1500 (bpd). La frecuencia de intervención es determinada por información estadística de producción o por la experiencia del personal que trabaja, sin relacionar información de costos y utilidades que se obtienen por cada unidad mínima de este sistema que es la “corrida de Swab”, misma operación que consiste en bajar el pistón de Swab, sumergirlo y sacarlo con producción de fluidos.

Se diferencian dos tipos de Inducción o Swab:

1. El Tubing Swab, referido al pozo que tiene tubería de producción (tubing), donde la operación se realiza regularmente con copas Swab de 2 3/8" (6cm) o 2 7/8" (7cm) o según sea el diámetro de la tubería.
2. EL Casing Swab, referido al pozo que no tiene tubería de producción, donde la operación se realiza directamente en el casing con copas Swab de 4 1/2" (11.43 cm) o 5 1/2" (13.97cm), o según sea el diámetro del casing.



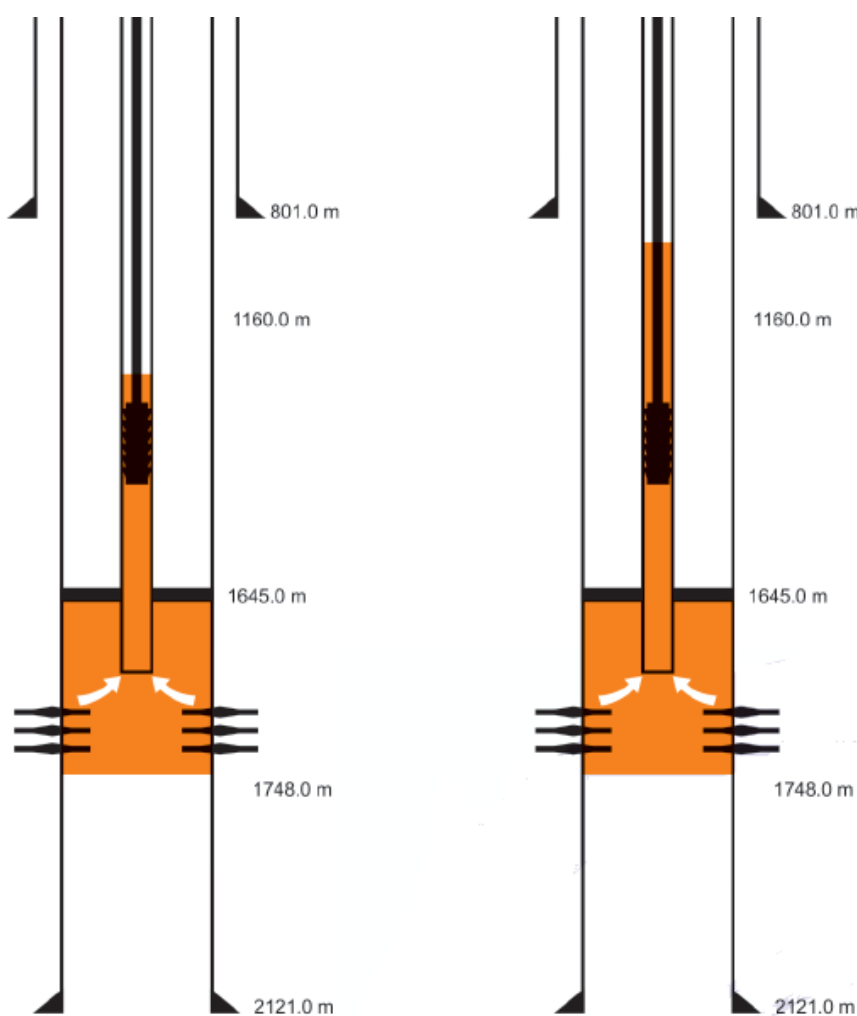
IX. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO DE INDUCCIÓN.

Una vez determinado el pozo candidato a inducir y mediante el uso del equipo especializado, hidráulico y portátil, fácil de maniobrar, fácil de armar, operar y desarmar, instalamos el equipo de sondeo o inducción a la distancia requerida, levantando el mástil de trabajo y colocándolo sobre el árbol de válvulas.

Conectados en el pozo, se procede a hacer el primer viaje de reconocimiento llevando un anillo calibrador para revisar el interior de la tubería de producción llegando a la profundidad necesaria de acuerdo a los datos del estado mecánico del pozo asignado. Durante el viaje de reconocimiento tomamos datos de obstrucciones, nivel del fluido, peso de la sarta a diferentes profundidades, tiempos y se reportan en bitácora correspondiente. Si el viaje de reconocimiento es positivo, esto es, que no encontremos ningún problema, regresamos a superficie, revisamos el anillo calibrador para ver señales de daño, si todo esta bien, se le informara al supervisor del cliente y cambiamos el anillo calibrador por copas de Inducción o Swab que se colocan en la madrina de trabajo.

Una vez armada la madrina de trabajo con copas de hule, se comienzan los viajes de recuperación de fluido a la profundidad del nivel de fluidos, se recalcula el volumen aproximado de líquidos a recuperar. Por seguridad, el viaje debe ser con una carga de entre 10 y 15 barriles de fluido aproximadamente, tomamos nota de la profundidad de donde empezamos el primer viaje y la hora en que se realiza el viaje de ascenso.

Todos los fluidos arriba de las copas de hule los descargamos en un tanque trailer de almacenamiento con capacidad de 100 barriles, medimos la cantidad recuperada en cada viaje, se vuelve a efectuar la operación en el pozo y registramos a que profundidad encontramos el fluido, si el nivel lo encontramos mas arriba, es una indicación de que el pozo esta tratando de fluir por si solo, como se ve en la figura de abajo. Le ayudamos al pozo sacando otro viaje de fluido y tomamos nota de donde dejamos el fluido en este viaje, los fluidos descargados se miden y volvemos al pozo para seguir el servicio de inducción.



Durante los siguientes viajes se siguen tomando datos y se continúa recuperando fluidos, si el pozo muestra indicadores de fluir por si solo, se detiene la operación para permitirle al pozo que descargue los fluidos de manera natural.

Si el pozo fluye por si solo (se “arranca”), se toman datos de las presiones y volumen de fluido, se informa de inmediato al supervisor del cliente para el control del pozo petrolero, si es posible y el supervisor del cliente lo aprueba, le sugerimos que el pozo fluya al tanque de recolección para ayudarle a que se descarguen los fluidos y ver si la presión del pozo aumenta, se mantiene o decae. Durante de toda esta operación se tomando datos.

Por último se entrega al cliente, mediante reportes, la información recopilada durante el servicio de Inducción.

Nombre y No. Pozo		Campo	No. de Pozo	Fecha Inicio	Fecha Fin	Prof. de Perforación	Prof. de Desplazamiento						
AGUA FRÍA 10		AGUA FRÍA	1	4/09/08	4/09/08	2 7.5"	1540 m						
Cliente		Representante del Cliente		Fecha Ingreso	Fecha Salida	S: HAB 02							
PEMEX		Ing. Avelino Olivares Flores		4/09/08	4/09/08								
Escala		Municipio	Rollo Orden de Servicio		No. de Orden de Servicio								
Pueblo		V. Carrizos	051		TRF 003								
Personal de Trabajo		Rollo de Trabajo		PSM-S/A-03-04									
Jefe de Trabajo		Rollo de Trabajo											
Trabajo		Rollo de Trabajo											
Reporte de Inducción (Electrónico)													
Tempo (Cada 15 min. y 30 min.)	Presión Tubera (PSI)	Flujo Líquido (b/d)	Flujo Gaseoso (PSI)	Flujo Líquido (b/d)	Flujo Gaseoso (b/d)	Ruido (dB)	Ruido (dB)	Ruido (dB)	Ruido (dB)	Tubo (barril)	Viaje No.	No. de Capacidad	Observaciones
13:30	30												Llegada al pozo, junta de seguridad. Se instala equipo al 100 %
13:30	30	300											Se detiene pozo a pres con 20 psi, se observa sin fluj.
13:30	0	300	200	1220							1		Se realiza viaje de calibración a 1220 m, ok.
14:30	0	300	200	600					5.0	7.0	7.0	2	Pozo aporta agua durante el viaje.
14:30	0	300	100	500					5.0	7.0	14.0	3	Pozo aporta agua y fluye durante el término del viaje con 20 psi.
15:30	150	300				10.0	14.0				28.0		Pozo continúa fluyendo e incrementa muy rápido su presión; se mantiene estrangulado.
15:30	200	300				7.0	9.8				37.8		Pozo continúa incrementando su presión; aporta a corto tiempo, se atiesa a tubería y se observa.
16:30	300	300											Pozo mantiene su presión al medio a la tubería.
17:30													Se detiene el equipo al 100 %; se realiza de localización dando por terminado el servicio.
Comprobante del Pozo		TOTAL Copia Utilizada		TOTAL de Fluido Recuperado		Comprobante		Pozo aporta agua de flujo e incrementa su presión y al medio a tubería con 14.0 psi. Reacción favorable a 30 psi. Se realiza viaje de calibración a 1220 m. Se realiza de localización dando por terminado el servicio.					
		2		37.5 bbl									
Nombre del Operador de Unidad de Inducción				Nombre del Supervisor de Unidad de Inducción				Nombre del Representante del Cliente					

Reporte de Inducción

X. DESCRIPCIÓN BREVE DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES DEL SISTEMA SWAB

La Inducción se hace mediante un mecanismo de succión basado en copas de hule que van montadas sobre una madrina de trabajo.

Las unidades de inducción pueden trabajar hasta 5500m de profundidad en varios tamaños de diámetro de tuberías de producción: 2 3/8", 2 7/8", 3 1/2".



Unidades Swab Instaladas

X.1. Herramienta Superficial.

X.1.1. Malacate Principal en Unidad Hidráulica de Inducción.

- Motor hidráulico tipo rueda, 196 pulg. cúb. X 17,240 libras - pies de torque.
- Bombas de alimentación de 6.1. pulg. cúb. cada una.
- Barra de rociador de aceite para lubricar cable sobre el tambor de trabajo.
- Tanque con aceite para lubricación, se activa con presión de aire.

X.1.2. Tambor de Malacate Principal.

- Tamaño de tambor 40" diámetro x 50" ancho y barril interior de 10" de diámetro exterior x 8" de diámetro interior con brida reforzada de 1".



X.1.3. Motor Hidráulico Principal.

La fuerza hidráulica que está acoplada a un motor diesel nos suministra frenado hidrostático, minimizando el uso de los frenos de disco, y permitiendo continuidad y variación en las velocidades de trabajo.

La máxima presión de operación del sistema principal hidráulico es de 7000 psi.

- Promedio de velocidad en recuperación de línea de 760 ft/min. hasta 1,000 ft/min.

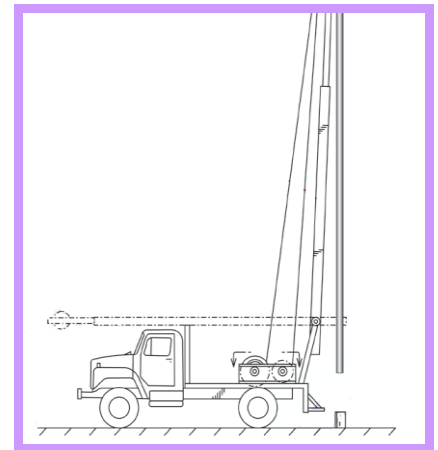
X.1.4. Tablero de Control para Unidad Hidráulica de Inducción .

- Sistema digital para control del malacate y todos los accesorios. Indica profundidad, peso de sarta, volumen de fluidos que se recuperan con la sarta de sondeo.
- Indicador de la velocidad para bajar o subir con la sarta de sondeo.



X.1.5. Mástil en Unidad Hidráulica de Sondeo.

- Mástil o torre de trabajo , de 27 pies hasta 44 ½ pies de largo, ajustable a varias medidas, máximo 65 pies de largo.
- Base y montura en torre de trabajo para tubo de lubricador.
- Polea de trabajo en la parte superior del mástil, diseñada para cable de acero trenzado y es del diámetro de cable que use la unidad.



X.1.6. Presas Metálicas

- Presa abierta metálica transportable con capacidad de 120 barriles para la recolección de fluido con mangueras para la descarga de los fluidos en las operaciones Swab.



X.1.7. Brida R27

- Brida R27 de 8 birlos para conexión entre lubricador y pozo.



X.1.8. Conexión tipo T

- De 4" de diámetro y de 50cm de largo con un rango de 3000 psi para conectar a manguera a presa de recolección de fluidos.



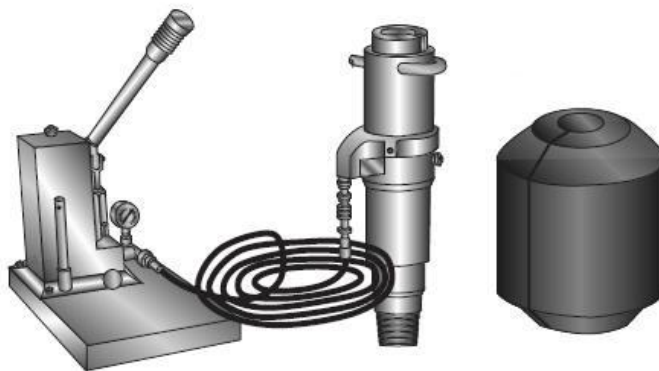
X.1.9. Tubo Lubricador

- De 4" de diámetro compuesto de 5 secciones de 1.97 metros de largo, para una presión de 3000 psi.



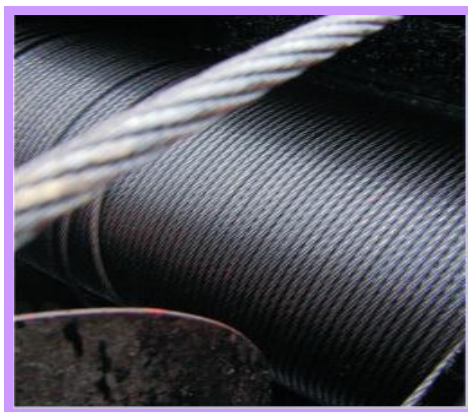
X.1.10. Limpiador de cable

Estos limpiadores de aceite son diseñados para las altas presiones que ahora comúnmente se encuentran en las operaciones de línea de acero (2500 lb/pg²).



X.1.11. Cable de acero

- Cable de acero galvanizado trenzado con alma de fibra de 6 x 7 hilos con un diámetro de 7/16" y una tensión de rotura de 15000 lb o sea que tiene una resistencia a la ruptura de 7.5 toneladas y una longitud de 5500 metros.
- La elongación del cable es de aproximadamente ¼ " por cada pie, esto es, 6.35 mm por cada 30.48 cm.



X.1.12. Válvula de Cierre

- A $\frac{1}{4}$ de vuelta x 4 $\frac{1}{2}$ " de largo. Se conecta sobre el árbol de válvulas. Para una presión de 3000 psi.



X.2. Herramienta de Fondo.

En seguida se relaciona la herramienta de fondo que se utiliza durante los servicios de Sondeo e Inducción.

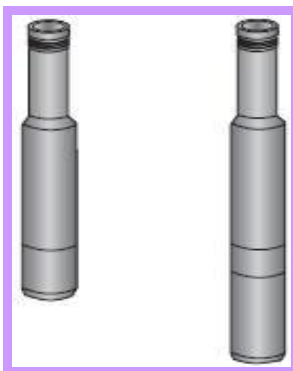
X.2.1. Cabeza Conectora.

Cabeza Conectora de 2" de ancho y 33 cm de largo.

X.2.2. Cabeza giratoria.

Cabeza giratoria de 24 cm de largo.

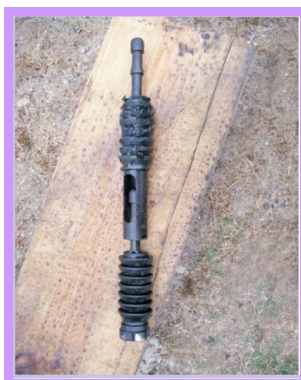
Permite una conexión sencilla entre el final del cable y el contrapeso.



X.2.3. Rodillas

Tres rodillas de 21 cm. de largo y 1 ½” de ancho. Las rodillas permiten que haya flexibilidad de maniobra al ir bajando a través de la tubería.

Además permiten cambiar las copas Swab en sólo 10 segundos. Para desmontar, la madrina se levanta 90 ° y así las dos secciones de los juntas están separadas. Las copas deterioradas pueden ser eliminadas rápidamente y las nuevas copas Swab son colocadas en su lugar. No hay peligro de daño ni desgaste de herramienta, y no se necesita herramienta adicional para cambiar las copas Swab.



X.2.4. Contrapesos.

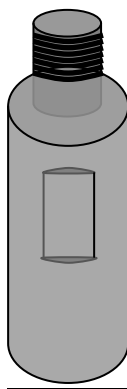
Tres contrapesos de 1.50 mts de largo y 1 ½ “ de diámetro.

Barras de contrapeso de acero de 1 ½” de diámetro, de 5 pies de longitud. Son de alta resistencia, están tratadas térmicamente. Además un contrapeso de 89 cm de largo y ½” de ancho.



X.2.5. Adaptador de Roscas.

Adaptador de Roscas de 5/8” por 7/8” de 15cm de largo



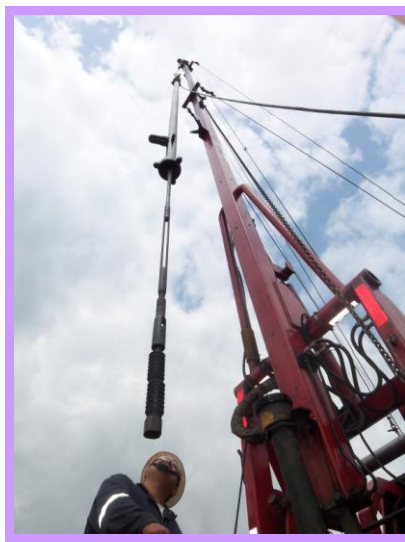
X.2.6. Tijera o Martillo.

Tijera con 1.50 mts. de largo (abierta). Se utiliza para amortizar el impacto al contacto con el fluido evitando que el cable pierda tensión instantáneamente.



X.2.7. Madrina de Trabajo.

Madrina de 60 cm de largo para copas Swab.



X.2.8. Copas Swab.

Las copas Swab se fabrican utilizando un compuesto de caucho natural. La temperatura puede verse afectada por el fondo del pozo y la velocidad de operación del Swab. La temperatura máxima a la que pueden ser sometidas las copas Swab se encuentra a los 107°C.

En cuanto a la presión, no existe un rango de presión específico para las copas Swab porque no están diseñadas para mantener presión, están diseñadas para levantar una columna de fluido. El peso de la carga de fluidos puede variar dependiendo del tamaño de la tubería.

Las copas MV son para carga mediana y deben utilizarse para no levantar más de 10 o 15 barriles, que equivaldría a 530 metros de carga de fluido para una tubería de 2 7/8”.

Para una tubería de 2” cada 83.9 metros equivalen aprox. a 1 barril.

Para una tubería de 2 1/2” cada 70 metros equivalen aprox. a 1 barril.

Para una tubería de 2 7/8” cada 53 metros equivalen aprox. a 1 barril.

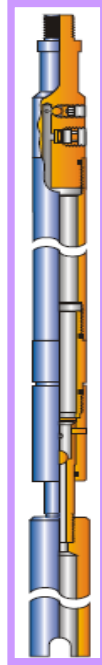
Para una tubería de 3 1/2” cada 35.7 metros equivalen aprox. a 1 barril.



Copas Swab de 2 7/8”.

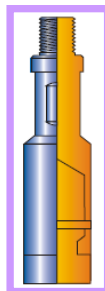
X.2.9. Cubeta Desarenadora

Se utiliza para eliminar obstrucciones de arena, la remueve y la extrae.



X.2.10. Block de Impresión

Su función es calibrar la tubería de producción marcando posibles obstrucciones o colapsos en la tubería que pudieran evitar bajar la sarta de trabajo y/o atascarla.



El total de la longitud de la herramienta de fondo es aproximadamente de 9 metros.

XI. VENTAJAS DEL SISTEMA SWAB

- Se obtiene información real y confiable de la productividad de los pozos (capacidad de producción de un pozo) y de los fluidos del mismo.
- Reducción del riesgo financiero de la inversión para rehabilitar pozos inactivos.
- Con una baja inversión se podría tener producción de pozos cerrados.
- Operación económica y efectiva para inducir pozos en comparación con otros sistemas.
- En la operación de inducción, por el sistema de seguridad instalado, existe una baja posibilidad de derrames contaminantes y los fluidos se conducen y se miden por la misma línea de descarga a batería.
- Por las características de la operación (efecto de succión) los sólidos tienden a salir del pozo y por lo tanto se minimiza el riesgo de daño a la formación. En muchos casos se elimina o reduce el mismo, lo cual es muy beneficioso si se compara con los efectos negativos de otras operaciones, las cuales pueden inducir elementos extraños a la formación.
- Garantía de levantar fluidos a la superficie, en pozos de baja presión.

XII. ACTIVIDADES REALIZADAS EN PETROSWAB DE MÉXICO

XII.1. Inducción a Pozos Petroleros.

Participación en los servicios de inducción a pozos petroleros apoyando en la instalación y conexión de la unidad swab en base a la metodología explicada anteriormente y con sus respectivas medidas de seguridad.



Conexión de Brida por Jorge Rojo.

XII.2. Almacenamiento de información estadística.

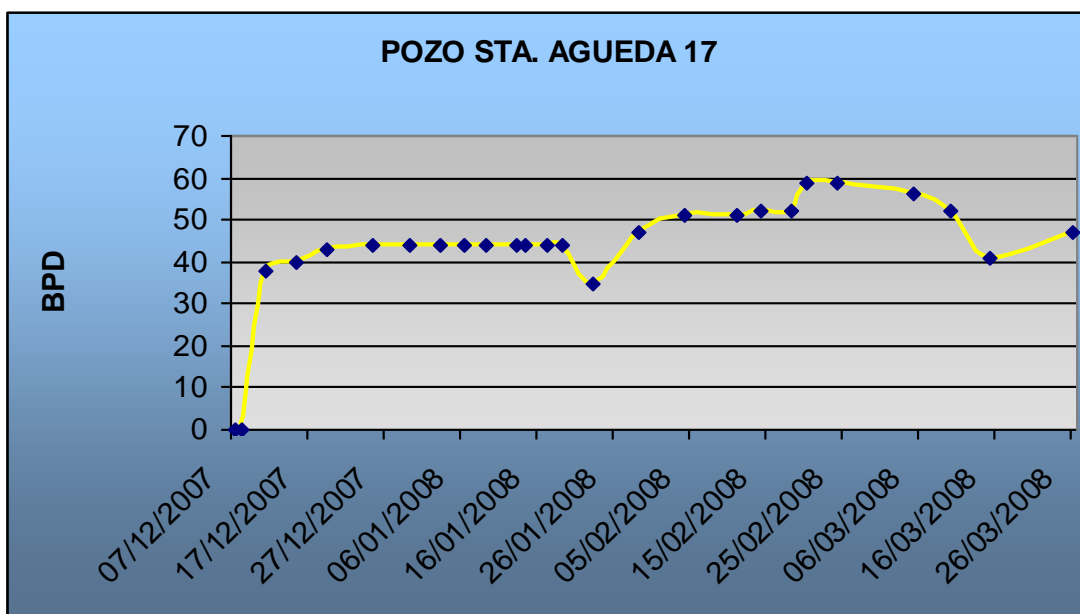
Mediante la recopilación de datos medidos de presión-producción de los pozos inducidos, se construye un historial de las inducciones que se realizan a los pozos petroleros, para así llevar a cabo una adecuada evaluación de la recuperación de hidrocarburo de los pozos, y poder hacer recomendaciones de inducción a pozos candidatos al servicio y con esto, seguir respaldando los buenos resultados de los servicios prestados.

The image displays two screenshots of a software application interface. The top screenshot shows a data table with the following columns: Fecha, Horario, Tanque, Bruta(m3), Bruta(BPD), Agua(%), Neta (BPD), and observacione. The data rows are for dates from 02/03/2008 to 16/03/2008, all with 'ESTIMADO' status and 'S/D' tank. The bottom screenshot shows a table titled 'Consulta Historica Revision de Pozos(Campo)' with columns: FECHA, DIAMETRO, TP1, TP2, TR, GASTO, VOL. INY., PRESION IN, PRES. SUCC, PRES. DESC, and VELOCIDA. The data rows are for dates 24/03/2008, 25/03/2008, 26/03/2008, and 28/03/2008, with a diameter of 4 and various TP and TR values.

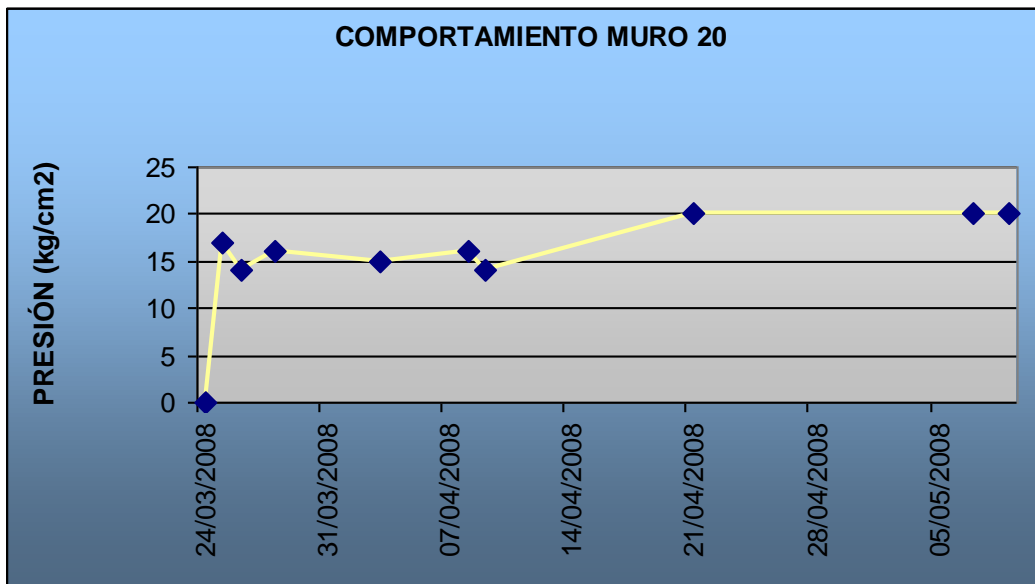
Mediciones de los Pozos Inducidos
 (Datos proporcionados por Pemex Exploración y Producción)

XII.3. Realización de Gráficos de los Pozos Inducidos.

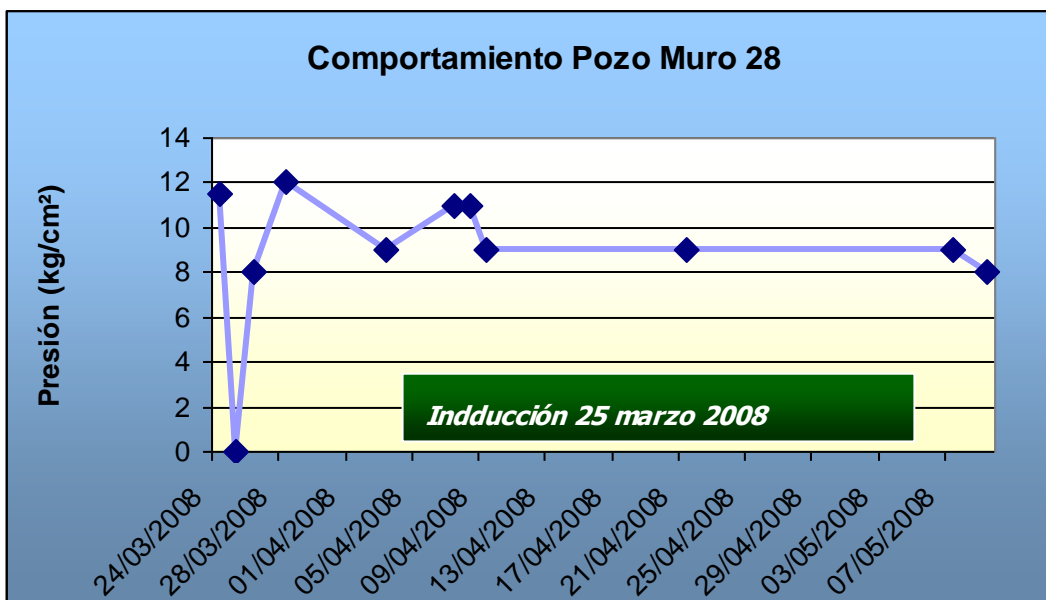
Una vez recopilada la información de presiones y la recuperación de hidrocarburo que tuvieron los pozos luego de la inducción, se procede a graficarlos para obtener un comportamiento representativo del pozo inducido.



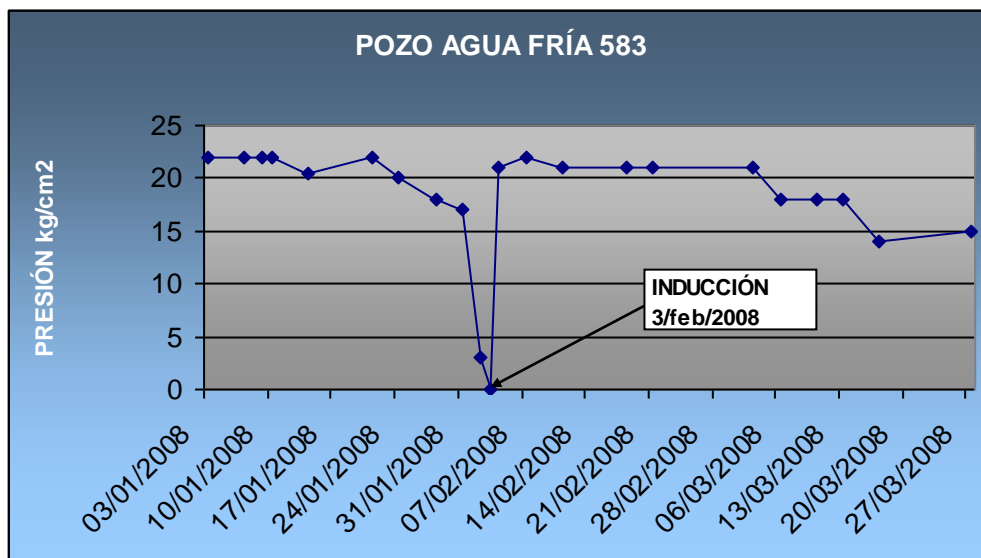
Después de la inducción, al pozo Santa Agueda 17, que se realizó el 8 de diciembre del 2007, se recuperaron 45 barriles netos el día de la inducción, quedando fluyendo con una presión de 14 (kg/cm²) equivalentes a 200 psi. Durante 109 días se recuperaron aproximadamente 2175 barriles.



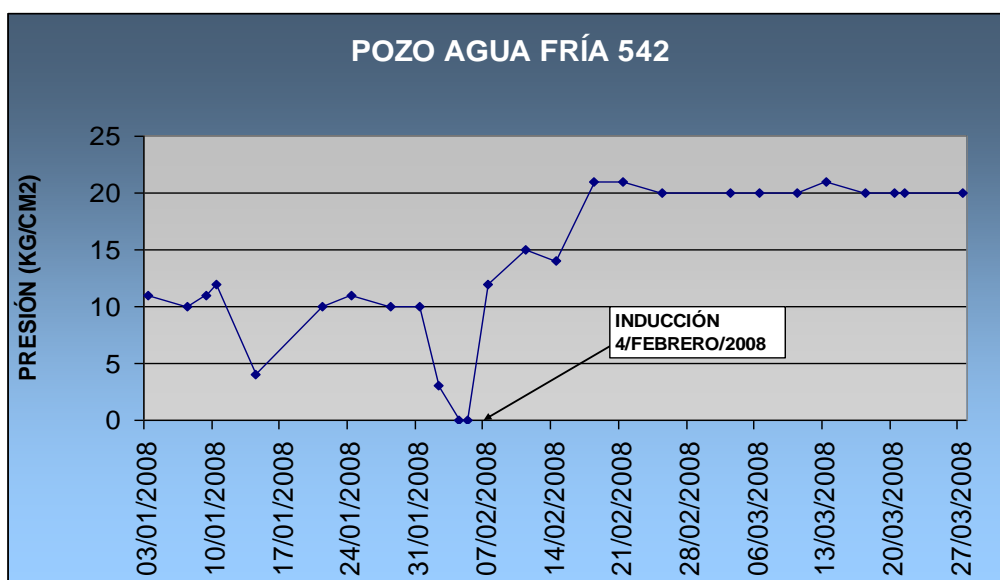
El pozo Muro 20 se indujo el 24 de marzo del 2008 quedando fluyendo con una presión de 17 kg/cm² (241 psi). Fluyó por más de 40 días recuperándose aproximadamente 1348 barriles.



En este pozo (Muro 28) se recuperaron 82 barriles el día de la intervención dejando fluyendo al pozo con 11.5 (kg/cm²). Durante el tiempo de flujo, con una duración de aproximadamente 45 días, se recuperaron 86 barriles de crudo.



En el pozo Agua Fría 583 se aprecia el comportamiento de la presión antes de la inducción, la cual va decayendo hasta cero kg/cm² de presión. El resultado después de la inducción fue satisfactorio ya que quedó fluyendo por más de 52 días alcanzando una recuperación de hidrocarburo de 3257 barriles

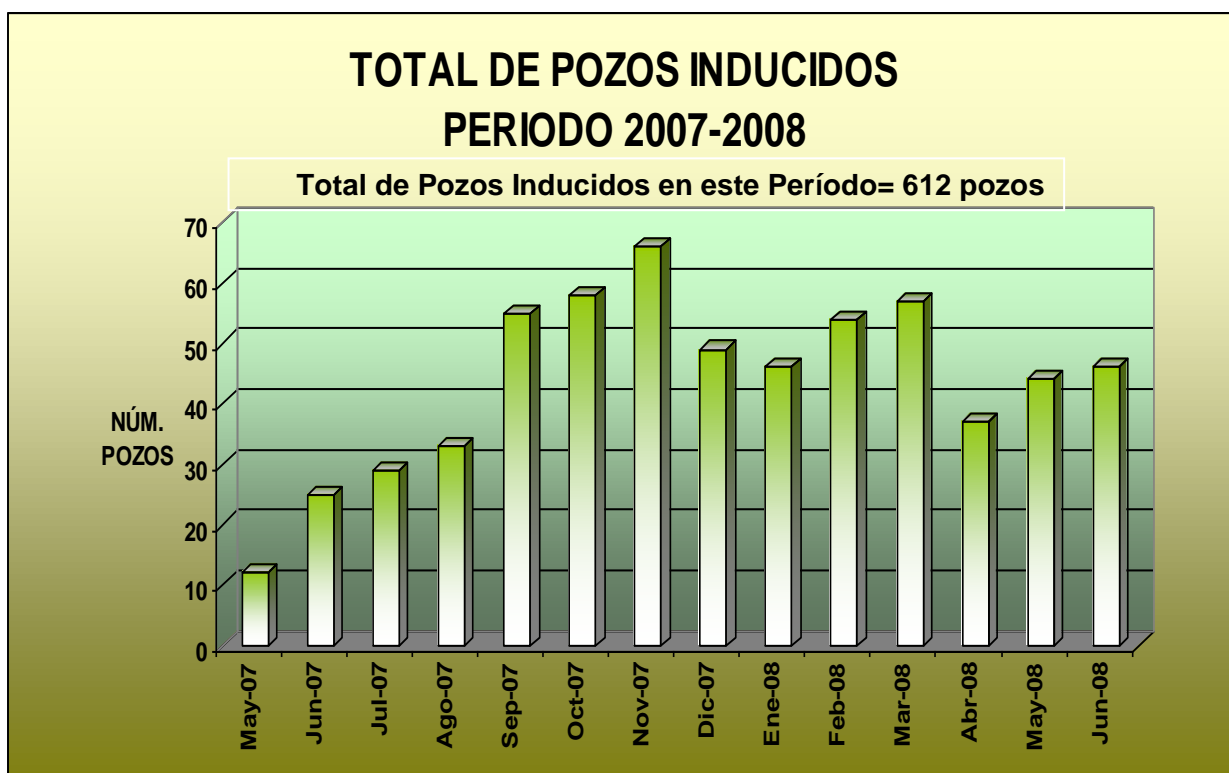


De igual manera el pozo Agua Fría 542 quedó fluyendo luego de la inducción durante 44 días.

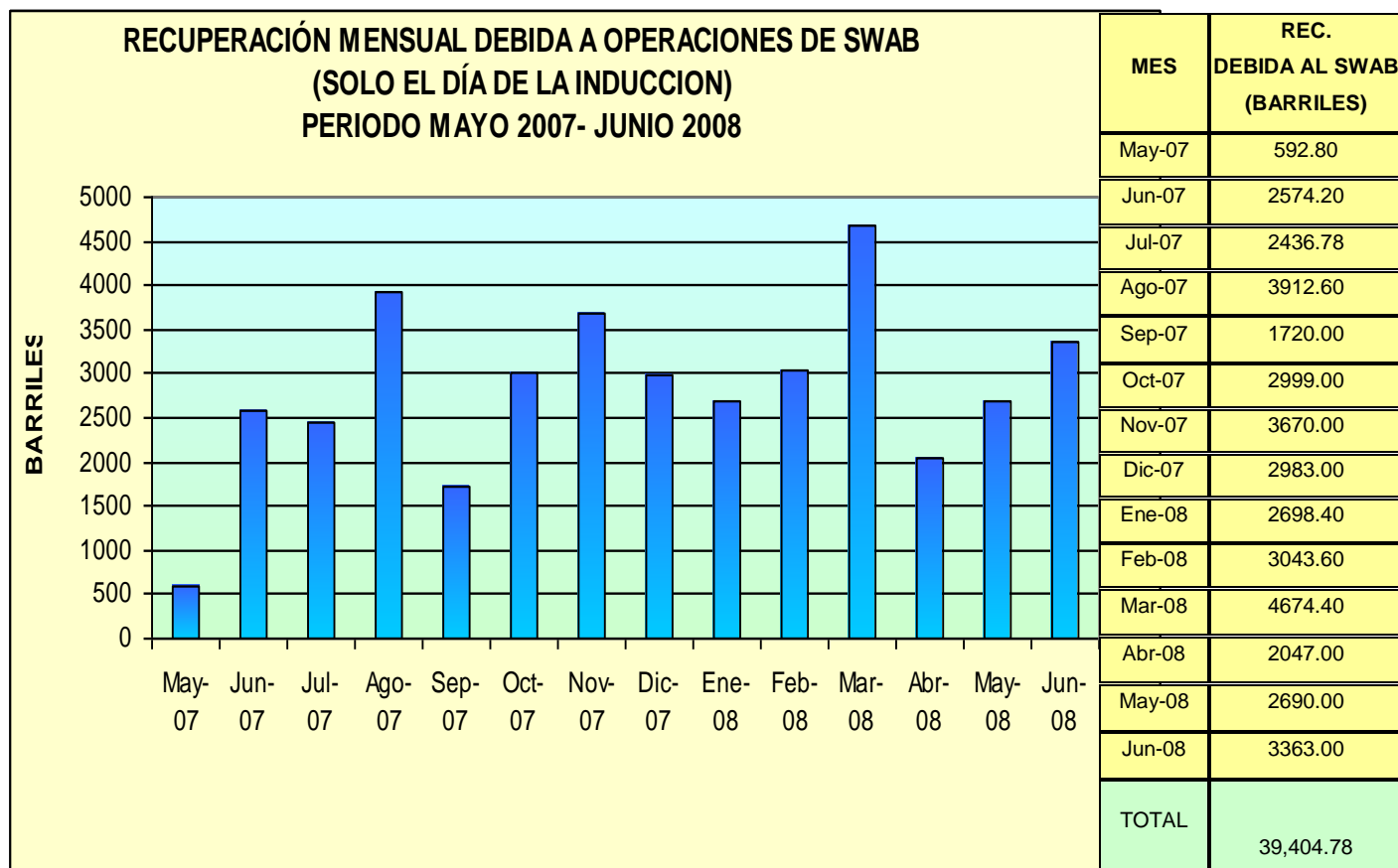
XII.4. Elaboración de Gráficos Estadísticos.

Se elabora de una base de datos histórica de los pozos trabajados y evaluados en donde se incluyen número de pozos evaluados y barriles recuperados.

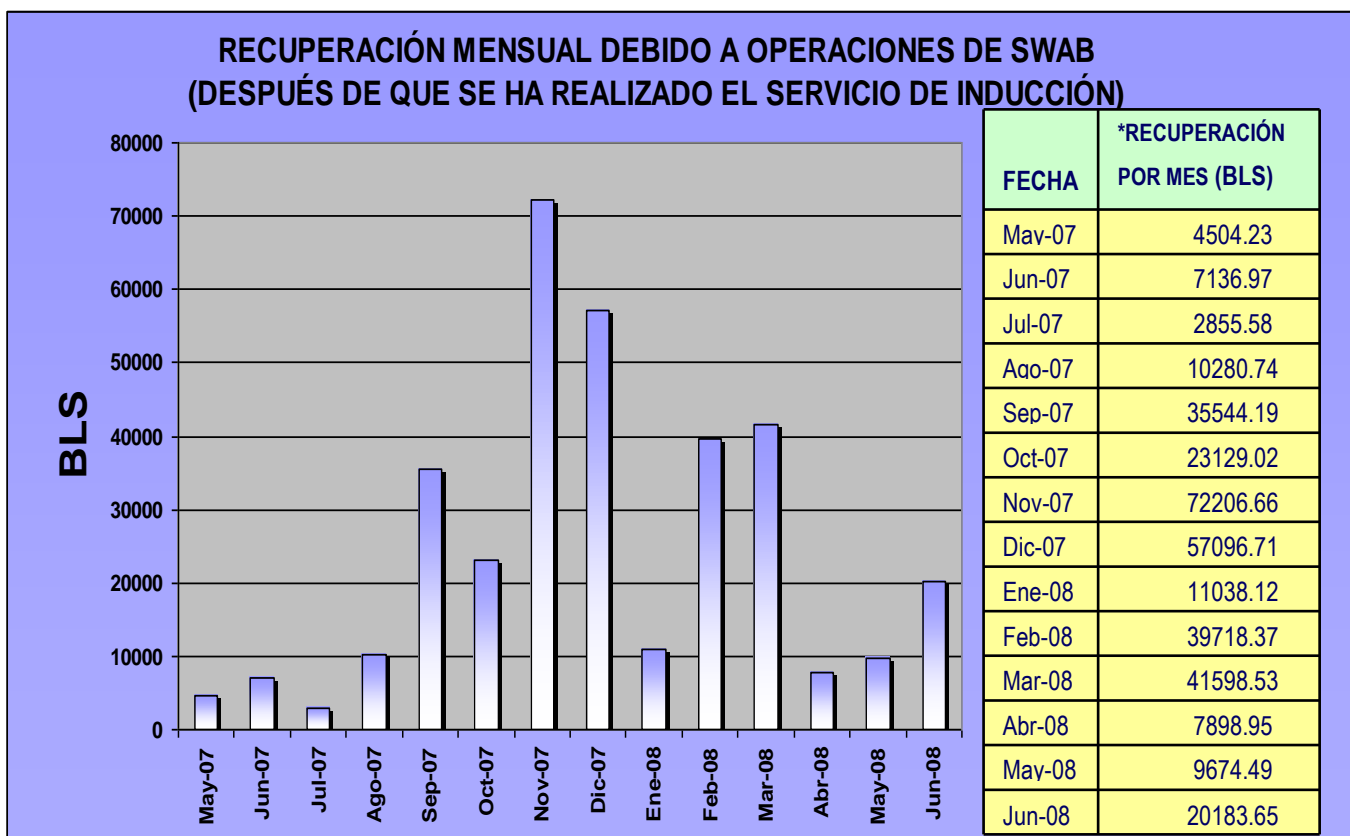
En la gráfica de abajo se muestra el total de pozos inducidos en poco más de un año, llegando a 612 pozos.



En el siguiente gráfico muestra la recuperación mensual de hidrocarburo sólo debida a la inducción alcanzando 39,404.78 barriles.

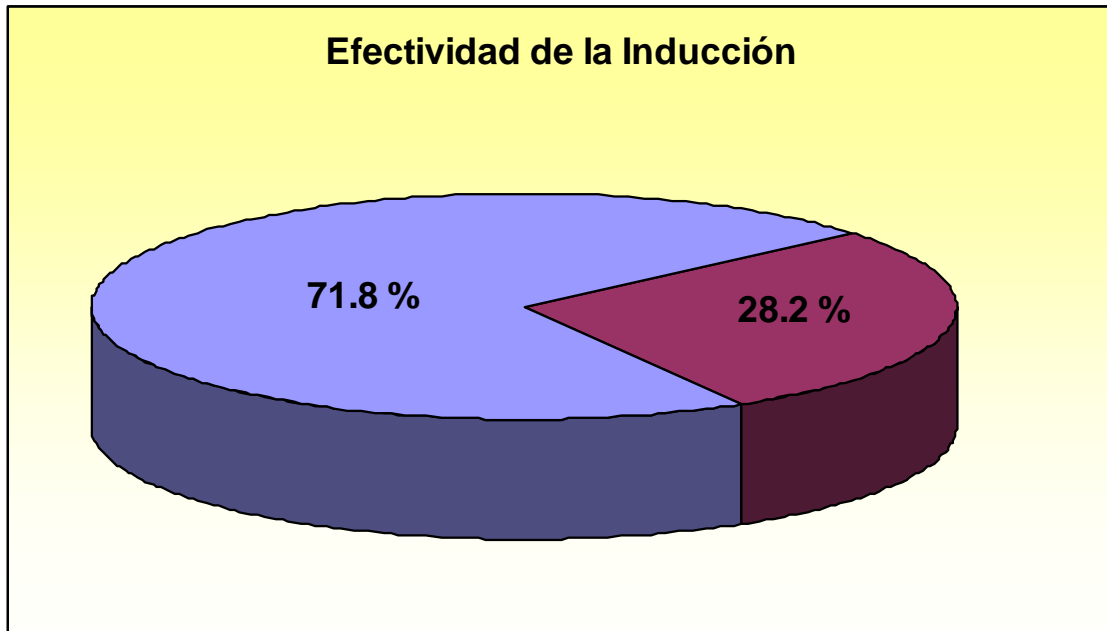


En la siguiente gráfica se ve la recuperación total del hidrocarburo producido después de las inducciones a los pozos. Obteniendo con esto un total de 328,164 barriles recuperados.



*** Datos medidos por PEP**

Haciendo un análisis se deduce que de los pozos inducidos, más del 71 % responden satisfactoriamente a la inducción, mientras que el resto no fluyeron.



XII.5. Proyecto Revista Petroswab de México.

Participación en la realización del proyecto de la Revista Petroswab de México, contribuyendo como asesor técnico del proyecto.

Esta actividad tuvo por objetivo proyectar a la compañía a nivel nacional e internacional informando sobre los servicios que presta y con ello dar más prestigio y reconocimiento a Petroswab de México.



Portada Revista Petroswab de México

XII.6. Revisión de Reportes de Inducción.

Se revisaron diariamente los reportes de inducción proporcionados por el Área Swab con el fin de mejorar día a día el control eficaz y eficiente de lo reportado al cliente.

XII.7. Entrega de resultados del servicio Swab al cliente.

Entrega de resultados del servicio con gráficas representativas de la inducción mostrando al cliente el resultado del servicio. La entrega de dichos resultados tuvieron el fin de presentarse ante altos representantes de PEMEX justificando el buen trabajo y los excelentes resultados en la recuperación de hidrocarburo.

XII.8. Participación en la Propuesta Técnica y Económica de la Compañía Petroswab.

Participación en la elaboración de la propuesta técnica y económica de los servicios que se prestan, haciendo revisiones, modificaciones y sugerencias a las bases del contrato.

Esta actividad tuvo como objetivo apoyar a la compañía con el nuevo contrato con PEMEX para la obtención de un contrato consistente de acuerdo a los servicios prestados.

XII.9. Cotejo de Resultados entre PEMEX Y Petroswab de México.

Se revisaron los reportes de inducción generados por Petroswab y se compararon con la base de datos de inducción de PEMEX.

Se concluyó que existía consistencia entre ambas bases de datos y con ello se comprobó el orden y buen trabajo de la compañía Petroswab asegurando nuevos compromisos con PEMEX.

XII.10. Proceso de licitación.

Se participó en el proceso de licitación para la compañía Petroswab proporcionando especificaciones generales de los equipos de inducción y la herramienta de inducción a PEMEX con el objetivo de tener una participación competitiva con otras compañías que presten el servicio Swab.

XII.11. Cálculo de la constante de cualquier tipo de tanque de almacenamiento.

Se proporcionó esta herramienta sencilla al personal de Swab para su uso y agilizar ciertos cálculos que requieran fomentando el sentido de pro actividad e innovación en la compañía.

CONSTANTE DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

bbl a m3 =	0	0
m3 a bbl=	35.34	220.875

DIMENSIONES DEL TANQUE:

TANQUE RECTANGULAR	
l (m)=	3.5
l (m)=	2.0
h (m)=	2.5
V (m³)=	17.5

v (m³) =	17.50
h (m) =	2.00

TANQUE CLINDRICO CIRCULAR RECTO	
h (m)=	5.00
d (m)=	3.00
V(m³)=	35.34

v (m³) =	35.34
h (m) =	5.00

RESULTADO	
En m3/m:	8.75
En bl/pg:	1.38
En m3/m:	7.07
En bl/pg:	1.12

CONCLUSIONES

Petroswab de México es una empresa joven en México, con una gran experiencia, estoy cierto en que ha ayudado y seguirá ayudando a tomar la mejor decisión para eficientar la producción de los pozos. Ya que con el sistema Swab los pozos fluyen de manera eficaz, a menor costo y frecuentemente con mayor volumen que cualquier otro método sin causar daño a la formación productora evitando la obstrucción del diámetro interno de la tubería de producción.

Además, éste sistema tiene ventaja sobre los demás sistemas de extracción porque ocupa mucho menor espacio, lo que le da versatilidad para espacios restringidos y en caminos estrechos.

Una forma común de Inducción en México y en otros países es usar unidades de tubería flexible, el costo puede ser excesivo en algunas ocasiones y el uso de agentes químicos o gases frecuentemente causan efectos adversos a la producción del pozo.

Cuando se usan otros servicios para poder evaluar la producción de los pozos petroleros, frecuentemente las decisiones en la inversión resultan riesgosas e improductivas.

Ahora, la industria petrolera en México, tiene la oportunidad de usar el servicio de Inducción con el que se podrá hacer una mejor evaluación del potencial en la zona de producción.

Durante mi estancia en Petroswab he adquirido conocimiento y experiencias trascendentes que me han ayudado a crecer tanto en el ámbito profesional como personal.

Laborar en la industria petrolera va acompañado de una gran gama de desafíos y retos por lo que estoy comprometido en participar en el desarrollo de la industria. Hay mucho por hacer y mucho por desarrollar, por ello estoy seguro de poder contribuir en el desarrollo de México para poder incrementar sus ganancias al recuperar más aceite en pozos cerrados. Podemos hacer planes para un futuro en el que podríamos introducir unidades de inducción que nos ayuden a estimular pozos a más profundidad y en otros ambientes.

BIBLIOGRAFÍA

Modelo Para Simular y Optimizar la Producción por Pistoneo (Swab) en Pozos Marginales.

Jorge Contreras Egaz, Anthony Alfaro Pérez.

Manejo De La Producción En La Superficie

M.I. José Ángel Gómez Cabrera.