



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA DIVISIÓN DE CIENCIAS
DE LA TIERRA**

INFORME:

**Implementación del Bombeo Mecánico en el Campo Humapa
del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo**

PRESENTA:

Asomoza Ángeles Julio César

PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

DIRECTOR: Ing. Moreno Belio Marco Antonio



MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2014

ÍNDICE.

INTRODUCCIÓN.....	4
I. PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.....	5
<i>I.1. Antecedentes.....</i>	<i>5</i>
<i>I.2. Localización Geográfica.....</i>	<i>5</i>
<i>I.3. Descripción Geológica.....</i>	<i>8</i>
II. ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO (APATG).....	11
<i>II.1 Antecedentes.....</i>	<i>11</i>
<i>II.2. Coordinación de Ingeniería de Producción (CIP).....</i>	<i>13</i>
III. CAMPO HUMAPA.....	16
<i>III.1. Antecedentes.....</i>	<i>16</i>
<i>III.2. Localización Geográfica.....</i>	<i>19</i>
<i>III.3. Descripción Geológica.....</i>	<i>19</i>
IV. IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA.....	21
<i>IV.1. Antecedentes.....</i>	<i>21</i>
<i>IV.2. Generalidades del Bombeo Mecánico en el Campo Humapa.....</i>	<i>21</i>
<i>IV.3. Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico.....</i>	<i>26</i>
<i>IV.4. Consideraciones para el diseño del Sistema de Bombeo Mecánico de acuerdo al tipo de pozo.....</i>	<i>27</i>
<i>IV.5. Software RODSTAR.....</i>	<i>28</i>

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

<i>IV.6. Tipos de diseño del Sistema de Bombeo Mecánico.....</i>	29
<i>IV.6.1. Conversión a Bombeo Mecánico (CBM).....</i>	30
<i>IV.6.2. Complemento de Terminación (CTERM-CBM).....</i>	42
<i>IV.6.3. Complemento de Reparación Mayor (CRMA-CBM).....</i>	52
<i>IV.6.4. Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico (RBM).....</i>	62
CONCLUSIONES.....	71
RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73

I. INTRODUCCIÓN.

Actualmente el “Paleocanal Chicontepec” representa más del 29% de las reservas probadas de hidrocarburos del país y el 81% de la Región Norte. Es uno de los yacimientos más importantes de México y por lo tanto uno de los mejores retos para Petróleos Mexicanos¹.

Chicontepec, es un proyecto de alta complejidad debido a la topografía de la región y al tipo de yacimiento considerado no convencional, por sus características petrofísicas (baja permeabilidad) y la baja presión relativa.

Entre los primeros 3 y 6 meses de vida de los pozos, del 50 al 70% requieren un Sistema Artificial de Producción, además entre el 15% y 20% de las Terminaciones y Reparaciones Mayores también requieren la instalación de un Sistema Artificial de Producción como Complemento de Conversión a Bombeo Mecánico¹.

Dadas las características de la Formación Chicontepec especialmente en el Sector 3 (Humapa-Mihuapan), la implementación del Bombeo Mecánico por sus características, cualidades y relación-costo beneficio es el más viable, y capaz para incrementar la producción así como alargar la vida de los pozos.

La función principal de la implementación del Bombeo Mecánico es mantener e incrementar la producción base mediante la operación eficiente de los pozos existentes y la incorporación de pozos cerrados, disminuir la declinación de los pozos en operación mediante el diseño (conversiones, reacondicionamientos, complementos de terminación y complementos de reparación mayor), diagnóstico y optimización del Bombeo Mecánico.

I. PALEOCANAL DE CHICONTEPEC.

1.1. Antecedentes.

La presencia de hidrocarburos se conoce desde 1926 cuando las compañías “El Aguila” y “Stanford” perforaron pozos con objetivo Cretácico, ahí se detectaron areniscas con manifestaciones de hidrocarburos los cuales se consideraron como pozos económicamente no rentables. Posteriormente durante el desarrollo del Campo Poza Rica, en mayo de 1935, con la prueba de producción efectuada en el pozo Poza Rica-8 se confirmó el potencial de hidrocarburos de la Formación Chicontepec.

Entre los años 1952 a 1963, al perforarse pozos con objetivo Jurásico en los Campos de los Distritos de Poza Rica y Cerro Azul, se manifestó nuevamente la presencia de hidrocarburos en formaciones arcillo-arenosas del Terciario pero debido a su baja permeabilidad no se consideró rentable su explotación.

Mediante estudios sedimentológicos-estructurales (Busch & Govela en 1974 y Filiberto Cuevas en 1977) al “*Paleocanal Chicontepec*” se le estimó una superficie total de 3,785 km² de los 11,300 m de la cuenca de Chicontepec².

En 1979 la compañía DeGolyer & MacNaughton validó las reservas de hidrocarburos en 106 MMBPCE de OOIP (Volumen original en sitio) y en ese mismo año se elaboró el “*Proyecto Chicontepec*” en el cual se propusieron diversos escenarios de desarrollo, siendo en 1980 cuando Petróleos Mexicanos manifiesta su existencia².

Actualmente el volumen original es de 137,289 MMbbls y se tiene una Np de 253 MMbbls, lo que representa tener un factor de recuperación de 0.2%. Se tienen las siguientes reservas: 1P = 592, 2P = 6,643 y 3P = 17,098 MMBPCE³.

1.2. Localización Geográfica.

El Paleocanal de Chicontepec se ubica en la porción Centro-Oeste de México, entre los paralelos 20° 15' y 21° 13' de latitud Norte, -96° 58' y -98° 13' de longitud Oeste, en una zona que comparten los estados de Veracruz y Puebla, abarcando un total de 14 municipios, como se muestra en la Figura 1. Los rasgos fisiográficos más importantes son la Sierra Madre Oriental al poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la planicie Costera del Golfo. De acuerdo a la clasificación de provincias fisiográficas de México el proyecto se

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

ubica en una porción de la provincia “Planicie Costera del Golfo de México” y en parte de la Provincia “Vertiente de Misantla”.



Figura 1. Localización del APATG.

El proyecto Chicontepec se divide en ocho sectores estratégicos tanto para la exploración como la explotación, Figura 2.

1. Coyotes-Soledad Norte.
2. Soledad-Miquetla.
3. Humapa-Miahuapan.
4. Coyula-Escobal.
5. Agua Fría-Corralillo.
6. Tajín-Coapechaca.
7. Furbero.
8. Presidente Alemán-Remolino.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.



Figura 2. Subdivisión geográfica del Proyecto Chicontepec.

En la Figura 3 se muestran las propiedades y características que se pueden encontrar en los diferentes sectores del Paleocanal de Chicontepec.

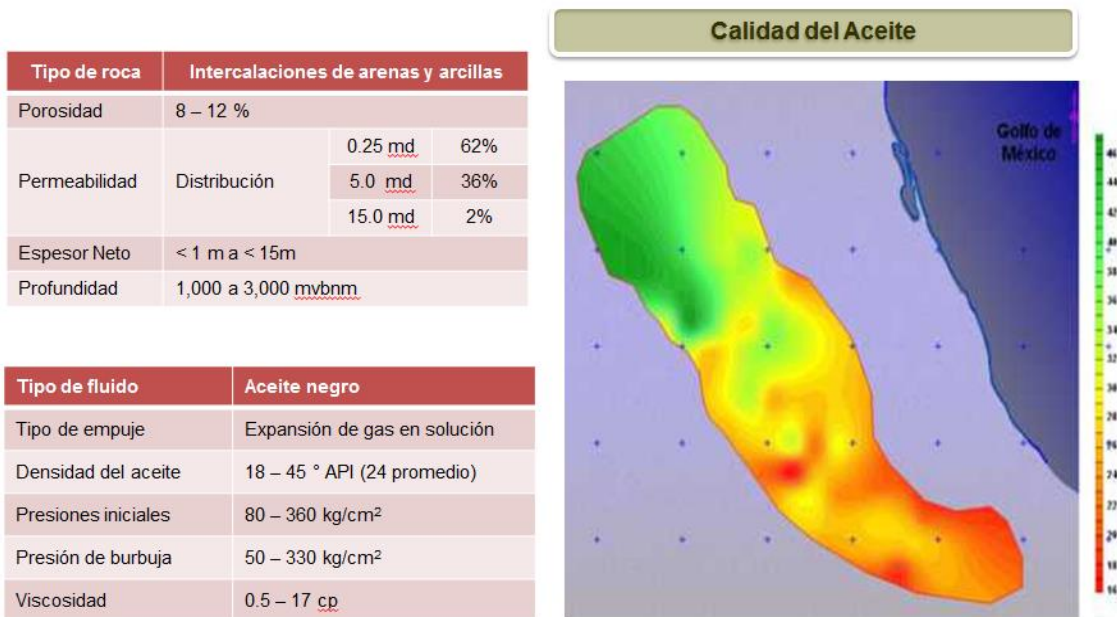


Figura 3. Características del yacimiento Chicontepec.

1.3. Descripción Geológica.

Como provincia petrolera, Chicontepec debe su importancia a la existencia de una formación geológica de depósitos de “talud”, constituida por intercalaciones de estratos de arenas y arcillas, denominada Formación Chicontepec de edad Paleoceno Superior al Eoceno Inferior. Su espesor oscila entre 800 a 1,000 metros, y su clima se localiza a profundidades de 1,000 a 2,000 m de profundidad en el subsuelo. Estos depósitos se localizan entre las estribaciones de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y la estructura anular de la “Faja de Oro”, en el subsuelo de la región de Poza Rica, Figura 4.

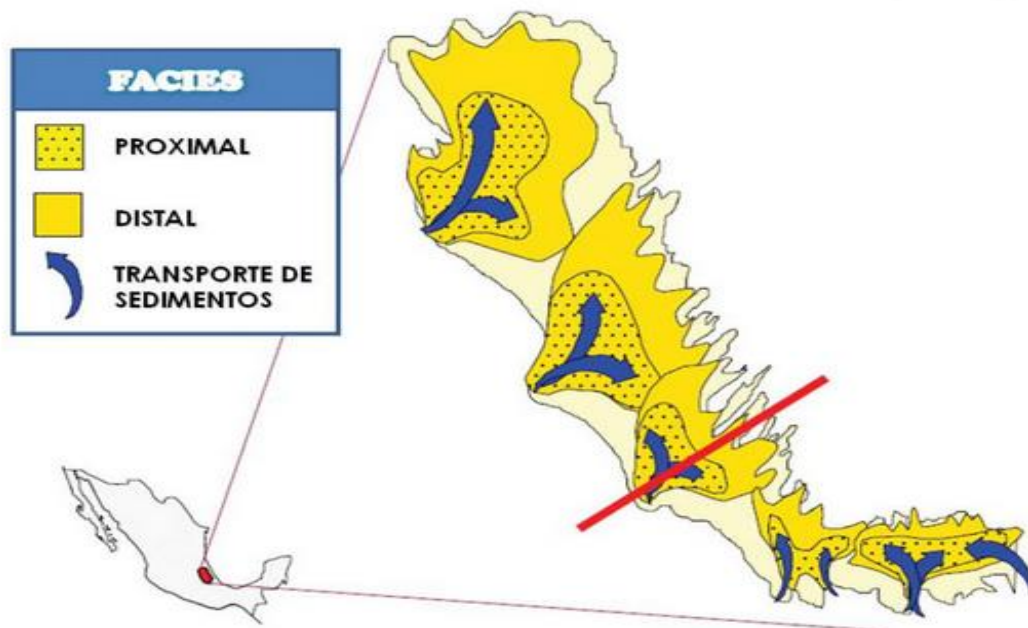


Figura 4. Localización de los depósitos sedimentarios de Chicontepec en el Noroeste de México.

La sedimentación del paleoceno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas. Sus dimensiones son de 125 km de largo y de 25 km de ancho, con un área de 3,785 km². Las propiedades petrofísicas de las arenas ostentan muy bajas permeabilidades y porosidades, mientras que los niveles arcillosos constituyen una roca sello o impermeable. Respecto al sistema petrolero, el origen de los hidrocarburos se encuentra en las

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

rocas más profundas del Jurásico Superior (Tithoniano), los cuales migraron y se emplazaron en los depósitos arenosos de la Formación Chicontepec, Figura 5.

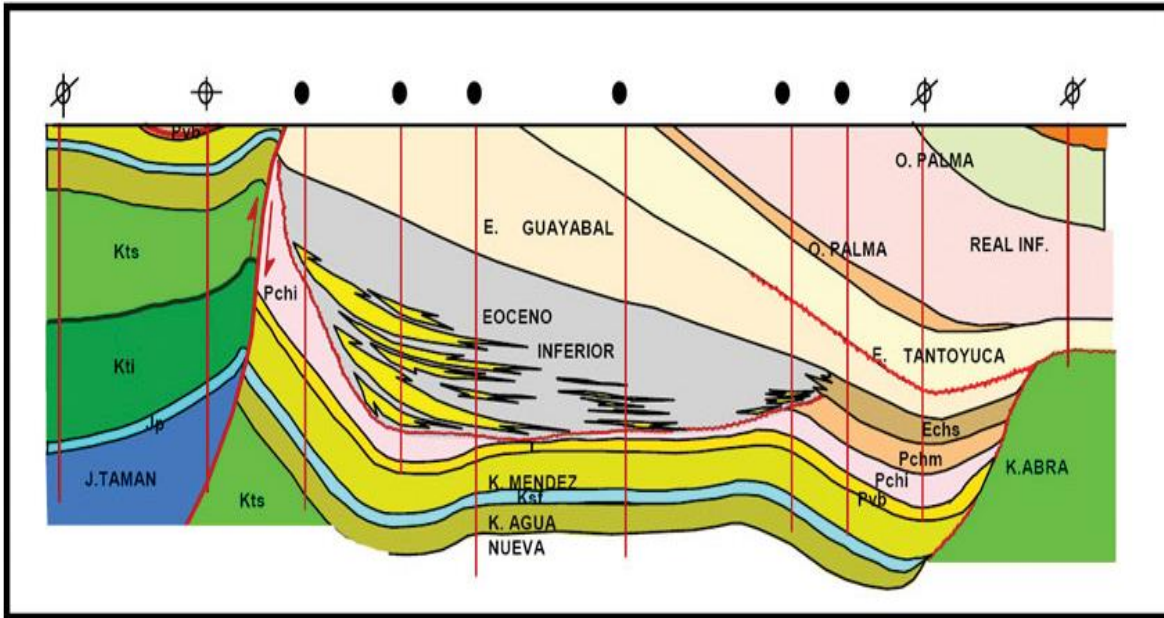


Figura 5. Sección geológica donde aparece la distribución de los depósitos en el subsuelo (marcados como Pchi y Eoceno Inferior).

Dadas las características geológicas de los depósitos arenosos, los factores de recuperación de hidrocarburos son muy bajos, del orden de entre 1 y 2% para aceite, en promedio, y de 5% en gas natural; y se espera incrementarlos a más de 3% para aceite y a 8% para gas hacia el año 2020 (según datos de la Cartera de Proyectos 2005-2020 de la Región Norte de PEP).

La columna geológica investigada por los pozos comprende desde el Jurásico Inferior hasta el Oligoceno Superior. En el sureste del área, los yacimientos terciarios del Paleocanal de Chicontepec descansan discordantemente en el Jurásico Superior San Andrés; en la parte Centro y Norte, se encuentran por encima del Cretácico Superior Méndez. El Paleoceno está representado por las formaciones Velasco, Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio. El Eoceno Inferior, por las formaciones Aragón y Chicontepec Superior Canal. El Eoceno Medio por la Formación Guayabal y el Eoceno Superior por las formaciones Tantoyuca y Chapopote, Figura 6.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

En Chicontepec se tienen definidos tres Plays productores: Play Chicontepec (Paleoceno-Eoceno Inferior), Play Chicontepec Canal (Eoceno Inferior Tardío) y Play Tantoyuca (Eoceno Superior)⁴.

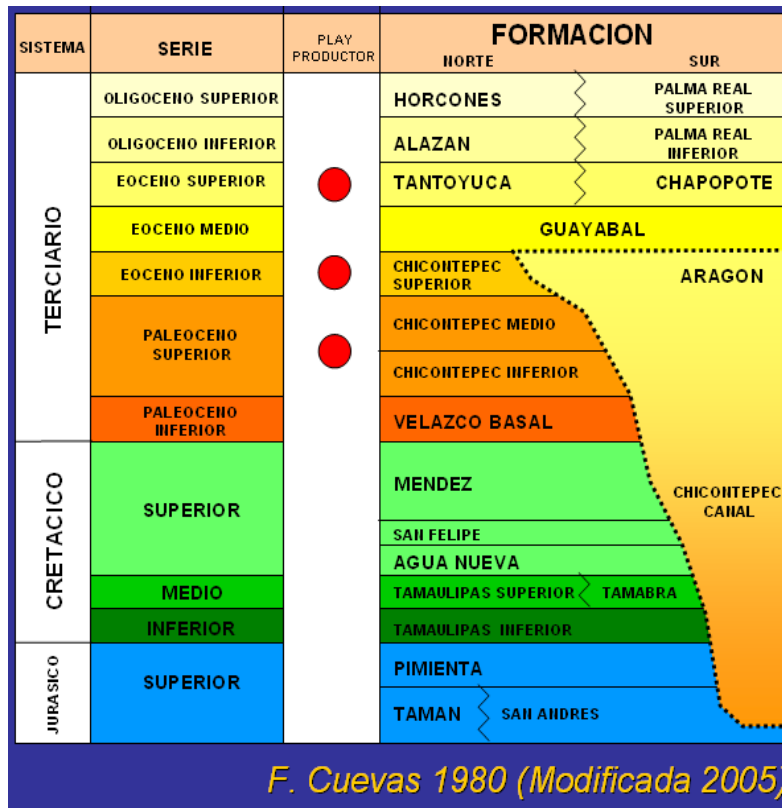


Figura 6. Columna geológica del Paleocanal de Chicontepec.

Con relación a la adquisición de datos geofísicos en la región se han realizado estudios sismológicos, magnetométricos y gravimétricos, así como una gran variedad de registros geofísicos de pozos pertinentes a los proyectos desarrollados. Todos los levantamientos de datos hasta ahora efectuados en Chicontepec distan mucho de ser suficientes para conocer con precisión la distribución y geometrías de los depósitos arenosos y yacimientos.

II. ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO (APATG).

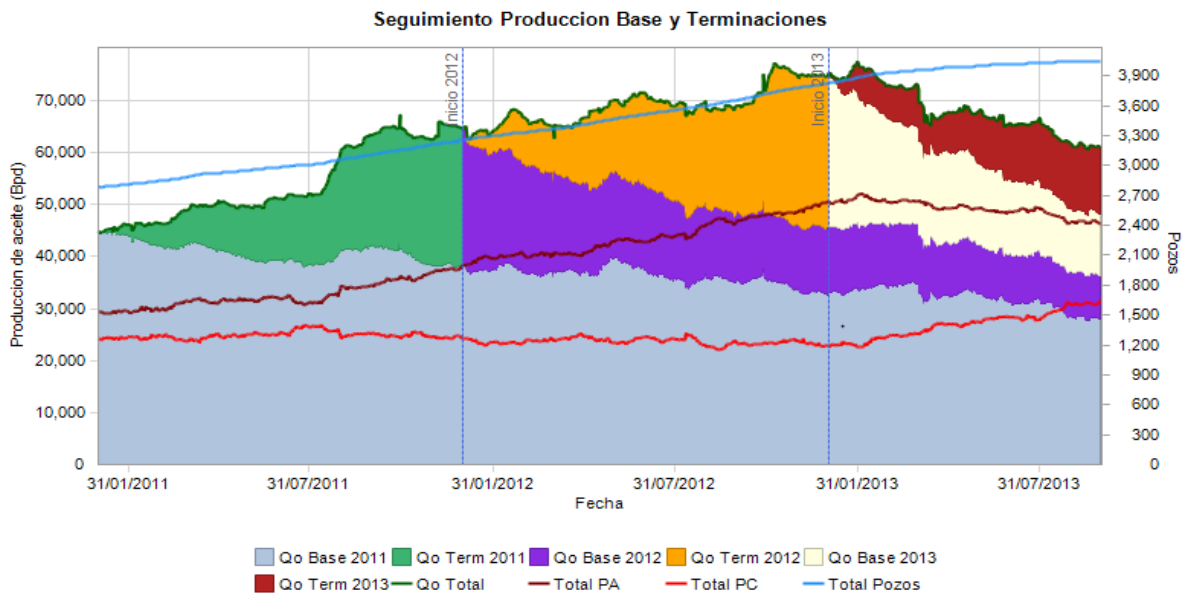
II.1. Antecedentes.

El paleocanal de Chicontepec es un proyecto No Convencional, el cual está considerado como la reserva más grande de Petróleo en nuestro país y el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo es el encargado de asumir el reto de administrarlo para la explotación de este recurso.

En la primera etapa del proyecto (2008-2010) se efectuó una gran actividad de perforación y terminación de pozos.

En la segunda etapa a partir del segundo semestre de 2010 se logró disminuir considerablemente la declinación de los pozos en operación mediante la creación de grupos de especialistas dedicados a estudiar su productividad, además de iniciar una campaña intensa de medición de la producción y de la implementación de un centro de monitoreo con el cual se pueda observar las 24 horas de los 365 días del año las principales instalaciones, ductos y pozos del activo, entre otras estrategias¹.

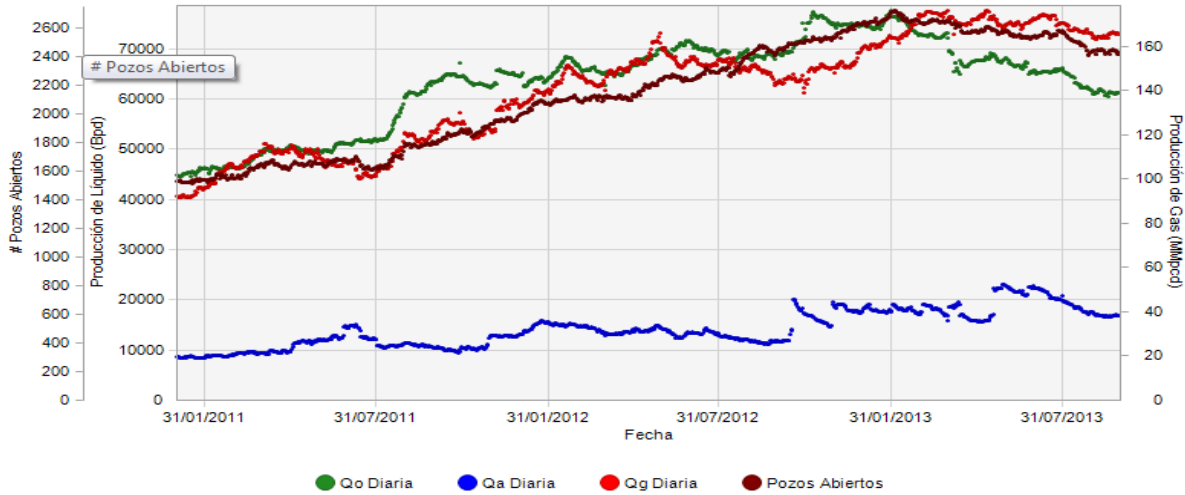
Dentro de las estrategias fundamentales del Activo se encuentra mantener la producción base, mediante la operación eficiente de los pozos existentes e incrementar con la reincorporación de los pozos cerrados⁵, Gráfica 1.



Gráfica 1. Producción base del APATG.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Como resultado de estas iniciativas, se han ejecutado actividades relacionadas a la operación de pozos, como son: optimización de pozos fluentes, instalación y optimización de sistemas artificiales, limpiezas de pozos, refracturamientos, inducciones químicas, inducciones mecánicas, etc., estas actividades se muestran en la Gráfica 2.



Gráfica 2. Histórico de producción del APATG⁵

En el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) se cuenta con una producción promedio de 64,016 bpd de aceite, se tiene un total de 4,048 pozos, de los cuales 3,435 son operados por las coordinaciones del Activo y 613 por laboratorios⁵, Figura 7.

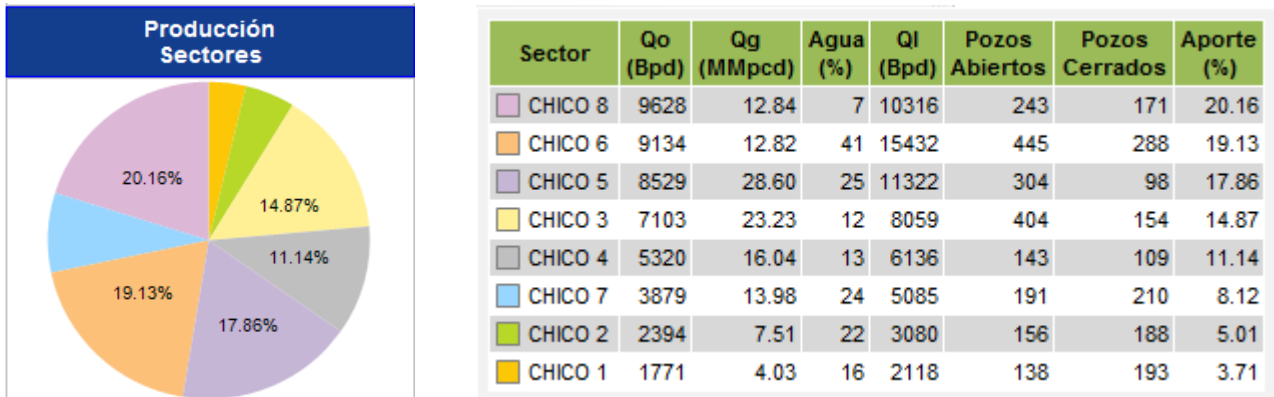
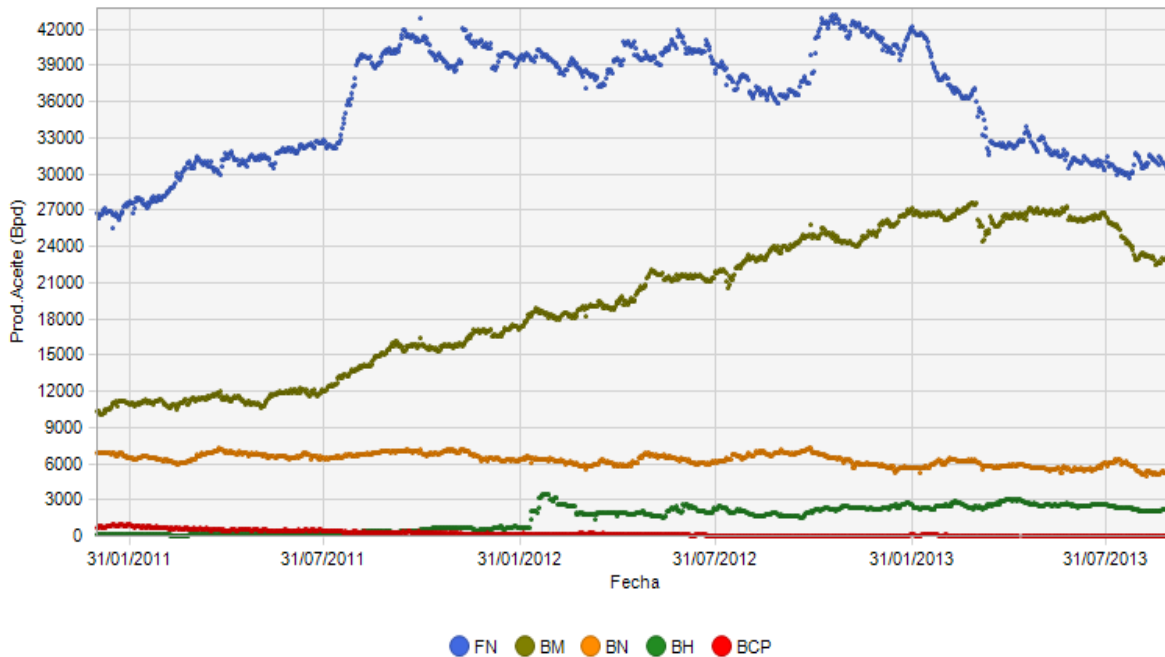


Figura 7. Producción por Sectores.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

El Activo cuenta con 3,435 pozos operando, de los cuales 678 son fluyentes, 1,732 operados con Sistemas Artificiales de Producción los cuales 1,322 operan con Sistema Artificial de Producción por Bombeo Mecánico (BM), 345 con Bombeo Neumático (BN), 63 con Bombeo Hidráulico (BH) y 2 con Cavidades Progresivas (PCP), y 1,638 se encuentran cerrados por varios motivos⁵, la producción por cada SAP se muestra en la Gráfica 3.



Gráfica 3. Producción por cada SAP.

II.2. Coordinación de Ingeniería de Producción.

Dada la necesidad de atenuar la declinación de la producción base se formaron los grupos de Ingeniería de producción en el Activo con el objeto de incorporar, optimizar y mantener los pozos operando con el máximo de eficiencia a un mínimo costo.

A mediados de 2010, fue creado el Grupo de Productividad de Pozos (GPP), actualmente Coordinación de Ingeniería de Producción (CIP), el concepto “productividad” integra las diferentes etapas de producción de un pozo, e inclusive desde su perforación, fluyente, operación con sistema artificial, reactivación por cambio de intervalo(s), reparación mayor y finalmente su abandono, en la Figura 8 se representa de manera esquemática las etapas.

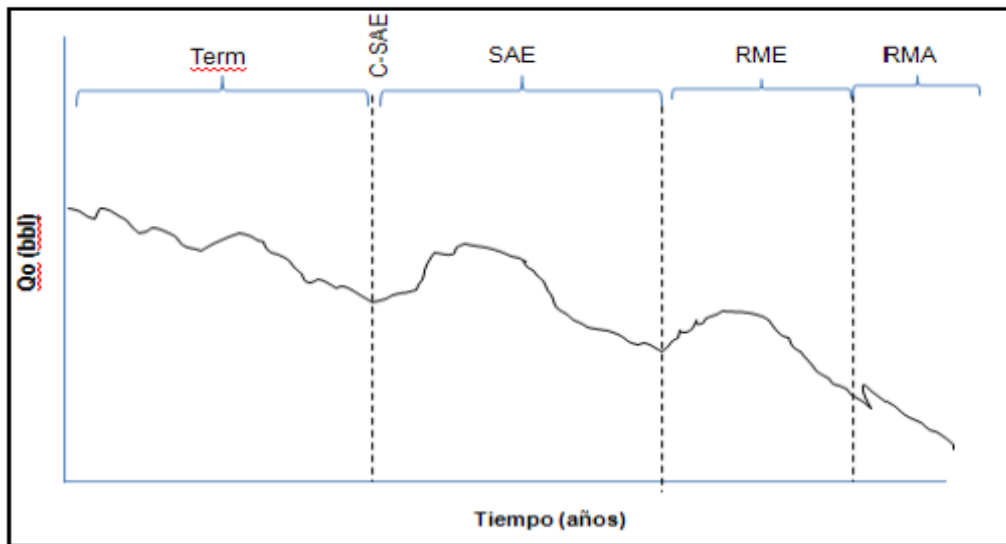


Figura 8. Etapas de operación de los pozos.

La estrategia de productividad de los equipos multidisciplinarios conformados por especialistas en diversas áreas de conocimiento es la participación desde la etapa de la elaboración del programa de perforación por el tipo de pozo “S” y/o “J” que se va a perforar, analizando la vida productiva en función de los sistemas artificiales de producción que vayan a operar, analizando, diagnosticando, estudiando y optimizando la operación de cada uno de los pozos, así como la Conversión a Bombeo Mecánico (CBM), Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico (RBM), Complemento de Reparación Mayor (CRMA) y Complemento de Terminación (CTERM) de los pozos del Activo, en la Figura 9 se muestra un esquema del trabajo de la Coordinación de Ingeniería de Producción.

La metodología de trabajo del Ingeniero de producción es la siguiente:

Selección/Historia del pozo

- ◆ Actualización de estados mecánicos (SIOP)
- ◆ Análisis de reportes operativos de PEP y Compañías.
- ◆ Análisis registros efectuados.
- ◆ Análisis de secciones estructurales.
- ◆ Históricos de producción del pozo y vecinos.
- ◆ Estado físico del pozo en campo (fluyente o con SAP).

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.

Estudio y recomendaciones.

- ◆ Toma de información necesaria.
- ◆ Estudio y recomendaciones.
- ◆ Programación en libros y POS.
- ◆ Seguimiento a la ejecución

Resultados y Seguimiento.

- ◆ Evaluación de resultados.
- ◆ Seguimiento de producción.

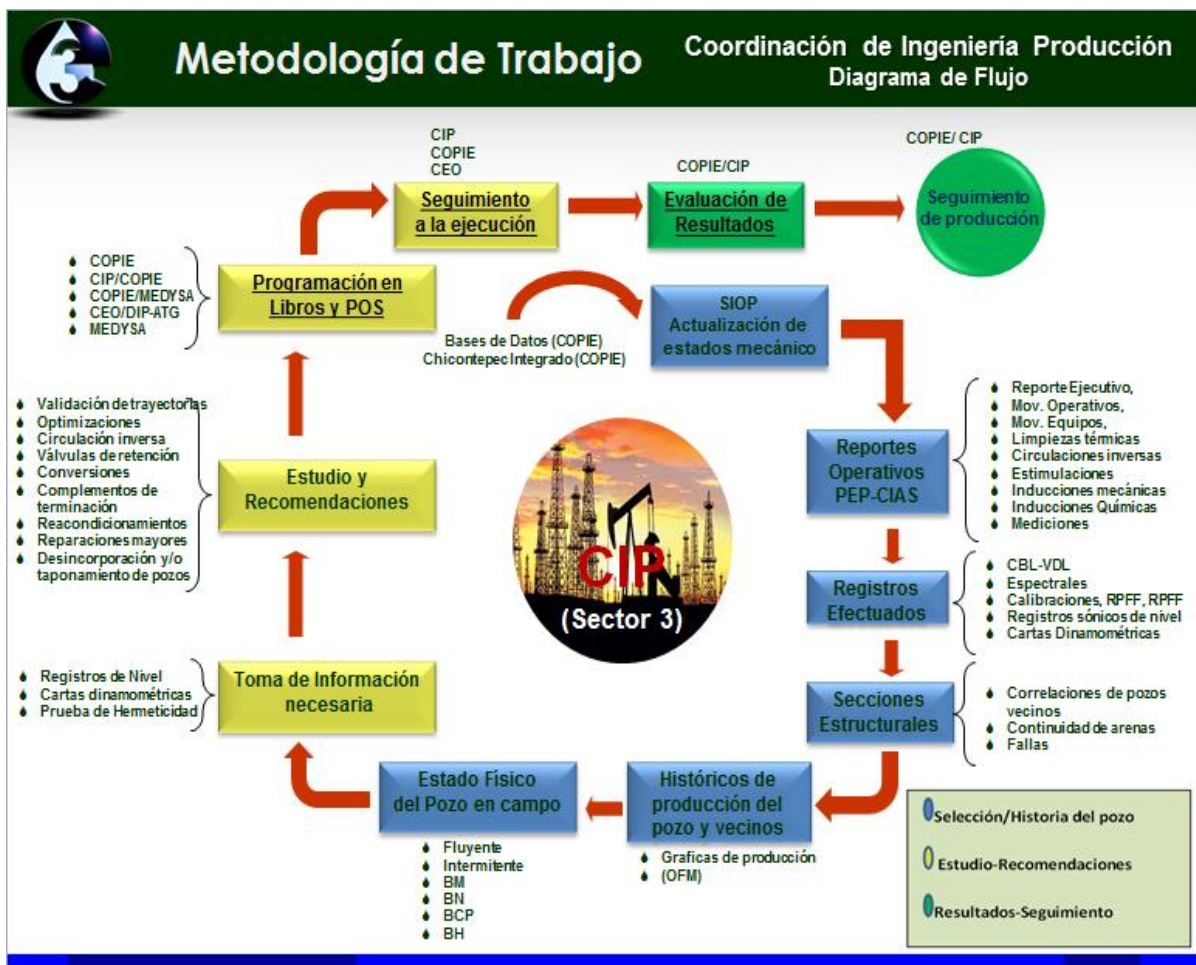


Figura 9. Metodología de trabajo de CIP.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

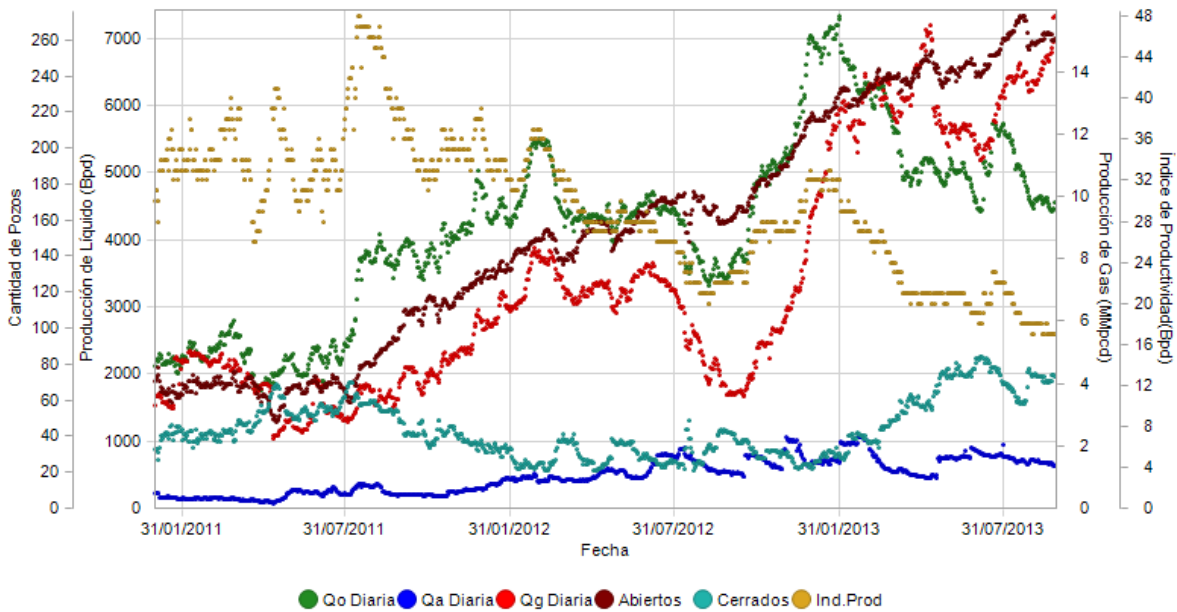
III. Campo Humapa.

III.1. Antecedentes.

El Campo Humapa fue descubierto en marzo de 1956 con la perforación del pozo Humapa 1 evaluado en la Formación Chicontepec Medio e Inferior. En esta área se han perforado 334 pozos de los cuales 261 están en operación y 73 cerrados como se muestra en la Figura 10. La máxima producción alcanzada fue de 7,327 bpd de aceite con 230 pozos abiertos en enero del 2013, actualmente (31-08-2013) produce 4,562 bpd de aceite y 13.4 MMPC de gas, en la Gráfica 4 se muestra el histórico del campo⁵. El aceite es mediano con una densidad de 25 a 29° API, con RGA que va desde 100 m³/m³ a 500 m³/m³, la presión actual del yacimiento varía entre 157 a 197 kg/cm² a una profundidad de 1700 mv.

Campo	Qo (Bpd)	Qg (MMpcd)	Agua (%)	QI (Bpd)	Pozos Abiertos	Pozos Cerrados
HUMAPA	4562	16	12	5199	261	73
Suma	4562	16		5199	261	73

Figura 10. Universo de pozos en el Campo Humapa.

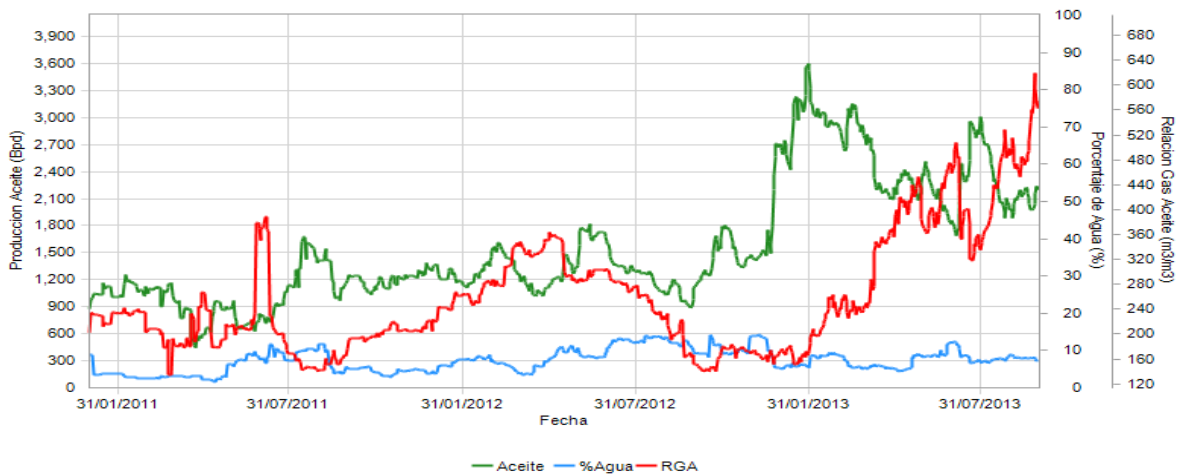


Gráfica 4. Histórico de Producción del Campo Humapa.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

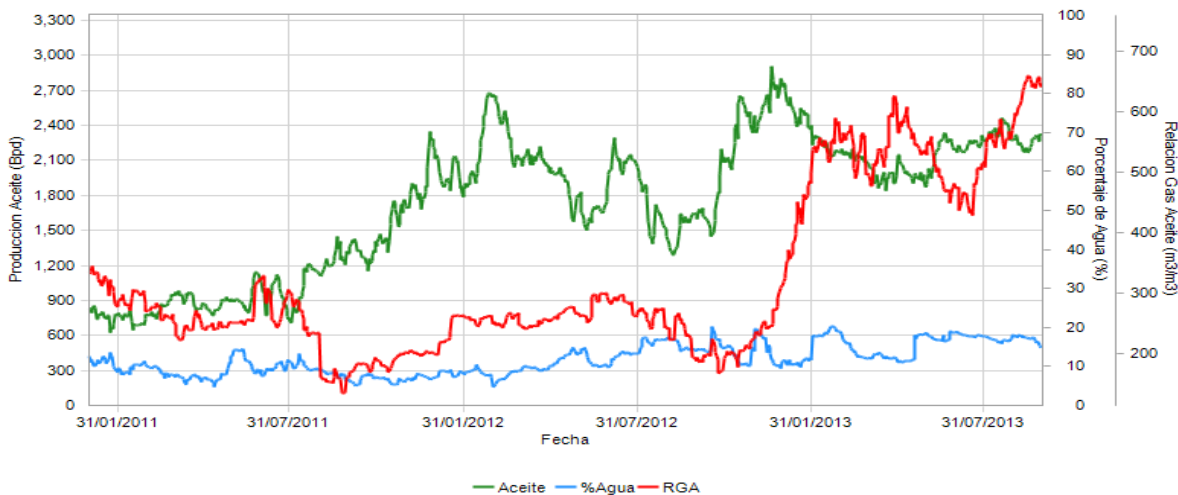
El Campo Humapa cuenta con 261 pozos operando de los cuales 113 son fluyentes y 147 operados con sistemas artificiales de producción de los cuales 131 pozos operan con el sistema de Bombeo Mecánico (BM) y 16 pozos con el sistema de Bombeo Hidráulico (BH).

En la Gráfica 5 se observa el comportamiento de la producción diaria de los pozos fluyentes de 2011 a 2013.



Gráfica 5. Histórico de Producción de los Pozos Fluyentes.

En la Gráfica 6 se observa el comportamiento de la producción diaria de los pozos con SAP de 2011 a 2013.

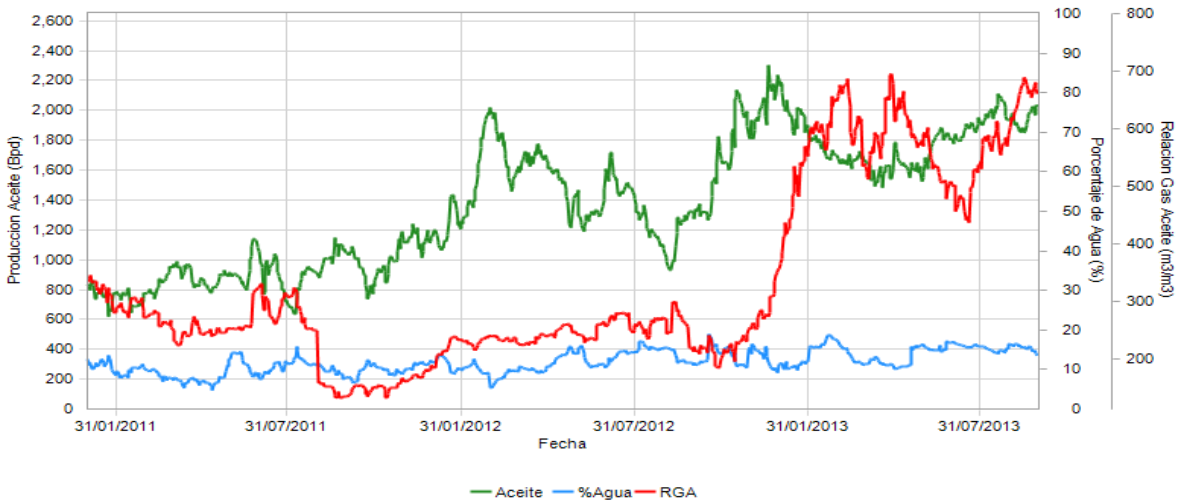


Gráfica 6. Histórico de Producción de los pozos con SAP.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

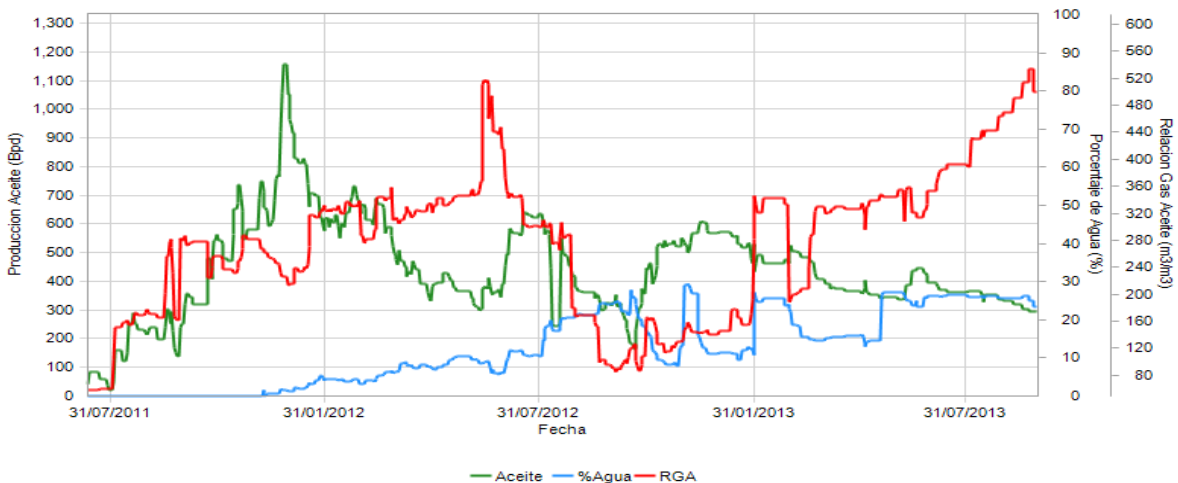
El sistema artificial de producción predominante es el Bombeo Mecánico, y en menor escala el Bombeo Hidráulico. La profundidad promedio de los yacimientos a nivel del Terciario es de 1900 m.

En la Gráfica 7 se observa el comportamiento de la producción diaria de los pozos con Bombeo Mecánico de 2011 a 2013.



Gráfica 7. Histórico de producción de pozos con Bombeo Mecánico.

En la Gráfica 8 se observa el comportamiento de la producción diaria de los pozos con Bombeo Hidráulico de 2011 a 2013.



Gráfica 8. Histórico de producción de pozos con Bombeo Hidráulico.

III.2. Localización Geográfica.

El Campo Humapa se localiza al Noroeste del Activo de Producción Poza Rica Altamira (APPRA), se encuentra a 40 km al Noroeste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Dentro del área conocida como Paleocanal de Chicontepec en el Sector 3, se localiza al Noroeste de los Campos Agua Fría-Coapechaca y Tajín, productores en los paquetes arenosos de la Formación Chicontepec de edad Paleoceno Superior y Eoceno Inferior, Figura 11.

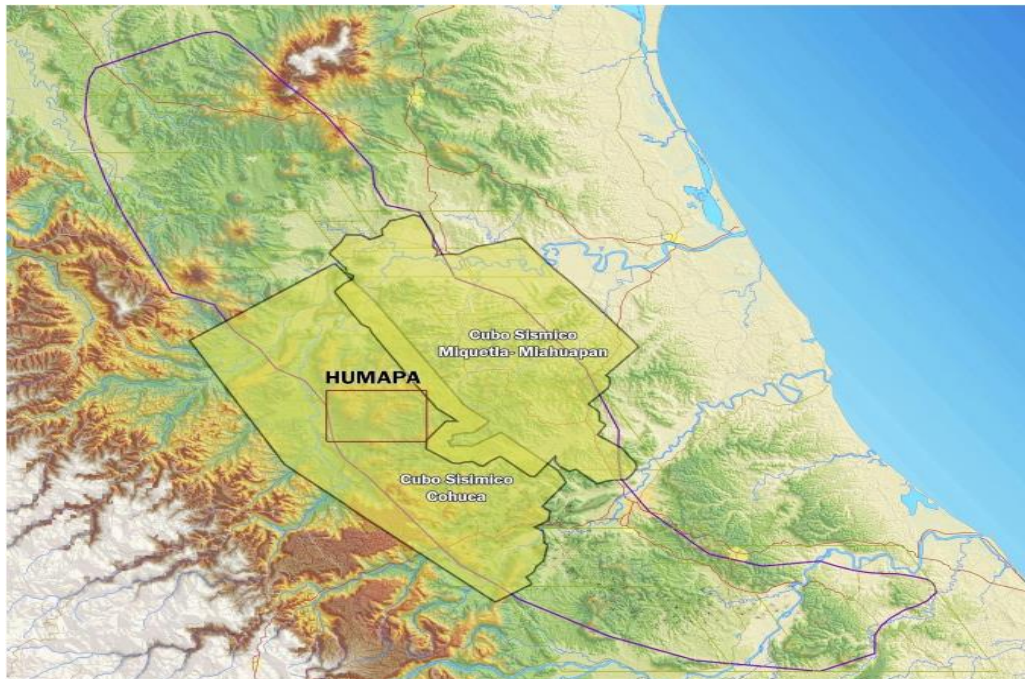


Figura 11. Campo Humapa.

III.3. Descripción Geológica.

Geológicamente se localiza entre la porción sur de la Cuenca Tampico-Misantla y al occidente de la plataforma de Tuxpan, está cuenca se originó en el paleoceno, al inicio de los levantamientos de la Sierra Madre Oriental (Orogenia Laramide) y fue afectada en su margen oriental y suroriental por una depresión de considerable magnitud, denominada Antefosa de Chicontepec. La sedimentación del Paleógeno se compone de turbiditas de ambiente nerítico externo a batial, formando complejos de abanicos y canales, constituida por arenas lenticulares con intercalaciones de lutitas, Figura 12.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

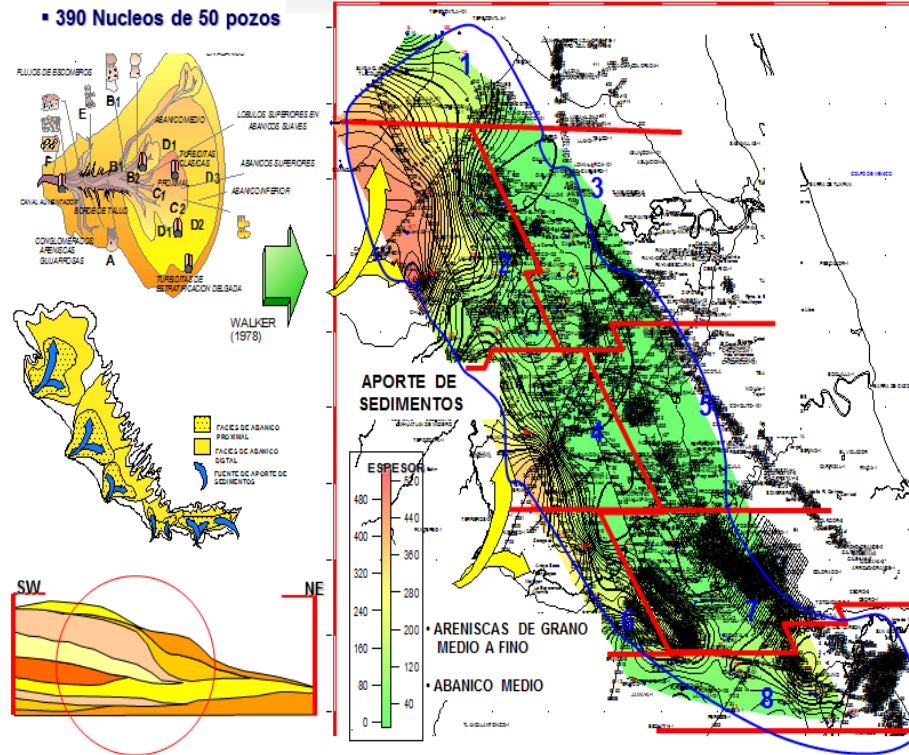


Figura 12. Modelo geológico de depósito.

El Modelo Geológico está definido como una serie de eventos de múltiples episodios de depositación de abanicos submarinos, erosión y relleno. Se pueden destacar cuatro elementos del sistema de depósito de abanico: Canal central, canal central y lóbulos, Abanico medio y Abanico externo en la mayoría de las unidades genéticas.

El entrapamiento de los hidrocarburos tiene una componente principalmente estratigráfica, sin destacar que puede ser combinada, con una componente estructural.

El sello superior está formado por el gran espesor de lutitas de la Formación Guayabal además de los cuerpos arcillosos intercalados entre las arenas objetivos. Es conveniente aclarar que el principal riesgo que se presenta en esta localización es, sin lugar a duda, la calidad de la roca almacén y la distribución lateral o continuidad de la misma.

IV. IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA.

IV.1. Antecedentes.

Los sistemas artificiales de producción han sido y serán parte importante en la explotación, principalmente en campos productores de aceite con las condiciones geológicas prevalecientes en ésta área, debido a la complicada naturaleza de este yacimiento, la baja productividad asociada a la baja permeabilidad de la formación, la producción de arena, la tendencia de incrementar la RGA de los pozos durante su explotación y la rentabilidad.

Debido a la corta vida fluyente de los pozos recién terminados con aparejo sencillo fluyente (ASF) en el Campo Humapa, es necesaria la implementación temprana de un sistema artificial adecuado para manejar la producción de los pozos, así como contrarrestar la gran cantidad de pozos que abaten su presión y por consiguiente disminuyen su capacidad productiva en tiempos muy cortos. Al reducirse el tiempo de producción de los pozos en su etapa fluyente, y ser comparado este tiempo tan corto contra los programas de reparaciones mayores (RMA) y reparaciones menores (RME) han llevado a tener en su momento una cartera muy amplia de pozos cerrados.

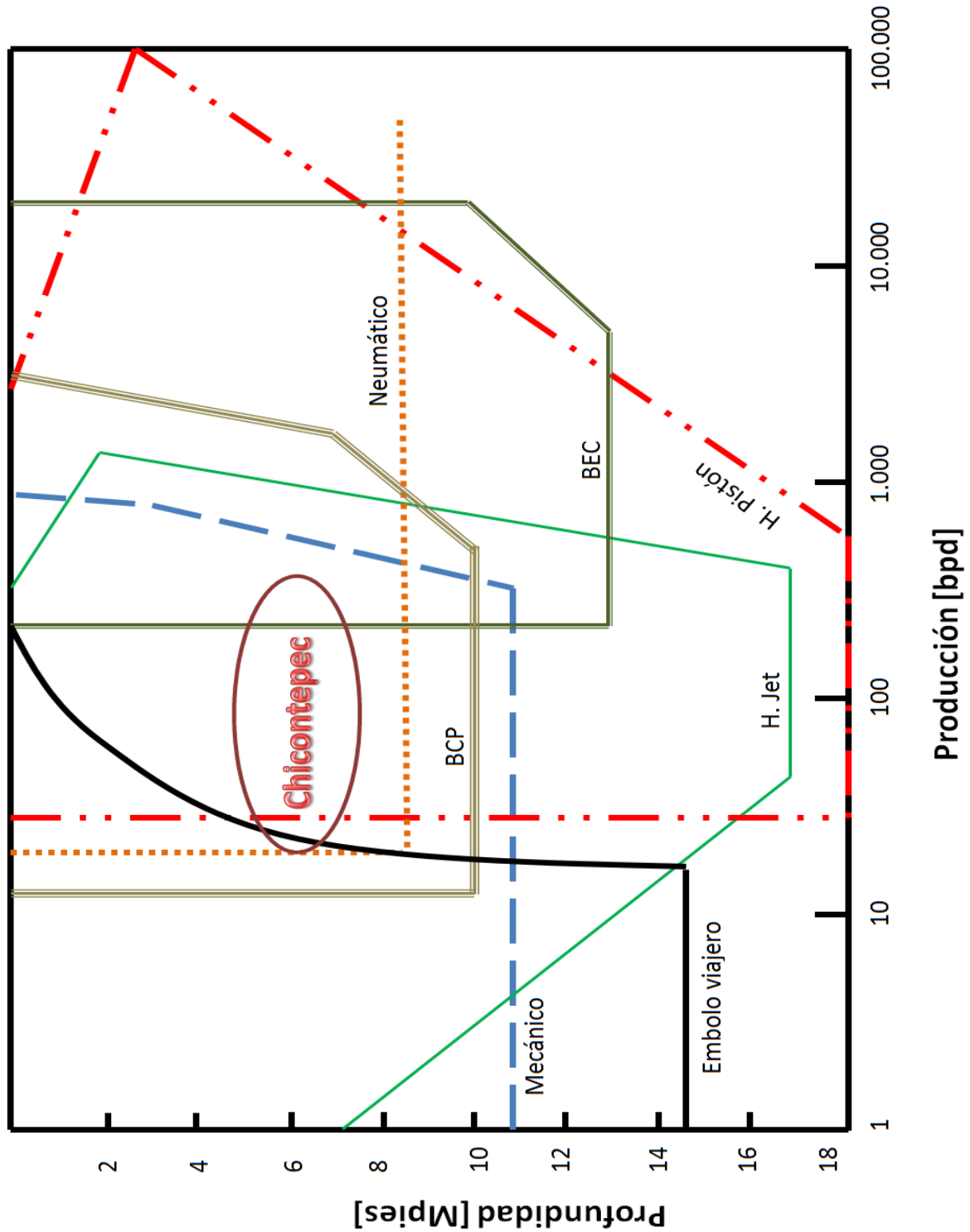
IV.2. Generalidades del Bombeo Mecánico en el Campo Humapa.

El conocimiento actual que se tiene acerca del comportamiento de los pozos productores de las arenas de Chicontepec es un indicador de las características que tendrán los pozos a los cuales se les implementara un sistema artificial de producción en condiciones óptimas.

Desde el punto de vista estrictamente energético (gastos deseados desde una profundidad establecida), existe una variedad de sistemas artificiales de producción disponibles para la explotación en Chicontepec.

En la Gráfica 9 se resume la experiencia mundial en aplicaciones de sistemas artificiales de producción, bajo condiciones moderadas, es decir, condiciones favorables de RGA, % de agua y otros (arena, densidad, etc.), para cada método y sin evaluación económica. El óvalo indica el área de operación de los pozos de Chicontepec, gastos entre 20 y 800 [bpd] por pozo, a profundidades aproximadas de 1850 [m] en esta zona se aprecian casi todos los sistemas artificiales de

producción existentes que son aplicables, desde el punto de vista netamente técnico, sin embargo, no significa que todos sean aplicados en la práctica.



Gráfica 9. Aplicabilidad de sistemas artificiales de producción⁷.

**IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.**

Para este análisis se han considerado las condiciones de producción de los pozos en el Campo Humapa, en la Tabla 1 se muestra una matriz de preselección de los sistemas artificiales de producción. La consideración de algunos de estos sistemas como candidatos viables para ser instalados deja una pequeña derrama económica en comparación con otros de los mismos sistemas.

Se han analizado a nivel mundial las condiciones mecánicas y límites físicos sobre los cuales quedarán operando los pozos para cada uno de los sistemas, es así como se ha llegado a construir esta matriz de selección. Aunado a las características mecánicas se tiene en cuenta los principios de funcionamiento, y se incluyen las mejoras tecnológicas para la selección de los sistemas.

Matriz de Selección		Costos/Pozos		Condiciones del Campo Humapa			
		Inversión	Operación	Arena	Desviación	Alta RGA	Flexibilidad
Neumático	Continúo	Alto/medio	Bajo	✓	✓	✓	Qo > 80
	Intermitente	Alto/medio	Bajo	✓	✓	✓	Medio/bajo
	Pistón Viajero	Medio/bajo	Bajo	X	Menor a 60°	✓	Volumen de recuperación medio/bajo
Mecánico		Medio	Medio/bajo	Equipo especial	Centradores	Separador de gas	✓
Cavidades Progresivas		Medio/bajo	Medio/bajo	Equipo especial	Centradores	Separador de gas	Temperaturas menor a 95 °C
Electrocentrífugo		Alto	Alto	X	✓	Separador de gas	Volumen de recuperación alto
Hidráulico	Jet	Alto	Medio	X	✓	✓	✓
	Pistón Viajero	Alto	Medio	X	✓	✓	✓

Tabla 1. Matriz de preselección⁷.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

La matriz de preselección para diversos sistemas artificiales que pudieran aplicar en el Campo Humapa y cualquier otro Campo de Chicontepec está en función de las características del sistema y las características producción del pozo.

Para la selección de los sistemas artificiales de producción se han desarrollado diversos trabajos para ayudar a tomar una decisión que acerque al Ingeniero de producción a definir el mejor sistema artificial, cada Ingeniero de producción que interviene siempre está en búsqueda de las mejores opciones de producción.

De estudios anteriores se sabe que el Bombeo Neumático Continuo (BNC) es muy eficiente y poco rentable cuando se habla de no tener las cantidades suficientes de gas (ya que requiere demasiado gas comprimido por barril de aceite producido) para gastos menores de 100 [bpd] en pozos con bajo índice de productividad como la gran mayoría de pozos del Campo Humapa, por lo que se infiere que el Bombeo Neumático Continuo es una alternativa lejana. Así mismo y por limitaciones físicas, el Bombeo Continuo Intermitente (BNI) no es conveniente utilizarlo para producir pozos a gastos menores de 40 ó 50 [bpd], esto por las condiciones en las que deben ser optimizados los pozos además de los costos de este sistema.

Por las características de los pozos del Campo Humapa, podemos decir que el Bombeo Neumático difícilmente podría representar una de las mejores opciones técnico-económica debido a la:

- ◆ Inversión y costos operativos.
- ◆ Incremento de los costos al reducir la producción por debajo de los 40 [bpd].

Sin embargo, su ventaja radica en el:

- ◆ Excelente manejo de arena, alta RGA y pozos desviados.

Condiciones que prevalecen en esta área.

Sin embargo por su principio de funcionamiento, no permite la extracción del total de las reservas por pozo y podría dejar de un 25 a 30% de las mismas en el yacimiento.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Para el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) se recomienda realizar un estudio detallado para determinar las causas de las fallas y fracasos de este sistema en el área, se debe realizar una caracterización de fluidos para la selección de los elastómeros más adecuados, así como capacitación del personal de operación.

El sistema de Bombeo Hidráulico (BH) su aplicación se considera viable solo para pozos con alto gasto, debido al costo que implica la renta del equipo la cual se estaría pagando con una producción promedio de 60 bpd por pozo, y cuando económicamente no es rentable se tiene que hacer la conversión a Bombeo Mecánico.

El Bombeo Mecánico es el más favorable tanto técnica como económicamente, ya que permite producir los pozos después del periodo de flujo natural inicial hasta su límite económico, sin necesidad de cambiar a otro método de levantamiento artificial, es decir sin hacer inversiones adicionales.

Los tiempos de operación continúa de más de un año de los pozos con Bombeo Mecánico son muy buenos considerando que este sistema se instala en pozos recientemente fracturados y con producción de arena. La aplicación de este método es de 50 % instalado en 131 de 261 pozos activos en el área.

La instalación del Bombeo Mecánico inmediatamente después del período de flujo natural puede alcanzar una producción total acumulada por pozo de 169 Mbls de aceite en 36 meses, es decir 55 Mbls más que los que se obtendrían si se instalará un Bombeo Neumático⁷.

El Bombeo Mecánico tiene sus ventajas para el Campo Humapa:

- ◆ Inversión y costos operativos de medio y medio/bajo.
- ◆ Flexibilidad para manejar todo el rango de los gastos hasta el agotamiento.

Este sistema convencional puede ser optimizado para reducir o minimizar el impacto negativo del gas y la arena sobre el equipo de fondo y mejorar su confiabilidad

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Las ventajas de las unidades de Bombeo Mecánico convencional son el conocimiento de operación, cambios de parámetros de operación y mantenimiento que tiene el personal de operación, además de su vida útil.

IV.3. Diseño del Sistema de Bombeo Mecánico.

Dado que los yacimientos del Campo se caracterizan por tener baja permeabilidad y baja presión, el pozo en un periodo no mayor de un año se estaría operando con la ayuda de un sistema artificial de producción.

Cuando se diseña un sistema de bombeo mecánico se intenta especificar el equipo, emboladas por minuto y longitud de la carrera requerida para obtener la producción deseada.

El objetivo al diseñar el Sistema de Bombeo Mecánico es uno solo: lograr una armonía perfecta entre el aporte del yacimiento a las condiciones establecidas y la capacidad del sistema total (sub-suelo y superficie) de manera que el costo del sistema sea el menor posible en las condiciones actuales y futuras del pozo.

Entre ellos:

- ◆ Históricos de producción del pozo.
- ◆ Curva de productividad (IPR).
- ◆ Presión de fondo (Pws).
- ◆ Tipo de pozo (vertical, tipo “S” y tipo “J”).
- ◆ Profundidad de los disparos.
- ◆ Viscosidad del aceite.
- ◆ Densidad del aceite.
- ◆ Porcentaje de agua.
- ◆ Porcentaje de sólidos.
- ◆ RGA.
- ◆ Operación.
- ◆ Mantenimiento.
- ◆ Optimización

IV.4. Consideraciones para el diseño del sistema de Bombeo Mecánico de acuerdo al tipo pozo.

En la realidad, diseñar sistemas de Bombeo Mecánico es un proceso de ensayo y error que usualmente resulta en un sistema que podría estar muy distante del ideal. Debido a que obtener un diseño ideal requiere de equipos y datos que bien no podrían estar disponibles, sólo los parámetros del sistema más obvios son usualmente considerados como:

- ◆ Aporte del pozo.
- ◆ Cargas en las varillas.
- ◆ Cargas en la caja de engranaje.
- ◆ Tipo de unidad.
- ◆ Eficiencia del sistema.

Un aspecto muy importante del diseño en el sistema es el aporte del pozo. Si la máxima producción disponible por el pozo es conocida entonces se diseñará para una velocidad de producción menor que ésta, esto asegura suficiente capacidad en la bomba tomando en cuenta su desgaste normal. Pero, si la velocidad de bombeo es más alta que la capacidad de aporte del pozo, entonces el pozo podría achicarse.

El golpe de fluido es un problema que resulta a partir de la práctica común de sobrediseñar la capacidad de bombeo. El golpe de fluido deteriora la bomba, varillas y la unidad de bombeo.

Para prevenir sobrediseñar severamente la capacidad de desplazamiento del sistema de bombeo se recomienda diseñar para una eficiencia de la bomba del 65%. Es conveniente tener un programa de computadora predictivo tal como el *RODSTAR* que permite introducir un objetivo de producción y una eficiencia del sistema y luego calcular las emboladas por minuto.

Algunas veces situaciones especiales podrían requerir una filosofía de diseño diferente, por lo cual se hace uso de algunas consideraciones que pueden ayudar mientras se diseña.

Para reducir las cargas en la caja:

- ◆ Reducir la longitud de la carrera.
- ◆ Reducir el diámetro del pistón.
- ◆ Reducir el peso en la sarta de varillas.
- ◆ Reducir la velocidad de bombeo.

Para reducir las cargas en las varillas:

- ◆ Usar un diseño de sarta de varillas balanceada.
- ◆ Usar varillas de alta resistencia.
- ◆ Reducir el diámetro del pistón.
- ◆ Reducir la velocidad de bombeo.

IV.5. Software RODSTAR.

RODSTAR es un programa de computadora desarrollado por Theta Enterprise, representa el estado del arte en diseño de pozos por bombeo mecánico. Usa un modelo de la ecuación de onda para la sarta de varillas y el modelo cinemático exacto de la geometría de la unidad de bombeo. Por lo tanto, usando RODSTAR puede simularse cualquier sistema de bombeo y predecir su comportamiento con exactitud. También puede simular pozos someros, gracias a su capacidad de incluir los efectos de inercia en el fluido predice las cargas dinamométricas. Esta capacidad es especialmente importante cuando se diseñan pozos someros de altos gastos. Métodos que no incluyen los efectos de la inercia de los fluidos puede conducir hacia errores. En contraste con viejos métodos, RODSTAR proporciona una amplia flexibilidad que capacita al Ingeniero a probar ideas y jugar “que pasaría si” sin los costos de usar equipo real

Además de su modelamiento de algoritmos, RODSTAR tiene un conocimiento único, característica que permite diseñar sistemas de bombeo mecánico más rápido y con mayor exactitud.

En el modelo de lote RODSTAR se pueden correr varios casos sin tener que empezar cada uno aparte, para utilizar el modo de lote, deben tenerse previamente almacenados los casos que se desean correr en el disco. Esto puede hacerse primeramente iniciando con un caso base, se puede cambiar el componente de entrada que se quiere comparar (por ejemplo, tipo de unidad,

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

arreglo de varillas, diámetro de la bomba, profundidad de la bomba, profundidad de la bomba) y desde la barra de menú guardar los cambios y así evaluar varios escenarios.

Con RODSTAR se puede obtener un diseño propio del sistema, o pedirle al programa que calcule los spm y el tamaño del pistón para obtener la producción objetivo, también recomienda el tamaño de la unidad de bombeo de bombeo basado en la producción deseada, Figura 13.

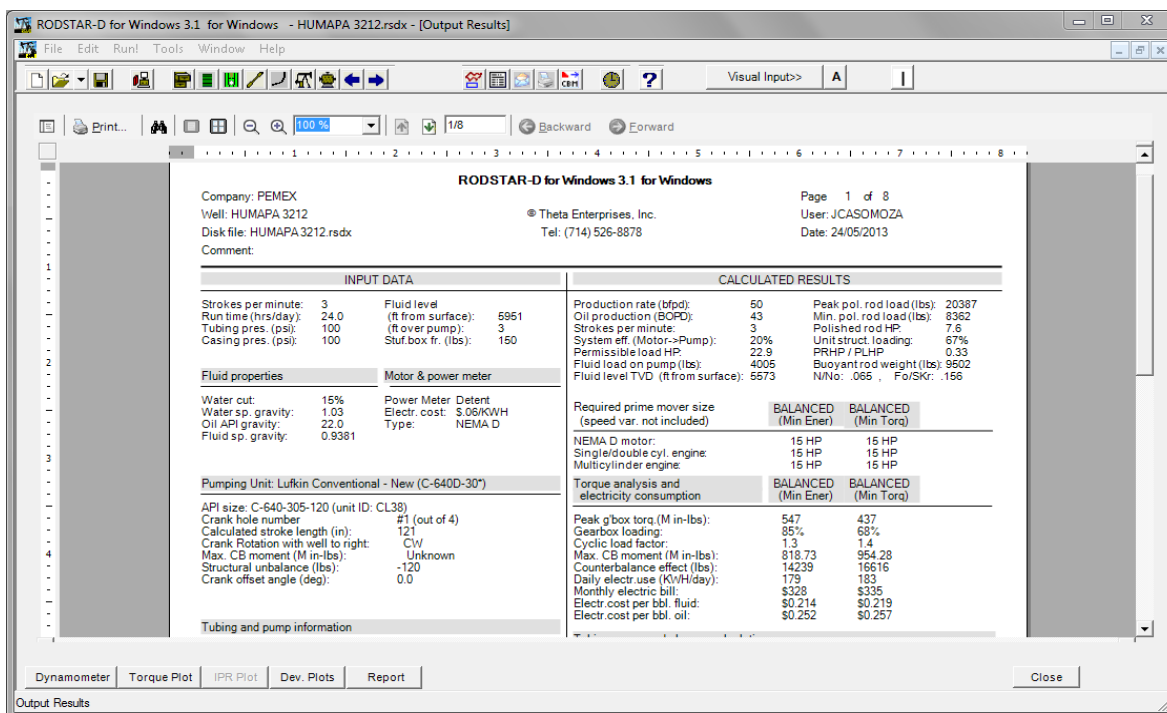


Figura 13. Software Rodstar.

IV.6. Tipos de diseño del Sistema de Bombeo Mecánico.

Los diseños de BM varían de acuerdo a los requerimientos de cada pozo como son Conversión a Bombeo Mecánico (CBM), Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico (RBM), Complemento de Reparación Mayor (CRMA) y Complemento de Terminación (CTERM). Cada diseño debe satisfacer las condiciones actuales del pozo y sus limitantes, por ejemplo: tipo de aparejo fluente, profundidad de los disparos, profundidad de la base del último intervalo a la PI, porcentaje de agua, nivel dinámico del fluido, producción de arena y RGA.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

IV.6.1. Conversión a Bombeo Mecánico (CBM).

Para realizar una CBM se hace un análisis del pozo a diseñar y se elabora una Base de Usuario con los siguientes datos:

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo.
2. Estado mecánico actual.
3. Análisis de las condiciones actuales del pozo.
4. Datos de producción esperados.
5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.
6. Condiciones de operación.
7. Recomendación al programa operativo.
8. Estado mecánico propuesto.

CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO CON ETRP DEL POZO HUMAPA No. 3212 (MP-HUMAPA-3231).

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo:

El pozo Humapa 3212 termina su perforación en noviembre del 2011, en diciembre del mismo año se prueban simultáneamente los intervalos 1750-1765 m, 1770-1785 m y 1790-1805 m con fractura hidráulica inyectándose 1865 bls de fluido de fractura y recuperándose 772 bls, llegando a fluir 92 bpd de aceite con una presión en cabeza de 67 kg/cm² por estrangulador de 4 mm en un tiempo de flujo de 111 hrs fluyendo 100% aceite, dicho pozo produce hasta octubre del 2012 con un ritmo de producción promedio de 26 bpd con corte de agua promedio de 10% y RGA promedio de 290 m³/m³. En el mismo mes se realizó refracturamiento hidráulico a los intervalos 1750-1765 m, 1770-1785 m y 1790-1805 m fluyendo 103 bpd, produce hasta mayo del 2013 con un ritmo de producción promedio de 30 bpd con corte de agua promedio de 15% y RGA promedio de 305 m³/m³, en febrero del mismo año se realizó inducción mecánica sin éxito, actualmente el pozo se encuentra cerrado.

Se propone CBM para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1750-1765 m, 1770-1785 m y 1790-1805 m.

**IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.**

2. Estado mecánico actual.

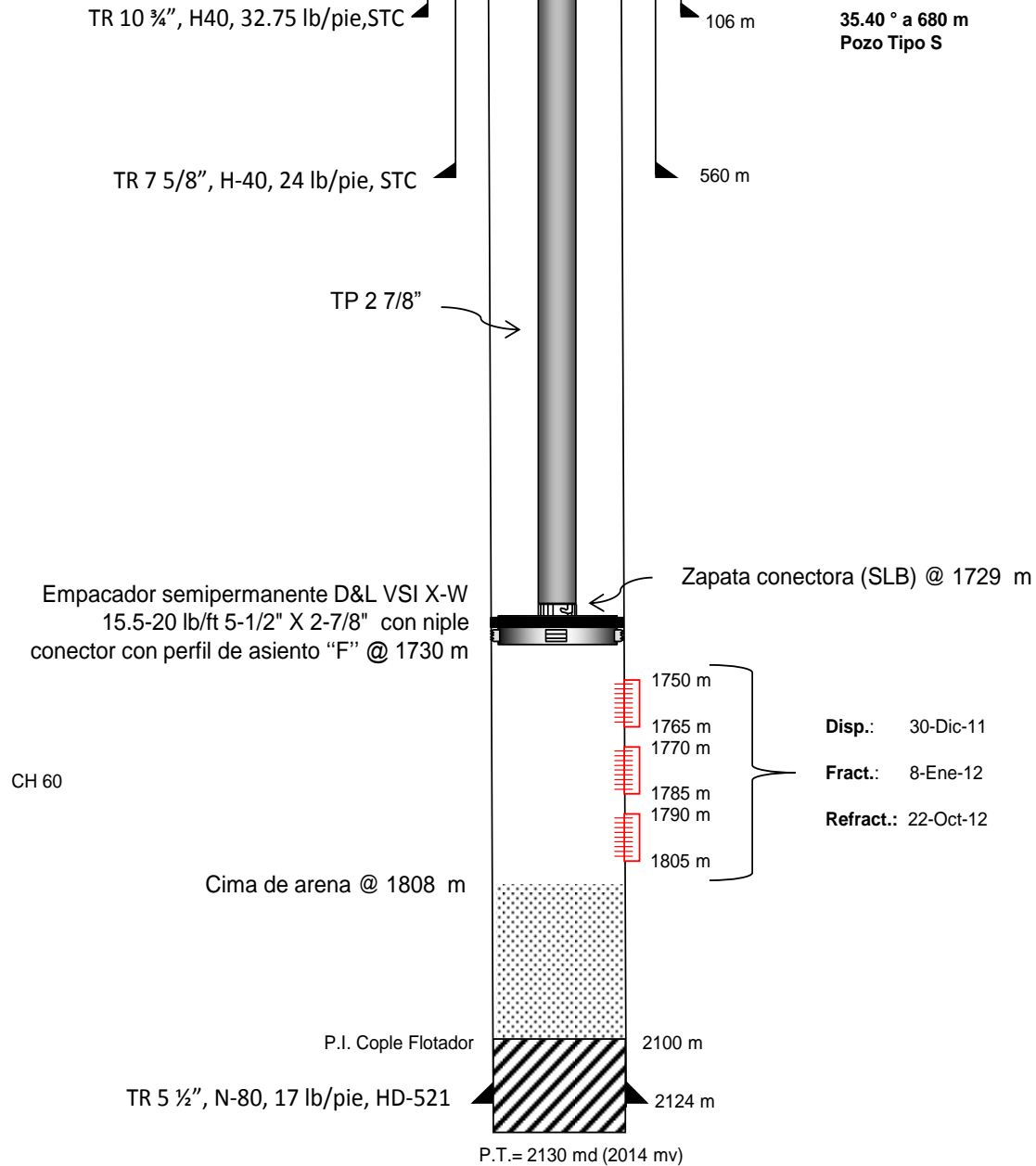
Equipo: 762
Cia: Zapata Internacional

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

E.M.R =235.77 m
E.T. = 231.17 m

Coordenadas: UTM-GEOGRAFICAS
Plataforma Objetivo
X = 624,593.53 X = 624,575.45
Y = 2,277,788.40 Y =2,277,326.44
Lat: 20° 35' 46.54" Lat: 20° 35' 31.52"
Long: 97° 48' 15.96" Long: 97° 48' 16.71"

Inicio Perf. : 2/Oct/11
Term. Perf. :
Inicio Term.: 22/Dic/11
Term. Oficial: 17/Ene/12



IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.

3. Análisis de las condiciones actuales del pozo.

- Del Registro de Presión se toman los datos de Presión y Temperatura se introducen al programa de simulación (Pipesim), así como los datos de las propiedades de los fluidos del PVT utilizado para este pozo y los datos del Estado mecánico, Figura 14.

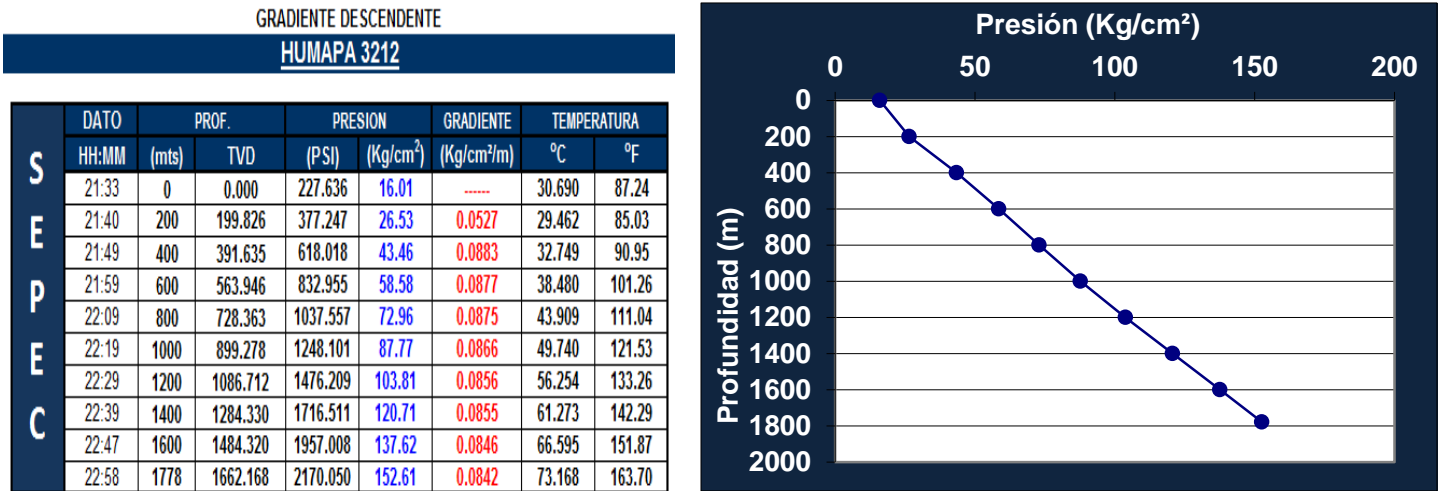


Figura 14. Registro de Presión de Fondo Fluyendo (RPF).

- Dadas las condiciones actuales del pozo y los datos del PVT y el RPF la correlación de flujo que más se ajustó al modelo es la de Hagedorn & Brown, Figura 15.

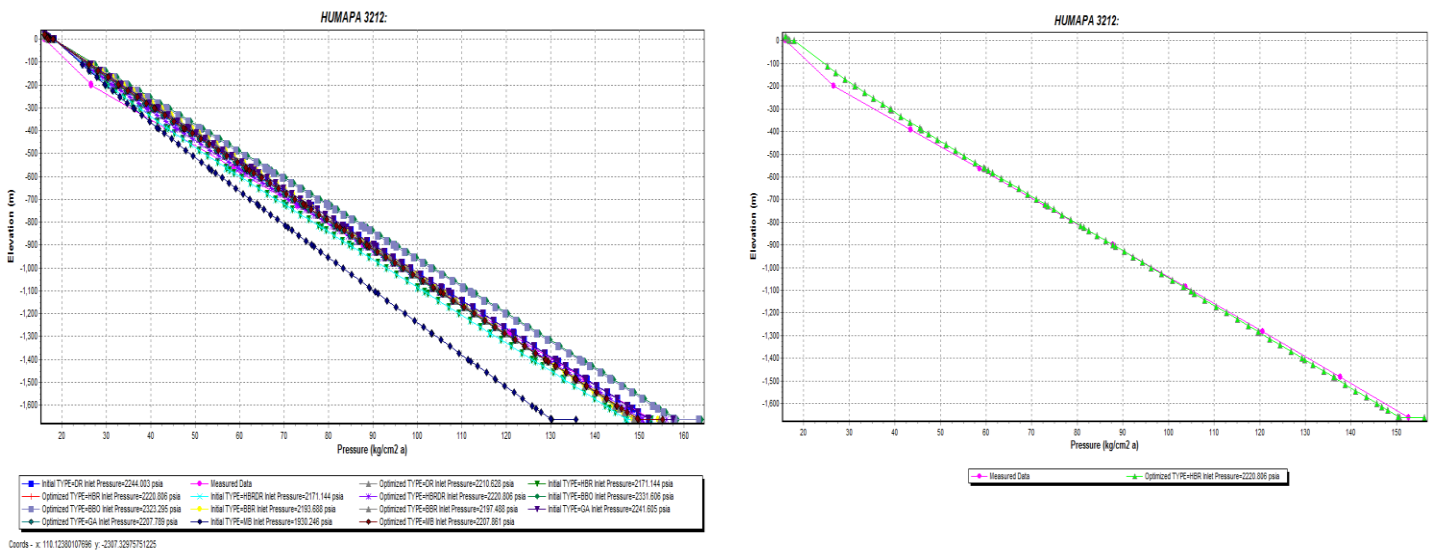


Figura 15. Correlación de flujo del modelo.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

- ◆ Nodal en superficie a las condiciones actuales de producción, $Q_o = 29$ bpd, $P_{th} = 16$ kg/cm², RGA= 100 m³/m³, 15 % Agua, Estrang = 3 mm y $P_{contra} = 6$ kg/cm², Figura 16.

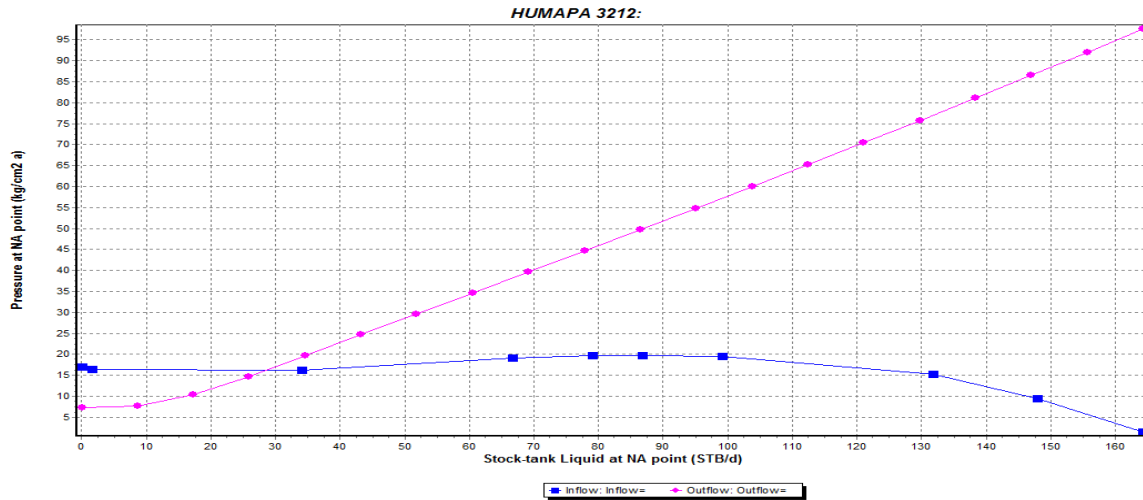


Figura 16. Nodal en superficie.

- ◆ Nodal en el fondo a las condiciones actuales de producción, $Q_o = 29$ bpd, $P_{ws} = 152$ kg/cm², RGA= 100 m³/m³, 15 % Agua, Estrang = 3 mm y $P_{contra} = 6$ kg/cm², Figura 17.

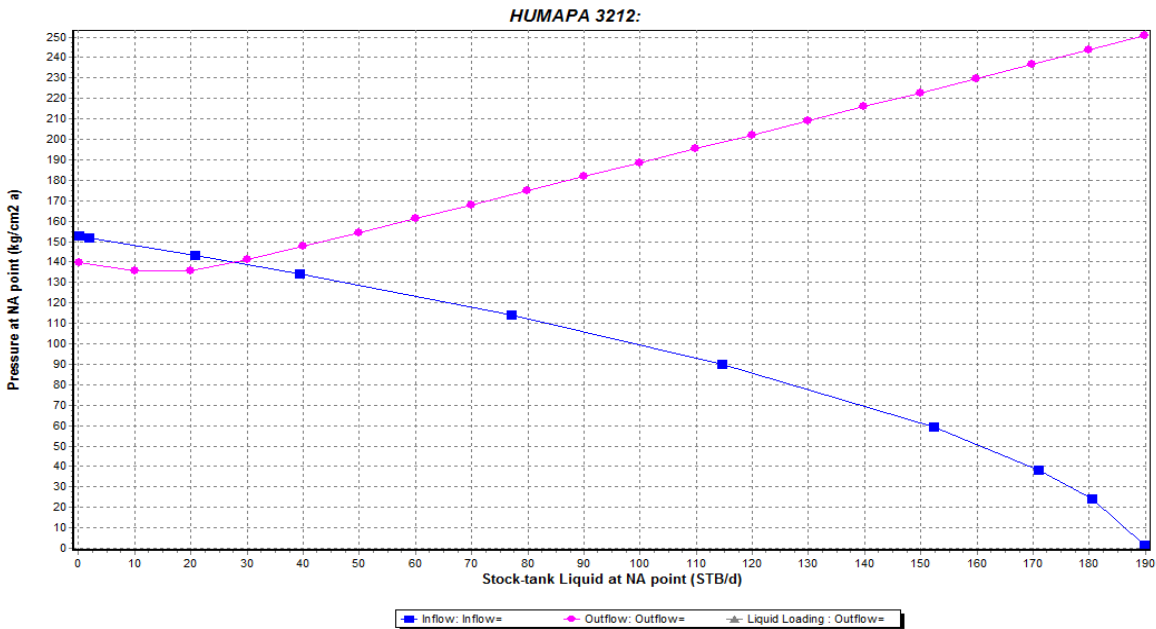


Figura 17. Nodal en el fondo.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

- Derivado del análisis, donde se estimó la curva de afluencia representativa de los ritmos de producción actuales y futuros, considerando la información petrofísica, la profundidad del intervalo productor se estima un ritmo de producción entre 30 a 45 bpd, Figura 18.

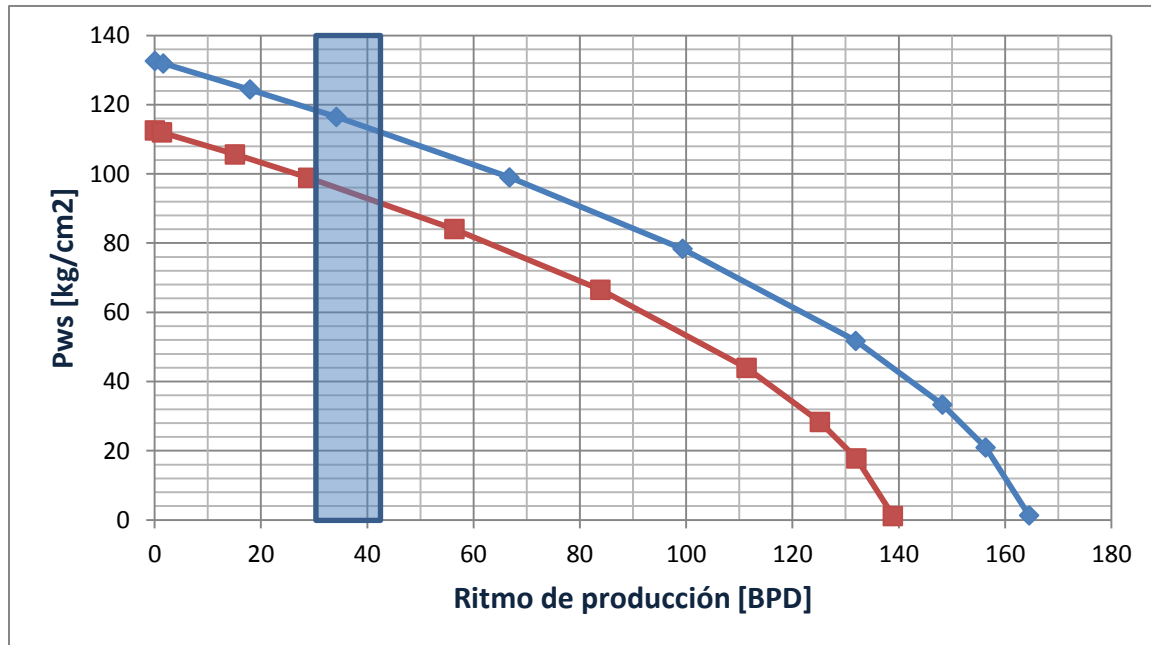


Figura 18. Ritmo de producción.

4. Datos de producción esperados:

Producción esperada: 40 bpd, Agua: 15 %, Producción neta: 34 bpd,

RGA: 305 m³/m³, °API: 29, Tipo de pozo: "S"

5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.

En el diseño del sistema de levantamiento se deben tener en cuenta los siguientes parámetros: estado mecánico actualizado, tipo de pozo "S" ó "J", desviación del pozos (Survey), profundidad de los disparos, densidad del aceite, porcentaje de agua, RGA y producción esperada.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información del Pozo.

Para este punto se propone que la bomba se encuentre a 1814 m, con una eficiencia del 65%, presión en TP de 100 psi, presión en TR de 100 psi.

Company name:	PEMEX	Date:	Viernes, 24 de Mayo de 2013
Well name:	HUMAPA 3212	Pump depth (m):	1814
User name:	JCASOMOZA	Run time (hrs/day):	24
Comment:	RME-CBM	Stuffing box friction (lbs):	150

Pump condition:	Tubing pressure (psi):	100
<input checked="" type="radio"/> Full pump	Casing pressure (psi):	100
<input type="radio"/> Fluid pound	Water cut (%):	15
<input type="radio"/> Gas interference	Water specific gravity:	1.03
<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage	Oil gravity (API °):	29
Pump efficiency (%):	Pump fillage (%):	
65		
		<input checked="" type="checkbox"/> Calculate

◆ Información de producción.

El nivel de fluido a la superficie se coloca a la profundidad de 1750 m donde está la cima del primer intervalo y la producción estimada es de 40 bpd.

<input checked="" type="radio"/> Enter fluid level	Fluid level (m from surface):	1750
<input type="radio"/> Enter pump intake pressure		
<input type="radio"/> Calculate pump intake pressure from target production and IPR data		

<input type="radio"/> Enter pumping speed	Target production (BFPD):	40
<input checked="" type="radio"/> Enter target production		
<input type="radio"/> Calculate production from inflow performance data		

IPR Data

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información de la bomba y la TP.

La profundidad del ancla mecánica a 1720 m, se debe colocar entre 30 y 50 m por arriba de la cima del primer intervalo, se utiliza una TP de 2 7/8" debido a que la TR es de 5 1/2", y un diámetro de pistón de 1 1/2".

Pump And Tubing Information

Tubing size (in): 2 7/8
O.D. (in): 2.875
I.D. (in): 2.441
 Tubing anchored
Tubing anchor depth (m): 1720

Pump type:
 Insert pump
 Tubing pump
 Large bore pump

Calculate plunger size
Plunger size: 1.5 (in)

Calculate rod-tubing friction coefficients
Upstroke rod-fluid damping coefficient:
Downstroke rod-fluid damping coefficient:
Pump friction (lbs): 200

Include buoyancy effects
 Include fluid inertia effects
Fluid compressibility index:

◆ Diseño de la sarta de varillas.

Se propone un arreglo 86 Grado "D" (posiblemente se tenga que regresar varias veces a modificar esta parte, dependiendo de los esfuerzos a los que esté sometida la sarta de varillas, teniendo en cuenta la vida útil de la sarta).

RODSTAR steel design

Steel grade or manufacturer: D (API)
Maximum rod diameter to use: 1"
Minimum rod diameter to use: 3/4"

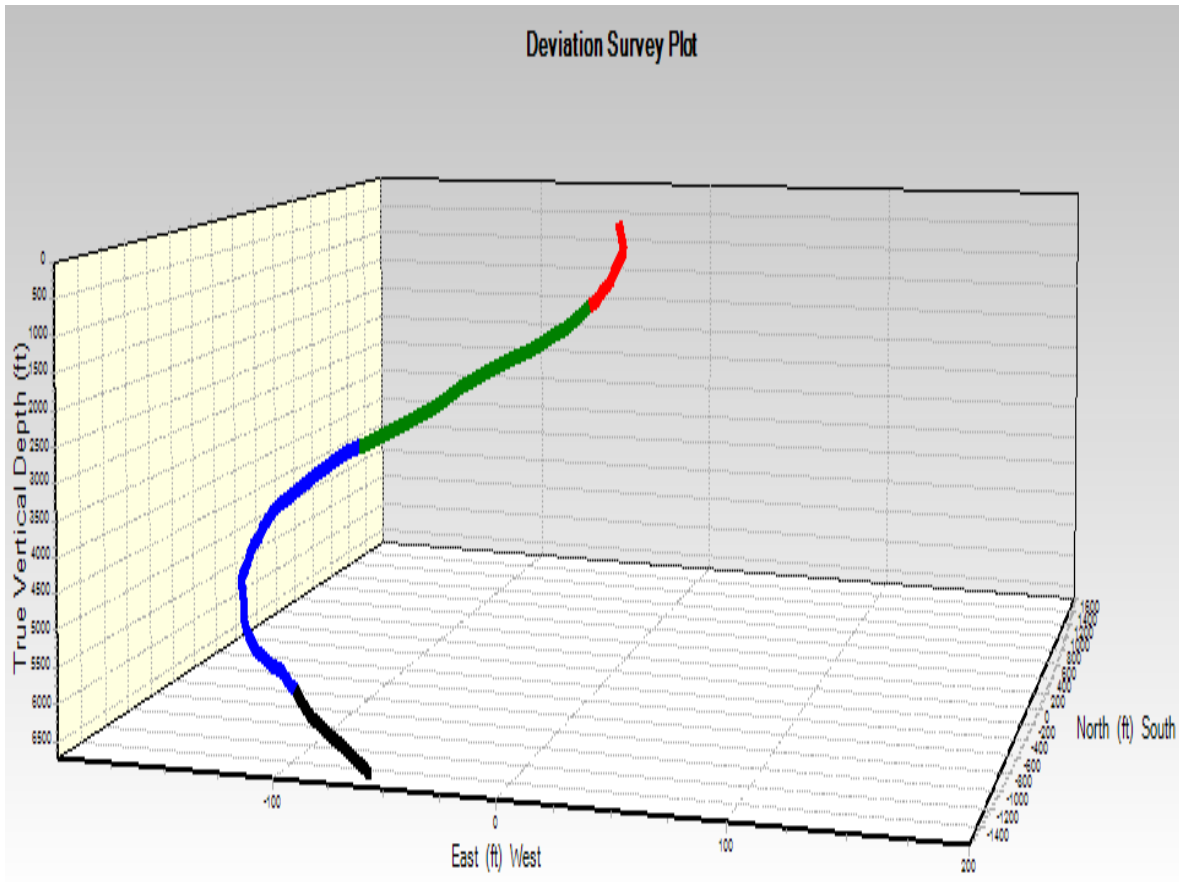
Include sinker bars/sinker rods
 Sinker bars
 Sinker rods
Sinker bar grade/manufacturer:
Sinker bar diameter:
Sinker bar length (ft):

Other rod string information
Additional rod costs (\$): 0
Steel rod service factor: 0.9
Cost description:
Friction Coefficient: 0.2

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información del perfil de desviación.

La desviación del pozo se obtiene del Survey de perforación, el programa reconoce la profundidad medida en metros, la inclinación y el Azimuth. (Se manejan dos versiones de Rodstar para pozos verticales y desviados).



◆ Información de la unidad de bombeo.

Existe una gran variedad de proveedores y de unidades con características similares, se debe de tomar en cuenta la carrera, los contrapesos y sobre todo que la unidad soporte los esfuerzos y cargas a los que estará sometida, pero sin que este sobredimensionada ya que una unidad más grande va relacionada a un mayor costo (en muchas ocasiones la opción de la unidad superficial está limitada a los contratos y compañías proveedoras).

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

API designation	Unit name	Other info
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468B	
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468C	
C-228-185-144	C-228D-185-144	
C-228-185-144	C-228D-185-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144	
C-160-185-144	C-160D-185-144 7468C	CPI
C-160-185-144	C-160D-185-144 ROX	
C-912-427-120	C-912D-427-120	
C-640-427-120	C-640D-427-120	
C-640-365-120	C-640D-365-120	
C-640-305-120	C-640D-305-120	
C-640-304-120	C-640D-304-120	
C-456-365-120	C-456D-365-120	
C-456-305-120	C-456D-305-120	
C-456-304-120	C-456D-304-120	

◆ Información del motor.

El programa considera motores eléctricos esto para determinar el costo que tendrá al operar la unidad (en muchas ocasiones se debe de colocar un motor de combustión interna, debido a que no siempre se cuenta con una toma de corriente eléctrica).

Electricity cost (\$/kwh): 0.06

Power meter type:
 Detent (no credit for generated power)
 Non-detent (credit for generated power)

Motor type: NEMA D
Motor size: RODSTAR recommendation

Include motor speed variation

Calculate motor speed variation
Motor speed variation (%):

Calculate rotating moment of inertia
Rot. moment of inertia (lb-ft²):
Art. moment of inertia (lb-ft²):

* Speed variation currently unavailable in RODSTAR-D.
Instead use RODSTAR-V.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Corrida final del sistema de Bombeo Mecánico con las consideraciones del pozo.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows

Company: PEMEX
Well: HUMAPA 3212
Disk file: HUMAPA 3212.rsdX
Comment: RME-CBM

© Theta Enterprises, Inc.
Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 8
User: JCASOMOZA
Date: 24/05/2013

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS																																
Target prod. (bfpd):	40	Fluid level		Production rate (bfpd):	41	Peak pol. rod load (lbs):	19636																													
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	5741	Oil production (BOPD):	35	Min. pol. rod load (lbs):	8623																													
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	213	Strokes per minute:	2.41	Polished rod HP:	5.9																													
Casing pres. (psi):	100	Stuf.box fr. (lbs):	150	System eff. (Motor->Pump):	19%	Unit struct. loading:	64%																													
				Permissible load HP:	14.6	PRHP / PLHP	0.40																													
				Fluid load on pump (lbs):	3717	Buoyant rod weight (lbs):	9522																													
				Fluid level TVD (ft from surface):	5363	N/No: .053 , Fo/SKr: .136																														
Fluid properties				Motor & power meter																																
Water cut:	15%	Power Meter	Detent	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Required prime mover size (speed var. not included)</td> <td style="text-align: center;">BALANCED</td> <td style="text-align: center;">BALANCED</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">(Min Ener)</td> <td style="text-align: center;">(Min Torq)</td> </tr> <tr> <td>NEMA D motor:</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> </tr> <tr> <td>Single/double cyl. engine:</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> </tr> <tr> <td>Multicylinder engine:</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> <td style="text-align: center;">10 HP</td> </tr> </table>						Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED	BALANCED		(Min Ener)	(Min Torq)	NEMA D motor:	10 HP	10 HP	Single/double cyl. engine:	10 HP	10 HP	Multicylinder engine:	10 HP	10 HP												
Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED	BALANCED																																		
	(Min Ener)	(Min Torq)																																		
NEMA D motor:	10 HP	10 HP																																		
Single/double cyl. engine:	10 HP	10 HP																																		
Multicylinder engine:	10 HP	10 HP																																		
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost:	\$.06/KWH																																	
Oil API gravity:	29.0	Type:	NEMA D																																	
Fluid sp. gravity:	0.9039																																			
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-456D-30")				Torque analysis and electricity consumption																																
API size: C-456-305-120 (unit ID: CL41)				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Peak g'box torq. (M in-lbs):</td> <td style="text-align: center;">442</td> <td style="text-align: center;">405</td> </tr> <tr> <td>Gearbox loading:</td> <td style="text-align: center;">97%</td> <td style="text-align: center;">89%</td> </tr> <tr> <td>Cyclic load factor:</td> <td style="text-align: center;">1.3</td> <td style="text-align: center;">1.4</td> </tr> <tr> <td>Max. CB moment (M in-lbs):</td> <td style="text-align: center;">892.69</td> <td style="text-align: center;">939.43</td> </tr> <tr> <td>Counterbalance effect (lbs):</td> <td style="text-align: center;">15536</td> <td style="text-align: center;">16356</td> </tr> <tr> <td>Daily electr.use (KWH/day):</td> <td style="text-align: center;">142</td> <td style="text-align: center;">147</td> </tr> <tr> <td>Monthly electric bill:</td> <td style="text-align: center;">\$261</td> <td style="text-align: center;">\$268</td> </tr> <tr> <td>Electr.cost per bbl. fluid:</td> <td style="text-align: center;">\$0.209</td> <td style="text-align: center;">\$0.215</td> </tr> <tr> <td>Electr.cost per bbl. oil:</td> <td style="text-align: center;">\$0.245</td> <td style="text-align: center;">\$0.253</td> </tr> </table>						Peak g'box torq. (M in-lbs):	442	405	Gearbox loading:	97%	89%	Cyclic load factor:	1.3	1.4	Max. CB moment (M in-lbs):	892.69	939.43	Counterbalance effect (lbs):	15536	16356	Daily electr.use (KWH/day):	142	147	Monthly electric bill:	\$261	\$268	Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.209	\$0.215	Electr.cost per bbl. oil:	\$0.245	\$0.253
Peak g'box torq. (M in-lbs):	442	405																																		
Gearbox loading:	97%	89%																																		
Cyclic load factor:	1.3	1.4																																		
Max. CB moment (M in-lbs):	892.69	939.43																																		
Counterbalance effect (lbs):	15536	16356																																		
Daily electr.use (KWH/day):	142	147																																		
Monthly electric bill:	\$261	\$268																																		
Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.209	\$0.215																																		
Electr.cost per bbl. oil:	\$0.245	\$0.253																																		
Crank hole number	#1 (out of 4)																																			
Calculated stroke length (in):	121																																			
Crank Rotation with well to right:	CW																																			
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown																																			
Structural unbalance (lbs):	-120																																			
Crank offset angle (deg):	0.0																																			
Tubing and pump information				Tubing, pump and plunger calculations																																
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td>Tubing stretch (ins):</td> <td style="text-align: center;">.3</td> </tr> <tr> <td>Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):</td> <td style="text-align: center;">0.1</td> </tr> <tr> <td>Gross pump stroke (ins):</td> <td style="text-align: center;">99.7</td> </tr> <tr> <td>Pump spacing (in. from bottom):</td> <td style="text-align: center;">17.9</td> </tr> <tr> <td>Minimum pump length (ft):</td> <td style="text-align: center;">17.0</td> </tr> <tr> <td>Recommended plunger length (ft):</td> <td style="text-align: center;">4.0</td> </tr> </table>						Tubing stretch (ins):	.3	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.1	Gross pump stroke (ins):	99.7	Pump spacing (in. from bottom):	17.9	Minimum pump length (ft):	17.0	Recommended plunger length (ft):	4.0															
Tubing stretch (ins):	.3																																			
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.1																																			
Gross pump stroke (ins):	99.7																																			
Pump spacing (in. from bottom):	17.9																																			
Minimum pump length (ft):	17.0																																			
Recommended plunger length (ft):	4.0																																			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100																																	
Pump depth (ft):	5954.7	Tub.anch.depth (ft):	5643																																	
Pump condition:	Full																																			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	65%																																	
Plunger size (ins)	1.5	Pump friction (lbs):	200.0																																	
Rod string design (rod tapers calculated)				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)																																
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method																											
+ 1	D (API)	1180	115000	0.2	69%	25102	11079	7168	API MG																											
.875	D (API)	1725	115000	0.2	69%	23814	9190	5682	API MG																											
.75	D (API)	3050	115000	0.2	69%	22561	7287	-453	API MG																											

6. Condiciones de operación:

Torque (pg-lb)	405,000	Carrera (pg)	120
Carga máxima (lb)	19,636	Velocidad (epm)	2.41
Carga mínima (lb)	8,623	Contrabalanceo (lb)	16,356
Esfuerzo máximo, varillas 1", 7/8", 3/4" Grado D (%)	69, 69, 69	UNIDAD	C-456-305-120

7. Recomendaciones al programa operativo:

- ◆ Controlar el pozo con fluido de densidad adecuada de acuerdo al requerimiento del pozo.
- ◆ Verificar a PI, en caso de encontrarse obstruidos los intervalos, realizar una limpieza hasta la profundidad de 1930 m, con el objetivo que el SAE funcione en condiciones óptimas.
- ◆ Bajar TP 2 7/8" a una profundidad de 1834 m con zapata candado a 1814 m y ancla mecánica a 1720 m (*Ver estado mecánico propuesto*).
- ◆ Si el fluido de control es mayor de 1.0 gr/cc realizar cambio de fluido de control por agua natural. En caso de fluir, observar pozo por 24 hrs y alinear a batería.
- ◆ En caso no fluir, **bajar bomba de inserción 25-150-RHBM-22' con 20 varillas de 1" Grado "D", 20 varillas de 1" Grado "D" con 3 centralizadores moldeados y distribuidos uniformemente, 8 varillas de 1" Grado "D", 70 varillas de 7/8" Grado "D" y 120 varillas de 3/4" Grado "D"** (*Ver estado mecánico propuesto*).
- ◆ Realizar ajuste de bomba de acuerdo a procedimiento anexo, espaciamiento de 9".
- ◆ Realizar prueba de bomba y válvulas, en caso de prueba de producción negativa diagnosticar y corregir.
- ◆ Se recomienda instalar UBM C-456-305-120 o unidad que cumpla con los requerimientos de diseño y desalojar fluidos remanentes con la acción de la bomba.
- ◆ Tomar carta dinamométrica y ecómetro durante dos semanas cada tercer día para optimizar el pozo y observar comportamiento de nivel dinámico.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

8. Estado mecánico propuesto.

Equipo: 762
Cia: Zapata Internacional

Coordenadas: UTM-GEOGRAFICAS
Plataforma Objetivo
X = 624,593.53 X = 624,575.45
Y = 2,277,788.40 Y = 2,277,326.44
Lat: 20° 35' 46.54" Lat: 20° 35' 31.52"
Long: 97° 48' 15.96" Long: 97° 48' 16.71"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

E.M.R =235.77 m
E.T. = 231.17 m

Inicio Perf. : 2/Oct/11
Term. Perf. :
Inicio Term.: 22/Dic/11
Term. Oficial: 17/Ene/12

TR 10 3/4", H40, 32.75 lb/pie,STC

106 m

35.40 ° a 680 m
Pozo Tipo S

TR 7 5/8", H-40, 24 lb/pie, STC

560 m

TP 2 7/8"

Tipo de Varillas	Cantidad	Profundidad (mD)
1" GRADO "D"	20	0
		152.4
1" GRADO "D" CENTRALIZADA	20	152.4
		304.8
1" GRADO "D"	8	304.8
		365.76
7/8" GRADO "D"	70	365.76
		899.16
3/4" GRADO "D"	120	899.16
		1813.98
	238	1814

Ancla mecánica @ 1720 m

CH 60

Bomba de Inserción 25-150-RHBM-22'

Zapata Candado 2 7/8" @ 1814 m

2 Trazos de TP 2 7/8" @ 1834 m

Cima de arena @ 1930 m

P.I. Cople Flotador

TR 5 1/2", N-80, 17 lb/pie, HD-521

1750 m

1765 m

1770 m

1785 m

1790 m

1805 m

Disp.: 30-Dic-11

Fract.: 8-Ene-12

Refract.: 22-Oct-12

2100 m

2124 m

P.T.= 2130 md (2014 mv)

IV.6.2. Complemento de Terminación (CTERM-CBM).

Para realizar un CTERM-CBM se hace un análisis del pozo a diseñar y se elabora una Base de Usuario con los siguientes datos:

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo.
2. Estado mecánico actual.
3. Análisis del Reporte de Flujo del pozo.
4. Datos de producción esperados.
5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.
6. Condiciones de operación.
7. Recomendación al programa operativo.
8. Estado mecánico propuesto.

**CONVERSIÓN DE BOMBEO MECÁNICO COMO COMPLEMENTO DE
TERMINACIÓN CON ETRP DEL POZO HUMAPA-4283 (MP-HUMAPA-1639).**

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo:

El pozo Humapa 4283 inicia su terminación el 27 de noviembre del 2012, probando el intervalo 1830-1848 m realizando fractura hidráulica inyectando 1126 bls con sustentante cuarcítico, fluyendo durante 116 hrs con un estrangulador de 3 mm a una presión de 50 PSI, recuperando el 43% del fluido de fractura inyectado, se abatió quedando con una presión de 15 psi. Es por ello que se prueba el intervalo 1758-1770 m realizando fractura hidráulica inyectando 930 bls con sustentante cuarcítico, fluyendo durante 85 hrs por estrangulador de 3 mm a una presión de 50 psi, recuperando el 93% del fluido de fractura inyectado, el pozo se encuentra abatido.

Se propone realizar conversión a Bombeo Mecánico para comenzar la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1830-1848 m, 1758-1770 m.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

2. Estado mecánico actual.

Equipo: 762
Cia: Zapata Internacional

E.M.R = 190.29 m
E.T. = 185.69 m

Coordenadas: UTM-GEOGRAFICAS
Plataforma Objetivo
X = 628,082.56 m X = 628,033.70 m
Y = 2,281,212.95 m Y = 2,281,725.61 m
Lat: 20° 37' 37.08" Lat: 20° 37' 53.77"
Long: 97° 46' 14.56" Long: 97° 46' 16.12"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

Inicio Perf. : 15/Abr/12
Term. Perf. :
Inicio Term.: 20/Jul/12
Term. Oficial:05/Dic/12

T.R. 10 3/4", J-55, 40 lb/pie STC

96 m

T.R. 7 5/8", H-40, 26 lb/pie, SCT

545 m



1758 m

Disparó: 02-Oct-12



1770 m

Fracturó: 25-Oct-12



1830 m

Disparó: 21-Jul-12



1848 m

Fracturó: 17-Sep-12

P.I. Cople Flotador

2112 m

T.R. 5 1/2", N-80, 20 Lb/pie VAM FJL

2126 m

P.T. = 2133 md (2002 mv)

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

3. Análisis del Reporte de Flujo del pozo.

- En el Reporte de Flujo se observa que al comunicar los dos intervalos del pozo la presión en la cabeza va disminuyendo considerablemente en un tiempo acumulado de 5 hrs. (Figura 19), el pozo no presenta aporte de fluido por tal motivo se toma la decisión de Terminarlo con Bombeo Mecánico.

Plataforma : **HUMAPA-1639**

MEDICION		CABEZA				LIQUIDO										
Tiempo Acumulado Flujo	Hora	Orif.	Presion en cabeza	Presion Estrang	Temp.	Tasa		Volumen Acum. Total	pH	Salinidad	AGUA	VOL AGUA/Acum	ACEITE	VOL ACEITE/Acum	LODO	VOL LODO/Acum
[Hrs]	[Hrs]	[mm]	[Psi]		[°C]	[BPH]	[BPD]	[BBL]		[PPM]	%	[BBL]	%	[BBL]	%	[BBL]
	3:00	3	500	-	-											
1.00	4:00	3	500	-	-	0.0	0.0	0.0			0	0.0	0	0.0		0.0
2.00	5:00	3	300	-	-	0.0	0.0	0.0			0	0.0	0	0.0		0.0
3.00	6:00	3	250	-	-	0.0	0.0	0.0			0	0.0	0	0.0		0.0
4.00	7:00	3	200	-	-	0.0	0.0	0.0			0	0.0	0	0.0		0.0
5.00	8:00	3	150	-	-	0.0	0.0	0.0			0	0.0	0	0.0		0.0

Pozo: **HUMAPA-4283** 1er Int. 1830-1848 m & 2do Int. 1758-1770 m (TP 5.5")

NOTA: FLUIDOR DE CIA. SLB - BC CONSTRUCCIONES

MEDICION		SOLIDO		GAS								OBSERVACIONES COMUNICO INTERVALOS	
Tiempo Acumulado Flujo	Hora	Sedimento	Arena Acumulada	Presion Absoluta	Presion Difer.	Placa de Orificio	Temp Sep.	G. E.	Gastos	H2S / en presa	H2S / en venteo.	RGA	
[Hrs]	[Hrs]	%	[Lts]	[PSIA]	" H2O	[Pulg]	[°F]	[SG]	mmpcd	ppm	ppm	pcd/bl	
	3:00												26-NOVIEMBRE-2012
	3:00												ABRIO POZO CON 500 PSI x 3 mm
1.00	4:00	-	-							0	0		Fluye Agua 0 %, Aceite 0 % SIN APORTE DE FLUIDO
2.00	5:00	-	-							0	0		Fluye Agua 0 %, Aceite 0 % SIN APORTE DE FLUIDO
3.00	6:00	-	-							0	0		Fluye Agua 0 %, Aceite 0 % SIN APORTE DE FLUIDO
4.00	7:00	-	-							0	0		Fluye Agua 0 %, Aceite 0 % SIN APORTE DE FLUIDO
5.00	8:00	-	-							0	0		Fluye Agua 0 %, Aceite 0 % SIN APORTE DE FLUIDO

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION - POZO: HUMAPA 4283

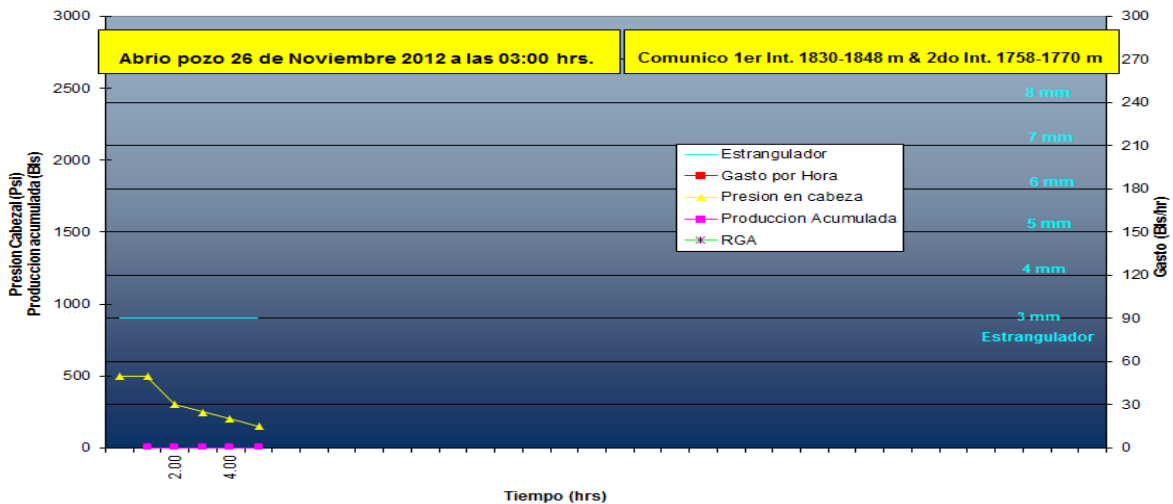


Figura 19. Reporte de Flujo.

4. Datos de producción esperada.

Producción esperada: 35 bpd, Agua: 10 %, Producción neta: 33 bpd,

RGA: 50 m³/m³, °API: 25, Tipo de pozo: "S"

5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico

En el diseño del sistema de levantamiento se deben tener en cuenta los siguientes parámetros: estado mecánico actualizado, tipo de pozo "S" ó "J", desviación del pozos (Survey), profundidad de los disparos, densidad del aceite, porcentaje de agua, RGA y producción esperada.

◆ Información del Pozo.

Para este punto se propone que la bomba se encuentre a 1859 m, presión en TP de 100 psi, presión en TR de 100 psi, corte de agua del 10%.

The screenshot shows a software window titled "Well Information" with the following fields and values:

Company name:	PEMEX	Date:	Martes, 04 de Diciembre de 201
Well name:	HUMAPA 4283	Pump depth (ft):	6102
User name:	JULIO CESAR ASOMOZA	Run time (hrs/day):	24
Comment:		Stuffing box friction (lbs):	100
Pump condition:	<input checked="" type="radio"/> Full pump	Tubing pressure (psi):	100
	<input type="radio"/> Fluid pound	Casing pressure (psi):	100
	<input type="radio"/> Gas interference	Water cut (%):	10
	<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage	Water specific gravity:	1.03
Pump efficiency (%):	100	Oil gravity (API °):	25
Pump fillage (%):		Fluid specific gravity:	
			<input checked="" type="checkbox"/> Calculate

◆ Información de producción.

El nivel de fluido a la superficie se coloca a la profundidad donde está colocada la bomba a 1859 m y una velocidad de bombeo de 3 spm.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Production Information

Enter fluid level Fluid level (ft from surface): 6102

Enter pump intake pressure

Calculate pump intake pressure from target production and IPR data

Enter pumping speed Pumping speed (spm): 3

Enter target production

Calculate production from inflow performance data

IPR Data

◆ Información de la bomba y la TP.

La profundidad del ancla mecánica a 1720 m, se debe colocar entre 30 y 50 m por arriba de la cima del primer intervalo, se utiliza una TP de 2 7/8" debido a que la TR es de 5 1/2", y un diámetro de pistón de 1 1/2".

Pump And Tubing Information

Tubing size (in): 2 7/8 O.D. (in): 2.875 I.D. (in): 2.441

Tubing anchored Tubing anchor depth (m): 1720

Pump type: Insert pump Tubing pump Large bore pump

Calculate rod-tubing friction coefficients

Upstroke rod-fluid damping coefficient:

Downstroke rod-fluid damping coefficient:

Pump friction (lbs): 200

Calculate plunger size

Plunger size: 1.5 (in)

Include bouyancy effects

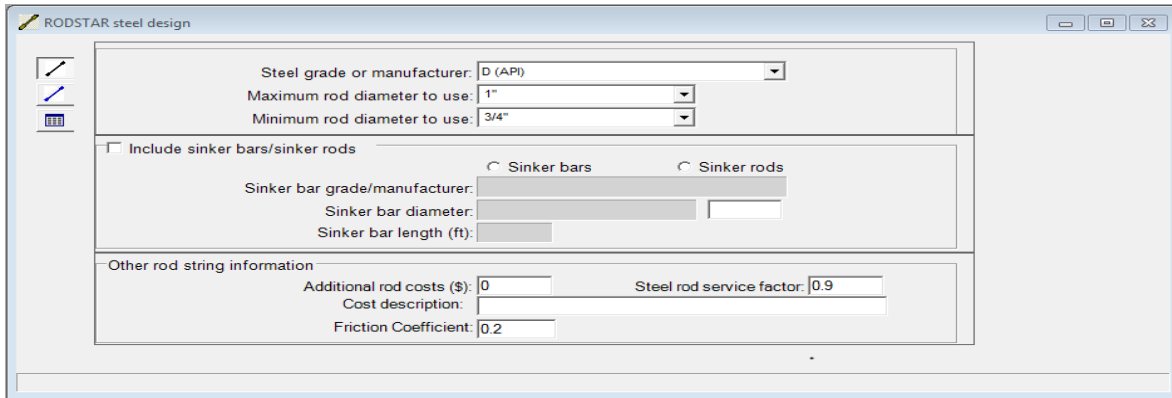
Include fluid inertia effects

Fluid compressibility index:

◆ Diseño de la sarta de varillas.

Se propone un arreglo 86 Grado "D" (posiblemente se tenga que regresar varias veces a modificar esta parte, dependiendo de los esfuerzos a los que esté sometida la sarta de varillas, teniendo en cuenta la vida útil de la sarta).

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.



RODSTAR steel design

Steel grade or manufacturer: D (API)

Maximum rod diameter to use: 1"

Minimum rod diameter to use: 3/4"

Include sinker bars/sinker rods

Sinker bars Sinker rods

Sinker bar grade/manufacturer:

Sinker bar diameter:

Sinker bar length (ft):

Other rod string information

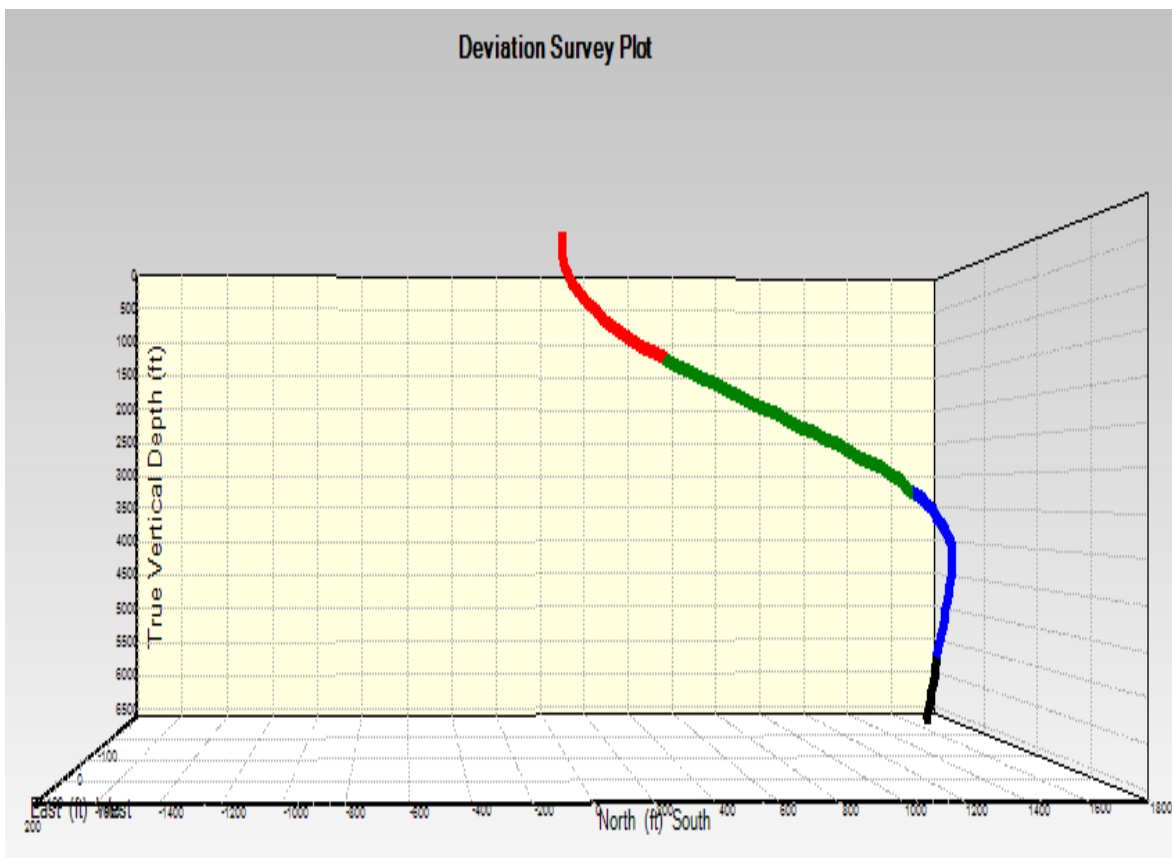
Additional rod costs (\$): 0 Steel rod service factor: 0.9

Cost description:

Friction Coefficient: 0.2

◆ Información del perfil de desviación.

La desviación del pozo se obtiene del Survey de perforación, el programa reconoce la profundidad medida en metros, la inclinación y el Azimuth. (Se manejan dos versiones de Rodstar para pozos verticales y desviados).



IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información de la unidad de bombeo.

Existe una gran variedad de proveedores y de unidades con características similares, se debe de tomar en cuenta la carrera, los contrapesos y sobre todo que la unidad soporte los esfuerzos y cargas a los que estará sometida, pero sin que este sobredimensionada ya que una unidad más grande va relacionada a un mayor costo (en muchas ocasiones la opción de la unidad superficial está limitada a los contratos y compañías proveedoras).

Pumping Unit Information

Manufacturer: **Lufkin Conventional - New**

Unit ID: **CL41**

API Designation: **C-456-305-120**

Use custom pumping unit list

Select Recommended Unit Size: **114-169-44**

API designation	Unit name	Other info
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468B	
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468C	
C-228-185-144	C-228D-185-144	
C-228-185-144	C-228D-185-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144	
C-228-119-144	C-228D-119-144 ROX	
C-160-185-144	C-160D-185-144 7468C	CPI
C-160-185-144	C-160D-185-144 ROX	
C-912-427-120	C-912D-427-120	
C-640-427-120	C-640D-427-120	
C-640-365-120	C-640D-365-120	
C-640-305-120	C-640D-305-120	
C-640-304-120	C-640D-304-120	
C-456-365-120	C-456D-365-120	
C-456-305-120	C-456D-305-120	
C-456-304-120	C-456D-304-120	

Select a counterbalance option

Unknown MCM

Existing maximum counterbalance moment (M in-lbs)

Use CBALANCE information

Crank rotation: **Clockwise**

Crank hole: **1 (121" stroke)**

Calculated Stroke Length: **121.0"**

Structural Unbalance: **-120 (lbs)**

◆ Información del motor.

El programa considera motores eléctricos esto para determinar el costo que tendrá al operar la unidad (en muchas ocasiones se debe de colocar un motor de combustión interna, debido a que no siempre se cuenta con una toma de corriente eléctrica).

Motor Information

Electricity cost (\$/kwh): **0.06**

Power meter type:

Detent (no credit for generated power)

Non-detent (credit for generated power)

Motor type: **NEMA D**

Motor size: **RODSTAR recommendation**

Include motor speed variation

Calculate motor speed variation

Motor speed variation (%):

Calculate rotating moment of inertia

Rot. moment of inertia (lb-ft²):

Art. moment of inertia (lb-ft²):

* Speed variation currently unavailable in RODSTAR-D. Instead use RODSTAR-V.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

- ◆ Corrida final del sistema de Bombeo Mecánico con las consideraciones del pozo.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows									
Company: PEMEX		© Theta Enterprises, Inc.		Page 1 of 8					
Well: HUMAPA 4283		Tel: (714) 526-8878		User: JCASOMOZA					
Disk file: HUMAPA 4283 V2.rsdX				Date: 04/12/2012					
Comment: CTERM-CBM									
INPUT DATA			CALCULATED RESULTS						
Target prod. (bfpd):	35	Fluid level	Production rate (bfpd):	36					
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	Oil production (BOPD):	32					
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	Strokes per minute:	2.17					
Casing pres. (psi):	100	Stuf.box fr. (lbs):	System eff. (Motor->Pump):	19%					
			Permissible load HP:	13.2					
			Fluid load on pump (lbs):	3667					
			Fluid level TVD (ft from surface):	5337					
			Peak pol. rod load (lbs):	19457					
			Min. pol. rod load (lbs):	8721					
			Polished rod HP:	5.3					
			Unit struct. loading:	64%					
			PRHP / PLHP	0.40					
			Buoyant rod weight (lbs):	9477					
			N/No: .049 , Fo/SKr: .15						
Fluid properties		Motor & power meter							
Water out:	10%	Power Meter	Detent						
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost:	\$.08/KWH						
Oil API gravity:	29.0	Type:	NEMA D						
Fluid sp. gravity:	0.8965								
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-456D-30*)									
API size:	C-456-305-120 (unit ID: CL41)								
Crank hole number	#1 (out of 4)								
Calculated stroke length (in):	121								
Crank Rotation with well to right:	CW								
Max. CB moment (M in-lbs):	Unknown								
Structural unbalance (lbs):	-120								
Crank offset angle (deg):	0.0								
Torque analysis and electricity consumption									
NEMA D motor:	10 HP	10 HP	BALANCED (Min Ener)	BALANCED (Min Torq)					
Single/double cyl. engine:	10 HP	10 HP							
Multicylinder engine:	10 HP	10 HP							
Peak g'box torq (M in-lbs):	430	399							
Gearbox loading:	94%	87%							
Cyclic load factor:	1.3	1.3							
Max CR moment (M in-lbs):	893.48	931.6							
Counterbalance effect (lbs):	15550	16219							
Daily electr. use (KWH/day):	128	130							
Monthly electric bill:	\$235	\$238							
Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.216	\$0.219							
Electr. cost per bbl. oil:	\$0.240	\$0.243							
Tubing, pump and plunger calculations									
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100						
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100						
Pump depth (ft):	6102	Tubing is not anchored							
Pump condition:	Full								
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	65%						
Plunger size (ins)	1.5	Pump friction (lbs):	200.0						
Tubing stretch (ins):	5.2								
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	1.9								
Gross pump stroke (ins):	99.9								
Pump spacing (in. from bottom):	18.3								
Minimum pump length (ft):	18.0								
Recommended plunger length (ft):	5.0								
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)									
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
+ 1	D (API)	1100	115000	0.2	67%	24874	11204	7591	API MG
.875	D (API)	1750	115000	0.2	67%	23901	9753	6204	API MG
.75	D (API)	3252	115000	0.2	68%	22963	8008	-453	API MG

6. Condiciones de operación:

Torque (pg-lb)	399,000
Carga máxima (lb)	19,457
Carga mínima (lb)	8,721
Esfuerzo máximo, varillas 1", 7/8", 3/4" Grado D (%)	67, 67, 68

Carrera (pg)	120
Velocidad (epm)	2
Contrabalanceo (lb)	16,219
UNIDAD	C-456-305-120

7. Recomendaciones al programa operativo:

- ◆ Controlar el pozo con fluido de densidad adecuada de acuerdo al requerimiento del pozo.
- ◆ Verificar PI, en caso de encontrarse obstruidos los intervalos, realizar limpieza hasta la profundidad de 2112 m, con el objetivo que el SAP funcione en condiciones óptimas.
- ◆ Bajar TP 2 7/8" a 1890 m, zapata candado a 1860 m y ancla mecánica a 1700 m.
- ◆ Si el fluido de control es mayor de 1.0 gr/cc realizar cambio de fluido de control por agua natural. En caso de fluir, observar pozo por 24 hrs y alinear a batería.
- ◆ En caso de no fluir, **bajar aparejo de bombeo mecánico con bomba de inserción 25-150-RHBM-22 con 44 Varillas de 1" Grado "D", 70 Varillas de 7/8" Grado "D", 130 Varillas de 3/4" Grado "D"** (Ver estado mecánico propuesto).
- ◆ Realizar ajuste de bomba de acuerdo a procedimiento anexo espaciamento de 18".
- ◆ Realizar prueba de bomba y válvulas, en caso de prueba de producción negativa diagnosticar y corregir.
- ◆ Se recomienda instalar UBM C-456-305-120 o unidad que cumpla con los requerimientos de diseño y desalojar fluidos remanentes con la acción de la bomba.
- ◆ Tomar carta dinamométrica y ecómetro durante dos semanas cada tercer día para optimizar el pozo y observar comportamiento de nivel dinámico.

**IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.**

8. Estado mecánico propuesto.

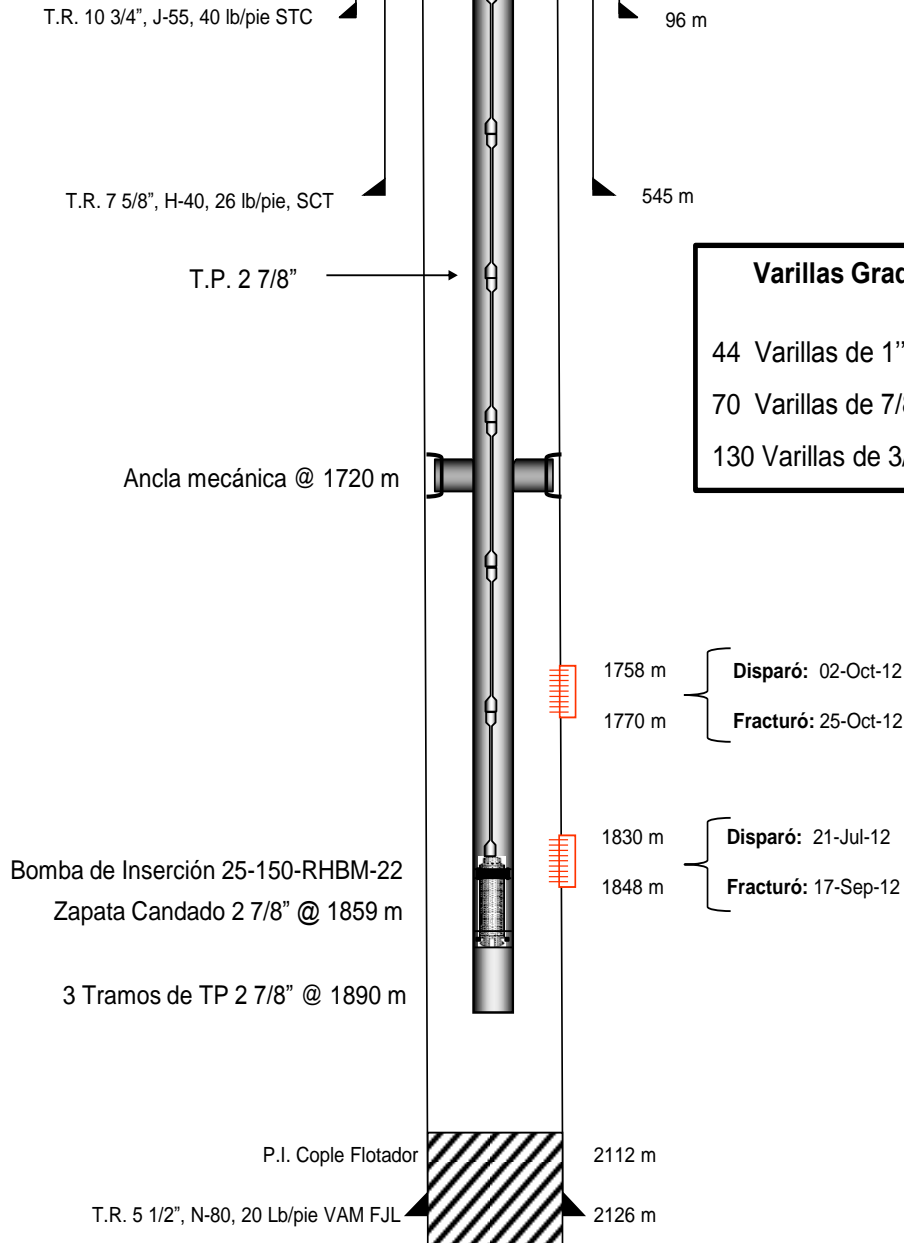
Equipo: 762
Cia: Zapata Internacional

E.M.R = 190.29 m
E.T. = 185.69 m

Coordenadas: UTM-GEOGRAFICAS
Plataforma Objetivo
X = 628,082.56 m X = 628,033.70 m
Y = 2,281,212.95 m Y = 2,281,725.61 m
Lat: 20° 37' 37.08" Lat: 20° 37' 53.77"
Long: 97° 46' 14.56" Long: 97° 46' 16.12"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

Inicio Perf. : 15/Abr/12
Term. Perf. :
Inicio Term.: 20/Jul/12
Term. Oficial: 05/Dic/12



Varillas Grado "D"

44 Varillas de 1"
70 Varillas de 7/8"
130 Varillas de 3/4"

P.T.= 2133 md (2002 mv)

IV.6.3. Complemento de Reparación Mayor (CRMA-CBM).

Para realizar un CRMA-CBM se hace un análisis del pozo a diseñar y se elabora una Base de Usuario con los siguientes datos:

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo.
2. Estado mecánico actual.
3. Análisis del Reporte de Flujo del pozo.
4. Datos de producción esperados.
5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.
6. Condiciones de operación.
7. Recomendación al programa operativo.
8. Estado mecánico propuesto.

CONVERSIÓN A BOMBEO MECÁNICO COMO COMPLEMENTO DE RMA CON ETRP DEL POZO HUMAPA-1074 (MP-CHORLO-1)

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo:

El pozo Humapa 1074 termina su perforación en abril de 2009, en el mismo mes se prueba el intervalo 1824-1836 m con fractura hidráulica inyectándose 1553 bls de fluido de fractura, recupera el 90% del mismo, fluye 20% aceite con una presión en cabeza de 4.5 kg/cm² por estrangulador de 4 mm por lo que se aísla dicho intervalo y se prueba el intervalo 1771-1792 m con fractura hidráulica inyectándose 1303 bls de fluido de fractura, recupera el 100% del mismo, fluye 70 % aceite con una presión en cabeza de 3 kg/cm² por estrangulador de 3 mm, en el mismo mes se prueba el intervalo 1688-1701 m realizándose fractura hidráulica inyectándose 1019 bls y recupera el 100% del mismo, fluye 70% aceite con una presión en cabeza de 18 kg/cm² por estrangulador de 3 mm, estos 3 intervalos producen hasta abril de 2011 con un ritmo de producción promedio de 23 bpd con corte de agua promedio de 30% y RGA promedio de 232 m³/m³. En octubre del 2012 el pozo es propuesto para RMA, probándose el intervalo 1016-1032 m con fractura hidráulica inyectándose 849 bls y recuperando el 15% del mismo, fluye 100% agua con una presión en cabeza de 1 kg/cm² por estrangulador de 3 mm por lo que se aísla dicho intervalo y se prueba el intervalo 967-990 m con fractura hidráulica inyectándose 946 bls, recupera el 13% del mismo, no fluye, el pozo se encuentra cerrado por abatimiento de presión.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

Se propone Conversión a Bombeo Mecánico como Complemento de RMA para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos de los intervalos 967-990 m, 1016-1032 m.

2. Estado mecánico actual.

Equipo: 690
Cía: Bronco

Coordenadas: UTM
Plataforma
 X = 620 940.08 m
 Y = 2 289 043.55 m
 Lat: 20° 41' 53.47"
 Long. 97° 50' 19.37"
Objetivo
 X = 621 009.50 m
 Y = 2 288 650.87 m
 Lat: 20° 41' 40.66"
 Long. 97° 50' 13.96"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

E.M.R = 338.15 m
E.T. = 332.94 m

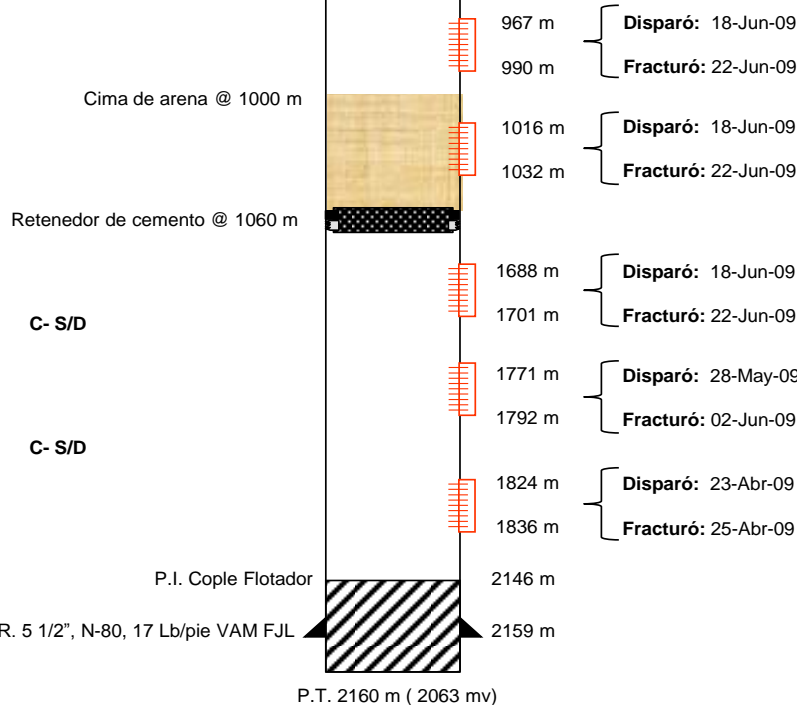
T.R. 10 3/4", J-55, 40.5 lb/pie BCN

154 m

T.R. 7 5/8", J-55, 26.4 lb/pie, BCN

767.50 m

Inició Perf. : 15-Nov-08
 Term. Perf. : 16-Dic-08
 Inició Term. : 17-Dic-08
 Term. C/E :
 Term. S/E :
 Term. Oficial: 08-Jul-09



IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO
DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

3. Análisis del reporte de Flujo del pozo.

- En el Reporte de Flujo se observa que después de un tiempo de aforo de 58 hrs el pozo no fluye y no recupera presión (Figura 20), por tal motivo se toma la decisión de realizar el complemento de RMA con Bombeo Mecánico.

Hora		TIEMPO DE FLUJO		CABEZA						GAS				ACEITE					AGUA					REN	COMENTARIOS
				Estrang.	Presión Cabeza	Presión Estrang.	Presión T R	Presión Línea	Temp.	Presión Absol.	Presión Difer.	Placa de Orificio	Temp. Sep.	SG	Gastos	Medidor	Gasto	Volumen Acumul.	SG	%	Medidor	Gasto	Volumen Acum.		
Hrs.	MM	Psi.	Psi.	Psi.	Psi.	°C	Psi	hw" H ₂ O	Pulg.	°F		MMPC/D	Bbl/h	Bbl/D	Bbls			Bbl/h.	Bbl/D	Bbls		ppm			
00:00	50	3	40										0.08	19.20	124.00	0	100%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%	3MM, Tf=50 hrs, Pzup= 40 psi, PTR=0 PSI, Qo=19.20 bpd, Qw= 0 Ph= 0, sal= 0 ppm, arsen=, 100% ACEITE, 0% FLUIDO DE FRACTURA, 0% AGUA, 0% N2 0% GAS.	
01:00	51	3	20										0.08	19.20	125.60	0	100%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
02:00	52	3	10										0.08	19.20	126.40	0	100%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
03:00	53	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
04:00	54	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%	3MM, Tf=54 hrs, Pzup= 0 psi, PTR=0 PSI, Qo=0 bpd, Qw= 0 Ph= 0, sal= 0 ppm, arsen=, 0 ACEITE, 0% FLUIDO DE FRACTURA, 0% AGUA, 0% N2 100% GAS.	
05:00	55	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
06:00	56	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
07:00	57	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%		
08:00	58	3	0										0.00	0.00	126.40	0	0%	0.00	0.00	0.00	0	0	0%	3MM, Tf=58 hrs, Pzup= 0 psi, PTR=0 PSI, Qo=0 bpd, Qw= 0 Ph= 0, sal= 0 ppm, arsen=, 0 ACEITE, 0% FLUIDO DE FRACTURA, 0% AGUA, 0% N2 100% GAS.	

Figura 20. Reporte de Flujo.

4. Datos de producción esperada.

Producción esperada: 36 bpd, Agua: 30 %, Producción neta: 25 bpd,

RGA: 232 m³/m³, °API: 29, Tipo de pozo: “S”

5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.

En el diseño del sistema de levantamiento se deben tener en cuenta los siguientes parámetros: estado mecánico actualizado, tipo de pozo “S” ó “J”, desviación del pozos (Survey), profundidad de los disparos, densidad del aceite, porcentaje de agua, RGA y producción esperada.

◆ Información del Pozo.

Para este punto se propone que la bomba se encuentre a 930 m, con una eficiencia del 65%, presión en TP de 100 psi, presión en TR de 100 psi.

The screenshot shows a software window titled "Well Information". It contains the following data:

Company name:	PEMEX	Date:	Martes, 12 de Marzo de 2013
Well name:	HUMAPA 1074	Pump depth (ft):	3051.181
User name:	JCASOMOZA	Run time (hrs/day):	24
Comment:		Stuffing box friction (lbs):	150

Pump condition:

- Full pump
- Fluid pound
- Gas interference
- Calculate pump condition and fillage

Pump efficiency (%): 65
Pump fillage (%):

Tubing pressure (psi): 100
Casing pressure (psi): 100
Water cut (%): 50
Water specific gravity: 1.03
Oil gravity (API °): 29
Fluid specific gravity: Calculate

◆ Información de producción.

El nivel de fluido a la superficie está al nivel de la bomba a 930 m, y a una velocidad de bombeo de 5 spm.

The screenshot shows a software window titled "Production Information". It contains the following data:

Enter fluid level Fluid level (ft from surface): 3051.18
 Enter pump intake pressure
 Calculate pump intake pressure from target production and IPR data

Enter pumping speed Pumping speed (spm): 5
 Enter target production
 Calculate production from inflow performance data IPR Data

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información de la bomba y la TP.

En este diseño no se colocó ancla mecánica debido a que el aparejo de producción es muy corto, se utiliza una TP de 2 7/8" debido a que la TR es de 5 1/2", y un diámetro de pistón de 1 1/2".

The screenshot shows the 'Pump And Tubing Information' dialog box. Key fields include:
- Tubing size (in): 2 7/8
- O.D. (in): 2.875
- I.D. (in): 2.441
- Pump type: Insert pump (selected), Tubing pump, Large bore pump
- Calculate plunger size: unchecked
- Plunger size: 1.5 (in)
- Calculate rod-tubing friction coefficients: checked
- Upstroke rod-fluid damping coefficient: [empty]
- Downstroke rod-fluid damping coefficient: [empty]
- Pump friction (lbs): 200
- Include buoyancy effects: unchecked
- Include fluid inertia effects: unchecked
- Fluid compressibility index: [empty]

◆ Diseño de la sarta de varillas.

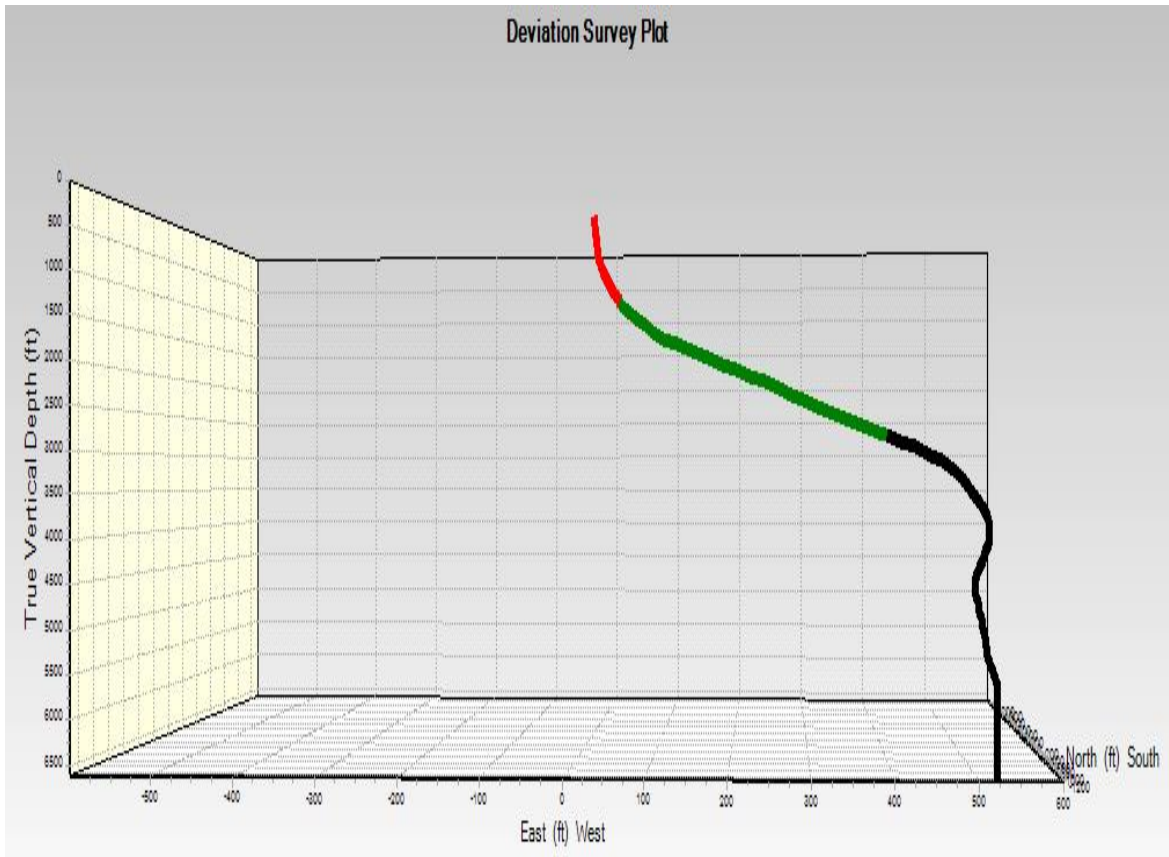
Se propone un arreglo 86 Grado "D" (posiblemente se tenga que regresar varias veces a modificar esta parte, dependiendo de los esfuerzos a los que esté sometida la sarta de varillas, teniendo en cuenta la vida útil de la sarta).

The screenshot shows the 'RODSTAR steel design' dialog box. Key fields include:
- Steel grade or manufacturer: D (API)
- Maximum rod diameter to use: 1"
- Minimum rod diameter to use: 3/4"
- Include sinker bars/sinker rods: unchecked
- Sinker bar grade/manufacturer: [empty]
- Sinker bar diameter: [empty]
- Sinker bar length (ft): [empty]
- Other rod string information:
- Additional rod costs (\$): 0
- Steel rod service factor: 0.9
- Cost description: [empty]
- Friction Coefficient: 0.2

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información del perfil de desviación.

La desviación del pozo se obtiene del Survey de perforación, el programa reconoce la profundidad medida en metros, la inclinación y el Azimuth. (Se manejan dos versiones de Rodstar para pozos verticales y desviados).



◆ Información de la unidad de bombeo.

Existe una gran variedad de proveedores y de unidades con características similares, se debe de tomar en cuenta la carrera, los contrapesos y sobre todo que la unidad soporte los esfuerzos y cargas a los que estará sometida, pero sin que este sobredimensionada ya que una unidad más grande va relacionada a un mayor costo (en muchas ocasiones la opción de la unidad superficial está limitada a los contratos y compañías proveedoras).

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

API designation	Unit name	Other info
C-228-119-144	C-228D-119-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144	
C-160-185-144	C-160D-185-144 7468C	CPI
C-160-185-144	C-160D-185-144 ROX	
C-912-427-120	C-912D-427-120	
C-640-427-120	C-640D-427-120	
C-640-365-120	C-640D-365-120	
C-640-305-120	C-640D-305-120	
C-640-304-120	C-640D-304-120	
C-456-365-120	C-456D-365-120	
C-456-305-120	C-456D-305-120	
C-456-304-120	C-456D-304-120	
C-456-256-120	C-456D-256-120	
C-456-213-120	C-456D-213-120	
C-320-256-120	C-320D-256-120	
C-320-213-120	C-320D-213-120	

◆ Información del motor.

El programa considera motores eléctricos esto para determinar el costo que tendrá al operar la unidad (en muchas ocasiones se debe de colocar un motor de combustión interna, debido a que no siempre se cuenta con una toma de corriente eléctrica).

Electricity cost (\$/kwh): 0.06

Power meter type:
 Detent (no credit for generated power)
 Non-detent (credit for generated power)

Motor type: NEMA D
Motor size: RODSTAR recommendation

Include motor speed variation

Calculate motor speed variation
Motor speed variation (%):

Calculate rotating moment of inertia
Rot. moment of inertia (lb-ft²):
Art. moment of inertia (lb-ft²):

* Speed variation currently unavailable in RODSTAR-D.
Instead use RODSTAR-V.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

- ◆ Corrida final del sistema de Bombeo Mecánico con las consideraciones del pozo.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows

Company: PEMEX
Well: HUMAPA 1074
Disk file: HUMAPA 1074.rsdX
Comment: CRMA-CBM

© Theta Enterprises, Inc.
Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 5
User: JCASOMOZA
Date: 12/03/2013

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS					
Strokes per minute:	5	Fluid level (ft from surface):	3051	Production rate (bfpd):	97	Peak pol. rod load (lbs):	10095		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	0	Oil production (BOPD):	48	Min. pol. rod load (lbs):	3649		
Tubing pres. (psi):	100	Stuf.box fr. (lbs):	150	Strokes per minute:	5	Polished rod HP:	6.3		
Casing pres. (psi):	100			System eff. (Motor->Pump):	24%	Unit struct. loading:	39%		
				Permissible load HP:	21.5	PRHP / PLHP:	0.29		
				Fluid load on pump (lbs):	2231	Buoyant rod weight (lbs):	4322		
				Fluid level TVD (ft from surface):	2808	N/No: .058 , Fo/SKr: .045			
Fluid properties				Motor & power meter					
Water cut:	50%	Power Meter:	Detent						
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost:	\$.06/KWH						
Oil API gravity:	29.0	Type:	NEMA D						
Fluid sp. gravity:	0.9558								
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-320D-25")									
API size: C-320-256-120 (unit ID: CL45)									
Crank hole number: #1 (out of 4)									
Calculated stroke length (in): 121									
Crank Rotation with well to right: CW									
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown									
Structural unbalance (lbs): 55									
Crank offset angle (deg): 0.0									
Tubing and pump information									
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100						
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.100						
Pump depth (ft):	3051.2	Tubing is not anchored							
Pump condition:	Full								
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	65%						
Plunger size (ins):	1.5	Pump friction (lbs):	200.0						
Rod string design									
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff					
.875	D (API)	1100	115000	0.2					
.75	D (API)	1951	115000	0.2					
				Torque analysis and electricity consumption					
				BALANCED (Min Torq)					
				NEMA D motor: 15 HP					
				Single/double cyl. engine: 10 HP					
				Multicylinder engine: 15 HP					
				Peak g'box torq. (M in-lbs): 209					
				Gearbox loading: 65%					
				Cyclic load factor: 1.4					
				Max. CB moment (M in-lbs): 444.54					
				Counterbalance effect (lbs): 7848					
				Daily electr. use (KWH/day): 155					
				Monthly electric bill: \$284					
				Electr. cost per bbl. fluid: \$0.096					
				Electr. cost per bbl. oil: \$0.192					
				Tubing, pump and plunger calculations					
				Tubing stretch (ins): 1.5					
				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 1.3					
				Gross pump stroke (ins): 114.6					
				Pump spacing (in. from bottom): 9.2					
				Minimum pump length (ft): 14.0					
				Recommended plunger length (ft): 2.0					
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)					
				Stress Load %					
				Top Maximum Stress (psi)					
				Top Minimum Stress (psi)					
				Bot. Minimum Stress (psi)					
				Stress Calc. Method					
				47%					
				16889					
				6169					
				2160					
				API MG					
				47%					
				14169					
				2739					
				-453					
				API MG					

NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.

6. Condiciones de operación:

Torque (pg-lb)	209,000
Carga máxima (lb)	10,095
Carga mínima (lb)	3,649
Esfuerzo máximo, varillas 7/8" y 3/4" Grado D (%)	47, 47

Carrera (pg)	120
Velocidad (epm)	3
Contrabalanceo (lb)	7,848
UNIDAD	C-320-256-120

7. Recomendaciones al programa operativo:

- ◆ Controlar con fluido de control de densidad adecuada de acuerdo a los requerimientos del pozo.
- ◆ Realizar limpieza efectiva hasta la profundidad de 1060 m con el objetivo de que el SAE funcione en condiciones óptimas.
- ◆ Bajar TP de 2 7/8" con tapón ciego a una profundidad de 960 m con camisa deslizante abierta a 930 m, zapata candado a 930 m, 1 tubo de succión de 1 1/4" por 12 m.
- ◆ Si el fluido de control es mayor a 1.0 gr/cc realizar cambio de fluido de control por agua natural limpia. En caso de fluir, observar por 24 hrs y alinear a batería.
- ◆ En caso de no fluir, **bajar aparejo de bombeo mecánico con bomba de inserción 25-150-RHBM-22 con 44 varillas de 7/8" Grado "D" y 78 varillas de 3/4" Grado "D".** (Ver estado mecánico propuesto).
- ◆ Realizar ajuste de bomba de acuerdo a procedimiento anexo espaciado de 9".
- ◆ Realizar prueba de bomba y válvulas, en caso de prueba de producción negativa diagnosticar y corregir.
- ◆ Se recomienda instalar UBM C-320-256-120 o unidad que cumpla con los requerimientos de diseño y desalojar fluidos remanentes con la acción de la bomba.
- ◆ Tomar carta dinamométrica y ecómetro durante dos semanas cada tercer día para optimizar el pozo y observar comportamiento de nivel dinámico.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.

8. Estado mecánico propuesto.

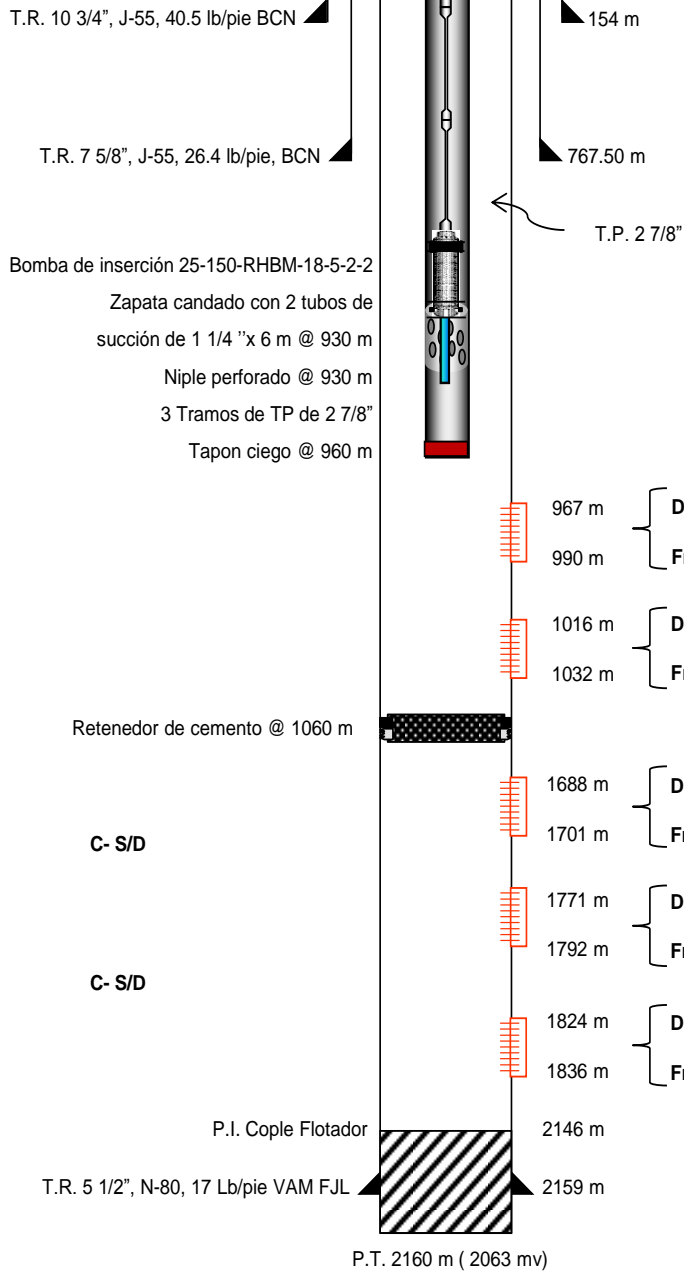
Equipo: 690
Cía: Bronco

Coordenadas: UTM
Plataforma **Objetivo**
 X = 620 940.08 m X = 621 009.50 m
 Y = 2 289 043.55 m Y = 2 288 650.87 m
 Lat: 20° 41' 53.47" Lat: 20° 41' 40.66"
 Long. 97° 50' 19.37" Long. 97° 50' 13.96"

Árbol de Válvulas : 10 3/4" x 7 5/8" x 5 1/2"(S-5M)

E.M.R = 338.15 m
E.T. = 332.94 m

Inició Perf. : 15-Nov-08
 Term. Perf. : 16-Dic-08
 Inició Term. : 17-Dic-08
 Term. C/E :
 Term. S/E :
 Term. Oficial: 08-Jul-09



Varillas Grado "D"
 44 Varillas de 7/8" Grado "D"
 78 Varillas de 3/4" Grado "D"

IV.6.4. Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico (RBM).

Para realizar un RBM se hace un análisis del pozo a diseñar y se elabora una Base de Usuario con los siguientes datos:

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo.
2. Estado mecánico actual.
3. Análisis del reacondicionamiento del pozo.
4. Datos de producción esperados.
5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico.
6. Condiciones de operación.
7. Recomendación al programa operativo.
8. Estado mecánico propuesto.

REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO MECÁNICO CON ETRP DEL POZO HUMAPA No. 4036 (MP-HUMAPA-4056).

1. Antecedentes y condiciones actuales del pozo:

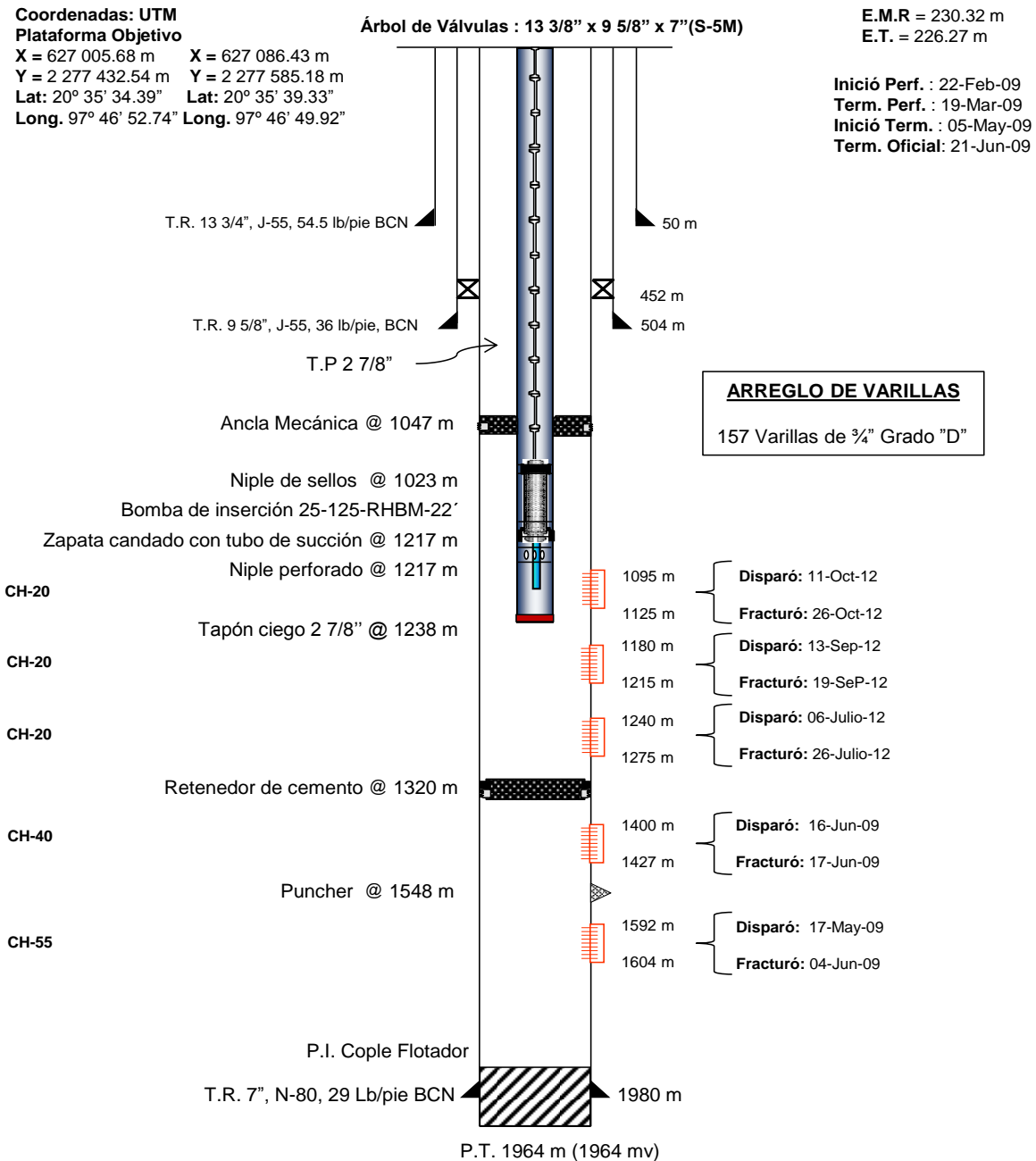
El pozo Humapa 4036 se termina en junio de 2009 a través del intervalo 1592-1604 m con fractura hidráulica inyectándose 791 bls recupera 50% del mismo, fluye 100% agua, se aísla con tapón de arena y se prueba el intervalo 1400-1427 m con fractura hidráulica inyectándose 934 bls recupera el 94% del mismo, fluye 100% aceite con una presión en cabeza de 32 kg/cm² por estrangulador de 3 mm en un tiempo de flujo de 66 hrs, se entrega a producción con 50 bpd de aceite. En septiembre del mismo año se realiza CBCP comunicando ambos intervalos obteniendo un gasto de 28 bpd de aceite y corte de agua del 8%. En octubre del 2011 se realiza CBM con una producción promedio de 25 bpd, corte de agua promedio de 8% y RGA promedio de 150 m³/m³. En junio del 2012 se realizó una RMA probándose el intervalo 1240-1275 m con fractura hidráulica inyectándose 1467 bls recupera 63% del mismo, fluye 70% aceite con una presión en cabeza de 10 kg/cm² por estrangulador de 3 mm en un tiempo de flujo de 233 hrs, se aísla con tapón de arena, y se prueba el intervalo 1180-1215 m con fractura hidráulica inyectándose 1115 bls recupera el 72% del mismo, fluye 90% aceite con una presión en cabeza de 8 kg/cm² por estrangulador de 4 mm en un tiempo de flujo de 257 hrs, se aísla con tapón de arena y se prueba el intervalo 1095-1125 m con fractura hidráulica inyectándose 1133 bls, recupera el 69% del mismo, fluye 100% aceite con una presión en cabeza de 11 kg/cm² por estrangulador de 3 mm en un tiempo de flujo de 241 hrs, se comunican los intervalos, posteriormente se terminó con BM, el pozo produce hasta

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

agosto del 2013 con un ritmo de producción promedio de 26 bpd con corte de agua promedio de 20% y RGA promedio de 250 m³/m³. Actualmente el pozo presenta prueba de hermeticidad negativa (TP rota).

Se propone RBM para continuar con la explotación comercial de hidrocarburos a través de los intervalos 1095-1125m, 1180-1215 m, 1240-1275 m, 1400-1427 m y 1592-1604 m.

2. Estado mecánico actual.



IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

3. Análisis del Reacondicionamiento.

Se analizaron los intervalos 1400-1427 m y 1592-1604 m y se correlacionaron con los pozos vecinos para estimar el corte de agua el cual es del 20% a esa profundidad, se analizó con el Ing. de Diseño de Explotación y se tomó la decisión de comunicar los intervalos y producirlos simultáneamente.

4. Datos de producción esperada.

Producción esperada: 36 bpd, Agua: 20 %, Producción neta: 29 bpd,

RGA: 250 m³/m³, °API: 29, Tipo de pozo: "S"

5. Diseño del sistema de Bombeo Mecánico

En el diseño del sistema de levantamiento se deben tener en cuenta los siguientes parámetros: estado mecánico actualizado, tipo de pozo "S" ó "J", desviación del pozos (Survey), profundidad de los disparos, densidad del aceite, porcentaje de agua, RGA y producción esperada.

◆ Información del Pozo.

Para este punto se propone que la bomba se encuentre a 1600 m, presión en TP de 100 psi, presión en TR de 100 psi, corte de agua del 20%.

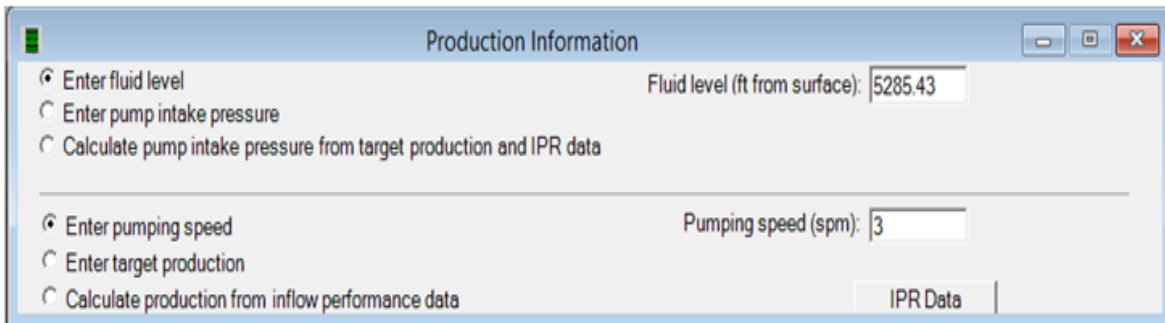
The screenshot shows a software window titled "Well Information" with the following fields and values:

Company name:	PEMEX	Date:	Miércoles, 11 de Septiembre de
Well name:	HUMAPA 4036	Pump depth (ft):	5285.433
User name:	JCASOMOZA	Run time (hrs/day):	24
Comment:	RBM	Stuffing box friction (lbs):	150
Pump condition:	<input checked="" type="radio"/> Full pump	Tubing pressure (psi):	100
	<input type="radio"/> Fluid pound	Casing pressure (psi):	100
	<input type="radio"/> Gas interference	Water cut (%):	20
	<input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage	Water specific gravity:	1.03
Pump efficiency (%):	65	Oil gravity (API °):	29
Pump fillage (%):		Fluid specific gravity:	
			<input checked="" type="checkbox"/> Calculate

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información de producción.

El nivel de fluido a la superficie se coloca a la profundidad donde está colocada la bomba a 1600 m y una velocidad de bombeo de 3 spm.



Production Information

Enter fluid level Fluid level (ft from surface): 5285.43

Enter pump intake pressure

Calculate pump intake pressure from target production and IPR data

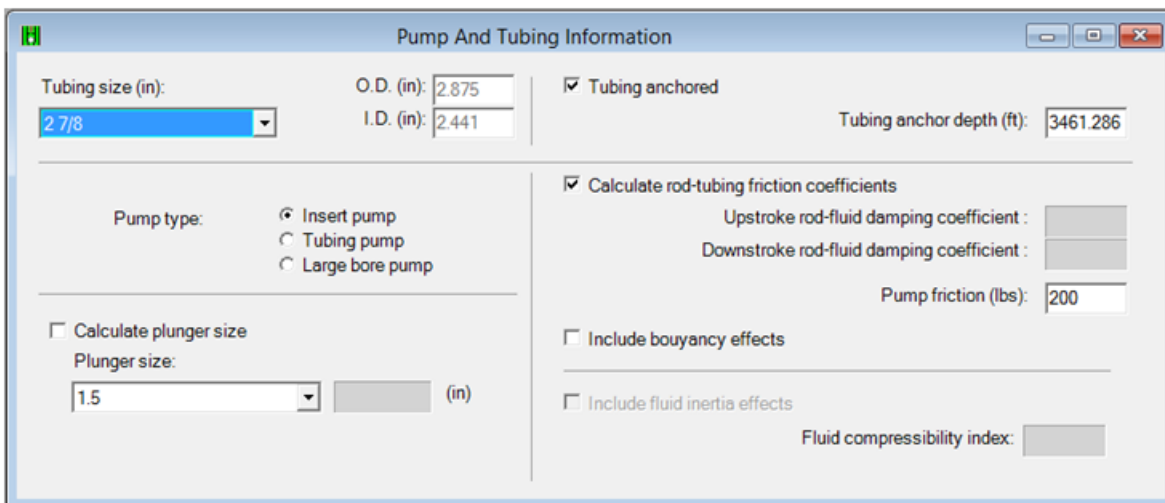
Enter pumping speed Pumping speed (spm): 3

Enter target production

Calculate production from inflow performance data IPR Data

◆ Información de la bomba y la TP.

La profundidad del ancla mecánica a 1055 m, se debe colocar entre 30 y 50 m por arriba de la cima del primer intervalo, se utiliza una TP de 2 7/8" y un diámetro de pistón de 1 1/2".



Pump And Tubing Information

Tubing size (in): 2 7/8 O.D. (in): 2.875 I.D. (in): 2.441 Tubing anchored Tubing anchor depth (ft): 3461.286

Pump type: Insert pump Tubing pump Large bore pump

Calculate rod-tubing friction coefficients

Upstroke rod-fluid damping coefficient :

Downstroke rod-fluid damping coefficient :

Pump friction (lbs): 200

Calculate plunger size

Plunger size: 1.5 (in)

Include bouyancy effects

Include fluid inertia effects

Fluid compressibility index:

◆ Diseño de la sarta de varillas.

Se propone un arreglo 86 Grado "D" (posiblemente se tenga que regresar varias veces a modificar esta parte, dependiendo de los esfuerzos a los que esté sometida la sarta de varillas, teniendo en cuenta la vida útil de la sarta).

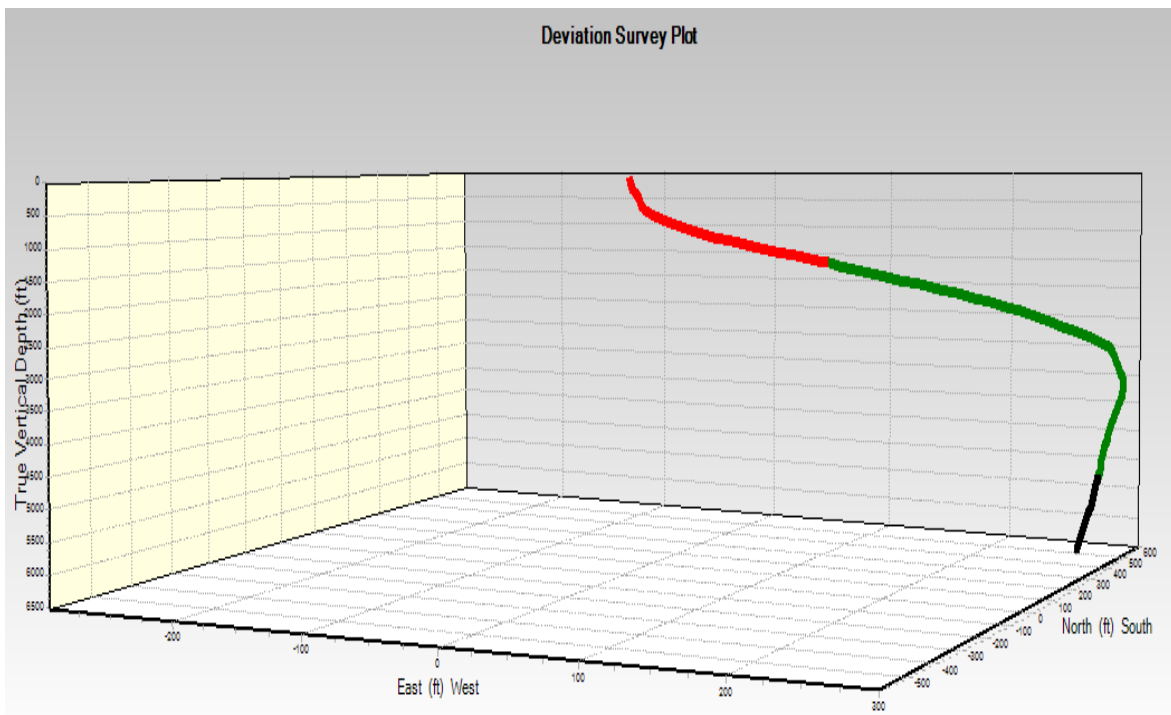
IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

The screenshot shows the 'RODSTAR steel design' software window. It contains several input fields and options for configuring steel rod design parameters:

- Steel grade or manufacturer: D (API)
- Maximum rod diameter to use: 1"
- Minimum rod diameter to use: 3/4"
- Include sinker bars/sinker rods
 - Sinker bars
 - Sinker rods
 - Sinker bar grade/manufacturer: []
 - Sinker bar diameter: []
 - Sinker bar length (ft): []
- Other rod string information
 - Additional rod costs (\$): 0
 - Steel rod service factor: 0.9
 - Cost description: []
 - Friction Coefficient: 0.2

◆ Información del perfil de desviación.

La desviación del pozo se obtiene del Survey de perforación, el programa reconoce la profundidad medida en metros, la inclinación y el Azimuth. (Se manejan dos versiones de Rodstar para pozos verticales y desviados).



IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Información de la unidad de bombeo.

Existe una gran variedad de proveedores y de unidades con características similares, se debe de tomar en cuenta la carrera, los contrapesos y sobre todo que la unidad soporte los esfuerzos y cargas a los que estará sometida, pero sin que este sobredimensionada ya que una unidad más grande va relacionada a un mayor costo (en muchas ocasiones la opción de la unidad superficial está limitada a los contratos y compañías proveedoras).

Pumping Unit Information

Manufacturer: **Lufkin Conventional - New**

Unit ID: **CL41**

API Designation: **C-456-305-120**

Use custom pumping unit list

Select Recommended Unit Size: **114-169-44**

Crank rotation: **Clockwise**

Crank hole: **1 (121" stroke)**

Calculated Stroke Length: **121.0"**

Structural Unbalance: **-120 (lbs)**

API designation	Unit name	Other info
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468B	
C-228-185-144	C-228D-185-144 7468C	
C-228-185-144	C-228D-185-144	
C-228-185-144	C-228D-185-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144 ROX	
C-228-119-144	C-228D-119-144	
C-160-185-144	C-160D-185-144 7468C	CPI
C-160-185-144	C-160D-185-144 ROX	
C-912-427-120	C-912D-427-120	
C-640-427-120	C-640D-427-120	
C-640-365-120	C-640D-365-120	
C-640-305-120	C-640D-305-120	
C-640-304-120	C-640D-304-120	
C-456-365-120	C-456D-365-120	
C-456-305-120	C-456D-305-120	
C-456-304-120	C-456D-304-120	

Select a counterbalance option

Unknown MCM

Existing maximum counterbalance moment (M in-lbs)

Use CBALANCE information

◆ Información del motor.

El programa considera motores eléctricos esto para determinar el costo que tendrá al operar la unidad (en muchas ocasiones se debe de colocar un motor de combustión interna, debido a que no siempre se cuenta con una toma de corriente eléctrica).

Motor Information

Electricity cost (\$/kwh): **0.06**

Power meter type:

Detent (no credit for generated power)

Non-detent (credit for generated power)

Motor type: **NEMA D**

Motor size: **RODSTAR recommendation**

Include motor speed variation

Calculate motor speed variation

Motor speed variation (%):

Calculate rotating moment of inertia

Rot. moment of inertia (lb-ft²):

Art. moment of inertia (lb-ft²):

* Speed variation currently unavailable in RODSTAR-D. Instead use RODSTAR-V.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO.

◆ Corrida final del sistema de Bombeo Mecánico con las consideraciones del pozo.

RODSTAR-D for Windows 3.1 for Windows

Company: PEMEX
Well: HUMAPA 4036
Disk file: HUMAPA 4036.rsdX
Comment: RBM

© Theta Enterprises, Inc.
Tel: (714) 526-8878

Page 1 of 6
User: JCASOMOZA
Date: Miércoles, 11 de Septiembre 2013

INPUT DATA					CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	3	Fluid level		Production rate (bfpd):	52	Peak pol. rod load (lbs):	15901		
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	5285	Oil production (BOPD):	42	Min. pol. rod load (lbs):	7146		
Tubing pres. (psi):	100	(ft over pump):	0	Strokes per minute:	3	Polished rod HP:	5.5		
Casing pres. (psi):	100	Stuf.box fr. (lbs):	150	System eff. (Motor->Pump):	24%	Unit struct. loading:	52%		
				Permissible load HP:	18.3	PRHP / PLHP:	0.30		
				Fluid load on pump (lbs):	3641	Buoyant rod weight (lbs):	8326		
				Fluid level TVD (ft from surface):	5219	N/No: .061 , Fo/SKR: .133			
Fluid properties			Motor & power meter						
Water cut:	20%	Power Meter	Detent						
Water sp. gravity:	1.03	Electr. cost:	\$.06/KWH						
Oil API gravity:	29.0	Type:	NEMA D						
Fluid sp. gravity:	0.9113								
Pumping Unit: Lufkin Conventional - New (C-456D-30')									
API size: C-456-305-120 (unit ID: CL41)									
Crank hole number #1 (out of 4)									
Calculated stroke length (in): 121									
Crank Rotation with well to right: CW									
Max. CB moment (M in-lbs): Unknown									
Structural unbalance (lbs): -120									
Crank offset angle (deg): 0.0									
Tubing and pump information									
Tubing O.D. (ins): 2.875					Upstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100				
Tubing I.D. (ins): 2.441					Dnstr. rod-tbg fr. coeff: 0.100				
Pump depth (ft): 5285.4					Tub. anch. depth (ft): 3461.3				
Pump condition: Full									
Pump type: Insert					Pump vol. efficiency: 65%				
Plunger size (ins) 1.5					Pump friction (lbs): 200.0				
Rod string design									
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Fric. Coeff	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
.875	D (API)	1450	115000	0.2	73%	26543	11984	7166	API MG
.75	D (API)	3835	115000	0.2	73%	25004	9511	-453	API MG
Torque analysis and electricity consumption									
Required prime mover size (speed var. not included)					BALANCED (Min Ener)		BALANCED (Min Torq)		
NEMA D motor:					10 HP		10 HP		
Single/double cyl. engine:					10 HP		10 HP		
Multicylinder engine:					10 HP		10 HP		
Tubing, pump and plunger calculations									
Tubing stretch (ins):					1.5				
Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):					0.7				
Gross pump stroke (ins):					103.0				
Pump spacing (in. from bottom):					15.9				
Minimum pump length (ft):					17.0				
Recommended plunger length (ft):					4.0				
Rod string stress analysis (service factor: 0.9)									

6. Condiciones de operación:

Torque (pg-lb)	323,000
Carga máxima (lb)	15,901
Carga mínima (lb)	7,146
Esfuerzo máximo, varillas 7/8" y 3/4" Grado D (%)	73, 73

Carrera (pg)	120
Velocidad (epm)	2
Contrabalanceo (lb)	11,700
UNIDAD	C-456-305-120

7. Recomendaciones al programa operativo:

- ◆ Controlar el pozo con fluido de control de densidad adecuada de acuerdo a los requerimientos del pozo.
- ◆ Recuperar aparejo de Bombeo Mecánico actual inspeccionando la tubería de producción, verificar desgaste en varillas y coples, reportando la profundidad del desgaste.
- ◆ Verificar PI a 1760 m, realizar buena limpieza con el objetivo de que el SAE funcione en condiciones óptimas.
- ◆ Bajar TP de 2 7/8" a 1630 m, zapata candado a 1600 m y ancla mecánica a 1055 m (*Ver estado mecánico propuesto*).
- ◆ Si el fluido de control es mayor a 1 gr/cc realizar cambio de fluido de control por agua natural limpia. En caso de fluir, observar por 24 horas y alinear a producción.
- ◆ En caso no fluir, **bajar bomba de inserción 25-150-RHBM-22' con 24 varillas de 7/8" Grado "D", 7 varillas de 7/8" Grado "D" con 3 centralizadores por varilla moldeados y distribuidos uniformemente y 152 varillas de 3/4" Grado "D"** (*Ver estado mecánico propuesto*).
- ◆ Realizar ajuste de bomba con un espaciado de 9 pulgadas.
- ◆ Realizar prueba de bomba y válvulas, en caso de prueba de producción negativa diagnosticar y corregir.
- ◆ Se recomienda instalar UBM C-456-305-120 o unidad que cumpla con los requerimientos de diseño y desalojar fluidos remanentes con la acción de la bomba.
- ◆ Tomar carta dinamométrica y ecómetro durante dos semanas cada tercer día para optimizar el pozo y observar comportamiento de nivel dinámico.

IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO HUMAPA DEL ACTIVO DE PRODUCCIÓN ACEITE Terciario DEL GOLFO.

8. Estado mecánico propuesto.

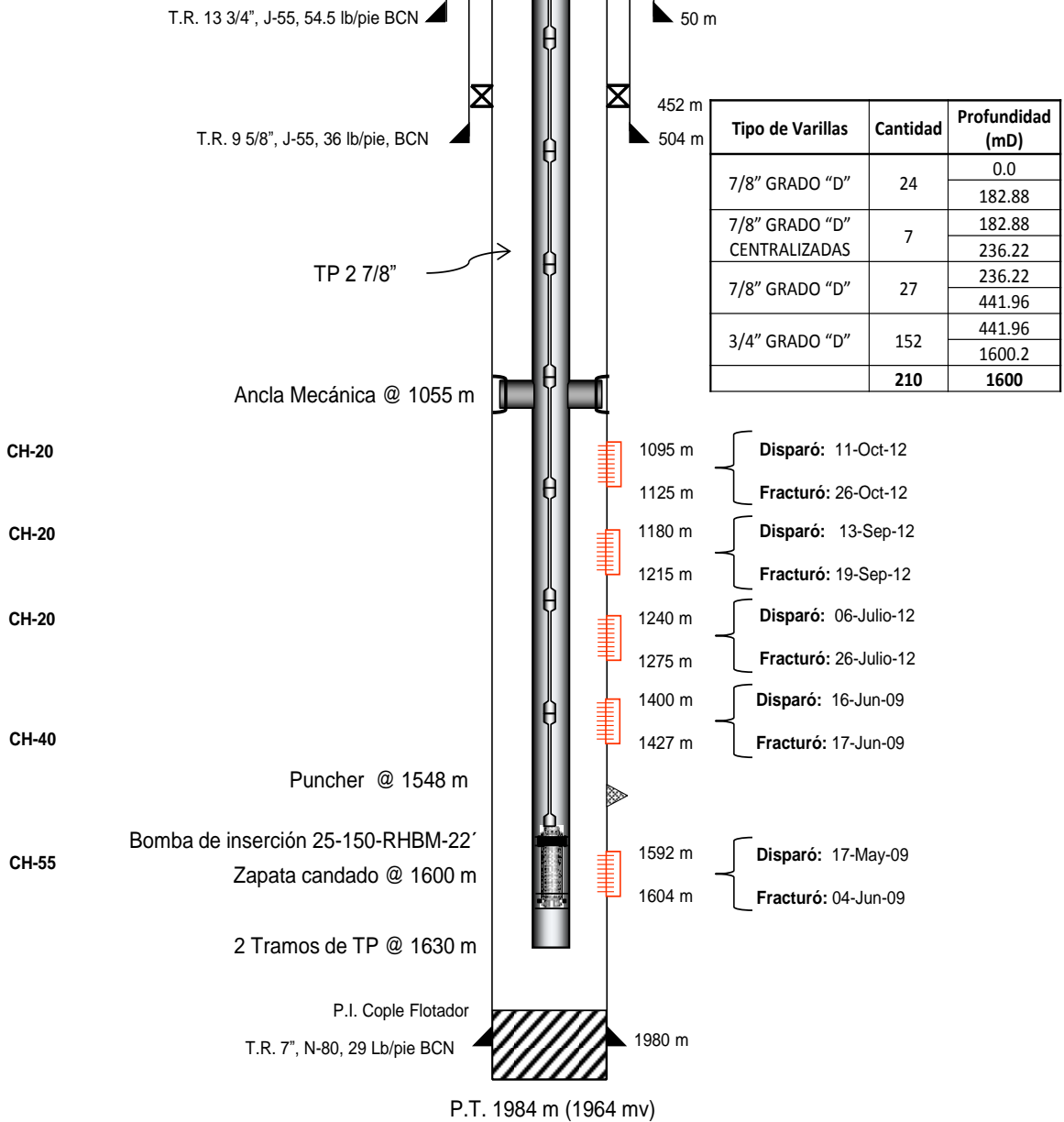
Coordenadas: UTM
Plataforma Objetivo

X = 627 005.68 m X = 627 086.43 m
Y = 2 277 432.54 m Y = 2 277 585.18 m
Lat: 20° 35' 34.39" Lat: 20° 35' 39.33"
Long. 97° 46' 52.74" Long. 97° 46' 49.92"

Árbol de Válvulas : 13 3/8" x 9 5/8" x 7" (S-5M)

E.M.R = 230.32 m
E.T. = 226.27 m

Inició Perf. : 22-Feb-09
Term. Perf. : 19-Mar-09
Inició Term. : 05-May-09
Term. Oficial: 21-Jun-09



JCA

CONCLUSIONES

Debido a la complejidad del Campo Humapa y en base a la experiencia acumulada a la fecha por la cantidad de pozos produciendo con Bombeo Mecánico (131 pozos) en el Campo Humapa, se concluye que el Sistema de Bombeo Mecánico es el más favorable tanto técnica como económicamente, ya que permite producir los pozos después del periodo de flujo natural inicial hasta su límite económico, sin necesidad de cambiar a otro sistema de levantamiento sin hacer inversiones adicionales.

A los pozos que se les realizó la Conversión a Bombeo Mecánico (CBM) y/o Reacondicionamiento de Bombeo Mecánico (RBM) tuvieron un periodo de producción de por lo menos de un año antes de volver a ser intervenidos, esto se logra con el constante monitoreo de los pozos, el cual es muy importante así como la toma de información (ecómetros, cartas dinamométricas y prueba de válvulas), análisis e interpretación de la misma, condiciones actuales del pozo (carrera, emboladas, presión en TR y TP), tipo de unidad (Convencional o Hidroneumática) y la optimización de los pozos de acuerdo a la problemática que presentaban.

El Sistema de Bombeo Mecánico es altamente recomendado debido a que su principio de funcionamiento es sencillo, no requiere de una amplia capacitación, el constante monitoreo, análisis e interpretación de la toma de información te brinda un mejor entendimiento de como optimizar de manera eficiente su operación.

El Sistema Bombeo Mecánico no requiere de mucha infraestructura, cuenta con una gran variedad de herramientas y accesorios que nos permiten manejar las condiciones superficiales, así como las subsuperficiales prácticamente puede ser utilizado en cualquier pozo.

El software RODSTAR es muy útil, práctico y fácil de manejar su única limitante es que no indica gráficamente donde deben colocarse los centralizadores en las varillas de succión.

RECOMENDACIONES

La información de las cartas dinamométricas y de los ecómetros (identificación de los niveles dinámicos) permitió realizar nuevos y mejores diseños para el sistema de bombeo mecánico, con las siguientes recomendaciones.

- ◆ Se recomienda utilizar otro software de simulación en conjunto con el software RODSTAR para asegurar un mejor diseño.
- ◆ Para evitar que la bomba se engase colocar el aparejo de producción 30 m por debajo de la base de los disparos.
- ◆ Debido a que todos los pozos son fracturados hidráulicamente se sugiere tener un fondo de 50 m desde la base de la TP a la PI para la decantación de arena de formación y/o de la fractura, para evitar el azolvamiento de la bomba.
- ◆ En los casos en donde se tenga un aparejo preparado y no se pueda colocar la bomba o el extremo de la TP por debajo de la base de los intervalos se recomienda un diseño con un separador de gas "Poor Boy".
- ◆ Para evitar la restricción al gas que se libera por el espacio anular se sugiere colocar el ancla mecánica 50 m arriba de la cima de los disparos.
- ◆ Cuando los pozos producen demasiado gas se recomienda colocar válvulas de retención para el manejo de gas.
- ◆ Se sugiere utilizar varillas Grado "D" con un Arreglo 86 o 76 para el diseño de la sarta de varillas con el objetivo de disminuir el efecto de varilla flotada.
- ◆ Cuando se tienen severidades de 3°/100 pies, se recomienda utilizar varillas con 3 centralizadores por varilla moldeados y distribuidos uniformemente con el objeto de disminuir el contacto de varilla con TP.
- ◆ Para disminuir la problemática de bomba azolvada se sugiere utilizar bombas de succión de 1 ½" de diámetro.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Antonio Narváez Ramírez.** Retos Y Avances en el Desarrollo y Operación de un Yacimiento No Convencional. Academia de Ingeniería. México, D.F. diciembre 2011.
2. **José Omar Nieto Serrano.** “Análisis Estratigráfico de la Secuencia Sedimentaria del Grupo Chicontepec”. México, D.F. diciembre 2010.
3. **Misael González García.** “Factores que Impactan en la Productividad de los Pozos Fluyentes del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo”. CMP. México, D.F. septiembre 2012.
4. **Gabriela Jiménez Meneses, Daniel Augusto Sandoval Chávez.** “Estrategias de Explotación de Campos Petroleros con Características Similares a Chicontepec”. México, D.F. noviembre 2009.
5. **Petróleos Mexicanos,** PEMEX Exploración Producción, Región Norte, septiembre 2013. Intranet OVS APATG.
6. **Petróleos Mexicanos,** PEMEX Exploración Producción, Región Norte, Humapa Resumen Ejecutivo, Contratos Integrales 2013.
7. **Samuel Iván Trujillo Tamez.** Apoyo Técnico al Proyecto Integral Chicontepec: Análisis de los Sistemas Artificiales de Producción. México, Villahermosa, Tabasco. octubre 2003.
8. **RODSTAR,** Software de Diseño y Simulación de Sistema de Bombeo Mecánico para Pozos Desviados y Verticales. Theta Oilfield Services, Inc.
9. **PIPESIM,** Simulador de Flujo Multifásico para Régimen Estacionario. Schlumberger.
10. **Theta Enterprises.** Bombeo Mecánico Optimización.