



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

**"PROPUESTA DE DISEÑO PARA EL
REACONDICIONAMIENTO DE BOMBEO
MECANICO CON EQUIPO TRP"**

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

EDGAR ARIAS TRUJANO

DIRECTOR DE TESINA:

ING. CARLOS ALBERTO AVENDAÑO SALAZAR



MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2014

Agradecimientos.

*A mis Padres: Tomas Arias Durán y Reyna Trujano Vázquez
Que nunca han dejado de apoyarme en los momentos más difíciles de mi vida, por decirme las palabras que necesitaba escuchar, gracias.*

*A mi esposa: Jazmín Rodríguez Mares
Por siempre creer en mí, nunca dejarme solo, ser mi compañera en los momentos en que no veía una luz al final del túnel, gracias por todo tu amor y apoyo.*

*A mis hijos: Edgar e Isaac
Por tener la paciencia y esperar a que tenga tiempo para ustedes y darme todas las alegrías del mundo.*

*A cada uno de mis hermanos: Raúl, Javier y Reyna
Por ser mis compañeros desde la infancia hasta ahora, los cuales me han ayudado de alguna u otra forma.*

Al Ing. Carlos Avendaño Salazar por su tiempo y apoyo para conmigo en la elaboración de este trabajo, sus consejos y recomendaciones. A cada uno de mis sinodales y maestros, Al Dr. Edgar Ramírez Jaramillo por su apoyo desde que fue mi maestro, su recomendación para irme a trabajar, hasta el día de hoy, al M.I. Felipe de Jesús Lucero Aranda por ser mi maestro de sistemas artificiales, por sus consejos para la elaboración de este trabajo, Al Ing. Octavio Steffani por sus observaciones tanto de maestro como de sinodal, Al Ing. Agustín Velasco por ser mi maestro y compartir sus experiencias laborales.

Al Ing. Israel Castro por su apoyo y confianza desde mi servicio social hasta el momento en que me fui a trabajar, a mi familia de Tampico, al Ing. Osvaldo Barrón Parra, su esposa la Ing. Roxana López Dinorin gracias por recibirme y ser parte de su familia, Ing. Alfonso Montiel por ser mi jefe y compartir algo de su conocimiento, al Ing. Mario Sánchez Estrada por ser mi jefe y amigo. A mis amigos de la facultad Agustín Silva Lang por ser mi compañero desde la primaria hasta la facultad, Javier Velázquez Trejo, Edgar Hernández, Gerardo Gutiérrez Esquivel, Cristian Valadez Dueñas por todos los momentos que pasamos como estudiantes, a mi amigo Roberto Flores Bello por darme ánimos desde que éramos niños hasta ahora.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la mejor facultad de todas la de Ingeniería por ser mí casa durante tanto tiempo y haberme enriquecido tanto como culturalmente, científicamente y socialmente, no tengo con que pagarlo, Gracias a todos.

ÍNDICE

Agradecimientos.	ii
Índice.	iii
Lista de figuras.	iV
Lista de tablas.	V
INTRODUCCION.	6
1. ANTECEDENTES DEL POZO.	7
1.1 Historia del Campo Tamaulipas –Constituciones.	7
1.2 Localización del Campo.	8
1.3 Cuenca Tampico- Misantla.	10
1.4 Geología Estructural.	11
1.5 Estratigrafía Local.	12
1.5.1 Trampa.	13
1.5.2 Roca Generadora.	13
1.5.3 Sello.	13
1.5.4 Yacimiento.	13
1.6 Sistemas Artificiales del Campo Tamaulipas-Constituciones.	14
1.6.1 Bombeo Neumático.	14
1.6.2 Bombeo Mecánico.	16
1.6.3 Bombeo Hidráulico.	17
2. ANTECEDENTES PARA EL DISEÑO.	19
2.1 Objetivo.	19
2.2 Ubicación del Pozo Constituciones 239.	19
2.3 Resumen de Perforación y Terminación.	20
2.4 Histórico de Producción.	21
2.4.1 Producción Bruta.	21
2.4.2 Porcentaje de Agua.	22
2.4.3 Producción Neta.	23
2.5 Estado Mecánico.	24
2.6 Justificación del Diseño.	25
2.6.1 Gas libre.	25
2.6.2 Aceites viscosos.	26
2.6.3 Arena.	27
2.6.4 Incrustaciones.	27
2.6.5 Severa Corrosión.	28
3 DISEÑO PROPUESTO.	29
3.1 Antecedentes.	29
3.2 Combinación para el Separador de Gas.	30
3.2.1 Diseño.	30
3.2.2 Unidad de Bombeo.	36
3.2.3 Estado Mecánico Propuesto.	37
3.3 Método analítico para la selección del tamaño de la bomba.	38
3.4 Diseño de la sarta de varillas.	39
3.4.1 Factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla pulida.	40
3.5 Diseño de la sarta de la unidad de Bombeo Mecánico.	45

3.5 Método API-RP-11L.	45
3.6 Producción esperada.	58
3.6.1 Eficiencia de la Bomba.	59
3.3.2 Gasto Real.	59
CONCLUSIONES.	61
RECOMENDACIONES.	62
BIBLIOGRAFIA.	63

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – LEVANTAMIENTO SISMICO	7
FIGURA 2 – HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN TAMAULIPAS – CONSTITUCIONES	9
FIGURA 3 – UBICACIÓN GEOGRAFICA	9
FIGURA 4 – DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE MÉXICO	11
FIGURA 5 – COLUMNA GEOLÓGICA	12
FIGURA 6 – RED DE BN CAMPO TAMAULIPAS- CONSTITUCIONES	15
FIGURA 7 – CABEZAL DE INYECCIÓN DE GAS PARA POZOS DE BN	15
FIGURA 8 – UNIDAD TIEBEN DE BM (RENTA)	16
FIGURA 9 – UNIDAD CONVENCIONAL DE BM (RENTA)	17
FIGURA 10 – BOMBEO HIDRAULICO	17
FIGURA 11 – PRODUCCION POR SISTEMA	18
FIGURA 12 – PORCENTAJE DE PRODUCCION POR SISTEMA	18
FIGURA 13 – PLANO DE UBICACIÓN GEOGRAFICA	19
FIGURA 14 – HISTORICO DE PRODUCCION DEL POZO CONSTITUCIONES 239 (2012), PRODUCCION BRUTA [BPD]	21
FIGURA 15 – HISTORICO DE PRODUCCION DEL POZO CONSTITUCIONES 239 (2012), PORCENTAJE DE AGUA [%]	22
FIGURA 16 – HISTORICO DE PRODUCCION DEL POZO CONSTITUCIONES 239 (2012), PRODUCCION NETA [BPD]	23
FIGURA 17 – ESTADO MECÁNICO DESPUÉS DE RBM DEL POZO CONSTITUCIONES 239 (2012).	24
FIGURA 18 – CARTA DINAMONETRICA DEL POZO CONSTITUCIONES 239 (2012).	29
FIGURA 19 – RODSTAR.	30
FIGURA 20 – DIAGRAMA DE FLUJO DE RODSTAR.	31
FIGURA 21 – VENTANA DE INICIO DE RODSTAR.	32
FIGURA 22 – INFORMACION DEL POZO EL POZO.	32
FIGURA 23 – SELECCIÓN DEL NIVEL DINAMICO.	33
FIGURA 24 – DISEÑO MANUAL DE VARILLAS DEL POZO.	34
FIGURA 25 – SELECCIÓN DE LA UNIDAD DE BOMBEO MECANICO DEL POZO.	34
FIGURA 26 – INFORME DE SALIDA DEL POZO CONSTITUCIONES 239.	35
FIGURA 27 – CARTA DINAMONETRICA DEL POZO.	35
FIGURA 28 – UNIDAD PROPUESTA PARA EL POZO CONSTITUCIONES 239.	37
FIGURA 29 – ESTADO MECÁNICO PROPUESTO DE RBM DEL POZO CONSTITUCIONES 239	38
FIGURA 30 – AJUSTE DE TORSION MAXIMA PARA VALORES DE $\frac{W_{rf}}{S_{Kr}}$ DIFERENTES DE 0.3.	48
FIGURA 31 – S_p/S FACTOR DE LA CARRERA DEL EMBOLO.	49
FIGURA 32 – CARGA MÁXIMA EN LA VARILLA PULIDA.	53

FIGURA 33 – CARGA MINIMA EN LA VARILLA PULIDA.	55
FIGURA 34 – TORSION MAXIMA	57

LISTA DE TABLAS

TABLA 1 – RESUMEN DE EVENTOS DEL CAMPO TAMAULIPAS–CONSTITUCIONES	10
TABLA 2 – POZOS PRODUCTORES OPERANDO	18
TABLA 3 – TABLA DE INTERVENCIONES DEL POZO CONSTITUCIONES 239	20
TABLA 4 – INFORMACION DEL POZO CONSTITUCIONES 239	33
TABLA 5 – RESULTADOS OBTENIDOS DEL POZO CONSTITUCIONES 239 POR EL PROGRAMA RODSTAR.	36
TABLA 6 – PESO DE LAS VARILLAS DE SUCCION	36
TABLA 7 – DATOS DEL ÉMBOLO DE LA BOMBA DE INSERCIÓN.	51

INTRODUCCIÓN

La complejidad de los yacimientos que componen la cuenca Tampico - Misantla provoca un reto técnico ya que la recuperación de hidrocarburos es marginal por lo que es de vital importancia la búsqueda de métodos más eficientes que permitan lograr un incremento en la recuperación. En la búsqueda de Sistemas Artificiales de producción aplicables para la extracción y la mayor recuperación de hidrocarburos, se ha identificado que con la aplicación del **Sistema de Bombeo Mecánico** se pueden obtener grandes ventajas al lograr una mayor eficiencia para la recuperación en la etapa de declinación de la producción del pozo. Esta tecnología presenta las varillas como medio de transmisión de movimiento recíprocante a la bomba de émbolo subsuperficial. En la actualidad, México produce 2.5 millones de barriles diarios de hidrocarburos, la cual obtiene de campos que tienen más de 30 años produciendo con la energía propia del yacimiento y con el mantenimiento de presión como proceso de recuperación secundaria o bien de la implementación de Sistemas Artificiales de Producción. Y no es el único, en el mundo más del 70 % de la producción de hidrocarburos proviene de campos maduros hoy en día.

La reactivación de estos campos proporciona un volumen importante de hidrocarburos, así como, retos técnicos, operativos y gerenciales para su eficiente desarrollo; cabe hacer mención que a pesar de su gran potencial para incrementar el factor de recuperación desde los años setentas no se habían considerado invertir en estos campos, Tamaulipas – Constituciones no es la excepción.

Debido a ello con el fin de mantener la producción del campo se introducen los Sistemas Artificiales de Producción, entre ellos el Bombeo Mecánico el más utilizado no solo en nuestro país sino en el mundo, es económico además que es el más fácil de implementar y de darle mantenimiento. En este trabajo se presenta un diseño óptimo de Bombeo Mecánico durante el reacondicionamiento del pozo, en las condiciones actuales de explotación. En el Capítulo 1 se presenta la historia del Campo Tamaulipas-Constituciones como se realizó el descubrimiento, localización, el histórico de Producción a lo largo de la vida productiva del Campo, como están constituidos los diferentes yacimientos, la cantidad de pozos que operan con Sistemas Artificiales. Posteriormente en el Capítulo 2 se muestran los antecedentes para la elaboración del diseño, la ubicación del pozo Constituciones 239, la perforación, terminación, las últimas intervenciones, el histórico de producción, las causas más frecuentes que afectan a la bomba de inserción y el estado mecánico actual del pozo. En el Capítulo 3 ya en un caso particular en el pozo Constituciones 239, el cual tiene un problema muy común, el de interferencia de gas se propondrá una alternativa para resolver dicho problema, para esto se empleará el equipo de Terminación y Reparación de Pozos (TRP) el cual colocará una combinación para separador de gas, con ello se pretende disminuir o en el mejor de los casos eliminar la producción de gas que afecta la producción comercial de hidrocarburos y se instalará el diseño de bombeo mecánico se hizo con el programa Rodstar, y se compara la producción esperada con la actual.

1. ANTECEDENTES DEL POZO

1.1 Historia del Campo Tamaulipas – Constituciones.⁸

El campo Tamaulipas-Constituciones, pertenece al Activo de producción Poza Rica – Altamira de la Región Norte, se localiza en el municipio de Altamira Tamaulipas, a 25 km al noreste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas.

Entre 1952 y 1953 se realizó un levantamiento gravimétrico y otro de sísmica bidimensional con el objetivo de estudiar la formación Tamaulipas inferior del Cretácico (Figura 1). Al interpretarse regionalmente esta información, se apreciaron varios altos estructurales, a uno de ellos se le denominó Tamaulipas, teniendo su eje principal con un rumbo aproximado noreste-sureste. Sobre este fue perforado el pozo Altamira-1 (Tamaulipas-1), terminado oficialmente como productor de aceite en el Yacimiento Tamaulipas Inferior A, con una producción inicial de aceite de 639 bpd, pozo que es considerado descubridor del campo Tamaulipas-Constituciones y con el cual se detonó el desarrollo del campo.



Figura 1 – Levantamiento sísmico

El campo inició su producción en 1956. Se le dio una mayor importancia al desarrollo del yacimiento Jurásico San Andrés y sólo cuando no se tenía éxito en dicho objetivo, el pozo se abrió a producción en yacimiento Tamaulipas Inferior A. Es así que en el año de 1962 alcanza los 26,000 barriles por día de aceite (Figura 2). Después la producción empieza a declinar de manera considerable, y en el periodo de 1967-1968 la producción de aceite alcanza sólo 7500 barriles por día, con un incremento sustancial en la relación gas-aceite (RGA).

Para el año 2010, se reactiva nuevamente la perforación de pozos intermedios en el campo Tamaulipas - Constituciones, con un total de 63 pozos con una producción acumulada al 1 de mayo del 2013 de 1, 274,827 Bls. Actualmente se tiene un total de 880 pozos perforados de los cuales 389 son pozos operando, 175 pozos cerrados, 50 pozos programados para taponamiento y 266 taponados. Actualmente la producción promedio diaria en el campo para mayo del 2013 es de 10,217 barriles de aceite diarios y 12.86 millones de pies cúbicos de gas natural. Tabla 1.

1.2 Localización del campo.

El campo Tamaulipas-Constituciones, pertenece al Activo de producción Poza Rica – Altamira de la Región Norte, se localiza en el municipio de Altamira Tamaulipas, a 25 km al noreste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas (Figura 3). Geológicamente, se ubica en la provincia Tampico Misantla, en la porción occidental de la isla Jurásica de Tamaulipas-Constituciones, formando parte de lo que se ha denominado Archipiélago Jurásico Superior. Las trampas se consideran de tipo combinado para cada uno de los yacimientos. Los yacimientos son de aceite negro, con una densidad de 13° a 15° API en todos los casos. El campo cubre un área de 60 kilómetros.

El campo Tamaulipas-Constituciones tiene 5 yacimientos con producción comercial de hidrocarburos, cuya jerarquización de acuerdo a su importancia económica es la siguiente:

I Jurásico San Andrés (JSA)

II Tamaulipas Inferior A del Cretácico Inferior (KTIA).

III Areniscas Constituciones del Jurásico (JASAR)

IV Tamaulipas Superior del Cretácico Medio (KTS)

V Tamaulipas Inferior B del Cretácico inferior (KTIB)

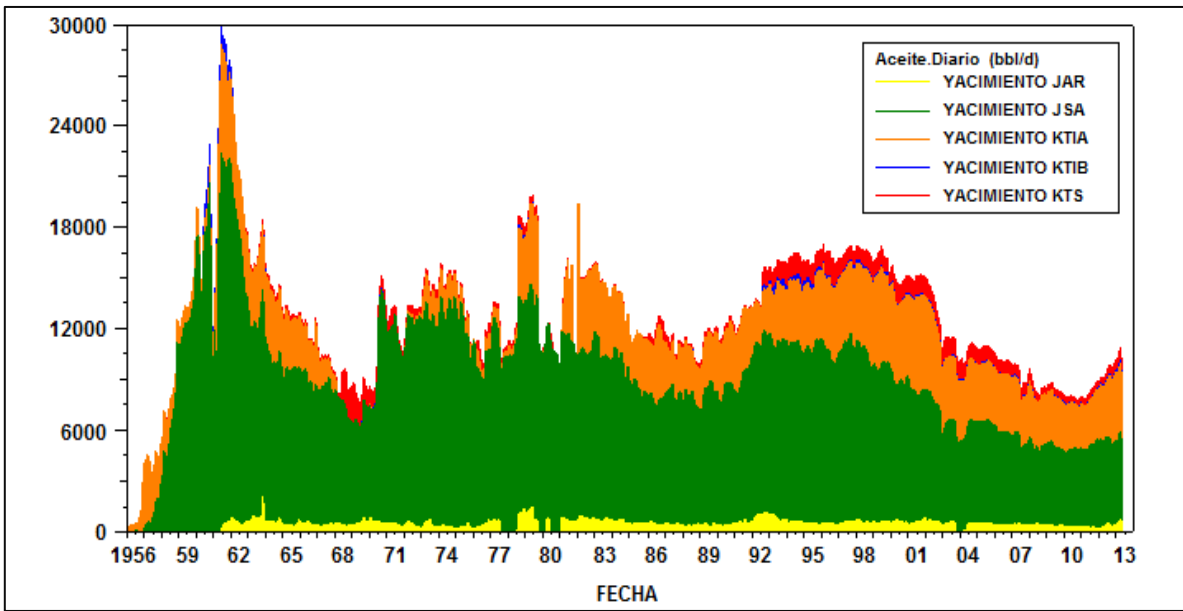


Figura 2 – Histórico de producción Tamaulipas – Constituciones



Figura 3 - Ubicación Geográfica

Tabla 1 – Resumen de eventos del campo Tamaulipas – Constituciones

Producción	Inyección	Actividad Física
1956: Inicio de explotación	1961: Prueba piloto de inyección: 4 años	1956: Inicio de actividad de perforación: 533 1956: pozos perforados hasta 1962
1961: Producción máxima (25.5 Mbpd).	1968: Implementación de la recuperación 1968: secundaria en Jsa: (198 P – 99 I)	1972: Se extendió el desarrollo en Kti “A”: 1972: 60 pozos perforados hasta 1981
2012: Producción actual (10.1 Mbpd).	1975: Inyección de agua en otros yacimientos	1982: Desarrollo adicional en Jsa: 124 1982: pozos perforados hasta 1992
	2012: Inyección actual: ~14.0 Mbpd	2010: Reactivación del desarrollo intermedio

1.3 Cuenca Tampico-Misantla.

La Cuenca Tampico-Misantla tiene una extensión de 50,000 kilómetros cuadrados incluyendo su parte marina, y es la cuenca productora de aceite más antigua de México (Figura 4). La actividad exploratoria inicia en esta cuenca en 1904 descubriendo la provincia de Ébano- Pánuco, que ha producido más de 1,000 millones de barriles de aceite pesado a partir de rocas calcáreas del Cretácico Superior.

La Faja de Oro está constituida por una porción terrestre y una marina; bordeando los arrecifes se acumularon sedimentos de talud provenientes de la erosión del propio arrecife, conocidos como formación Tamabra, donde fueron descubiertos los campos Poza Rica, Jiliapa y Tres Hermanos, entre los más importantes. En esta cuenca, al Occidente de la Faja de Oro, se desarrolló el Paleocanal de Chicontepec, cubriendo un área de 3,000 kilómetros cuadrados. El paleocanal está constituido por sedimentos siliciclásticos del Paleoceno y Eoceno principalmente.

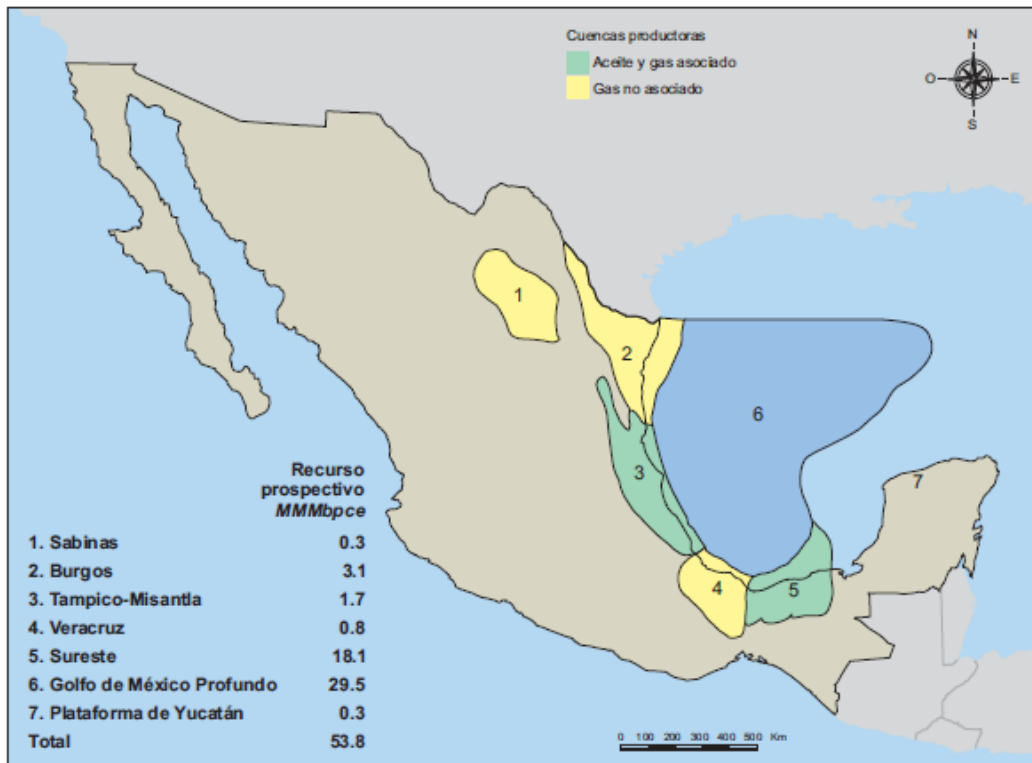


Figura 4 – Distribución de los recursos prospectivos de México

1.4 Geología estructural.

La evolución estructural de área está ligada a la apertura del Golfo de México de edades Triásico Inferior y Jurásico Superior. Los elementos al oeste de Tamaulipas – Constituciones caen en dirección norte formando pequeñas depresiones, tipo medio grano. Sobre éstas se depositan sedimentos clásticos continentales en forma de gruesas cuñas, configurando una estructura general en forma de rama sobre la que se depositan las rocas sedimentarias de ambiente marino somero del Jurásico Superior.

De estas formaciones, el yacimiento más importante por su producción y reserva es la formación Jurásico de San Andrés cuya producción máxima del campo se alcanzó en 1961 con 25.5 Mbd. (Figura 5).

1.5 Estratigrafía local.

Por las columnas atravesadas de los pozos perforados, se ha identificado que las rocas más antiguas corresponden a un basamento granítico-granodiorítico de edades del pérmico al Triásico, cubierto de manera discordante por conglomerados basales de edad pre-Jurásico Superior.

En el Jurásico Superior Kimmeridgiense se depositan las formaciones San Andrés y Chipoco de ambientes de plataforma y talud, respectivamente. La formación San Andrés, en su parte productora, está constituida por grainstone de oolitas depositados en ambientes someros de plataforma, e infrayace a la formación Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano.

Para el Cretácico Inferior, se deposita la formación Tamaulipas Inferior (ambiente de cuenca), la cual se compone de una secuencia de mudstone a wackestone y en ocasiones, de packstone éste por la formación Tamaulipas Superior y en seguida se deposita, concordantemente, el Cretácico Superior representado por las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

Durante el Terciario se depositan de manera concordante las formaciones arcillosas y arcillo-arenosas denominadas Velasco y Aragón, dentro del Paleoceno y Eoceno, respectivamente. Sobre ellas en forma discordante, se depositaron las formaciones Palma Real Inferior, Palma Real Superior y Mesón del Oligoceno. Toda la columna está cubierta en forma discordante por los sedimentos de relleno del Reciente.



Figura 5 – Columna Geológica

1.5.1 Trampa

Para los yacimientos del Jurásico Superior, la trampa es de tipo combinada producto de la tectónica extensiva de apertura que dio origen a los depósitos jurásicos. Para los yacimientos del Cretácico, la trampa es considerada de tipo estructural. Sin embargo, por estudios recientes de microscopio electrónico se puede observar que el factor principal para el flujo de hidrocarburos es la microporosidad existente en este tipo de rocas, lo que conduce a considerarla una trampa estructural-estratigráfica.

1.5.2 Roca generadora

De acuerdo a los estudios geoquímicos realizados, se consideran como rocas generadoras de aceite a los cuerpos arcillosos y calcáreo-arcillosos de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, depositadas durante el Jurásico Superior.

1.5.3 Sello

El yacimiento Areniscas del Jurásico Superior tiene un sello formado por arcillas intraformacionales y calizas compactas de la formación San Andrés.

Para el yacimiento Areniscas del Jurásico San Andrés actúan como roca sello los sedimentos arcillosos de la formación Pimienta. El Tamaulipas Inferior B tiene como sello las calizas compactas de la misma formación. El Tamaulipas Inferior A tiene como sello a los sedimentos arcillosos y arcillo-calcáreos del Horizonte Otates.

Para el Yacimiento Tamaulipas Superior actúa como sello las formaciones calcáreo-arcillosas del Cretácico Superior.

1.5.4 Yacimiento

El yacimiento del Jurásico Superior Areniscas está constituido por areniscas, con una porosidad promedio del 12 por ciento, de tipo intergranular, con una permeabilidad promedio de 6 milidarcies y un espesor neto de 35 metros, mientras que la saturación de agua es del 31 por ciento con una salinidad de 120000 partes por millón.

El yacimiento está sujeto a un empuje por gas disuelto. La presión original es de 220 kg/cm². La temperatura a la profundidad de yacimiento es de 92 grados centígrados. El aceite producido tiene una densidad de 18 grados API.

El yacimiento con mayor reserva actual es el Jurásico San Andrés. Se encuentra constituido principalmente por una caliza de oolitas y pelletoides, con porosidad primaria promedio del 14 por ciento y una permeabilidad promedio de 4

mildarcies. El espesor neto impregnado promedio es de 40 metros, con una saturación de agua del 18 por ciento, y una salinidad de 100000 partes por millón.

Este yacimiento está sujeto a un empuje por gas disuelto y un mecanismo de mantenimiento de presión por inyección de agua. La presión original es de 215 kg/cm². Su temperatura es de 90 grados centígrados. La densidad del aceite producido es de 18 grados API.

En el Cretácico Inferior se encuentran presentes 2 yacimientos carbonatados, uno en la cima denominado Tamaulipas Inferior A y otro en su base, el Tamaulipas Inferior B. Ambos yacimientos están constituidos por un wackestone de microfósiles, de color gris oscuro, que gradualmente pasa a packestone de intraclastos de color café claro y gris claro.

Para el Tamaulipas Inferior B, el espesor neto impregnado es de 8 metros, con una saturación de agua de 43 por ciento, y una salinidad de 80000 partes por millón. El yacimiento tiene un empuje por gas disuelto, con una presión original de 184 kg/cm². Su temperatura es de 73 grados centígrados. El aceite tiene una densidad de 15 grados API.

El yacimiento Tamaulipas Superior de edad Cretácico Medio, está constituido por una caliza densa de microfósiles naturalmente fracturada, con un espesor neto impregnado de 16 metros, porosidad de 13 por ciento, saturación de agua de 28 por ciento, y permeabilidad de 3 mildarcies. La temperatura del yacimiento es de 59 grados.

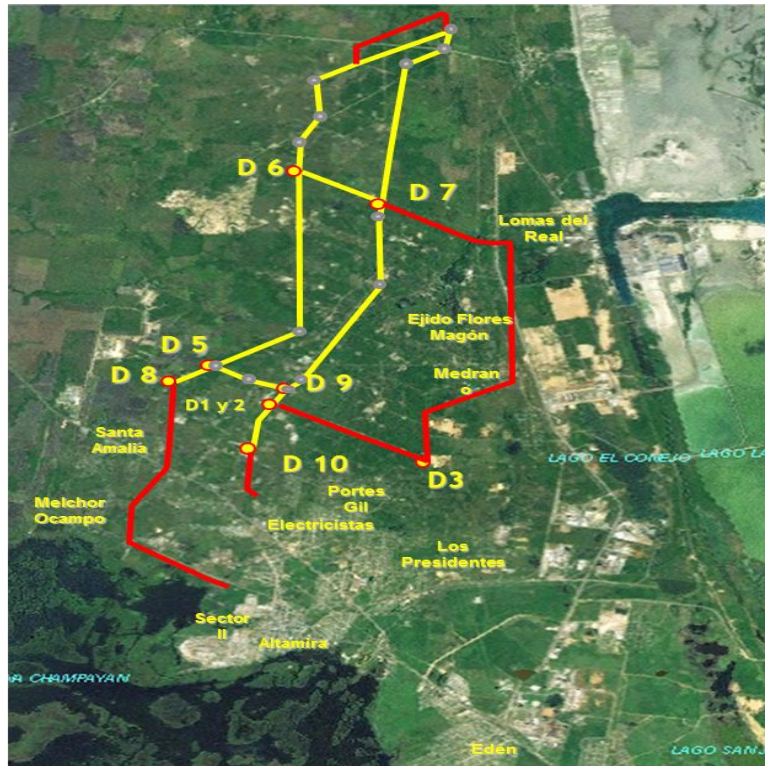
1.6 Sistemas Artificiales en el Campo Tamaulipas- Constituciones.

Debido a la caída de presión en el Campo Tamaulipas-Constituciones (TC), fue necesario implementar un sistema artificial de producción, por las características del yacimiento.

1.6.1 Bombeo Neumático.

Se consideró que la mejor opción era el Bombeo Neumático (BN); en la década de los 70's se construyó la Red de BN que constaba de 43.08 Km. de gasoductos de 10", 8" y 6" de diámetro (Figura 6).

Ante el crecimiento de la zona urbana, durante los años 2005 a 2008 se eliminó parte de la red de BN que representaba un riesgo potencial para la población; eliminando 21.38 Km; A inicios del año 2012 el campo TC contaba con 157 pozos operando con Sistema Artificial de BN ubicados en 50 Ramales; los cuales están ligados al anillo de la red de BN. La red operaba con un volumen de 27 mmpcd de Gas Húmedo Amargo y una presión de 50 kg/cm²; actualmente opera con un volumen de gas de 19.026 mmpcd y una presión de 50 kg/ cm². (Figura 7).



- Gasoductos fuera de operación
- Gasoductos operando

Figura 6 – Red de BN. Campo Tamaulipas - Constituciones



Figura 7 – Cabezal de Inyección de gas para pozos de BN

1.6.2 Bombeo Mecánico

En la década de los 80's se introdujo el BM con 5 UBM Convencionales propiedad de Pemex, sin embargo como se contaba con la red de BN y no se tenían problemas de mancha urbana, se continuo con la operación del BN; años más tarde a finales de los 90's se introdujeron las primeras unidades Tieben propiedad de la compañía Oilpach con las cuales se trabajó mediante la modalidad de renta por la operación de UBM (Figura 8) , instalándose estas en la parte sur (área Tamaulipas), lugar donde se acrecentó la mancha urbana.

Actualmente el campo opera con un total de 201 pozos de bombeo mecánico de los cuales únicamente 9 unidades son propiedad de PEP y el resto son a través de contratos de servicio para la instalación y operación de UBM; estos contratos tienen diversos alcances, entre los que se destaca el suministro de aparos de BM, refaccionamiento para las unidades de PEP y monitoreo de pozos a través de telemetría; con este último punto se acortan los tiempos de producción diferida, debido a que las fallas en la UBM se atienden casi de manera inmediata, sin la necesidad de tener un operador fijo en el pozo. (Figura 9).

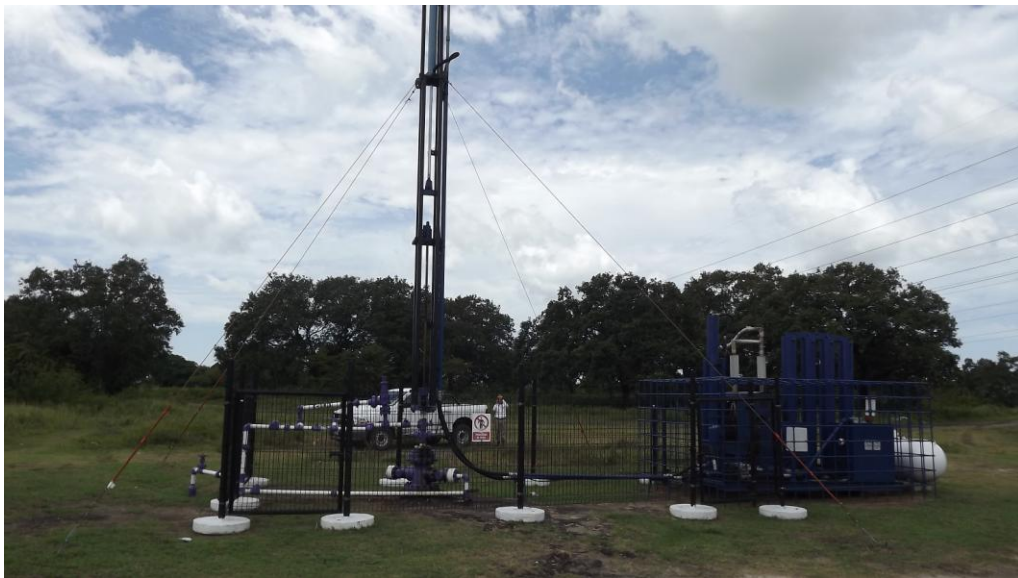


Figura 8 – Unidad Tieben de BM (renta)



Figura 9 –Unidad Convencional de BM (renta)

1.6.3 Bombeo Hidráulico.

En el año 2011, se probaron nuevas tecnologías en el ámbito de sistemas artificiales, como fue el caso del BM con tubería flexible, el cual no tuvo éxito debido a la alta viscosidad que presenta el aceite. Posteriormente a finales de este año, se probó el Bombeo Hidráulico tipo Jet en la terminación de los pozos nuevos, este último sistema tuvo mejores resultados, sobre todo en aquellos pozos del área norte donde no se tienen problemas de alta viscosidad en el crudo. (Figura 10).



Figura 10 – Bombeo Hidráulico

En resumen el campo cuenta con un total de 880 pozos perforados, de los cuales a producción se tienen pozos fluyentes y con tres tipos de sistemas artificiales (bombeo mecánico, bombeo neumático e hidráulico) a continuación se describen en Tabla 2, Figura 11 y 12 del estado general de los pozos en el campo.

Tabla 2 – Pozos productores operando

Sistema	Pozos	Qo (bpd)
BM	201	5,208
BN	113	2,721
FL	53	1,429
BH	22	859
Totales	389	10,217

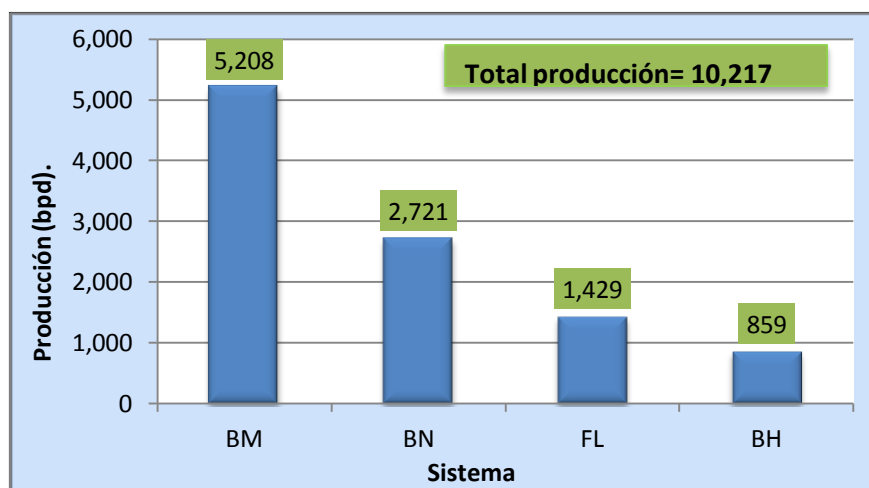


Figura 11 – Producción por sistema

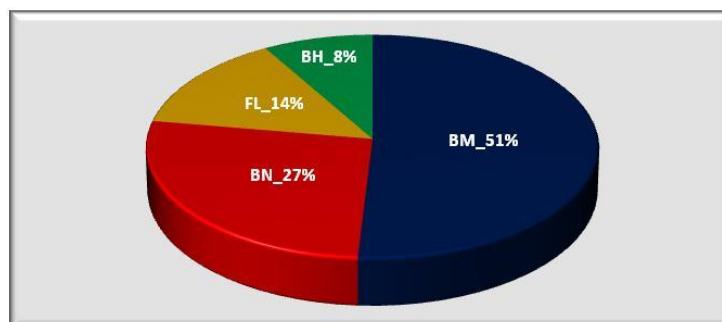


Figura 12 – Porcentaje de producción aportado por sistema

2. ANTECEDENTES PARA EL DISEÑO

2.1 Objetivo

El objetivo es proporcionar un diseño óptimo de bombeo mecánico para el reacondicionamiento de un pozo con equipo TRP (Terminación y Reparación de Pozos), bajo las condiciones actuales de explotación para ello se necesitan conocer los parámetros o criterios de selección tanto de las bombas como de las varillas así como de la unidad de Bombeo. En este caso el pozo en cuestión es el Constituciones 239.

2.2 Ubicación del pozo Constituciones 239 ⁷

El pozo Constituciones 239, está en el estado de Tamaulipas, en el municipio de Altamira. Se encuentra entre los pozos Constituciones 236, Constituciones 236D, Constituciones 241, Constituciones 241T, Constituciones 232, Constituciones 232D, Constituciones 237, Constituciones 237D y Constituciones 290, pertenece al Campo Tamaulipas-Constituciones (Figura 13). Tiene una profundidad total de 1821 [m], y una profundidad interior de 1699 [m], la producción del pozo se aloja en la Batería 7 Constituciones; así mismo posee una producción promedio de 30 [BPD] de aceite, con una densidad de 15 grados API.



Figura 13 – Plano de ubicación Geográfica

2.3 Resumen de Perforación y Terminación.

A continuación se mencionara en la Tabla 3 de forma cronológica los acontecimientos más importantes del pozo desde su perforación, terminación y sus últimas intervenciones. Es importante señalar que es un pozo de más de 60 años en producción, por ello solo se consideran los aspectos más destacados.

Tabla 3 – Tabla de intervenciones del pozo Constituciones 239.

CONSTITUCIONES 239		
Evento	Fecha	Observaciones
Perforación	Enero 1961	Fue perforado con una profundidad de 1821.5 m, con una TR 6 5/8".
Terminación	Enero 1961	Se termino con el intervalo productor 1794- 1804 m, posterior se estimulo con 4 m3, con una producción inicial de 377 [BPD].
CBM	Abril 2003	Donde bajo Aparejo de Bombeo Mecánico a 1269 [m], donde anclo bomba de inserción de 25-200-RHBM-18-5-4, con 85 varillas de 3/4", 75 varillas de 7/8", con una producción inicial bruta de 120 [BPD].
RBM	Diciembre 2011	Recupero ABM a superficie, posterior bajo ABM de la siguiente manera: Ancla Mecánica a 1680 m, Bomba de inserción 25-200-RHBM-24-5, 85 varillas 3/4", 75 varillas 7/8", 72 varillas 1". Con una producción inicial bruta de 100 [BPD].
RBM	Junio 2012	Con el fin de restablecer la producción del pozo se intervino debido a que presento el problema de varillas desprendidas, posterior recupero ABM a superficie y bajo ABM de la siguiente manera: bajo y anclo Empacador para TR 6 5/8" a 1287 m, Bomba de inserción de 25-200-RWBM/AC-24-5 ' a 1277.60m., 57 varillas de 3/4", 56 varillas de 7/8", 53 varillas de 1". Con una producción inicial de 101 [BPD].

2.4 Histórico de producción.⁷

El pozo constituciones 239 ha tenido una producción constante a lo largo de su vida productiva, es decir no ha detenido su producción de hidrocarburos con excepción de fallas subsuperficiales tales como, rotura de tubería de producción, rotura de varillas de bombeo mecánico, bomba desanclada, bomba rota. etc.

2.4.1 Producción Bruta.

La producción bruta del pozo constituciones 239 considera aceite y agua; este fenómeno se debe a que en el Campo Constituciones-Tamaulipas se realizó recuperación Secundaria con inyección de agua, por ello no es raro encontrar altos cortes de agua con valores que van desde los 77 [BPD], hasta los 283 [BPD]. Después de su intervención en Junio de 2012, se nota un incremento en la producción bruta; pero este fenómeno se presenta debido a la recuperación del nivel dinámico del pozo, por lo consiguiente cuando se desaloja el fluido tanto de control como el hidrocarburo del pozo, se nota la tendencia a la estabilización y la declinación del mismo. (Figura 14).

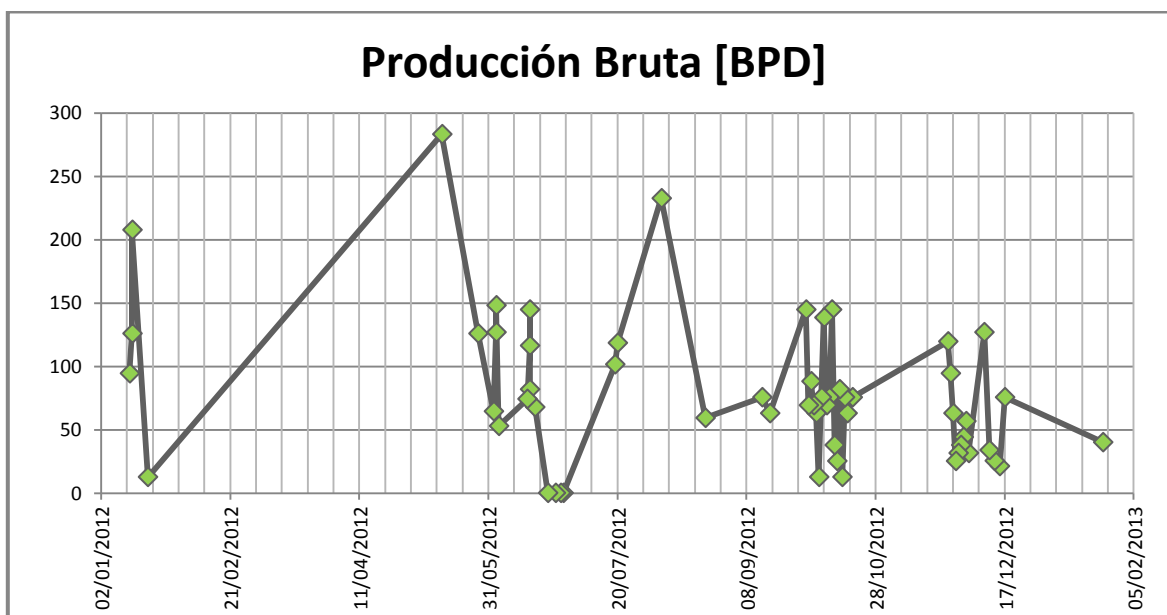


Figura 14 – Histórico de Producción del pozo Constituciones 239 (2012), Producción Bruta [BPD].

2.4.2 Porcentaje de Agua.

El porcentaje de agua del pozo es en promedio de 57 [%], alcanzando valores de hasta el 100 [%], esto debido a que la unidad de bombeo mecánico operaba con 5 emboladas por minuto. Como una medida de optimización se propuso que se bajaran las emboladas por minuto y se aumentara la carrera de 100" a 120" con el fin de evitar la producción de agua, la cual disminuyó considerablemente hasta un 40 [%], después de la intervención del pozo no se tomo muestra debido a que esta seria del fluido de control [100 %], posteriormente se observa en la Figura 15, que se mantiene el corte de agua debido a que se mantienen las condiciones de operación de la unidad de bombeo mecánico, es decir 3 emboladas por minuto y una carrera de 120".

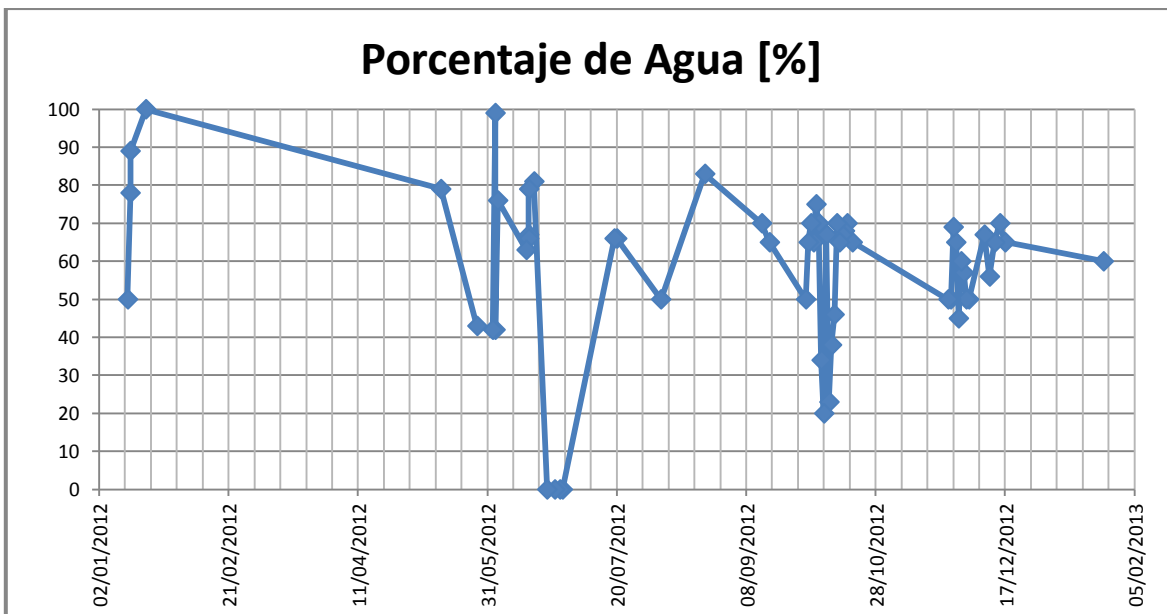


Figura 15 – Histórico de Producción del pozo Constituciones 239 (2012), Porcentaje de Agua [%].

2.4.3 Producción Neta.

La producción neta se define como la producción libre de agua y de gas es decir el hidrocarburo que realmente produce el pozo, en el caso de pozo Constituciones 239, la producción promedio es de 30 [BPD], siendo la máxima 116 [BPD] la cual se alcanzó después de la intervención de Junio de 2012, como se observa en la Figura 16, la producción se mantiene, pero en los últimos meses comienza la declinación natural del pozo.

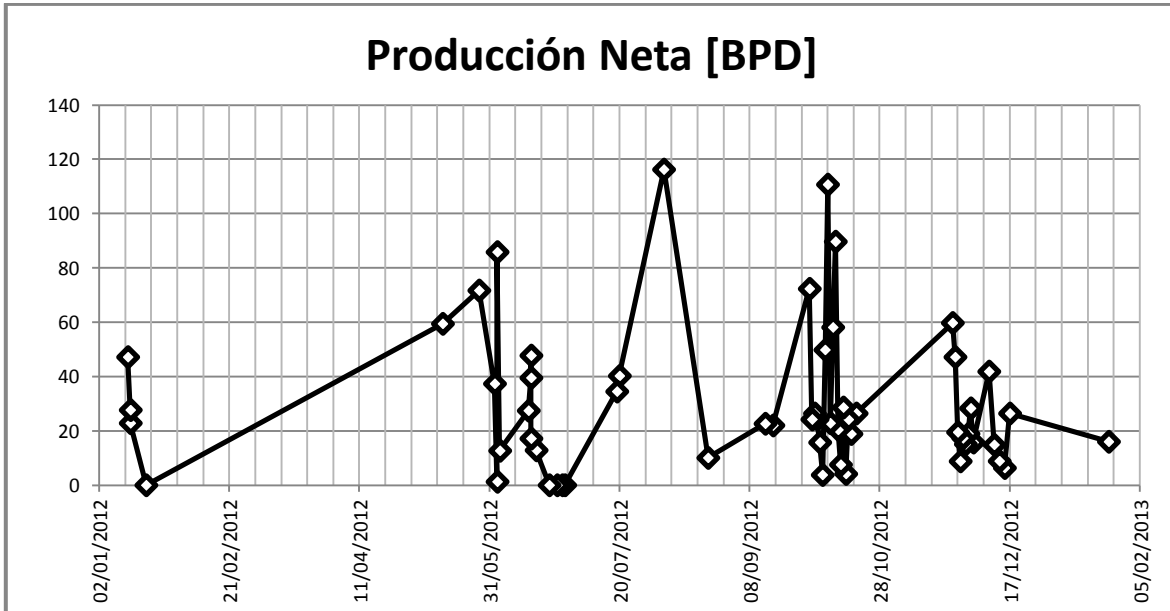


Figura 16 – Histórico de Producción del pozo Constituciones 239 (2012), Producción Neta [BPD].

2.5. Estado Mecánico.⁷

El pozo contiene un sencillo fluyente, debido a que el pozo presenta producción de gas, en la intervención de Junio de 2012, se instalo en el pozo un separador de gas genérico como se muestra en la Figura 17, así como un arreglo 86 de varillas de bombeo mecánico, de grado D, una bomba de inserción 25-200-RWBM/AC-24-5.

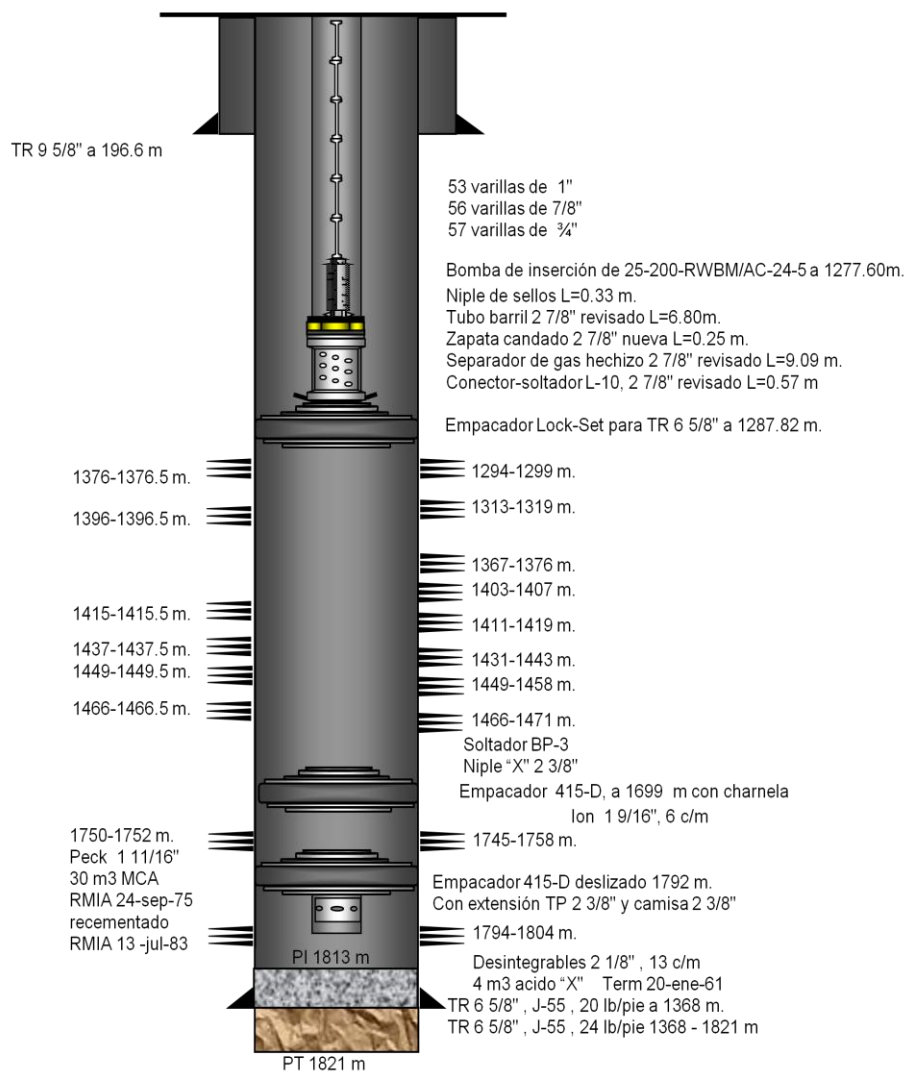


Figura 17 – Estado Mecánico después de RBM del pozo Constituciones 239 (2012).

2.6 Justificación de Diseño.

Para esta propuesta de diseño, se revisaron los problemas habituales que presentan en el campo, relacionados con los fluidos que producen y la durabilidad de las bombas, así como también, los inconvenientes operativos que se pueden mitigar con una buena selección.

Las bombas de inserción encuentran dificultades en su funcionamiento ante la presencia de:

- Gas libre
- Aceites viscosos
- Arena
- Incrustaciones
- Severa corrosión

2.6.1 Gas libre.¹³

Generalmente cuando la producción es baja, alta relación gas- aceite (RGA) y la escasa presión de fondo, producen bloqueos de bomba y esto significa que se ha alojado gas entre el pistón y la válvula fija lo cual no permite el desplazamiento de líquido, porque al ser el gas compresible y no alcanzar su presión máxima para abrir la válvula viajera, opera como si fuera un resorte, se comprime y se descomprime hasta que varíe la presión existente entre las dos válvulas de las bombas.

Para que ello ocurra, se deberá aumentar la presión por debajo de la válvula fija para que esta se abra, o hacer lo propio por debajo de la válvula viajera con la intención de que la válvula viajera comience a trabajar.

Para encontrar una solución, se disminuye la distancia entre el pistón y la parte inferior de la bomba haciéndola golpear. Es importante tener cuidado con esta maniobra pues se le puede dañar seriamente a la bomba, y el objeto es solamente conseguir el menor espacio posible en el punto muerto inferior del ciclo de bombeo para obtener la máxima presión. No se puede hacer en las bombas de tubería solo en las bombas de inserción.

El efecto mecánico del golpe es absolutamente inoperante. Tal limitación está dada porque la cupla de la varilla de recorrido hace tope contra la guía y consecuentemente el pistón no viajara más abajo. El arreglo al espacio nocivo debe de programarse en el taller de bombas durante el montaje de la misma.

Si el pozo continúa sin producir por el bloqueo, el nivel subirá, por consecuencia aumentara la presión debajo de la válvula fija y esta se abrirá, permitiendo la entrada de líquido, eliminando de tal forma el bloqueo. Otra práctica es agregar agua o petróleo entre las columnas para acelerar el desbloqueo.

Otra alternativa es modificar el régimen de bombeo, aumentando la carrera de la unidad de bombeo para mejorar la relación de compresión en la bomba y disminuyendo las emboladas por minuto (EPM) para aumentar el tiempo de llenado.

La otra alternativa, es disminuir la presión por encima de la válvula viajera y para lograrlo, se puede instalar un dispositivo anti-bloqueo resolviendo el problema mecánicamente.

La ubicación de de la bomba por debajo de la zona que aporta gas o la utilización de los separadores especiales de gas de fondo también es una alternativa válida en algunos casos. El criterio de selección debe aplicarse en todas las posibilidades para mejorar, antes de ejecutar la intervención al pozo.

2.6.2 Aceites viscosos.¹³

En algunos campos es un problema frecuente y se presenta porque la viscosidad a nivel de fondo del pozo puede ser alta, por las propias condiciones físicas del petróleo o bien por la formación de emulsiones. Estas emulsiones (mezcla de dos líquidos no miscibles, uno de ellos disperso dentro del otro en forma de muy pequeñas gotas) se pueden formar en la profundidad de la bomba o en filtros de la misma al producirse la mezcla íntima del petróleo con el agua.

Las consecuencias podrán ser, alta presión en el sistema, falta de llenado de la bomba o problemas en el deslizamiento del pistón hacia abajo y excesos de carga en su ascenso, entre otras.

Otras situaciones asociadas se provocan por la presencia de parafinas, que al bajar la temperatura por debajo del punto de fusión tienden a solidificarse y separarse del líquido, seguido de un efecto de cohesión (agrupamiento de cristales) y adhesión (fijación de las paredes). Se pueden depositar en la tubería y provocan altas presiones de bombeo y elevadas pérdidas de carga.

Otra causa que puede provocar la precipitación de parafinas es la caída de presión, debido a que las porciones volátiles livianas del crudo se evaporan, la temperatura se reduce debido a la expansión y disminuye la solubilidad de las parafinas en el petróleo.

Estas situaciones, que se pueden dar a la profundidad de la bomba, esto provocara una gran resistencia al movimiento del pistón pero todo el sistema se verá afectado por elevadas sobrecargas.

Se presentaran síntomas tales como elevadas presiones en boca de pozo, necesitan de calefacción en los puntos entremedios en la línea de conducción.

2.6.3 Arena.¹³

Al aporte de la arena de extracción de petróleo origina inconvenientes diversos a lo largo de la explotación de los pozos debiéndose estudiar las variables o condiciones que se presentan.

Las arenas que producen los pozos pueden ser decantables, que se pueden acumular en el fondo del pozo hasta obstruir el aporte de alguna capa o hasta incluso aprisionar la TR cuando la zapata esta debajo de las perforaciones. O pueden ser no-decantables, es decir que viajan con el fluido producido, por lo que deben pasar por la bomba originando el deterioro de la misma o el aprisionamiento del pistón.

Además del desgaste prematuro, este problema produce también atascamientos entre la bomba y la tubería que la aloja, impidiendo el desclave de la misma o bien el atascamiento del pistón contra el barril o la camisa.

También y generalmente atribuido a problemas de gas se presenta en la canalización de los asientos de las válvulas. En algunas ocasiones los granos de arena no son homogéneos, por lo que será conveniente la instalación de pistones de anillos blandos y flexibles de tal manera que se impida el atascamiento aunque el desgaste será mucho mayor por la abrasividad de la arena.

El otro atascamiento que impide la extracción de la bomba de la tubería, se soluciona instalando una bomba con asiento superior. De esta forma el fluido sale inmediatamente después del asiento y no permite la deposición de arena, pero esta técnica tiene limitación, la profundidad.

Otro inconveniente que puede ser corregido en gran medida es en el asiento de las válvulas donde al apoyarse la bola sobre un grano de arena, el fluido pasa a gran velocidad por esa pérdida produciendo el rápido desgaste del asiento.

Si bien no es de uso común puede estudiarse la instalación de filtros o bien levantar la posición relativa de la tubería de producción para permitir que la arena se decante en el fondo del pozo, teniendo cuidado en aquellos de bajo potencial no perder producción que económicamente no convenga.

2.6.4 Incrustaciones.¹³

Generalmente se trata de deposiciones de carbonato de calcio en lugares perfectamente identificados, donde se producen caídas de presión. Minimizando esta situación es posible prolongar la vida de la bomba y se hace estudiando el punto crítico y buscando soluciones tales como instalar válvulas de mayor diámetro o más de una válvula para que la depresión se produzca escalonada. El tratamiento con inhibidores químicos de incrustaciones, también puede resultar económico.

2.6.5 Severa corrosión.¹³

La corrosión es el deterioro que sufren los metales al ser atacados por diversos agentes químicos. Para que exista corrosión es necesario que se establezca una corriente eléctrica entre dos zonas de una superficie metálica en contacto con un electrolito como el petróleo o el agua. Se identifican dos electrodos entre los que circulara una corriente, un ánodo y cátodo. La desintegración generalmente se produce en la zona que desempeña el papel de ánodo.

Existen diseños especiales de bombas construidas con materiales resistentes a la corrosión por ataque químico, como por ejemplo barriles de latón o barriles tratados internamente, como los cromados, en los que en su interior se deposita una fina capa de cromo duro.

También es posible usar válvulas de carburo de tungsteno, jaulas con guías postizas, pistones metalizados y muchos otros accesorios que están en el mercado. Por lo tanto identificando el problema, requerirá un análisis especial de ingeniería para utilizar la recomendación más adecuada, ya que problemas de este tipo que, en su mayoría son graves, dejan de ser un problema hidráulico o mecánico para pasar aun químico.

El sulfuro de hidrogeno y el dióxido de carbono, (acido y dulce), son los principales responsables de los ataques a loa metales pero algunos componentes de las bombas se fabrican en “Stelite” que es una aleación de cromo cobalto y tungsteno, inalterable. No hay dudas que también en casos extremos se encontraran soluciones disponibles pero debe considerarse el aspecto económico en cada caso particular.

3. DISEÑO PROPUESTO.

3.1 Antecedentes.⁴

Para la intervención se utilizará el equipo de Terminación y Reparación de Pozos (TRP), con el cual se cambiará la tubería de producción. Debido a que en el pozo Constituciones 239 tiene como problema más común la interferencia de gas o el candado de gas, el cual es responsable en un 80 % de la eficiencia de la bomba, se presentan problemas relacionados a la eficiencia de la bomba. La interferencia de gas presente en las bombas, reducen la eficiencia debido a la gran cantidad de liberación de gas que no logra empacarse completamente en la TP, ocasionado periodos de interrupción de la producción en el pozo.

En esencia demora la apertura de la válvula viajera, ya que una buena parte de la carrera descendente se emplea en comprimir el gas alojado en el barril de la bomba. Lo que genera una reducción en la producción o en el peor de los casos que no exista producción. Por lo que se ha considerado que la opción más efectiva es la implementación de una combinación de tuberías, niples, etc.

Esta combinación por efecto de choque liberará el gas disuelto en el aceite y así se evitará el problema de interferencia de gas, por consiguiente se evita el engasamiento o bloqueo total de la misma. En base al análisis de las Cartas dinámicas se llevo a cabo un diagnóstico, el cual presentaba interferencia de gas como se muestra en la Figura 18.

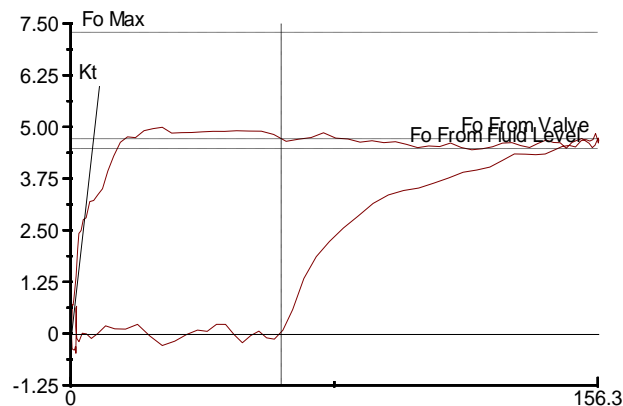


Figura 18 – Carta Dinamométrica del pozo Constituciones 239 (2012).

3.2 Combinación para el Separador de Gas.

De acuerdo con el diagnóstico anteriormente descrito, se decidió instalar los siguientes accesorios para evitar el efecto de interferencia de gas, el cual se ha empleado en el campo con anterioridad y ha demostrado ser la solución más efectiva y la de menor costo, para ello se utilizará el equipo de TRP (Terminación y Reparación de Pozos) debido a que se tendrá que sustituir tubería de producción para implementar la combinación para el separador de gas de la forma siguiente:

- Empacador
- 1 Niple de asiento (Con válvula de pie)
- Zapata conectora
- 1 Tramo de TP 2 7/8"
- Niple perforado con Tapón ciego
- Combinación 2 7/8" a 3 1/2"
- 2 Tramos de TP 3 1/2"
- Combinación 3 1/2" a 2 7/8"
- Niple Perforado 2 7/8"
- Zapata Candado 2 7/8" con extensión 1 1/2" x 12 [m]
- Tubo Barril
- Niple sellos

3.2.1 Diseño.¹²

Con ayuda del programa comercial Rodstar utilizado en el Campo Tamaulipas-Constituciones para el diseño del equipo subsuperficial que se desea instalar en el pozo Constituciones 239. Rodstar es un programa potente y fácil de utilizar para simular y diseñar el sistema de bombeo mecánico del pozo Constituciones 239 (Figura 19). Con Rodstar se realizó la simulación con la unidad, las varillas y la bomba existente, pero el diseño se realizó con bomba y varillas nuevas, la unidad es la misma (Figura 20). Se trata de una herramienta que se puede utilizar para comparar las unidades de bombeo, velocidad de bombeo, tamaños de émbolo, varillas, tipos de motor, etc.

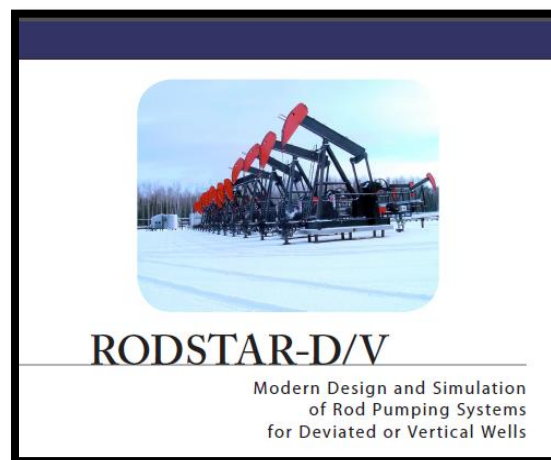


Figura 19 – Rodstar

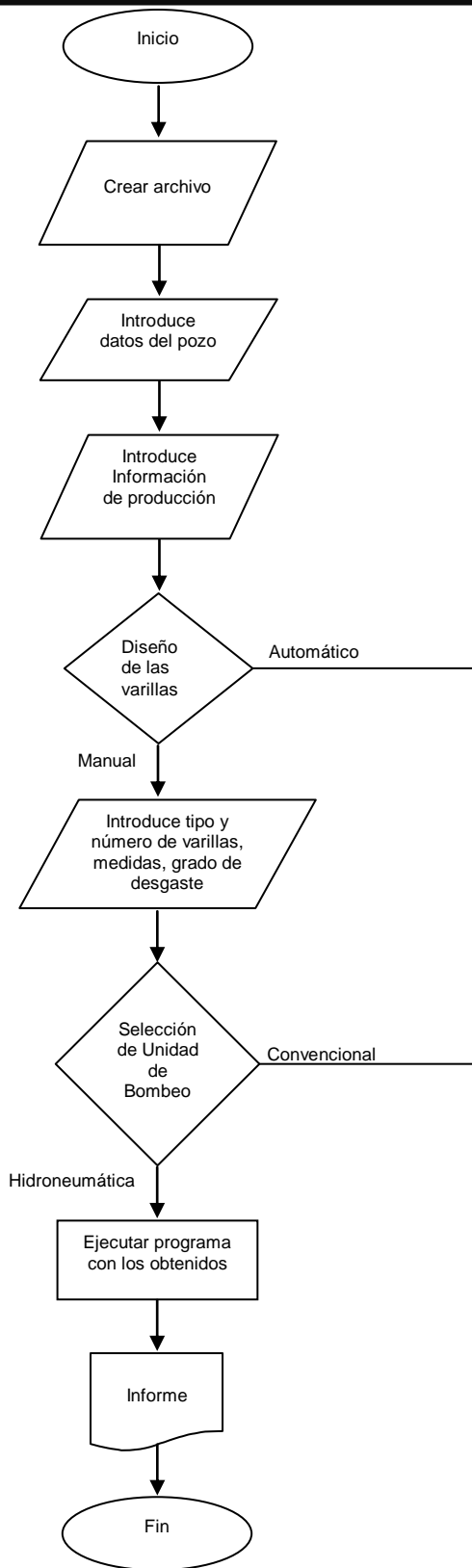


Figura 20 – Diagrama de flujo de Rodstar

Para diseñar el sistema de bombeo mecánico se creó un archivo como se muestra en la Figura 21. La ventana muestra los iconos de la barra de herramientas más comunes que necesita para comenzar a utilizar Rodstar. A continuación se abrirá la ventana de inicio (Figura 22) y se introducirá la información necesaria del pozo como nombre del pozo, usuario del programa, condiciones de la bomba (bomba llena, interferencia de gas, golpe de fluido), la eficiencia de la bomba, etc.

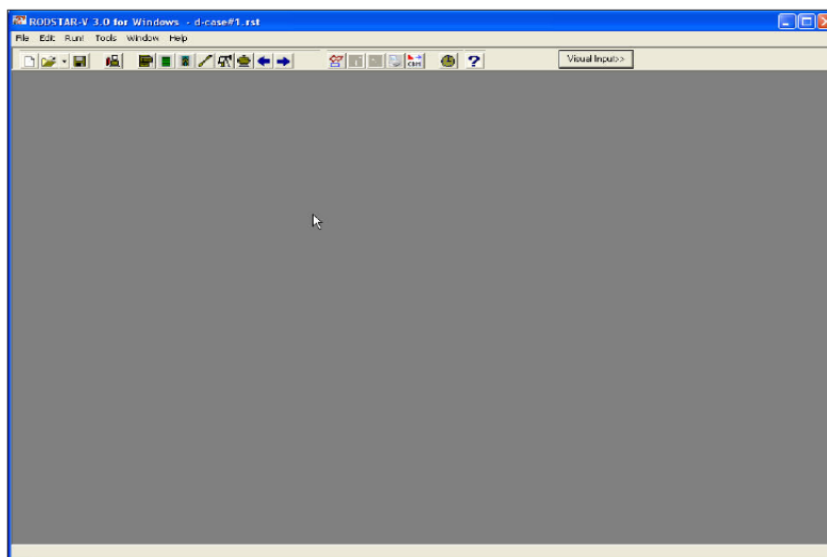


Figura 21 – Ventana de inicio de Rodstar

Otro aspecto importante que se pide en esta ventana es la profundidad en la que se asentará la bomba, presión en tubería de revestimiento y de producción que tiene el pozo así como el corte de agua y algo que es de suma importancia la densidad del fluido. En la tabla 4 se muestran las condiciones empleadas que se introdujeron en el programa Rodstar para el diseño propuesto para el pozo Constituciones 239, las cuales se obtuvieron del estado mecánico actual del pozo y de las muestras tomadas antes de la intervención.

Company name: <input type="text" value="Mejor 1"/>	Date: <input type="text" value="Monday, March 27, 2006"/>
Well name: <input type="text" value="Test1"/>	Pump depth (ft): <input type="text" value="6000"/>
User name: <input type="text" value="JGS"/>	Run time (hrs/day): <input type="text" value="24"/>
Comment: <input type="text"/>	Stuffing box friction (lbs): <input type="text" value="100"/>
	Pump load adjustment (lbs): <input type="text" value="0"/>
Pump condition: <input checked="" type="radio"/> Full pump <input type="radio"/> Fluid pound <input type="radio"/> Gas interference <input type="radio"/> Calculate pump condition and fillage	Tubing pressure (psi): <input type="text" value="50"/> Casing pressure (psi): <input type="text" value="50"/> Water cut (%): <input type="text" value="90"/> Water specific gravity: <input type="text" value="1"/> Oil gravity (API °): <input type="text" value="18"/> Fluid specific gravity: <input type="text" value="0.9346"/>
Pump efficiency (%): <input type="text" value="85"/> Pump fillage (%): <input type="text"/>	

Figura 22 – Información del pozo

Tabla 4 – Información del pozo Constituciones 239.

Información del Pozo	
Nombre de la compañía	Pemex
Nombre del Pozo	Constituciones 239
Nombre de usuario	Edgar Arias Trujano
Condiciones de la Bomba	Bomba llena
Eficiencia de la Bomba	50%
Diámetro de la bomba	2"
Profundidad de la Bomba	1256[m]
Presión en la Tubería de Revestimiento	150[psi]
Presión en la Tubería de Producción	140[psi]
Corte de Agua	57%
Densidad Especifica del agua	1
Densidad del Aceite (°API)	15

El nivel dinámico de pozo el cual es tomado antes de cada intervención con el ecómetro nos arroja el dato de 1000 [m] es decir que el pozo tiene una sumergencia de 260 [m]. En la Figura 23 se muestra la ventana en la cual se introduce este dato de suma importancia en el diseño, pues sin nivel dinámico, no tiene sentido implementar el sistema artificial en el pozo.

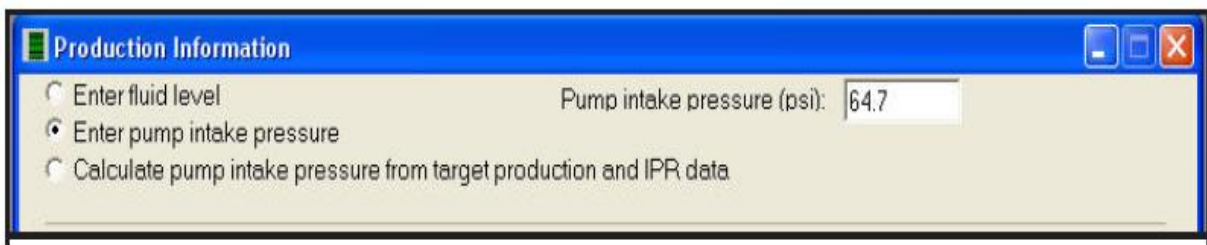


Figura 23 –Selección del Nivel dinámico del Pozo.

La ventana siguiente (Figura 24) es para el diseño de las varillas, las medidas (3/4", 7/8", 1") el grado de acero etc. Rodstar es capaz de hacerlo automáticamente o deja que el usuario lo haga manualmente en este caso se hizo manual de la siguiente manera:

- Varillas nuevas (factor de servicio igual a 1).
- 95 varillas de 3/4" con una longitud de 719 [m] y 70 de varillas 7/8" con una longitud de 530[m].
- Clasificación API de Grado D (Carbón y Níquel).

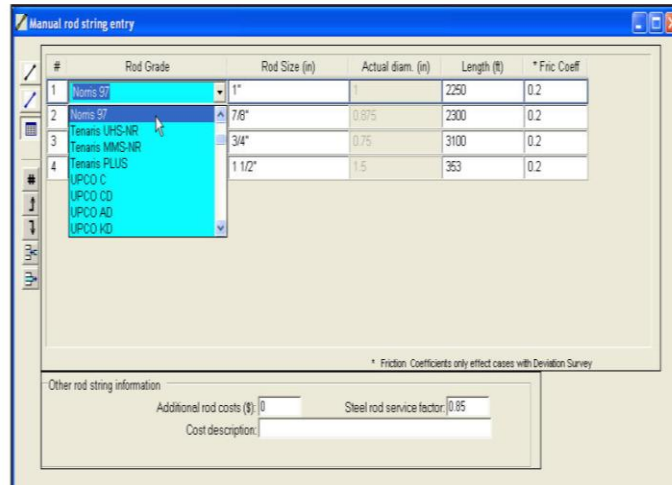


Figura 24 –Diseño manual de varillas del Pozo.

Por último se seleccionó la unidad de Bombeo, Rodstar tiene un catalogo muy amplio de las unidades más utilizadas (convencionales, hidroneumáticas, etc.) en el mercado no sólo en México si no las que se usan en el resto del mundo, las cuales tienen condiciones específicas en las que operan ya sea por el peso de la sarta de varillas de bombeo mecánico, torque etc. (Figura 25).

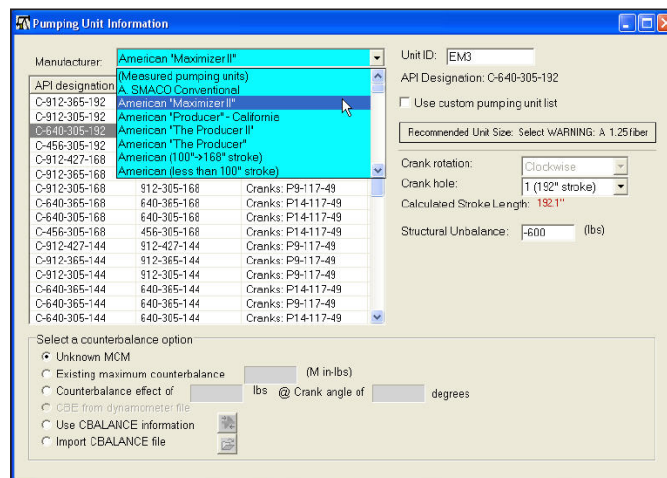


Figura 25 –Selección de la unidad de Bombeo mecánico del Pozo.

Después de introducir todos los datos se ejecuta el programa. Rodstar muestra el informe de salida del pozo Constituciones 239 (Figura 26), el cual contiene datos de producción, cargas y esfuerzos de las varillas, así como también información de la unidad de bombeo mecánico, etc. En la parte inferior le permiten ver la carta dinamo-métrica, el comportamiento de la misma en las diferentes condiciones de operación de la unidad (Figura 27). En la tabla 5 se muestra los resultados obtenidos del pozo Constituciones 239 por el programa y que serán utilizados para la intervención.

INPUT DATA		CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 70% Grade C)	
Strokes per minute: 5	Fluid level (ft from surface): 1282	Production rate (bopd): 181	Peak bot. rod load (lbs): 11293
Run time (hr/day): 24.0	(ft over pump): 2525	Oil production (BOPD): 73	Min. rod. rod load (lbs): 5411
Tubing pres. (psi): 80	Stuf box fr. (lbs): 100	Strokes per minute: 5	MPRL/PRRL: 0.479
Casing pres. (psi): 70	Pol. Rod Diam: 1.5"	System eff. (Motor+Pump): 36%	Unit struct. loading: 26%
		Permissible load HP: 60.6	PSHP / PLHP: 0.06
		Fluid load on pump (lbs): 1799	Buoyant rod weight (lbs): 8038
		Polished rod HP: 3.5	NNo: .076 , Fo/SK: .044
Fluid properties	Motor & power meter	Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED
Water out: 60%	Power Meter Delent	NEMA D motor: 8 HP	
Water sp. gravity: 1	Electr. cost: \$ 0.06/KWH	Single/double cyl. engine: 5 HP	
Oil API gravity: 12.0	Type: NEMA D	Multicylinder engine: 8 HP	
Fluid sp. gravity: 0.9944		Torque analysis and electricity consumption	BALANCED
Compress. index: 3.0		Peak g'box torq: N/A	
		Gearbox loading: N/A	
		Cyclic load factor: N/A	
		Counterbalance weight: N/A	
		Daily electr. use (KWH/day): 84	
		Monthly electric bill: \$155	
		Electr. cost per bbl. fluid: \$0.028	
		Electr. cost per bbl. oil: \$0.070	
		Tubing, pump and plunger calculations	
		Tubing stretch (ins): 0	
		Prod. loss due to tubing stretch (bopd): 0.0	
		Gross pump stroke (ins): 119.7	
		Pump spacing (in. from bottom): 12.6	
		Minimum pump length (ft): 15.0	
		Recommended plunger length (ft): 3.0	
		Rod string stress analysis (service factor: 0.9)	

Figura 26 –Informe de Salida del pozo Constituciones 239.

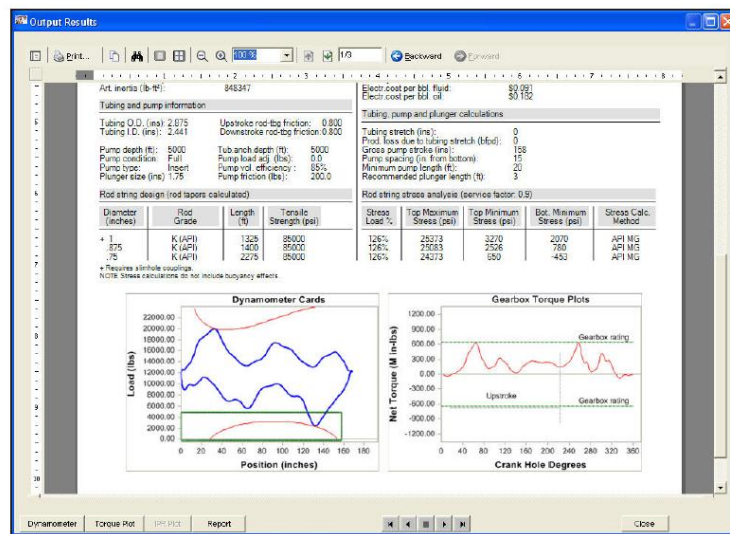


Figura 27 –Carta dinamo-métrica del pozo.

Tabla 5– Resultados obtenidos del pozo Constituciones 239 por el programa Rodstar.

Torque (pg.-lb)	N/A		Carrera (pg.)	120
Carga máxima (lb)	13593		Velocidad (EPM)	4.5
Carga mínima (lb)	5490		Contrabalanceo (lb)	N/A
Esfuerzo Máximo Varillas 7/8", 3/4" (%) grado D	82 ,71		UNIDAD	H-400-120
Número de Varillas 7/8", 3/4"	70, 95			

3.2.2 Unidad de Bombeo.⁶

Debido que es un pozo relativamente somero y se utilizó un arreglo 76 (3/4" y 7/8") con el programa Rodstar se simuló con una unidad H-400-120 (Tieben). Figura 28. La razón por la cual se eligió esta unidad es que el peso de la sarta de varillas es de 7651 [lb] (ver Tabla 5), el cual no tiene un gran efecto de torsión y contrabalanceo, no es necesaria una unidad convencional aún con la bomba llena.

Tabla 6– Peso de la sarta de varillas de succión.

Varillas				
Diámetro	Peso [lb/ft]	Longitud [ft]	Número	Peso [lb]
7/8	2.16	25	70	3780
3/4	1.63	25	95	3781
		Total	165	7651



Figura 28 – Unidad propuesta para el pozo Constituciones 239.

3.2.3 Estado Mecánico Propuesto.

El estado mecánico propuesto contempla la zapata conectora, niple de asiento donde se aloja la válvula de pie (con esta válvula se evita que el hidrocarburo se mantenga por arriba del niple de asiento y no regrese a la formación), combinación para el separador de gas (un tramo de tubería de producción de 2 7/8", un niple perforado con tapón ciego, una combinación de 2 7/8" a 3 1/2", 2 tramos de tubería de producción de 3 1/2", una combinación de 3 1/2" a 2 7/8", un niple perforado de 2 7/8", la zapata candado 2 7/8" con una extensión de 1 1/2" X 12[m]), el tubo barril y el niple sellos, así como el diseño elaborado con Rodstar, el cual contiene una bomba de inserción de 2" de diámetro, de pared delgada, anclaje inferior mecánico y a copas de 24' de longitud de barril con 5' de longitud del émbolo (25-200-RWBM/AC-24-5) asentada a una profundidad 1256[m] en la zapata candado, la sarta de varillas de succión correspondientes de clasificación API de grado D(95 varillas de 3/4" y 70 varillas de 7/8") las cuales son resistentes al azufre, sulfhídrico Ver Figura 29.

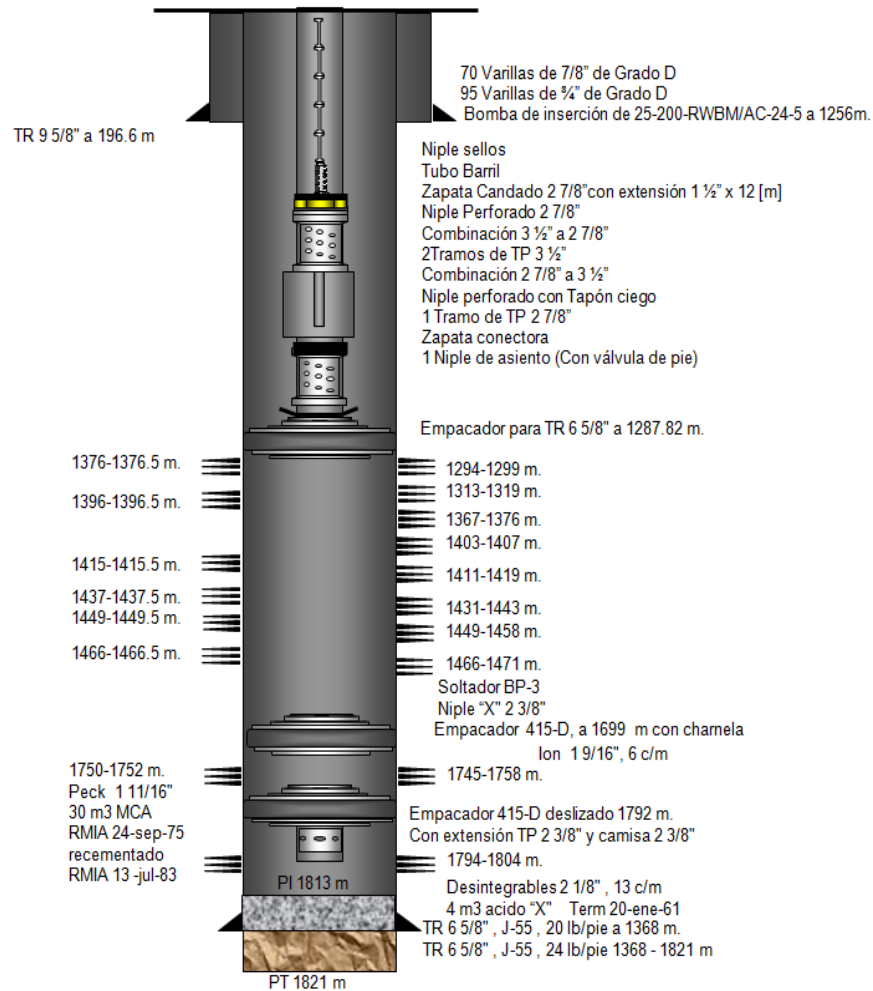


Figura 29 – Estado Mecánico Propuesto de RBM del pozo Constituciones 239.

3.3 Método analítico para la selección del tamaño de la bomba⁶

Para una profundidad de colocación de la bomba y un volumen de producción dado, existe un tamaño apropiado de ésta que es el resultado de mantener una carrera efectiva del émbolo y una velocidad de operación moderada.

El factor más importante a considerar en la selección de una bomba es el volumen de fluido que es capaz de desplazar por cada pulgada de carrera del émbolo, el cual depende del diámetro de la bomba.

El desplazamiento teórico de la bomba en el fondo (PD) es determinado por:

$$PD = Ap[pg^2]Sp \left[\frac{pg}{emboladas} \right] N \left[\frac{emboladas}{minuto} \right] \left[\frac{1440 \frac{min}{dia}}{9702 \frac{pg}{bls}} \right]$$

$$PD = 0.1484Ap * Sp * N[BPD]$$

Donde:

Ap = Área de la sección transversal del émbolo [pg^2]

Sp = Carrera efectiva del émbolo [pg .]

N = Velocidad de bombeo, embolada /min. [EPM]

Otra forma de calcular el desplazamiento teórico de la bomba es mediante una constante de bombeo (K), la cual es obtenida de acuerdo al tamaño del émbolo y es determinada por la siguiente ecuación:

$$K = 0.1484Ap$$

$$PD = K Sp N$$

El valor de K , se puede obtener directamente de la Tabla 7 con el diámetro del émbolo.

3.4 Diseño de la sarta de varillas⁶.

Como las varillas no sólo sostienen su propio peso sino también el peso del fluido, la carga en la sarta de varillas se incrementa progresivamente desde el fondo del pozo hacia la superficie, por lo que a mayores profundidades de bombeo (más de 3500 pies), es más usual instalar una sarta de varillas telescopiadas.

Estas sartas consisten en varillas de dos o más diámetros y diferente longitud, con los tamaños más grandes hacia la superficie donde las cargas sobre la sarta son mayores, el uso de sartas telescopiadas da como resultado una disminución de cargas y costos. Así como para prever una distribución más uniforme de los esfuerzos en las varillas.

Existen dos métodos para diseñar una sarta de varillas telescopiadas, estos son:

- **Esfuerzo máximo.**- Consiste en asignar a cada sección de la sarta un esfuerzo máximo, si se pasa de este valor máximo, se selecciona una varilla de mayor diámetro.
- **Esfuerzos iguales.**- Es el método más usado, y consiste en diseñar la sarta de varillas de tal manera que los esfuerzos sean iguales en la parte

superior de cada sección. La Tabla 6, presenta los valores y porcentajes de las varillas que pueden utilizarse según el tamaño de la bomba, estos porcentajes pueden calcularse también con las ecuaciones que resultan de aplicar este método

Una vez definido el porcentaje de cada sección de varilla, se calcula la longitud de cada una de ellas considerando que:

$$L_1 = R_i L$$

También considérese que:

$$\sum L_i = L$$

$$i = 1, 2, 3, \dots \dots \dots n$$

Donde:

R_i = Porcentaje fraccional de cada sección de varilla (%).

L = Longitud total de la sarta de varillas [ft].

$L_{1, 2, 3, \dots, n}$ = Longitud de cada sección de varillas [ft].

Σ – Sumatoria de todas las secciones de varillas [ft].

La carga máxima (W_{max}) y mínima (W_{min}) que se espera durante el ciclo de bombeo en la sarta de varillas deben ser determinadas correctamente para poder seleccionar el equipo superficial adecuado que pueda manejar estas cargas.

La cuantificación de las cargas en la varilla pulida serán más o menos reales, dependiendo de los datos con los que se disponga. Para el cálculo de estas cargas, se han propuesto diferentes expresiones.

3.4.1 Factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla pulida.

Dentro del ciclo de bombeo se presentan cinco factores que contribuyen a formar la carga total de la varilla pulida, estos factores son:

1) El peso muerto de la sarta de las varillas (W_r) y está dado por:

$$W_r = \sum m_i L_i$$

Donde:

m_i = Peso unitario de cada sección de varillas [lb/ft].

L_i = La longitud de cada sección de la sarta de varillas [ft].

2) La carga por aceleración de la sarta de varillas

Las cargas máximas y mínimas por aceleración están dadas por:

Carga máxima por aceleración = $W_r \alpha$

Carga mínima por aceleración = $- W_r \alpha$

Donde:

α = Factor de aceleración.

El factor de aceleración es calculado mediante la ecuación de Mills:

$$\alpha = \frac{SN^2}{70500}$$

Donde:

α = Factor de aceleración [Adimensional].

S = Carrera de la varilla pulida [pg.].

N = Velocidad de bombeo [EPM].

3) Fuerza de flotación de las varillas

Considerando que la densidad de las varillas es de $490 \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$, el volumen de la sarta de varillas y consecuentemente el volumen del fluido desplazado (V_d) por la sarta es:

$$V_d = \frac{W_r}{490} \left[\frac{lb}{ft^3} \right]$$

La densidad del fluido desplazado en función de la densidad relativa es:

$$62.4 G \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

Donde:

G = Densidad relativa del fluido.

La fuerza de flotación de las varillas (F_f), es decir, el peso del fluido desplazado es entonces:

$$F_f = -\frac{W_r}{490} * 62.4 G$$

$$F_f = -0.127W_r G$$

El signo negativo de la ecuación anterior indica que la fuerza de flotación es siempre ascendente.

4) La carga del fluido para determinar las cargas en la varilla, será el peso del fluido que es soportado por el área neta del émbolo. De acuerdo a esto, el volumen de la columna de fluido (V_c), teniendo como base el área del émbolo y la longitud total de la sarta de varillas será:

$$V_c = \left[\frac{L Ap}{144 ft^3} \right]$$

El volumen del fluido (V_f) va a ser la diferencia entre el volumen de la columna de fluido sobre el émbolo, menos el volumen desplazado por la sarta (V_d), es decir:

$$V_f = \left[\frac{L Ap}{144 ft^3} \right] - \left[\frac{W_r}{490} \right]$$

Entonces la carga del fluido (W_f) será:

$$W_f = 62.4 G \left[\left(\frac{L Ap}{144} \right) - \left(\frac{W_r}{490} \right) \right]$$

$$W_f = 0.433 G (L Ap - 0.294W_r)$$

La carga del fluido sobre la varilla pulida es únicamente durante la carrera ascendente.

5) La carga por fricción (F_{fric}) en instalaciones que ya están en operación se puede estimar en carta dinamométrica, dado que no se tiene un dato exacto sobre ella, por lo que generalmente se elimina.

Para elevar una carga dada, la varilla pulida ejerce una fuerza ascendente mayor que el peso muerto de las varillas y el fluido juntos, esta fuerza es conocida como carga máxima de la varilla pulida y está compuesta de dos partes (1) el peso muerto de las varillas y del fluido, (2) un componente adicional de fuerza. Esta fuerza adicional es el llamado factor de aceleración (α), el cual es expresado como una fricción o porcentaje del peso muerto de las varillas y del fluido.

La carga máxima se tiene cuando se inicia la carrera ascendente, que es cuando la carga de las varillas más el fluido se comienzan a levantar con una aceleración máxima.

La carga mínima se tiene cuando se inicia la carrera descendente; ya que en esta zona únicamente se tiene el peso de las varillas flotando, menos el factor de aceleración.

Las ecuaciones de Mills para determinar la carga máxima y mínima de la varilla pulida son las siguientes:

Para la unidad convencional (Clase I).

$$W_{m\acute{a}x} = W_f + W_r(1+\alpha) - F_f + F_{fric}$$

$$W_{m\acute{i}n} = W_r(1+\alpha) - F_f + F_{fric}$$

Sólo para propósitos de derivación en el desarrollo de la ecuación del efecto de contrabalanceo ideal, las fuerzas de flotación y de fricción son consideradas, pero comúnmente son desechadas. En el cálculo de la carga máxima y en el cálculo de la carga mínima se elimina la fuerza de fricción, entonces:

$$W_{m\acute{a}x} = W_f + W_r(1+\alpha)$$

$$W_{m\acute{i}n} = W_r(1+\alpha - 0.127 G)$$

Para unidad aerobalanceada (Clase III).

$$W_{m\acute{a}x} = m W_f + W_r(1 + 0.7 \alpha)$$

El 0.7 es porque esta unidad utiliza únicamente el 70% de la aceleración para revertir la carrera de la varilla pulida comparada con la unidad convencional.

$$W_{\min} = W_r(1 - 1.3 \alpha - 0.127 G)$$

Para unidad Mark II (Clase III).

$$W_{\max} = W_f + W_r(1 + 0.6 \alpha)$$

$$W_{\min} = W_r(1 - 1.4 \alpha - 0.127 G)$$

Levantar una carga máxima con alta aceleración ocasiona una mayor carga estructural, lo que a su vez produce una mayor tensión en las varillas. Es por esta razón que se debe checar que la tensión máxima prevista no sea mayor que la tensión máxima de trabajo permisible.

La tensión máxima en la parte superior de toda la sarta de varillas (de un sólo diámetro o telescopiadas), va a ser calculada dividiendo la carga máxima de la varilla pulida entre el área de la sección transversal de la varilla superior.

$$S_{\max} = \frac{W_{\max}}{A_{top}}$$

Donde:

$$A_{top} = \text{Área de la varilla superior [pg}^2\text{]}.$$

El criterio de comparar la tensión máxima a la que estará sometida la sarta de varillas diseñada, es tan importante que si ésta es mayor que la tensión de trabajo permisible (usualmente es de 30000 $\left[\frac{lb}{pg^2}\right]$), la sarta de varillas tendrá que ser rediseñada.

La tensión a la cual ocurren fallas en la varilla es el llamado límite proporcional del material, este límite no es un criterio para establecer la tensión máxima de trabajo permisible para las varillas, ya que se tienen ciertas fallas por fatiga, las cuales generalmente ocurren a tensiones por debajo del límite proporcional. Entonces se considera el endurecimiento límite como la tensión máxima que puede aplicarse a

un miembro. El límite de endurecimiento para las varillas depende de: (1) los componentes presentes en el acero, (2) los agentes corrosivos presentes en el fluido y (3) el rango de tensión al que están sujetas las varillas.

3.5 Diseño de la unidad de Bombeo Mecánico.

En el diseño de instalaciones de bombeo mecánico, existen diferentes procedimientos, a continuación se presenta el que más utilizado, con el desarrollo de los factores principales involucrados en el diseño de la unidad de bombeo mecánico.

3.5.1 Método API-RP-11L.

Para facilitar la comprensión de esta parte, a continuación se definirán las variables que intervienen en las fórmulas, figuras y tablas.

S_p : Carrera del émbolo, $[pg]$.

P_D : Desplazamiento de la bomba, $[BPD]$.

$PDRL$: Carga máxima en la varilla pulida, $[lb]$.

$MDRL$: Carga mínima en la varilla pulida, $[lb]$.

PT : Torsión máxima, $\left[\frac{lb}{pg}\right]$.

$PRHP$: Potencia en la varilla pulida, $[hp]$.

CBE : Contrapeso requerido, $[pg]$.

A_p : Área del émbolo, $[pg^2]$.

A_r : Área de la varilla $[pg^2]$.

H Nivel del fluido, $[ft]$.

L : Profundidad de la bomba, $[ft]$.

N : Velocidad de bombeo, $[EPM]$.

S : Longitud de la varilla pulida, $[pg]$.

D : Diámetro del émbolo de la bomba, $[pg^2]$.

G : Densidad relativa del fluido (Agua=1.0).

W_r : Peso por unidad de longitud de las varillas en el aire, $\left[\frac{lb}{ft}\right]$.

E_r : Constante elástica de las varillas, $\left[\frac{lb}{pg}\right]$.

F_c : Factor de frecuencia útil en el diseño de varillas.

E_T : Constante elástica de la TP $\left[\frac{pg}{lb*ft}\right]$.

F_o : Carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo, $[lb]$.

K_r : Constante de resorte del total de la sarta de varillas.

$1.0/K_r$: Constante elástica para el total de la sarta de varillas, $\left[\frac{pg}{lb}\right]$.

S_{kr} Libras de carga necesaria para alargar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida, $[S]$.

N_o : Frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro, $[EPM]$.

N_δ : Frecuencia natural de la sarta de varillas combinada, $[EPM]$.

K_t : Constante de resorte de la TP no anclada.

$1.0/K_t$: Constante elástica para la TP no anclada, $\left[\frac{pg}{lb}\right]$.

w_{rf} : Peso total de las varillas en fluido, $[lb]$.

w_r : Peso total de las varillas en el aire; $[lb]$.

F_1 : Factor de PPRL.

F_2 : Factor de MPRL.

T : Torsión en la manivela, $\left[\frac{lb}{ft}\right]$.

F_3 : Factor de PRHP.

T_a : Factor de ajuste de torsión para valores de $\frac{w_{rf}}{S_{kf}}$ diferentes de 0.3.

Esquema

Para hacer más fácil la comprensión de las fórmulas utilizadas en el diseño, a continuación se presenta una figura en la que se señalan los factores: F_o , F_1 , F_2 , w_{rf} y T .

Significado de los parámetros adimensionales: N/N_o , N/N_6 , y F_o/S_{Kr} .

- 1) N/N_o = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas de un solo diámetro.
- 2) N/N_6 = Relación de velocidad de bombeo a la frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas.

El valor de N_6 , la frecuencia natural de la sarta de varillas combinada, generalmente es de 30 vibraciones por minuto o mayor, la velocidad de bombeo rara vez será mayor de 20 EPM, por lo tanto, el valor de N/N_6 variará entre 0.0 y 0.6.

La frecuencia natural de la sarta de varillas combinadas N/N_6 se define como:

$$N_6 = \frac{F_c a}{4 L}$$

En donde:

F_c = Constante de proporcionalidad que depende del diseño de varillas, también conocido como factor de frecuencia.

a = Velocidad del sonido en el acero.

L = 1.0 si la sarta de varillas es de un solo diámetro.

$$\frac{N}{N_6} = \frac{4 NL}{F_c a}$$

Teóricamente $a = 17000 \left[\frac{ft}{s} \right]$.

Prácticamente $a = 16300 \left[\frac{ft}{s} \right] = 978000 \left[\frac{ft}{min} \right]$.

$$\frac{N}{N_0} = \frac{NL}{245000F_c}$$

3) F_o/S_{Kr} = Relación del alargamiento de las varillas a la carrera de la varilla pulida.

El parámetro adimensional F_o/S_{Kr} representa el alargamiento de varillas. El alargamiento real inducido por la carga de fluido, F_o es F_o/S_{Kr} , entonces, $(F_o/S_{Kr})/S$ es el alargamiento de varillas expresado en fracción de la carrera de la varilla pulida.

Para sartas de un solo diámetro:

$$Kr = \frac{EA}{L}$$

$\frac{1}{kr} = \frac{1}{E} \left[\frac{L_1}{A_1} + \frac{L_2}{A_2} + \dots \right]$ Para sartas de diámetro variable:

El término F_o/S_{Kr} da el alargamiento de las varillas causado por la aplicación estática de la carga de fluido en porcentaje de la carrera de la varilla pulida.

Ejemplo:

$$F_o/S_{Kr} = 0.1$$

Significa que el alargamiento de varillas es el 10% de la carrera de la varilla pulida. A velocidades muy bajas, el alargamiento adimensional de las varillas y la velocidad de bombeo se relacionan de la forma siguiente:

$$\frac{S_p}{S} = 1.0 - \frac{F_o}{S_{Kr}}$$

Los cálculos de torsión se realizaron usando el cociente:

$$\frac{W_{rf}}{S_{Kr}} = 0.3$$

Si el valor es = 0.3, se debe hacer la corrección indicada en la Figura 30.

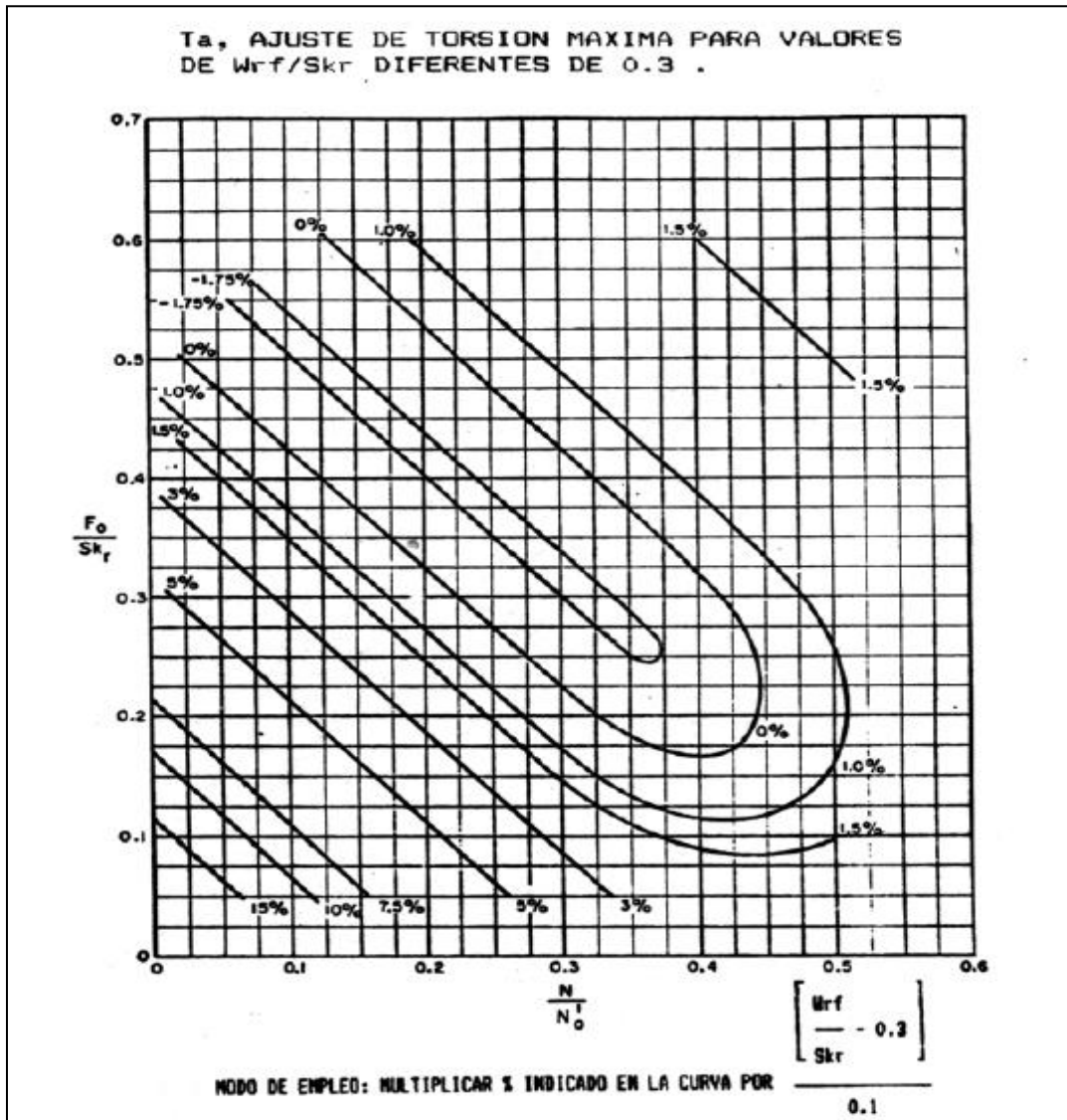


Figura 30 – Ajuste de Torsión Máxima para valores de $\frac{W_{rf}}{S_{Kr}}$ diferentes de 0.3.

Definiciones adicionales

- Carrera del émbolo:

$$S_p = \left[\left(\frac{S_p}{S} \right) \times S \right] - \left[F_o \times \frac{1}{K_t} \right]$$

Si la tubería de producción está anclada $\frac{1}{K_t} = 0$

El término $\frac{S_p}{S}$ se obtiene de la Figura 31.

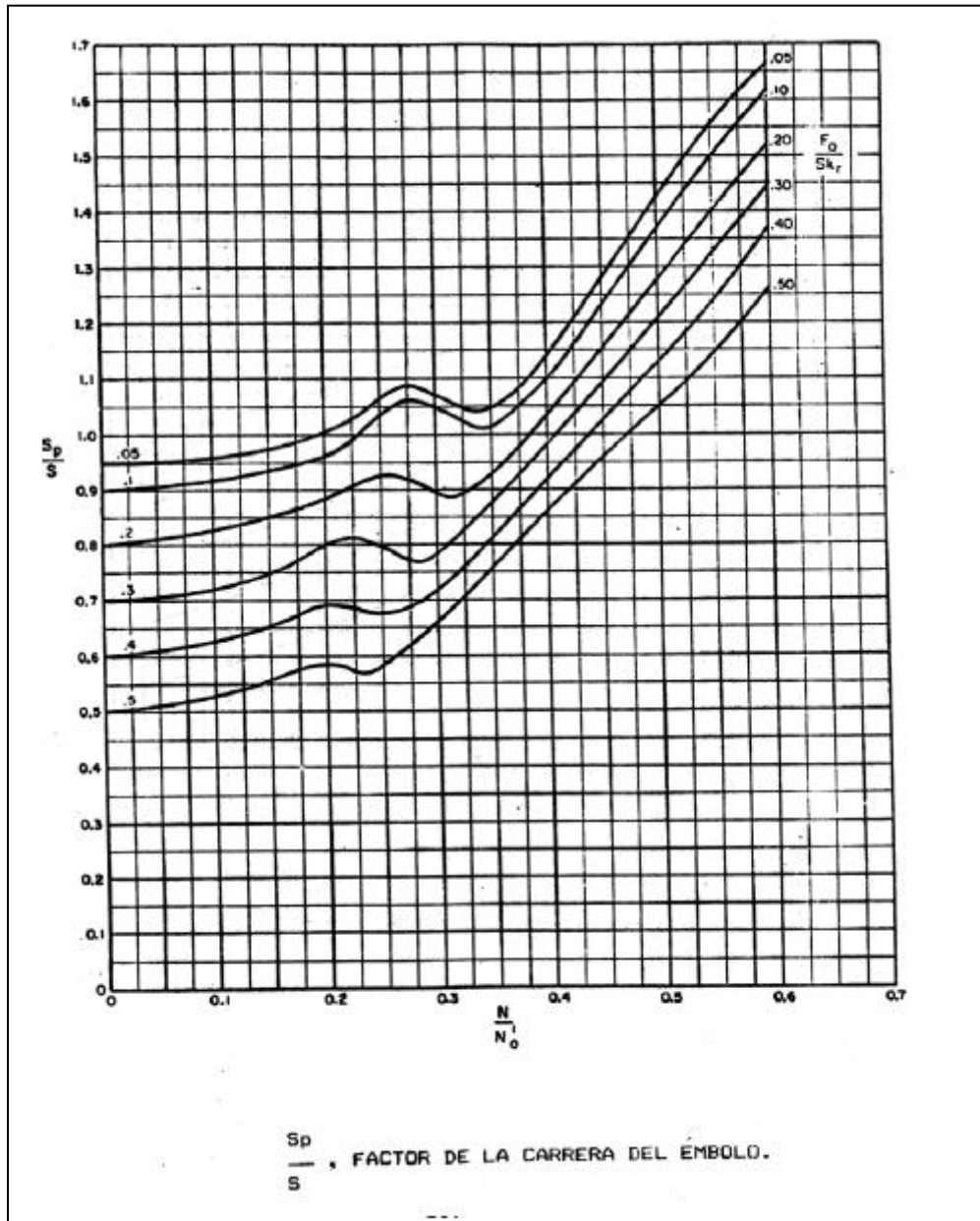


Figura 31 – $\frac{S_p}{S}$ Factor de la carrera del émbolo.

-
-
- Desplazamiento de la bomba:

D = Diámetro del émbolo

$$P_D = 0.1166 \times S_p \times N \times D^2$$

Método API.

Carrera del émbolo.

$$S_p = \left[\left(\frac{S_p}{S} \right) \times S \right] - \left[F_o \times \frac{1}{K_t} \right]$$

Donde:

Si la tubería de producción está anclada $\frac{1}{K_t} = 0$.

S_p = Carrera del émbolo [pg].

S = Longitud de la varilla pulida [pg].

$\frac{1}{K_t}$ = Constante elástica para el total de la sarta de varillas [pg/lb].

$\frac{S_p}{S}$ = Factor de la carrera del émbolo.

Desplazamiento de la bomba.

$$P_D = 0.1166 \times S_p \times N \times D^2$$

Donde:

D = Diámetro del émbolo de la bomba [pg].

S_p = Carrera del émbolo [pg].

N = Velocidad de bombeo [EPM].

P_D = Desplazamiento de la bomba [BPD].

Máxima carga en la varilla pulida.

$$P_D = K S_p N$$

Donde:

El valor de K se obtiene de la Tabla 7.

Tabla 7– Datos del émbolo de la bomba de la inserción.

Diámetro [pg] D_p	Área [pg^2] A_p	Constante de la Bomba [$BPD/pg/EMP$] K
1	0.785	0.1166
1 $\frac{1}{16}$	0.886	0.131
1 $\frac{1}{4}$	1.227	0.182
1 $\frac{1}{2}$	1.767	0.262
1 $\frac{3}{4}$	2.405	0.357
1 $\frac{25}{32}$	2.408	0.369
2	3.142	0.466
2 $\frac{1}{4}$	3.979	0.590
2 $\frac{1}{2}$	4.909	0.728
2 $\frac{3}{4}$	5.940	0.881
3 $\frac{3}{4}$	11.045	1.639
4 $\frac{3}{4}$	17.721	2.630

Máxima carga en la varilla pulida.

Se muestra en dos formas:

- Para quienes prefieren expresar la carga de fluido como función del área neta del émbolo:

$$PPRL = 0.433 L (A_p - A_r) + W_{ra} + W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Donde:

$PPRL$ = Carga máxima en la varilla pulida [lb].

$0.433 = \Delta p = 0.433 GL$ es la presión a la profundidad (L) de una columna de fluido, con la densidad relativa (G).

- Otra aproximación que da idénticos resultados, define la carga de fluido como función del área total del émbolo:

$$PPRL = 0.433 L (A_p) + W_{rf} + W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Donde:

A_p = Área del émbolo [pg^2].

N = Velocidad de Bombeo [EPM].

W_{rf} = Peso de las varillas en el fluido [lb].

W_{ra} = Peso de las varillas en el aire [lb].

S = Longitud de la varilla pulida [pg].

O bien:

$$PPRL = F_o + W_{rf} + W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Donde:

F_o = Carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo [lb].

Para unidades con geometría especial:

$$PPRL = F_o + W_{rf} + 0.6 W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Para unidades balanceadas con aire.

$$PPRL = F_o + W_{rf} + 0.7 W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Obviamente el método convencional para la predicción de $PPRL$, toma en cuenta la aceleración de la sarta de varillas, pero no así, los efectos armónicos de la vibración de la sarta.

El método API para la predicción de $PPRL$ ocupa la ecuación:

$$PPRL = W_{rf} + \left(\frac{F_1}{S_{Kr}} \right) S_{Kr}$$

Donde:

$\frac{F_1}{S_{Kr}}$ = Factor de carga máxima en la varilla pulida.

El término adimensional $\frac{F_1}{S_{Kr}}$ se obtiene de la Figura 32.

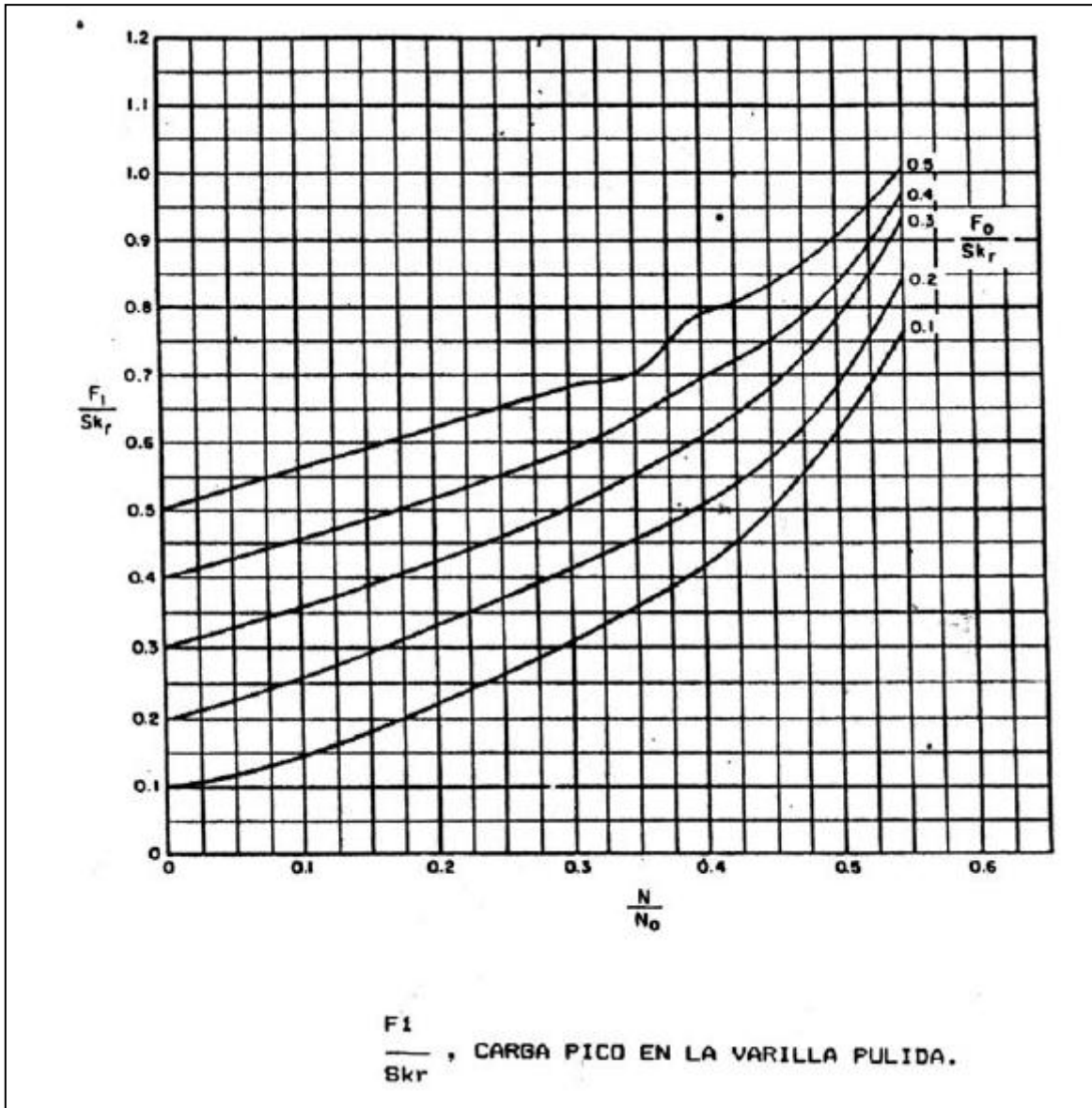


Figura 32 – Carga máxima en la varilla pulida.

En esta figura se toma en cuenta el efecto armónico de la sarta de varillas, así como los efectos normales de aceleración.

El método API no introduce ningún factor para tomar en cuenta las unidades con geometría especial.

Mínima carga en la varilla pulida.

La fórmula convencional para la mínima carga en la varilla pulida para unidades de geometría convencional es:

$$MPRL = W_{rf} - W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Para unidades de geometría especial:

$$MPRL = W_{rf} - 1.4 W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Para unidades balanceadas por aire:

$$MPRL = W_{rf} - 1.3 W_{ra} \left(SN^2 / 70500 \right)$$

Nuevamente la desaceleración de la sarta es considerado, pero los efectos dinámicos no lo son.

El método API para la predicción de la carga mínima en la varilla pulida es:

$$MPRL = W_{rf} - \left(F_2 / S_{Kr} \right) S_{Kr}$$

Donde:

F_2 / S_{Kr} = Factor de carga mínima en la varilla pulida.

S_{Kr} = Libras necesarias para alargar el total de la sarta de varillas a una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida.

W_{rf} = Peso de las varillas en el fluido.

El término adimensional F_2/S_{Kr} se obtiene de la Figura 33.

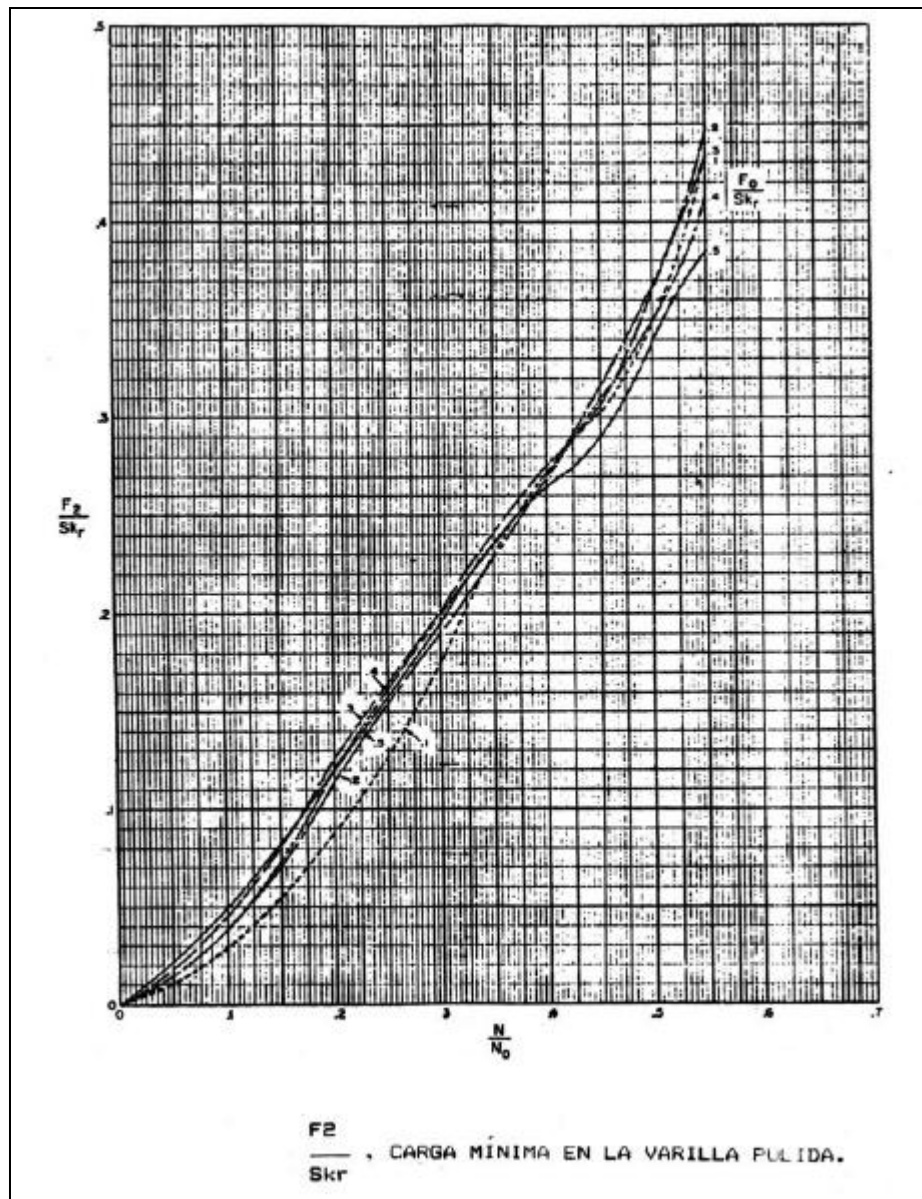


Figura 33 – Carga mínima en la varilla pulida.

En esta figura se consideran los efectos normales de desaceleración, más los efectos armónicos de las varillas.

Torsión Máxima

El método convencional para el cálculo de la torsión máxima en unidades con geometría convencional es:

$$P_T = (PPRL - MPRL) \times \frac{S}{2} \times G$$

Donde:

P_T = Torsión máxima [lb - pg].

$PPRL$ = Carga máxima en la varilla pulida [lb].

$MPRL$ = Carga mínima en la varilla pulida [lb].

G = Densidad relativa del fluido.

S = Longitud de la varilla pulida [pg].

El método API para el cálculo de la torsión máxima es:

$$P_T = \left(2T / S_{Kr}^2 \right) + S_{Kr} \times S / 2 \times Ta$$

Donde:

P_T = Torsión máxima [lb - pg].

S_{Kr} = Libras necesarias para alargar el total de la sarta de varillas una cantidad igual a la carrera de la varilla pulida.

Ta = Factor de ajuste de torsión para valores de W_{Kf} / S_{Kr} diferentes de 0.3.

Kr = Constante de resorte del total de la sarta de varillas.

S = Longitud de la varilla pulida.

$2T / S_{Kr}^2$ = Factor de torsión máxima (ver Figura 34).

El método API para el cálculo de la máxima torsión, supone que las cargas máxima y mínima ocurren a los 75° y 285° de la posición de la manivela, respectivamente. Otra posición es que no exista golpeteo o interferencia de gas. El API-RP-11L no incluye la predicción de torsión máxima para unidades con geometría especial. El método API también supone que la eficiencia mecánica de la unidad de bombeo es 100%, algunos métodos convencionales hacen la misma suposición, aunque uno de los mayores fabricantes usa una eficiencia mecánica de 93%.

Una suposición más en el método API y en el convencional es, que la unidad siempre esté perfectamente balanceada.

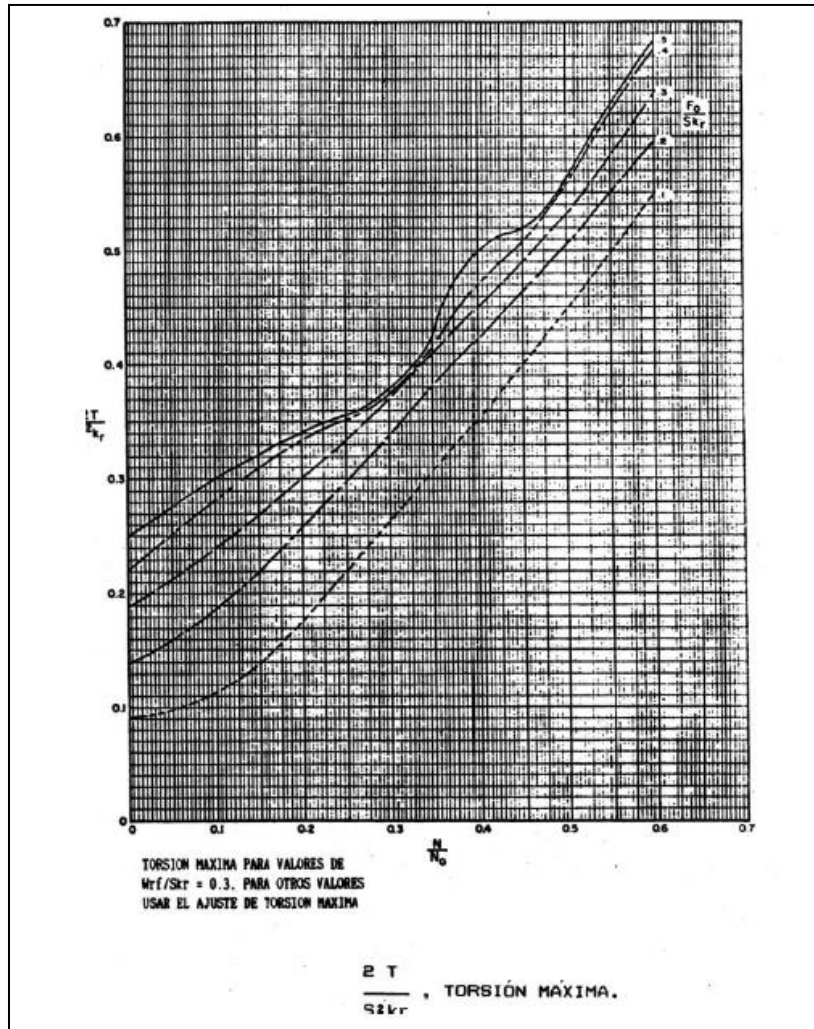


Figura 34 – Torsión Máxima.

$$PPHP = \left(\frac{F_3}{S_{Kr}} \right) \times S_{Kr} \times S \times N \times 2.53 \times 10^{-6}$$

Donde:

F_3/S_{Kr} = Factor de potencia en la varilla pulida.

S_{Kr} = Libras de carga necesaria para alargar el total de la sarta de varillas, una cantidad igual a la carrera de la varilla.

S = Longitud de la varilla pulida [pg].

N = Velocidad de bombeo [EPM].

2.53×10^{-6} = Módulo de elasticidad para el acero (módulo de Young)

Contrapeso requerido.

$$CBE = 1.06(W_{rf} + 1/2 F_o)$$

Donde:

W_{rf} = Peso total de las varillas en el fluido [lb].

F_o = Carga diferencial del fluido sobre el área total del émbolo [lb].

1.06= Factor.

3.6 Producción esperada.¹²

En el procedimiento para calcular la producción esperada de un pozo con bombeo mecánico, utilizando las constantes de los diferentes diámetros de la bomba, el resultado es considerado de una eficiencia al 100%, por haberse tomado como relación puro líquido; sin embargo en la aplicación en hidrocarburos que contienen gas, la eficiencia estaría en el orden del 80 a 90%, ya que nunca se cumple una carrera efectiva del pistón por el alojamiento de gas en el interior de la bomba.

Fórmula para calcular la producción diaria en barriles en un pozo con sistema artificial de bombeo mecánico de acuerdo a la constante de la bomba indicada en la Tabla 7.

$$P_D = 0.1166 \times S_p \times N \times D^2$$

Donde:

D = Diámetro del émbolo de la bomba [pg].

S_p = Carrera del émbolo [pg].

N = Velocidad de bombeo [EPM].

P_D = Desplazamiento de la bomba o Gasto Teórico [BPD].

Las condiciones de operación del pozo son 120" de carrera y a 3 emboladas por minuto, pues con la carrera más larga y a bajas emboladas se evita la alta producción de agua.

Sustituyendo:

$$Q_{teorico} = 0.4660 * 120" * 3$$

$$Q_{teorico} = 167.76[BPD]$$

Se sabe que ningún sistema opera con un 100% de eficiencia o efectividad y en el caso de las bombas de inserción aunque sean nuevas no es la excepción. Por ello es necesario calcular la eficiencia de la bomba.

3.6.1 Eficiencia de la Bomba.

La eficiencia de la bomba se puede definir como el cociente entre el gasto real obtenido del pozo en un día de medición en la batería de separación y el gasto teórico o producción esperada del mismo pozo: Para este caso en el pozo Constituciones 239 se calculó con el gasto real promedio y el gasto teórico y se obtuvo una eficiencia del 50%.

$$Eficiencia = \frac{Q_{Real}}{Q_{teorico}}$$

3.6.2 Gasto Real.

El gasto real es el medido en la batería de separación, por lo cual es un dato obtenido, pero para esta intervención que no se ha realizado mediciones, se toma en cuenta el gasto teórico calculado de la bomba y la eficiencia de la bomba que ha tenido antes de la intervención como medida de referencia.

$$Q_{Real} = Q_{teorico} * Eficiencia$$

Sustituyendo:

$$Q_{Real} = 167.76[BPD] * 0.50$$

$$Q_{Real} = 83.88[BPD]$$

Este resultado nos muestra la producción 83.88[BPD] que es la producción que se tendrá con una bomba de inserción de 2" de diámetro a una carrera de 120", con la unidad de bombeo mecánico trabajando a 3 emboladas por minuto eficiencia del 50% pero esta producción es bruta es decir contempla aceite y agua, para obtener la producción neta se tendrá que tomar en cuenta el corte promedio de agua, el cual se obtiene de las muestras que se toman en campo y se envían al laboratorio con la ecuación siguiente:

$$P_{Neta} = Q_{Real} * \%W$$

Donde:

P_{Neta} : Es la producción neta después de multiplicar por el corte de agua.

Q_{Real} : Es el gasto real calculado.

$\%W$: Corte de agua [57%].

Sustituyendo:

$$P_{Neta} = 83.88[BPD] * .57$$

$$P_{Neta} = 47.8[BPD]$$

El gasto promedio del pozo antes de la intervención propuesta es de 30 [BPD] a un 57 % de agua, con la intervención propuesta se obtendrá un gasto de 47.8 [BPD] a un 57 % de agua. Con ello se tendrá una ganancia de 17.8 [BPD] el cual a lo largo del año serán 6497 [BPD] y evitando de la interferencia de gas, porque la intervención tendrá un beneficio tanto en la producción de hidrocarburos como en un problema que ocasiona la baja eficiencia del sistema hasta la interrupción del funcionamiento del mismo.

CONCLUSIONES.

Teniendo presente que el Campo Tamaulipas-Constituciones es un campo maduro se tienen que utilizar varias opciones económicamente rentables tales como las intervenciones como las que se proponen con el fin de optimizar la explotación de los pozos (evitando la producción de gas). Los sistemas artificiales son una herramienta poderosa en la explotación comercial de hidrocarburos, más aún el bombeo mecánico es el más utilizado en México por su fácil instalación y su bajo costo, así como el mantenimiento y optimización del mismo.

Durante mi labor en el Campo Tamaulipas-Constituciones se presentaron problemas en los diferentes sistemas artificiales de producción entre los más comunes el de interferencia de gas en el bombeo mecánico y debido a ello tenía que aplicar varias alternativas para solucionar este problema, las cuales van desde instalar una válvula de contra presión en la tubería de producción, espaciar la bomba (subir grampa) para disminuir el espacio muerto entre las válvulas y con esto reducir la entrada de gas a la bomba, hasta la intervención con el equipo de Terminación y Reparación de Pozos (TRP) para cambiar el equipo de bombeo mecánico subsuperficial e instalar la combinación del separador de gas con el fin de minimizar este fenómeno.

Con este trabajo se pretende dar una guía para una intervención rápida y eficaz en su implementación no solo en el pozo Constituciones 239 sino en los pozos de todo el Campo que presentan el fenómeno de interferencia de gas y que poseen características similares ya sea de operación, mecánicas, etc. Para ello se tiene que tener una buena toma de información en el campo, apoyado de varias herramientas tales como toma de Ecómetro, Cartas Dinamométricas, cuando se esta intervención y ya se retiro el aparejo de bombeo mecánico se toma Registro de Presión de Fondo Cerrado, toma de muestras antes de la intervención, condiciones de operación antes de la intervención, y con los con el fin de tener un mejor diseño.

Con la elaboración de este trabajo se muestra los conocimientos adquiridos tanto en mi formación académica como en la profesional a lo largo de un año de mi estancia en el Campo Tamaulipas-Constituciones. Los cuales aplique no solo para el diseño sistemas artificiales (Bombeo mecánico, Neumático y cavidades progresivas), toma de información, interpretación de la misma sino para la toma de decisiones para próximas intervenciones, soluciones de fallas (rotura de varillas, bombas atascadas, roturas de TP, de TP, basados en la recopilación de información tanto de campo como en la base de datos los cuales contemplan los análisis de muestras, históricos de producción, histórico de intervenciones, etc. Con esta intervención, el pozo tiene otra alternativa de sistema artificial ya que se introdujo una bomba de inserción la cual se puede recuperar fácilmente e instalar una bomba de cavidades progresivas que es aplicable a este tipo de pozos debido a la que la densidad de fluido es de 15 °API y la interferencia de gas no sería problema ya que se queda la combinación de separador de gas por que se necesitaría el equipo de Terminación y Reparación de Pozos (TRP) para recuperarlo.

RECOMENDACIONES.

Las recomendaciones que se hacen son en base en mi experiencia para la toma de información y en el seguimiento de las operaciones. Para la toma de ecómetro se debe de tener las condiciones de operación en bombeo mecánico tales como: tipo de unidad de bombeo mecánico (convencional o hidroneumática), si esta en operación o no, emboladas por minuto, carrera, espacio libre en la varilla pulida (con el fin de espaciar en caso de interferencia de gas), si esta en producción el pozo o no, presión en la TP y TR, telemetría instalada, para el caso de bombeo neumático se debe de tener las presiones de apertura y cierre de las válvulas, la presión de inyección de gas, en el caso de cavidades progresivas si esta en operación contar las revoluciones por minuto con las que opera (normalmente el equipo superficial tiene un contador) para todos los casos es necesario contar los estados mecánicos actuales de los pozos.

Cuando se toma el ecómetro en un pozo que opera con bombeo mecánico se inyecta nitrógeno a alta presión, por ello se deben de hacer dos disparos para tener mayor exactitud en el nivel dinámico del pozo, posteriormente se toma la presión en la tubería de revestimiento para conocer la presencia de gas, debe de hacerse la prueba por lo menos tres minutos debido a que si existe la gas se incrementará la presión a lo largo de ese tiempo.

Para el registro de las cartas dinamométricas de un pozo que opera con bombeo mecánico, es altamente recomendable hacerlo inmediatamente después registro del ecómetro, pues el equipo de computo es el mismo, posteriormente después de instalado el equipo en la varilla pulida se registrarán al menos veinte cartas, debido a que se estudia el diferente comportamiento de la bomba en su funcionamiento normal. Posteriormente se hará la prueba de las válvulas tanto viajera como la de pie, de manera similar como se hizo con las cartas dinamométricas se inicia cuando la varilla pulida empieza su carrera ascendente, cuando llega a $\frac{3}{4}$ de la carrera ascendente se detendrá la unidad de bombeo mecánico alrededor de dos minutos si la válvula de pie pierde carga o la retiene, se observará en la prueba, después se pondrá en operación la unidad de bombeo mecánico, luego de cinco emboladas transcurridas se iniciará la prueba de la válvula viajera, cuando la varilla pulida empiece la carrera descendente se detendrá la unidad de bombeo mecánico $\frac{3}{4}$ de la carrera descendente alrededor de dos minutos si la válvula viajera se observará la pérdida o retención de la carga. En dado caso de las válvulas de la bomba muestren pérdida se recomendará una circulación en inversa con aceite caliente la cual limpiará o desazolvará la bomba.

Cuando el pozo sea operado con bombeo neumático, se debe antes de instalar ecómetro de desconectar la inyección de gas pues puede inyectar cuando se coloca la pistola en la brida y esto puede ocasionar un accidente, una vez colocada, se vuelve a conectar la inyección, debido a que se requiere más presión de inyección para el disparo de nitrógeno es necesario que el tanque este lleno para que no falle y se tenga que suspender el registro, una vez que se tenga el nivel dinámico del pozo se podrá conocer cuál es la válvula operante

BIBLIOGRAFÍA.

- 1: Brown, K.E.;" The Technology of Artificial Lift Methods", Vol. 2ª; Introduction of artificial lift Systems; Beam Pumping: Desing and Analysis; Petroleum Pubishing Co.; Tulsa, Ok., 1980.
- 2: Craft, Holden and Graves, "Well Design: Drilling and Production", Secc. 5
- 3: Lucero Arana Felipe de Jesús, Apuntes del Curso de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería, 2011, México, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 4: Petróleos Mexicanos, 2000, Operación de Bombeo Mecánico I, México.
- 5: Petróleos Mexicanos, 2000, Operación de Bombeo Mecánico II, México.
- 6: Petróleos Mexicanos, 2000, Operación de Bombeo Mecánico III, México.
- 7: Petróleos Mexicanos, 2012, Programa de Reacondicionamiento de Bombeo mecánico del pozo Constituciones 239, México.
- 8: Petróleos Mexicanos, 2009, Las Reservas de Hidrocarburos en México de Enero de 2009, México.
- 9: Ramírez Sabag Jetzabeth, Lozano Villajuana Gerardo, Pérez Tavares Rodolfo, Productividad de pozos Petroleros, Facultad de Ingeniería, 2007, México, Universidad Nacional Autónoma de México.
- 10: S. G. Gibbs, "Predicting the Behaviour of Sucker-Rod Pumping Systems", Journal of Petroleum Technology, July 1963.
- 11: T. A. Everitt and J. W. Jennings, "An Improved Finite Difference Calculation of Downhole Dynamometer Cards for Sucker Rod Pumps", Paper SPE 18189, 1988.
- 12: Theta Oilfield Services, Inc., 2006, Rodstar-D/V Modern Design and Simulation of Rod Pumping Systems for Deviated or Vertical Wells, La Habra, CA 90631 USA.
- 13: Weatherford, 2012, Curso de operación y diseño de bombas reciprocantes, México.
- 14: William D. McCain, Jr., The Properties of Petroleum Fluids, PeenWell Books, 1900, 1421 South Sherian/P.O. Box 1260 Tulsa, Oklahoma.