

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

% Sistema de completación recomendado para desarrollo de pozos en
el Campo Oglan+

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentada por:

Oswaldo Roberto Sánchez Velásquez

GUAYAQUIL . ECUADOR

AÑO: 2009

AGRADECIMIENTO.

Quiero expresar mi sincera y eterna gratitud a la empresa Baker Hughes en especial al personal de Baker Oil Tools por confiar en el potencial de la juventud, brindándome la oportunidad de desarrollar este proyecto.

Un especial reconocimiento a quienes me apoyaron con sus consejos, conocimientos, experiencia y amistad.

Ing. Paúl Barragán

Ing. John Bernard

Ing. Juan Silva

Ing. Francisco Salom

Ing. Fabricio Romero

Ing. Freddy Delgado

A mis profesores, en especial al Ing. Daniel Tapia por su ayuda en el desarrollo de esta tesis.

DEDICATORIA.

Al final de mi vida estudiantil agradezco a Jehová DIOS, por las bendiciones recibidas, por ser la luz que ha guiado mis pasos, por enseñarme a seguir hacia adelante ante cualquier adversidad.

Tú me lo diste tu me lo quitaste en ti confió Señor.

A las dos mujeres que adoro con mi alma, Mami, Ñaña por enseñarme a ser cada vez más fuerte, por todos sus cuidados, cariño, comprensión y esfuerzo. Por enseñarme a actuar ética y responsablemente en cada aspecto de mi vida. A Sebastián (cachetón) por alegrar mis días y Eduart. Todos mis triunfos y victorias son dedicados para ustedes.

A mi abuelita Juana.

A la Sra. Ernestina (mi otra mama) por acogerme en su hogar durante tantos años y brindarme su cariño, sin su presencia en mi vida esto no hubiese sido posible.

A la Sra. Ramona y Freddy Mawyin.

A Patty, Marcos, Joseph y la Nena por estos 6 meses en Quito.

A mis amigos: Toño, Manuel, Adrián, Danilo, Javi, Luisfer.

A Chris, Milton, Raymond, Carlita (My Soulmate, ILU).

A todas las personas que durante estos años me apoyaron.

Ojala que me alcance la vida para regresar un poco de lo recibido.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Daniel Tapia F.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Román F.
VOCAL

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO FICT
PRESIDENTE-VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de esta tesis de grado me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL+

Oswaldo Roberto Sánchez Velásquez

RESUMEN

El propósito de este trabajo consiste en diseñar un esquema de completación para los pozos a ser perforados en el Campo Oglan ubicado en la Provincia de Pastaza en función de una metodología que involucra: información del yacimiento y fluidos, perfil del pozo, potencial de producción, así como el análisis y validación del impacto de los factores mecánicos que afectan el movimiento de la tubería y al equipo de fondo frente a los escenarios de operación y producción que pueden presentarse en el pozo.

El trabajo ha sido orientado desde el punto de vista práctico para el logro de los siguientes objetivos:

Seleccionar un esquema de completación técnicamente favorable para el campo en función de parámetros como la ubicación geográfica, producción esperada y datos de pozos vecinos del campo Villano que está bajo operación de la CIA AGIP.

Se usan los softwares:

TUBEMOVE, para el análisis del movimiento de tubería este programa realiza una serie de cálculos los cuales permiten determinar la magnitud de los cambios en fuerzas, esfuerzos y longitudes en la tubería dentro del pozo.

TORQUE&DRAG, analiza los valores del torque y arrastre sobre la tubería mediante el cálculo de las complejas interacciones entre las fuerzas mecánicas generadas en el fondo de pozo.

AUTOGRAPH, determina el rango operacional del equipo de bombeo electrosumergible a ser usado, el diseño se realiza en base a la simulación de un modelo de comportamiento del pozo estableciendo requerimientos hidráulicos específicos, todos estos programas son propiedad de la empresa Baker Hughes.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN II
ÍNDICE GENERAL	.í III
ABREVIATURAS	.í í .. IV
SIMBOLOGÍA	.í í í í í V
ÍNDICE DE FIGURAS	.í .. VI
ÍNDICE DE TABLAS	.í í í í í í í í í í í í í .í í í í í í í í í ... VII

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	
1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SELECCIONADO.	2
1.1 Ubicación del Campo.	2
1.2 Características del yacimiento.	4
1.2.1 Geología.	4
1.2.2 Reservas.	6
1.2.3 Intervalos de Producción Pozo O . 01.	7
1.2.4 Resultados de pruebas de producción iniciales.	8
CAPITULO 2	
2 ESTUDIO Y ANÁLISIS PARA EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN.	9
2.1 Introducción a las Completaciones.	9
2.2 Levantamiento Artificial.	13
2.3 Sistemas de Completación utilizando Bombeo Electrosumergible. .	14
2.3.1 Consideraciones en el uso del Bombeo Electrosumergible.	15
2.4 Parámetros petrofísicos.	16
2.5 Propiedades del fluido.	16
2.6 Historia de Completación del Pozo Exploratorio O . 01.	17
2.6.1 Estado Mecánico del Pozo Exploratorio O-01.	18
2.7 Información de pozos de correlación.	19

CAPITULO 3

3. PROGRAMA PROPUESTO.....	20
3.1 Plan de Perforación.	20
3.2 Descripción de los equipos de subsuelo.....	23
3.3 Sistemas de Seguridad.....	23
3.3.1 Uso de los Sistemas de Seguridad.	24
3.3.2 Ventajas de una empresa que utiliza Sistemas de Seguridad.	27
3.3.3 Válvulas de Seguridad de Subsuelo.	29
3.4 Camisa (Sliding Sleeve).....	32
Problemas asociados al uso de elementos elastoméricos.	34
3.5 Empacadura (Packer).....	41
3.6 Descripción y Diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible.....	42
3.6.1 Descripción del Equipo de Subsuelo.....	45
3.6.1.1 Motor eléctrico.	45
3.6.1.2 Protector.	46
3.6.1.3 Separador de gas.	47
3.6.1.4 Bomba Electrocentrífuga.	48
3.6.1.5 Cable de Potencia.	49
3.6.2 Descripción del Equipo de Superficie.	52
3.6.2.1 Tablero de control.....	52

3.6.2.2 Transformador	52
3.6.2.3 Variador de Frecuencia.	53
3.6.2.4 Caja de venteo.	53
3.6.3 Accesorios del Equipo Electrosumergible.	54
3.7 Movimiento de Tubería.	68
Efecto Pistón.	70
Efecto Pandeo (Buckling).....	71
Efecto Embalonamiento (Balloning).....	73
Efecto Temperatura.	74
3.7.1 Análisis y resultados del movimiento de tubería: Tubemove. ..	80
3.8 Torque y Arrastre.	85
3.8.1 Análisis y Resultados del Torque y Arrastre.....	95
3.9 Procedimiento de Corrida de los Equipos de Fondo.....	102
3.9.1 Diagrama de la Completación.....	107
CAPITULO 4.....	108
4. DATOS ECONÓMICOS DEL PROYECTO	108
CONCLUSIONES	116
RECOMENDACIONES.....	120
ANEXO A	
ANEXO B	

ANEXO C

GLOSARIO

BIBLIOGRAFIA

ABREVIATURAS

Bls:	Barriles
BAPD:	Barriles de agua por día
BFPD:	Barriles de fluido por día
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BP:	Barriles Producidos
TDH:	Cabeza dinámica Total
P:	Caída de Presión
Cp:	Centipoise
US:	Dólares americanos
BES:	Equipo de Bombeo Electrosumergible
H:	Espesor de la formación
g:	Factor Volumétrico del Gas
o:	Factor Volumétrico del Petróleo
Hz:	Hertz
IP:	Índice de Productividad

Psi:	Libras por pulgada cuadradas
Md:	Milidarcy
GOR:	Relación Gas . Petróleo
K:	Permeabilidad Absoluta
Ft:	Pies
Pb:	Presión de burbuja
Pwh:	Presión de cabeza
Pwf:	Presión de fondo fluvente
Pr:	Presión de Yacimiento
PVT:	Presión, volumen y temperatura
MD:	Profundidad medida
TVD:	Profundidad total vertical verdadera
Sw:	Saturación de Agua
BSW:	Sedimentos básicos y agua
VSD:	Variador de Frecuencia
μ_o :	Viscosidad del petróleo

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Oglan.....	3
Figura 2.1 Estado Mecánico del Pozo Exploratorio O - 01	18
Figura 3.1 Vista Vertical del pozo propuesto	22
Figura 3.2 Extracción	34
Figura 3.3 Sobre-compresión	35
Figura 3.4 Abrasión.....	36
Figura 3.5 Descompresión explosiva.....	37
Figura 3.6 Degradación Química	38
Figura 3.7 Degradación Térmica	39
Figura 3.8 Extrusión.....	39
Figura 3.9 Falla de Espiral	40
Figura 3.10 Sistema de Bombeo Electrosumergible.....	44
Figura 3.11 Curva de Dimensionamiento de la Bomba.....	58
Figura 3.12 Curva de Rendimiento de la Bomba	60
Figura 3.13 Dimensionamiento del Sello	61

Figura 3.14 Dimensionamiento del motor	62
Figura 3.15 Dimensionamiento del Cable	63
Figura 3.16 Dimensionamiento del Variador de Frecuencia	64
Figura 3.17 Simulador de Comportamiento del Pozo	65
Figura 3.18 Diagrama del Equipo Electrosumergible.....	67
Figura 3.19 Efectos actuando sobre la tubería	68
Figura. 3.20 Fuerzas actuando sobre áreas para crear efecto pistón.....	70
Figura. 3.21 L de tubería por efecto Pistón	71
Figura. 3.22 L de tubería por efecto Pandeo	72
Figura. 3.23 L de tubería por efecto de Embalonamiento.....	73
Figura. 3.24 L de tubería por efecto de Temperatura.....	74
Figura 3.25 Condiciones Iniciales del Movimiento de Tubería.....	80
Figura 3.26 Condiciones Finales del Movimiento de Tubería	81
Figura 3.27 Distribución de cargas axiales	82
Figura 3.28 Perfil de Presiones del Pozo.....	83
Figura. 3.29 Fuerzas ejercidas sobre la tubería.....	87
Figura 3.30 Arrastre vs Profundidad	96
Figura 3.31 Torque vs Profundidad	98
Figura 3.32 Cargas a lo largo de la tubería vs profundidad	100
Figura 4.1 Proyección de Producción de fluidos O . 01.....	114

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.2 Topes y Bases de Formaciones O - 01.....	6
Tabla 1.3 Producción Diaria de Crudo.....	7
Tabla 2.1 Parámetros Petrofísicos.....	16
Tabla 3.1 Especificaciones Válvula de Seguridad de Subsuelo	31
Tabla 3.2 Especificaciones Camisa	33
Tabla 3.3 Especificaciones Packer	41
Tabla 3.4 Simulaciones realizadas para diseño de equipo BES.....	57
Tabla 3.5 Datos de diseño del Equipo BES.....	57
Tabla 3.6 Análisis de Sensibilidad	59
Tabla 3.6 Modelos de Cálculos de Torque y Arrastre.....	88
Tabla 3.7 Factores de fricción comúnmente utilizados	91
Tabla 4.1 Detalle de la inversión en Completación.....	111
Tabla 4.2 Proyección de Producción	112
Tabla 4.3 Flujo de Caja del Proyecto.....	113
Tabla 4.3 Escenarios para Explotación del Campo Oglan.....	115

INTRODUCCIÓN

Los años 70 marcan el inicio del boom petrolero en nuestro país, en esta época el Estado Ecuatoriano concesionó áreas para desarrollar el potencial hidrocarburífero del Oriente, se perforaron y evaluaron reservas de estos campos muchos de los cuales fueron abandonados debido a que su explotación no era rentable, entre ellos el Campo Oglan el cual después pasó a poder de Petroproducción.

Actualmente con los precios del petróleo y la tecnología existente Petroproducción ha emprendido un plan de aumento de producción y reservas del país, en los cuales re-evaluó estos campos y se apresta a ponerlos en producción.

La explotación del campo Oglan debido a su ubicación geográfica demanda el uso de tecnologías de última generación que facilite la producción de hidrocarburos garantizando la conservación del medio ambiente.

CAPITULO 1

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SELECCIONADO.

1.1 Ubicación del Campo.

El campo Oglan se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental, Provincia de Pastaza a unos 36 Km. de distancia al noreste de la ciudad del Puyo.

Geográficamente se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas.

LATITUD: 01° 20' 31,7" Sur; LONGITUD: 77° 40' 21,1" Oeste

Este campo corresponde al bloque 20 del mapa petrolero ecuatoriano, está ubicado cerca de las facilidades de superficie del Bloque 10 Operado por la compañía AGIP desde 1987.

Se encuentra en un área ecológicamente sensible dentro del territorio de los Kichwas y Shuar en los predios de la comunidad Pablo López del Oglan Alto (Parroquia Arajuno) donde el estado ecuatoriano declaró este bosque primario de aproximadamente 3,344 hectáreas como bosque y

vegetación protector con el acuerdo No. 136 del Ministerio del Ambiente, mediante el Registro Oficial No. 24 del 24 de Mayo del 2005.

(Ver Figura 1).

Actualmente se encuentra un solo pozo en dicho campo perforado en el año de 1972, el cual para nuestro estudio se denominará O - 01 y todos los datos que se poseen proceden de pruebas realizadas en aquella época las cuales no fueron completas ni confiables, por esta razón se decidió tomar algunos datos disponibles del campo Villano como parámetros de correlación, estudio y comparación para el presente trabajo.

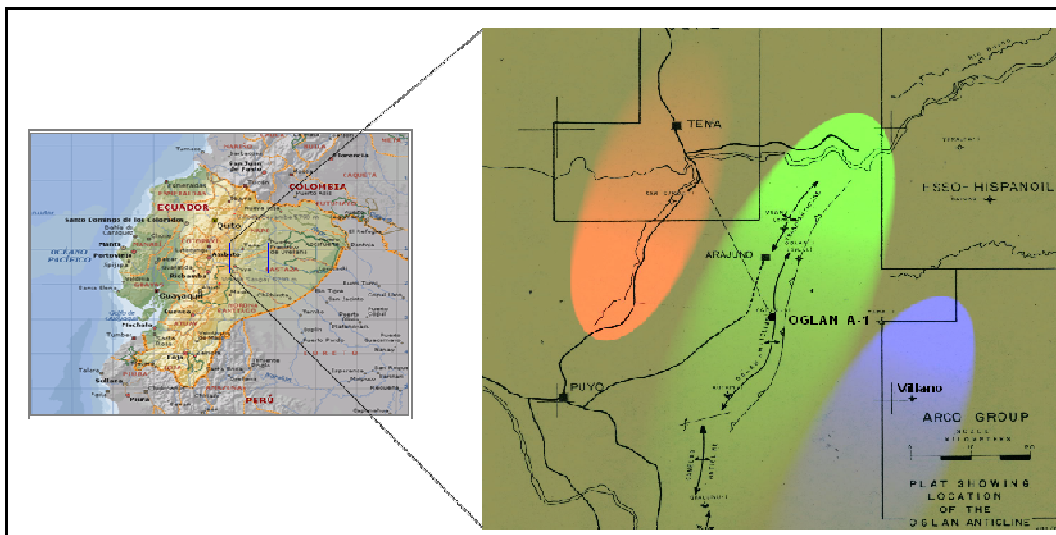


Figura 1.1 Ubicación Geográfica del Campo Oglan

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

1.2 Características del yacimiento.

Se han identificado dos zonas en los cuales se estima existe hidrocarburos de acuerdo a los datos suministrados por el registro de perforación del pozo O . 01 (Ver Tabla 1.1)

Hollín Principal y la arenisca %K+ de la formación Napo.

Hollín Principal constituye el mejor reservorio de esta estructura. Como dato adicional se debe señalar que la Arenisca %J+ muestra petróleo en la evaluación de perfiles, aunque en la descripción litológica no se reportó.

Tabla 1.1 Propiedades de la Roca y Fluido O - 01				
ZONA	H (ft)	Ø (%)	Sw (%)	k (md)
Hollín Principal	240.00	22,90	15,4	769.00
Hollín Superior	4.00	13,80	22.00	48.00
Arenisca T	30.00	16,20	12,40	
Arenisca U inferior	13.00	8,50	26,20	
Arenisca U superior	10.00	14.00	25,10	

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

1.2.1 Geología.

De acuerdo a los datos suministrados en el registro provisto por Petroproducción se estableció los espesores, bases y topes de las dos zonas con posible presencia de hidrocarburos.

Se ha determinado que la formación Hollín tiene un espesor total de 378 pies incluyendo las zonas Hollín Superior y Principal, esta última consta de un espesor total de 328 pies y un espesor neto de 240 pies para este pozo

Análisis Litológico
Formación: Hollín Principal
Apariencia: Clara
Tamaño de grano: Medio a grueso
Forma del grano: Subangular a subredondeada

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

La Arenisca σ_+ de la formación Napo posee un espesor total de 167 pies.

Análisis Litológico
Formación: Napo Arenisca σ_+
Apariencia: café claro a oscuro
Tamaño del grano: fino
Forma del grano: Subangular a subredondeada

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

El contacto agua/petróleo (OWC) se encuentra ubicado a 6424 pies de profundidad.

A continuación se detallan los topes y bases de las formaciones que el pozo atraviesa (Ver Tabla 1.2)

Tabla 1.2 Topes y Bases de Formaciones O - 01		
FORMACIÓN	TOPE	BASE
Chalcana	1725	2379
Orteguaza	2379	3163
Tiyuyacu	3163	4090
Tena	4090	5416
Napo - Arenisca "T"	5887	6054
Hollín Superior	6134	6184
Hollín Principal	6184	6512

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

1.2.2 Reservas.

Actualmente nuestro país cuenta con reservas probadas de 4.66 (1) billones de barriles entre crudos pesados, medianos y livianos, de los cuales la mayor parte se encuentra en yacimientos operados por Petroproducción y el restante por las compañías privadas que actualmente operan dentro del país.

(1) Boletín anual de estadísticas 2007 elaborado por la OPEP

Las reservas estimadas en el Campo Oglan de acuerdo a cifras de DNH y Petroproducción corresponden a 80000.000 bls.

La producción actual del país al 15 de octubre del 2008 sobrepasa los 500,000 bls/día. (Ver Tabla 1.3)

Tabla 1.3 Producción Diaria de Crudo		
Empresa	Operación	Barriles producidos (bls)
Petroecuador	Operación Directa	266,831.00
	Gestión Compartida	48,713.00
	Campos Unificados	41,215.00
	Campos Marginales	19,707.00
	Total Petroproducción	376,466.00
Privadas	Total Privadas	147,819.00
	Producción País	524,285.00

Fuente: Petroproducción

1.2.3 Intervalos de Producción Pozo O Ë 01.

De los registros obtenidos se encontró petróleo en las formaciones Hollín Principal y la arenisca %b+de la formación Napo.

- ✓ En la Arenisca T se realizaron disparos en dos intervalos:
 - Intervalo A: 5942 . 5958 (ft.)
 - Intervalo B: 5978 . 5986 (ft)

- ✓ En Hollín Principal se realizaron disparos en los siguientes intervalos:
 - Intervalo A: 6190 . 6210 (ft)
 - Intervalo B: 6251 . 6276 (ft)
 - Intervalo C: 6321 . 6331 (ft)

1.2.4 Resultados de pruebas de producción iniciales.

La zona considerada para esta prueba fue la arena Hollín Principal y la arenisca $\%A+$, se realizaron siete pruebas de producción a diferentes profundidades, los parámetros evaluados en esta prueba son descritos a continuación:

- ✓ Barriles de petróleo producidos
- ✓ Barriles de agua producidos
- ✓ Corte de agua (BSW)
- ✓ Gravedad API del crudo
- ✓ Presión de fondo fluyente (Pwf)
- ✓ Presión estática (Ps)
- ✓ Temperatura del Yacimiento

Los datos son mostrados en la Anexo 1.

Una vez analizados los resultados de las pruebas se estableció que la formación productora de este yacimiento es la zona de Hollín Principal, descartándose la Arenisca $\%A+$ debido a la baja cantidad de petróleo que presentó durante las mencionadas pruebas.

CAPITULO 2

2 ESTUDIO Y ANÁLISIS PARA EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN.

2.1 Introducción a las Completaciones.

Se entiende por completación al conjunto de trabajos que se realizan en un pozo después de la perforación o durante la reparación, para dejarlos en condiciones de producir eficientemente los fluidos de la formación o destinarlos a otros usos, como inyección de agua o gas.

El diseño e implementación adecuado de un programa de completación eficaz y flexible aumenta la confiabilidad del sistema, disminuye los costos de la compañía operadora mientras maximiza su rendimiento lo cual ayuda a optimizar la producción, minimizar la reparación de equipos y extender la vida del pozo.

Los criterios de selección y diseño de una completación deben ser analizados cuidadosamente, algunos estos factores son listados a continuación.

- a.- Consideraciones Mecánicas
- b.- Ubicación Geográfica
- c.- Fluidos del Yacimiento
- d.- Información del Yacimiento
- e.- Escenarios Operativos

a. Consideraciones Mecánicas.

Esto implica un conocimiento de los aspectos mecánicos del pozo lo cual incluye el perfil de pozo ya que esto impone restricciones al movimiento de ciertos equipos con respecto a los cambios severos de dirección del pozo (dog leg severity).

Además conocer longitudes, diámetros y peso de cada sección tanto de la tubería de producción (tubing), como de revestimiento (casing).

b. Ubicación Geográfica.

La ubicación geográfica donde se lleva a cabo la operación ya sea en tierra, mar, sitios remotos o áreas sensibles, tiene ciertos riesgos asociados los cuales dependiendo de su naturaleza se requiere de mejores sistemas de seguridad que cumplan con el mismo objetivo: la conservación ambiental.

c. Fluidos del Yacimiento.

Se requiere información referente a la propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento principalmente API, GOR, viscosidad, BSW, los cuales pueden ser obtenidos de pruebas de producción o análisis de presión, volumen y temperatura (PVT).

Además del tipo de flujo presente desde el yacimiento hasta superficie: flujo monofásico o flujo multifásico y otras variables adicionales como el nivel estático del fluido o existencia de algún problema de pérdida de circulación, etc.

d. Información del Yacimiento.

Esto refiere al conocimiento del mecanismo principal que aporta energía al yacimiento: acuífero de fondo o lateral, gorra de gas, gas en solución, expansión de la roca y fluidos.

Además se debe conocer los valores de presión y temperatura del pozo junto a sus respectivos gradientes.

La presencia de fluido corrosivo en el pozo debe ser estudiado, así como su impacto sobre las herramientas que serán utilizadas en la completación.

e. Escenarios Operativos.

Los problemas operacionales durante la producción del pozo incluyen: Arenamiento, conificación, escala, tubería y equipos dañados por corrosión (H_2S , Cl), Además debemos considerar con anticipación los trabajos de estimulación y reacondicionamiento a ser realizados y proyectos de recuperación adicional de petróleo cuando la energía natural del yacimiento sea insuficiente.

2.2 Levantamiento Artificial.

Cuando la energía natural del yacimiento se ha agotado es necesario implantar una fuente externa que aporte energía al yacimiento con el objetivo de levantar el fluido desde el fondo del pozo hasta el separador, minimizando los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, maximizando el diferencial de presión a través del yacimiento provocando de esta manera la mayor afluencia de fluidos.

El comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante su explotación está influenciado por: Características productivas del yacimiento, flujo de fluidos, pérdidas de presión por fricción en la tubería, formación de flujo multifásico a través del medio poroso y de la tubería debido a diferenciales de presión, así como el esquema de desarrollo implantado.

Existen diversos métodos de levantamiento artificial:

- Bombeo electrosumergible
- Bombeo mecánico
- Bombeo de cavidad progresiva
- Levantamiento artificial por Gas
- Bombeo Hidráulico tipo jet

2.3 Sistemas de Completación utilizando Bombeo Electrosumergible.

El bombeo electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente que en la actualidad ha cobrado mayor importancia debido a la variedad de aplicaciones para los que es utilizado, por este motivo es ampliamente aceptado.

Es un método de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

En la industria petrolera, comparativamente con otros sistemas artificiales de producción tiene ventajas y desventajas, debido a que por diversas razones no siempre puede resultar el mejor sistema de levantamiento artificial.

Para instalar este tipo de levantamiento artificial a un pozo candidato esté debe reunir características que no afecten su rendimiento como las altas relaciones gas/petróleo (GOR), las altas temperaturas, presencia de arena en los fluidos producidos y ambiente operacional agresivo, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del equipo.

2.3.1 Consideraciones en el uso del Bombeo Electrosumergible.

La operación con este tipo de sistemas debe considerar algunas restricciones que existen mientras se realiza la instalación del equipo.

1. Configuración mecánica del pozo: El diámetro del casing, tubería y desviaciones del pozo limitan la longitud y diámetro del equipo de bombeo electrosumergible
2. Controlar la velocidad de bajada del equipo de Bombeo Electrosumergible.
3. Protección de la tubería frente a las perforaciones en la cara de la arena, para evitar efectos de erosión.
4. Protección integral de los cables en el pozo.
5. La viscosidad afecta a este tipo de bombas bajando la capacidad de levantamiento, reduciendo la eficiencia y aumentando el consumo de potencia del motor.

2.4 Parámetros petrofísicos.

Los parámetros petrofísicos fueron obtenidos a partir del registro eléctrico realizado durante la perforación del pozo O - 01. No existen registros de análisis de núcleos en el campo. (Ver Tabla 2.1)

Tabla 2.1 Parámetros Petrofísicos	
Arena	Hollín Principal
Espesor Neto (ft)	240
Porosidad (%)	22.9
Permeabilidad (md)	769
Saturación de Agua (%)	15.4

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

2.5 Propiedades del fluido.

La información que se posee acerca de las características del fluido existente en el yacimiento fue estimada a partir de los datos registrados por el pozo exploratorio O-01 realizando una validación con los datos disponibles del campo Villano.

Propiedades del fluido	
Gravedad:	14 °API
Viscosidad:	195 cp
Factor Volumétrico:	1.02 bbl/STB
GOR:	23.2 SCF/STB
Relación de Movilidad:	0.2

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

2.6 Historia de Completación del Pozo Exploratorio O Ë 01.

El pozo exploratorio fue perforado con un perfil vertical hasta la profundidad de 6,675 pies, una vez concluida la perforación se llevó a cabo su completación (Ver Figura 2.1).

2.6.1 Estado Mecánico del Pozo Exploratorio O-01.

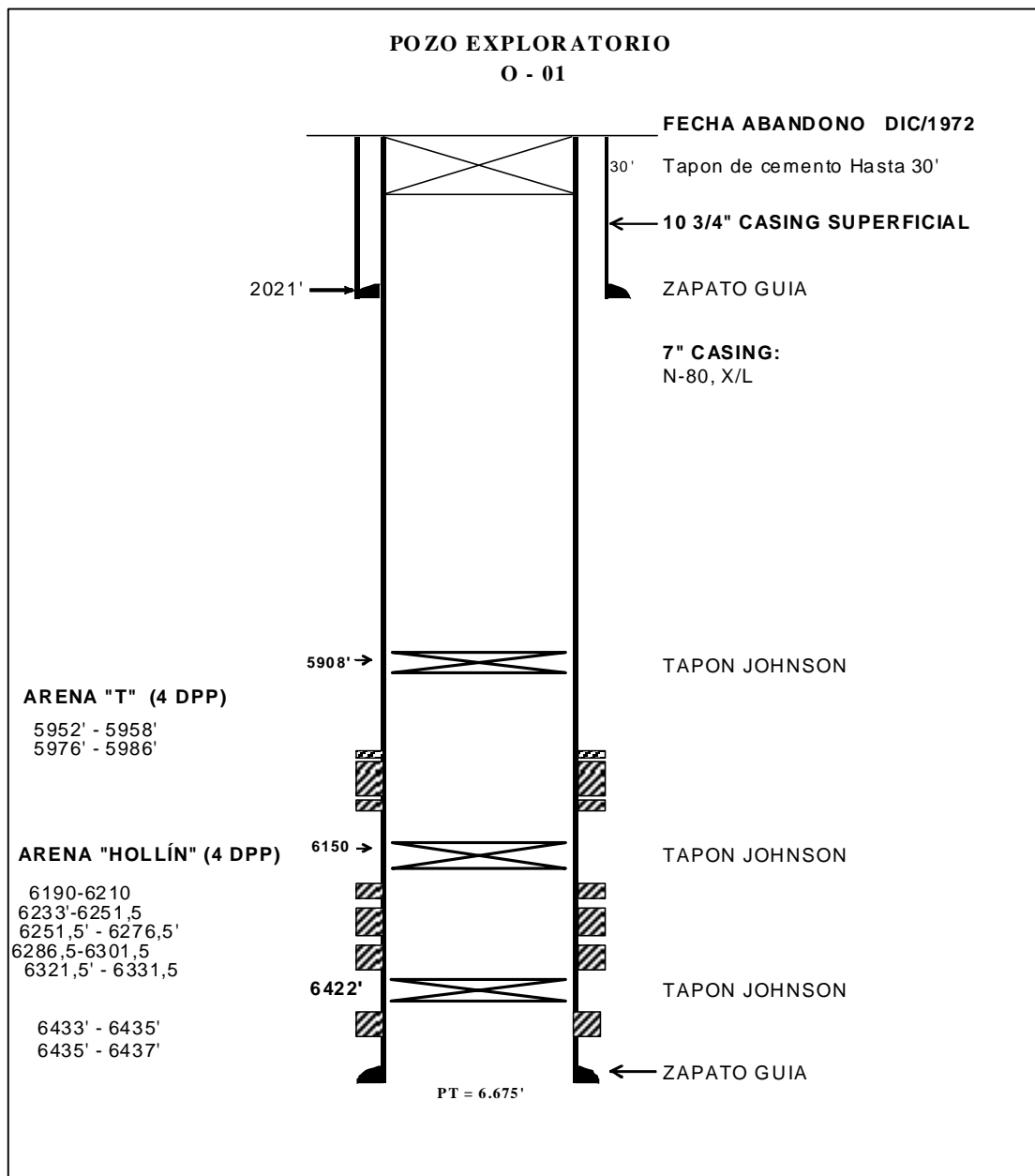


Figura 2.1 Estado Mecánico del Pozo Exploratorio O - 01

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

2.7 Información de pozos de correlación.

Haciendo uso de las pruebas de producción realizadas a los pozos del campo Villano se ha escogido diez pozos en los cuales se detalla: duración de las pruebas, cantidad de fluido total producido, corte de agua (BSW), presión de fondo fluyente (P_{wf}), índice de productividad (IP), relación gas/petróleo (GOR), temperatura y la presión a la cabeza (P_{wh}) de cada pozo.

Estos datos servirán de base para el diseño de nuestro programa de completación. Ver Anexo A

CAPITULO 3

3. PROGRAMA PROPUESTO.

3.1 Plan de Perforación.

La fase de extracción de todo proyecto de petróleo/gas natural comienza con la producción regular. Los pozos de desarrollo constituyen la base de la explotación a largo plazo.

El espacio ocupado por la infraestructura requerida para la extracción de hidrocarburos debe reducirse al mínimo, especialmente en áreas ecológicamente sensibles, hoy en día, haciendo uso de las modernas técnicas de perforación dirigida se pueden realizar varias perforaciones desde un solo punto (pozos en racimo). La perforación de varios pozos desde un solo punto reduce de forma importante los costos generados por el uso del taladro para perforar dichos pozos y también los riesgos asociados a ello.

El pozo exploratorio O . 01 del campo Oglan fue perforado en forma vertical hasta una profundidad de 6424 ft de profundidad, con una tubería de revestimiento de 7+.

Petroproducción ha estructurado un plan de desarrollo para el Campo Oglan el cual incluye la perforación de 40 pozos direccionales con la utilización de equipos helitransportables.

El plan de desarrollo, propone la perforación de un pozo direccional tipo S, con una inclinación máxima planificada de +/- 16.82°, el cual está planeado perforarse en dos secciones, una sección revestida con casing de 10 - 3/4+ y una sección revestida con casing de 7+ respectivamente; siendo el objetivo substancial la perforación, comprobación y extracción de hidrocarburos de la formación Hollín principal (Ver Figura 3.1).

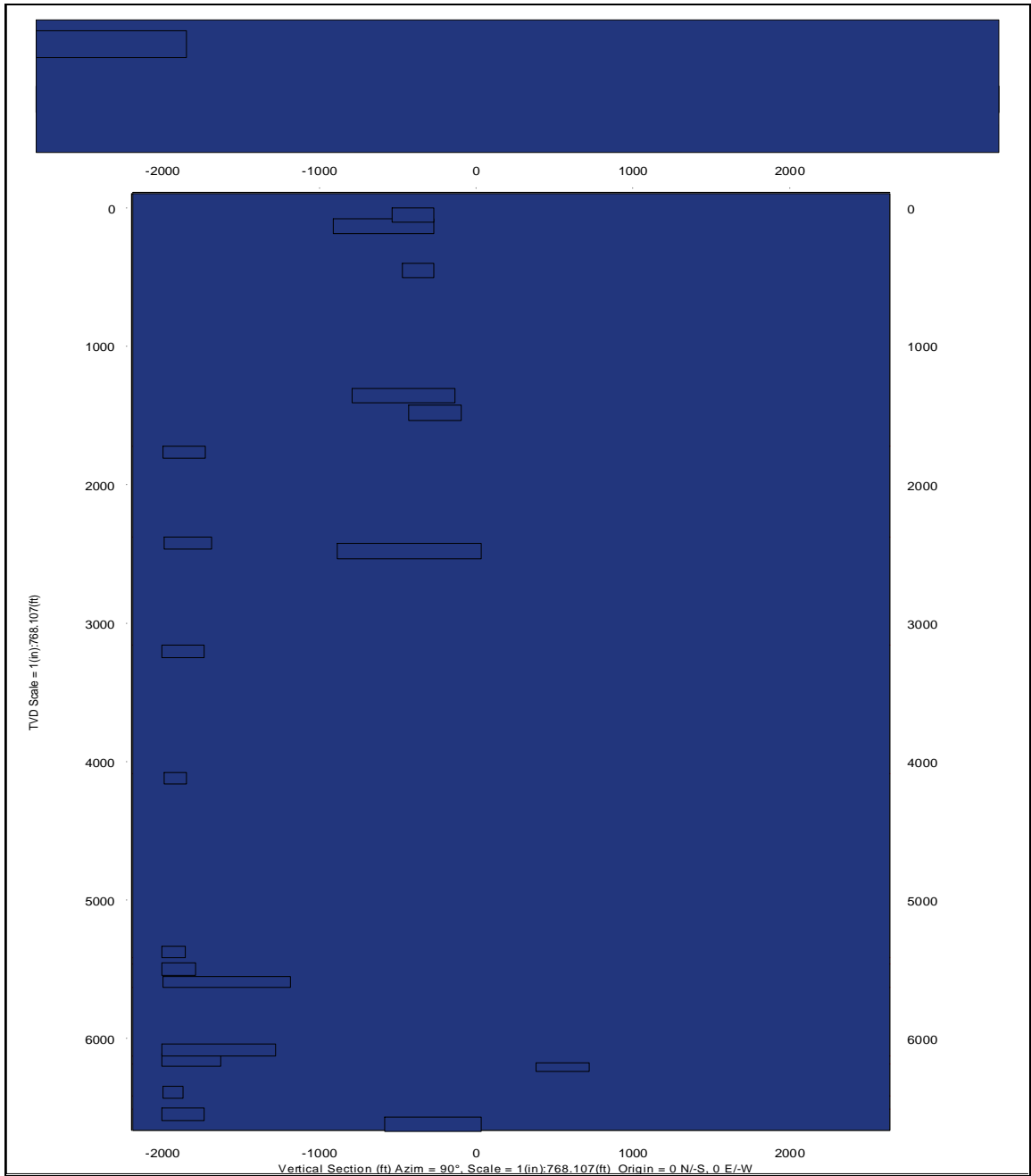


Figura 3.1 Vista Vertical del pozo propuesto

Fuente: Archivos de Baker

3.2 Descripción de los equipos de subsuelo.

Se denomina equipos de subsuelo al conjunto de dispositivos que van ubicados debajo de la mesa rotaria, que son bajados con la tubería de producción y permiten llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.

Debido a la cantidad de equipos de subsuelo, para el presente trabajo solo se definirá a los más representativos en busca de sintetizar la cantidad de conceptos presentes en este capítulo.

3.3 Sistemas de Seguridad.

Dado que en la actualidad las instalaciones técnicas y la infraestructura superficial de los proyectos de petróleo/gas ocupan áreas relativamente reducidas, es posible evitar la devastación de bosques, alteración de superficies extensas y de su respectiva flora y fauna de acuerdo al sitio donde se encuentre la instalación.

La protección de áreas sensibles como es el caso del Campo Oglan se basa en el uso técnicas avanzadas de explotación e instrumentos técnicos de seguridad, por ejemplo sistemas de cierre de válvulas que

limiten los daños ambientales causados por accidentes, especialmente por derrames de petróleo.

3.3.1 Uso de los Sistemas de Seguridad.

Durante la producción de hidrocarburos existen ciertos riesgos inherentes a la actividad como reventones, incendios y otros, los cuales pueden ser ocasionados por causas naturales como terremotos, tormentas, huracanes así como aquellos causados por algún tipo de acción externa como sabotaje mediante ruptura de las tuberías por parte de colonos o grupos armados.

Estas situaciones se consideran como riesgos potenciales de contaminación al medio ambiente, por lo que es necesario el uso de dispositivos de activación automáticos, mecanismos de emergencia, planes de contingencia.

Los sistemas de seguridad son necesarios por algunas de las siguientes razones:

- ✓ Seguridad (Física -Personal, Instalaciones, Protección del ambiente)

- ✓ Inversión de la Compañía Operadora (cierre del pozo, reventones, reacondicionamiento)
- ✓ Regulaciones Gubernamentales

Normas Regulatoras de Sistemas de Seguridad.

Dentro de la industria hidrocarburífera existen una amplia variedad de normas y regulaciones las cuales han sido creadas con el objetivo de minimizar en cuanto sea posible los riesgos asociados a las operaciones sirviendo de guía para el diseño, instalación y operación permitiendo realizar las operaciones en la forma más eficiente posible. Además estandarizan los equipos y herramientas utilizadas garantizando la compatibilidad entre accesorios de diferentes marcas.

Las normas principales reconocidas para los sistemas de Válvulas de Seguridad de Subsuelo están publicadas en las Especificaciones del Instituto Americano de Petróleo (API) indicadas en las normas API-14A y API-RP-14B. Aquí se establecen las normas mínimas para suministrar la máxima confianza de estos componentes.

API 14A.

Cubre los temas de válvulas de seguridad de fondo, seguros de válvulas de seguridad, niple de asentamiento de válvula de seguridad y todos los componentes que establecen tolerancia y/o juegos que pueda afectar la eficiencia o intercambiabilidad del equipo, los cuales pueden ser provistos como componentes independientes.(2)

API RP 14B.

Comprende consideraciones de diseño del sistema, instrucciones para una instalación segura, reparación y operación, procedimientos para reportar fallas, además indican las pruebas previas a la operación que aseguran un eficiente desempeño del sistema SCSSV. Estas prácticas recomendadas están dirigidas a los sistemas SCSSV recuperable por tubería y por cable. (3)

(2)-(3) **Fuente:**

Manual de Válvulas de Seguridad de Subsuelo - Baker Hughes

3.3.2 Ventajas de una empresa que utiliza Sistemas de Seguridad.

Una empresa que opera en cualquier área social y/o ambientalmente vulnerable requiere esencialmente liderazgo que desarrolle compromiso integral a todo nivel con el manejo, experiencia y confiabilidad de los sistemas de seguridad de quienes participan en las actividades operacionales, para así generar una cultura de seguridad en la empresa en cada uno de sus colaboradores.

El uso de sistemas de seguridad implica una mayor inversión inicialmente pero deriva a largo plazo en el ahorro debido a la disminución por los posibles pagos de remediación, indemnización, etc. El uso de sistemas de seguridad además provee una serie de ventajas a la empresa alguna de las cuales son citadas a continuación.

✓ **Reputación:**

Puede realizar operaciones específicas como la perforación en áreas protegidas o con alta biodiversidad, debido a que goza de reconocimiento de buenas prácticas ambientales a nivel internacional.

✓ Relación con las comunidades

El acceso a nuevos sitios puede verse influido por antecedentes relacionados a la protección ambiental, cuidado de la biodiversidad y fuentes de agua, restringiendo el acceso a importantes mercados.

✓ Acceso a capital:

El riesgo de acceder a créditos es elevado cuando los registros ambientales de las empresas son malos, además sus acciones bursátiles (comerciales) tienen menor valor en el mercado.

✓ Relaciones con las personas a cargo:

Los permisos de operación pueden ser demorados por las agencias gubernamentales debido a un mal registro de manejo de la biodiversidad o falta de confianza en sus planes de manejo.

3.3.3 Válvulas de Seguridad de Subsuelo.

Las válvulas de seguridad de subsuelo son un mecanismo de control de flujo de fluidos en el pozo, generalmente ubicados en el árbol de navidad o debajo de la sección B, situados entre 400 . 500 ft de profundidad.

Esta válvula es operada remotamente a través de una línea de control que conecta hidráulicamente la válvula, desde el pozo hasta superficie con un sistema de apagado de emergencia.

El diseño de la válvula es del tipo falla segura: Se aplica presión hidráulicamente a través de la línea para mantener abierta la flapper durante producción, si la presión hidráulica disminuye totalmente como ocurre en un evento catastrófico la válvula se cierra automáticamente debido a la activación interna del sistema power-spring.

Esta válvula posee un diseño de flapper en forma cóncava que reduce las fuerzas que se presentan durante las operaciones de apertura y cerrada de de la válvula asegurando que solo las

cargas axiales sean transmitidas a la tubería de flujo y no al asiento de la flapper.

El sistema de apertura de la flapper consiste en la autoigualación de la presión por arriba y debajo de la flapper, el sistema de igualación es un proceso rápido y simple en los que no hay cambios de presiones bruscos o preocupación acerca de daño alguno en la válvula.

Uno de los avances más importantes es la eliminación de camisas en el diámetro interior de la válvula reduciendo notablemente las fallas ocasionadas. Un estudio demostró que 25% de las fallas ocurridas se debían a la activación prematura de la camisa.

El avance más importante desarrollado en la tecnología de sellos es la eliminación de elastómeros, lo cual aumenta la confiabilidad de la camisa. El sello en la rosca o hilos en la conexión ~~RB~~BT+ creado por la conexión de cuerpos de la válvula es tipo metal a metal (no posee elastómeros) y está considerado como un beneficio crítico en la confiabilidad del sistema, hasta la fecha no

se han registrado fallas debido a diseño en ninguna de estas conexiones ya sea en tensión o fuga (Ver Tabla 3.1).

Tabla 3.1 Especificaciones Válvula de Seguridad de Subsuelo	
Presión de Trabajo (psi)	5,000
OD (in)	5.00
Mínimo ID (in)	2.877
Temperatura Operacional - Lodo base Aceite (°F)	20 - 300
Temperatura Operacional - Lodo base Agua (°F)	40 - 275
Presión Estallido (psi)	7,500
Presión Colapso (psi)	5,000
Capacidad de tensión (lb)	530,000
Capacidad de torque (lb-ft)	4,000
Seal Bore (in)	2.812
Presión de Apertura Nominal	1320' + Presión de Cierre

Fuente: Baker Oil Tools / Unidad Técnica

3.4 Camisa (Sliding Sleeve).

Es una herramienta usada para comunicar la tubería de producción con el espacio anular así como para producir selectivamente de una zona.

Esta camisa tiene un sistema de sellos provista de componentes no elastoméricos elaborados de materiales termoplásticos altamente resistentes a los químicos el cual funciona en ambientes hostiles.

La camisa puede ser accionada desde superficie utilizando un shifting tool y puede ser abierta ya sea hacia arriba o abajo según el modelo.

Posee un sistema de igualación progresiva de la presión entre el tubing y espacio anular. Su funcionamiento consiste de tres posiciones de collet: cerrado, igualación y abierto, el cual alberga en su interior un sistema de desplazamiento llamado inserto el cual es un elemento mecánico que se aloja en los perfiles de la camisa ubicados en su lower sub, este elemento es el que ejecuta el desplazamiento a través de las distintas posiciones del collet, además posee 4 ranuras ubicadas a 90° de separación que permite la caída de presión haciendo posible esta igualación progresiva.

Posee un anillo difusor termoplástico (diffuser ring) ubicado entre los puertos de flujo y la unidad superior de sello. Este anillo difusor sirve como una protección de los sellos para la entrada de fluidos a alta presión durante la apertura de la camisa optimizando la vida útil de los elementos de estos.

El espaciamiento entre los sellos y el anillo difusor permite a los puertos de la camisa en cierre, evitar completamente la exposición de los sellos antes de que la igualación ocurra. (Ver Tabla 3.2).

Tabla 3.2 Especificaciones Camisa	
Presión de Trabajo (psi)	5,000
Tamaño (in)	3 . 1/2
OD (in)	4.280
Seal Bore (in)	2.812
Temperatura Operacional (°F)	375
Capacidad de tensión (lb)	182,600
Capacidad de torque (lb-ft)	4,000

Fuente: Baker Oil Tools / Unidad Técnica

Problemas asociados al uso de elementos elastoméricos.

El rendimiento de los sellos está sujeto a algunas variables como: presión, temperatura, fricción, exposición química, entre otros. Estos parámetros deben considerarse al momento de la selección del tipo de sellos, puesto que el uso de elastómeros está asociado a algunos riesgos que deben ser considerados para asegurar una larga vida de los componentes.

Las fallas más comunes debido al uso de elementos elastoméricos son:

Extracción.

Esto se desarrolla en sellos con baja dureza/plasticidad del elastómero, debido a un inadecuado mejoramiento del elastómero. Esta falla es a menudo difícil de detectar al examinar el sello. El sello muestra una disminución en el área de la sección transversal (Ver Figura 3.2).

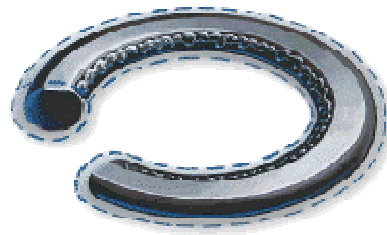


Figura 3.2 Extracción

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

Sobre-compresión.

Esto lo encontramos en un elastómero con pobres propiedades de compresión e inadecuada resistencia al calor, o con un diseño inadecuado el cual falla debido a cambios en volumen, temperatura o compresión excesiva, el sello puede desarrollar un corte circunferencial (Ver Figura 3.3).



Figura 3.3 Sobre-compresión

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven, O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis.

Abrasión.

Esto ocurre con los sellos dinámicos que involucran movimiento de rotación, oscilación o reciprocación, algunos factores que contribuyen son las altas temperaturas, la superficie del sello es demasiado suave para permitir una adecuada lubricación, adicionalmente el pozo puede contener un alto contenido de partículas abrasivas. El sello o parte del

sello puede exhibir una superficie recta paralela a la dirección o movimiento (Ver Figura 3.4).



Figura 3.4 Abrasión

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

Descompresión Explosiva.

Esto resulta cuando gases a alta presión son absorbidos por el sello, y luego cuando la presión disminuye rápidamente, los gases atrapados en los microporos del elastómero causan roturas superficiales en forma de burbuja y luego escapan. Visualmente cuando esto ocurre se puede observar que el sello exhibe burbujas, bolsas de aire y ciertos cortes exteriores en su superficie

(Ver Figura 3.5).



Figura 3.5 Descompresión explosiva

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

Degradación Química.

Esto se debe a incompatibilidad con el ambiente químico lo cual se ve acelerado por las altas temperaturas. Algunas veces muestras signos visibles de degradación mientras que en otros son detectables solamente

midiendo las propiedades físicas, algunas señales de degradación observables incluyen fracturas discontinuas, área en forma de burbuja (bolsa de aire), decoloración (Ver Figura 3.6).



Figura 3.6 Degradación Química

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

Degradación Térmica.

Los factores que más contribuyen son las propiedades térmicas del elastómero, ciclos de excesiva temperatura. Pueden exhibir cierto tipo de fracturas discontinuas radiales localizadas en las zonas de más altas temperaturas, algunos pueden exhibir signos de ablandamiento de la superficie como resultado de la excesiva temperatura (Ver Figura 3.7).



Figura 3.7 Degradación Térmica

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

Extrusión.

Esta situación es más común en sistemas de alta presión, se debe generalmente al ablandamiento del elastómero por una incompatibilidad con el fluido y una excesiva presión del sistema, en donde el sello desarrolla una forma irregular en la parte donde la presión es menor (Ver Figura 3.8).



Figura 3.8 Extrusión

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven, O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis.

Falla de espiral.

Esta falla es a menudo vista en sellos de pistones hidráulicos con desplazamiento largo, algunos factores que contribuyen es una lubricación inadecuada, baja velocidad de reciprocación, el elastómero es muy suave pues posee un bajo modulo de dureza, el sello exhibe una serie de cortes profundos con un ángulo de 45° en forma de espiral (Ver Figura 3.9).



Figura 3.9 Falla de Espiral

Fuente: Dichtomatik O-ring Handbook, Section Seven O-ring Trouble Shooting and Failures Analysis

3.5 Empacadura (Packer).

Es una herramienta de fondo usada para proveer un sello entre la tubería de producción y tubería de revestimiento con el objetivo de aislar zonas evitando el contacto de los fluidos.

Está empacadura recuperable de asentamiento hidráulico posee cuñas bidireccionales, ha sido diseñada para permitir el uso de una Bomba Electro Sumergible por debajo, la cual puede aceptar un sistema de cable empaquetador feed-through, o un cable penetrador.

Otros orificios permiten ventilación de la presión de anular, inyección de fluido por el packer, y/o pasaje de cables para colgar instrumentos de medición de fondo (Ver Tabla 3.3).

Tabla 3.3 Especificaciones Packer	
Configuración	2-7/8 x Penetrador
Máximo OD (in)	6.000
Dif. Pressure Rating (psi)	5,000
Tensión para liberar (lbs)	42,000
Elemento Empaquetador	Nitrilo, H80
Temperatura (°F)	275
Material	Carbon Steel, 80 Ksi Mys
Mínimo ID	1.922

Fuente: Baker Oil Tools / Unidad Técnica

3.6 Descripción y Diseño del equipo de Bombeo Electrosumergible.

Una instalación convencional de bombeo electrosumergible está constituida por los siguientes componentes:

- Motor eléctrico
- Protector (sección sellante)
- Separador de gas (intake)
- Bomba electrocentrífuga
- Cable de potencia

Los equipos para operar en superficie son:

- Panel de control (switchboard)
- Transformadores de potencia
- Caja de venteo

También deben ser incluidos accesorios adicionales para complementar dicha instalación, así: cable superficial, flejes para cable, válvula de drene, válvula de contrapresión, centralizadores, sensores de presión y temperatura, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, variador de velocidad, empaquetaduras especiales, capilares para inyección de químicos.

El acoplamiento de los componentes debe ser preciso, ya que cada uno ejecuta una función específica en el sistema para obtener las condiciones de operación que permitan impulsar a superficie la cantidad de fluido requerido.

Causas de Fallas del Sistema BES.

- ✓ Sobrecarga del sistema por un periodo largo de tiempo
- ✓ Liqueo de la sección de sello
- ✓ Condiciones del pozo: temperatura excesiva de operación, fluidos corrosivos, materiales abrasivos en el fluido
- ✓ Instalación mala o deficiente
- ✓ Falla del equipo
- ✓ Desgaste de la bomba
- ✓ Condiciones atmosféricas: rayos, terremotos, tormentas, etc.
- ✓ Sistema eléctrico deficiente
- ✓ Baja refrigeración

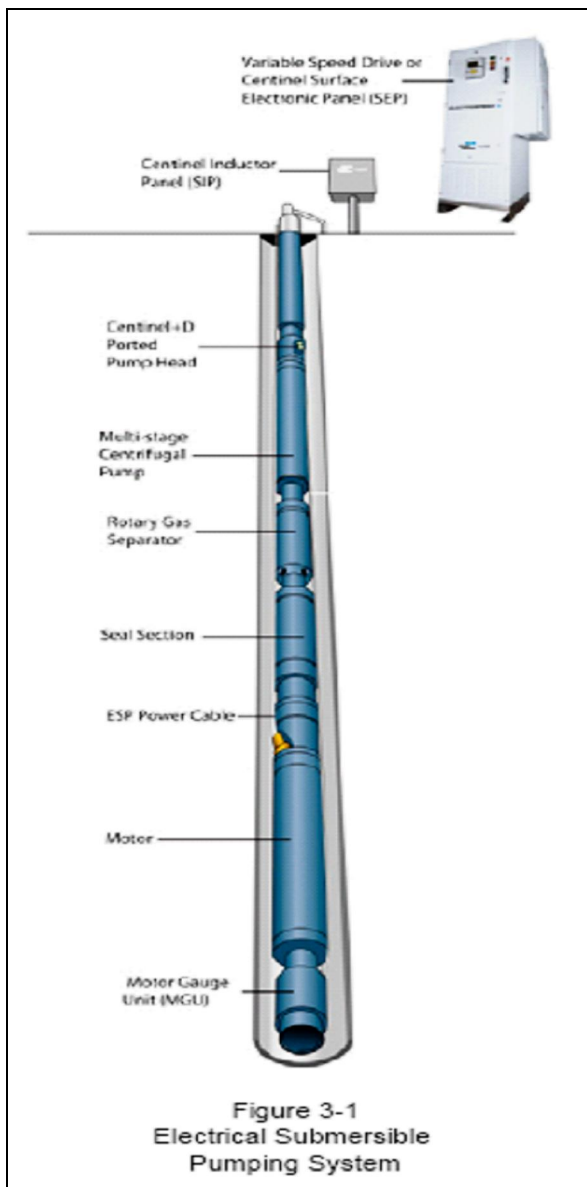


Figura 3.10 Sistema de Bombeo Electrosumergible

Fuente: Baker Hughes Centrilift, Submersible Pump Handbook, 8th Edition,

2008

3.6.1 Descripción del Equipo de Subsuelo.

3.6.1.1 Motor eléctrico.

El motor eléctrico tiene como objetivo fundamental convertir la energía eléctrica en energía mecánica y así girar el eje para accionar la bomba

Causas de fallas del Motor.

1) Excesiva sobrecarga del motor, lo cual puede ser resultado de una o más de las siguientes razones.

- a. Alta gravedad específica del fluido del pozo
- b. Mal diseño (sub-dimensionamiento del motor) como resultado de manejo de datos no actualizados.
- c. Desgaste de la bomba
- d. Variación en el voltaje, voltajes muy altos o bajos.

2) Liqueo en la sección de sello.

Explicado posteriormente en el presente trabajo.

3) Velocidad baja del fluido para el enfriamiento.

Esto causa que la temperatura interna del motor se eleve, ocasionando que el aislamiento de la bobina del motor se funda.

- a. Esto ocurre cuando la velocidad del fluido a través del motor es insuficiente para enfriarlo (velocidad recomendada 1 ft/seg).
- b. Sucede cuando una unidad está ubicada por debajo de las perforaciones en un pozo, y no se instala un motor jacket para dirigir el fluido por el motor para de esta forma enfriarlo.

3.6.1.2 Protector.

Este componente también llamado sección sellante se localiza entre el motor y la bomba está diseñado principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de asentamiento del equipo. Adicionalmente evita la contaminación del aceite lubricante del motor con el fluido del pozo.

Causas de fallas del Protector.

Una fuga o rotura en la sección de sellos permite mezclarse a los fluidos del pozo con el del motor. Algunas razones posibles a ser analizadas son:

- a. Desgaste de la bomba causando vibración lo cual daña al sello
- b. Rotura mecánica del sello
- c. Construcción defectuosa del sello
- d. Malos métodos y/o procedimientos de instalación
- e. Material de sellos trabajando a temperatura superiores para las que son diseñados.

3.6.1.3 Separador de gas.

El separador de gas es un componente opcional que sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular.

El separador de gas se usa en aplicaciones donde el gas libre causa problemas que afectan el rendimiento de la bomba, siendo el principal problema la cavitación que

provoca una destrucción mecánica del equipo debido a la erosión, corrosión y la intensa vibración reduciendo la capacidad y eficiencia de la bomba.

3.6.1.4 Bomba Electrocentrífuga.

Su función básica es proporcionar a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a superficie la cantidad de fluido deseada.

Causas de fallas de la Bomba.

A continuación se lista algunos de los factores que ocasionan que la bomba no funcione adecuadamente, limitando su capacidad.

1. Dowthrust
2. Upthrust
3. Erosión debido a la presencia de partículas abrasivas.
4. Bloqueo o taponamiento de las etapas, debido a la presencia de escala

5. Flexiones del eje, debido al bloqueo de la bomba.
6. Corrosión
7. Mala operación del personal de estación.

3.6.1.5 Cable de Potencia.

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, además debe reunir las propiedades de aislamiento de acuerdo al tipo de fluidos producidos.

Causas de fallas del Cable

- 1) Daños mecánicos ocurridos durante las operaciones de bajada o pulling.
 - a. Aplastamiento o mordedura
 - b. Estiramiento debido a la tensión
 - c. Deformación o enredamiento en algún punto determinado
 - d. Corte o desgarre

2) Deterioramiento del cable debido a:

- a. Altas temperaturas
- b. Gas a alta presión
- c. Corrosión
- d. Cambio en las propiedades debido al paso del tiempo

Indicios de fallas del Equipo BES en campo.

La situación ideal para cualquier sistema BES es operar sin interrupciones ni complicaciones la mayor cantidad de tiempo posible, de esta forma la compañía operadora obtiene la máxima rentabilidad potencial. Esto sin embargo nunca ocurre y el sistema BES esta sujeto a paralizaciones en sus operaciones ya sea por factores externos o internos.

- ✓ Factores internos.- Tales como fallas en la parte eléctrica de superficie y/o subsuelo del sistema BES, así como fallas mecánicas.

- ✓ Factores externos.- Tales como problemas con la fuente de poder así como limitaciones y restricciones por la ubicación superficial del equipo BES.

Ambos factores pueden combinarse y resultar en una interrupción del sistema BES cuando un sistema de control interno se activa como resultado de un factor externo.

La carta amperímetrica registra el amperaje del motor electrosumergible, es una de las herramientas más valiosas y menos entendidas que sirve para realizar el monitoreo de operación de los pozos. Esta carta amperímetrica permite al operador detectar rápidamente cambios en el comportamiento normal del pozo, lo cual puede ser un indicio de problemas operacionales a futuro.

Un análisis riguroso y apropiado realizado a tiempo provee información importante que permite detectar y corregir problemas operacionales menores antes de que se conviertan en costos mayores.

Si la carta es usada correctamente (chequeada cada día) esta puede alertar sobre cambios en los parámetros del pozo, tales como caída de la presión fluyente, aumento de temperatura, disminución de caudal.

3.6.2 Descripción del Equipo de Superficie.

3.6.2.1 Tablero de control.

Es el componente desde el que se gobierna la operación del equipo de producción en el fondo del pozo. Dependiendo de la calidad de control que se desea tener, se seleccionan los dispositivos que sean necesarios para integrarlos al tablero.

3.6.2.2 Transformador.

Se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores "taps" que les dan mayor flexibilidad de operación.

3.6.2.3 Variador de Frecuencia.

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad.

Permite controlar eficientemente el desempeño del Sistema de Bombeo Electrosumergible, al arrancar el equipo el variador aplica el voltaje y la corriente gradualmente reduce la tensión mecánica y eléctrica en el sistema protegiendo al equipo de fondo de fluctuaciones de corriente así como de desbalances de voltaje

3.6.2.4 Caja de venteo.

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero.

En la caja de venteo o de unión, el cable queda expuesto a la atmósfera evitando cualquier posibilidad de un conato de incendio. Además provee un punto de contacto para

conectar el cable de potencia del controlador al cable de potencia del pozo.

3.6.3 Accesorios del Equipo Electrosumergible.

Con el propósito de optimizar la operación del equipo es necesario contar con algunos accesorios.

✓ Grapas (Clamps).

Son piezas de acero muy resistente que se utilizan para sujetar las piezas individuales y realizar los acoples, los MLE (motor lead extensión) son uno de los tipo de grapas más utilizados que se usan para sujetar y asegurar las secciones del equipo electrosumergible.

✓ Válvula de drenaje.

Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae el equipo del pozo.

✓ **Válvula de contra presión.**

Esta válvula permite el flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro del eje de la bomba en sentido contrario, ocasionando un sobre esfuerzo de torsión el mismo, pudiendo romperlo.

✓ **Sensor.**

Son instrumentos electrónicos que sirven para medir diferentes parámetros en fondo del pozo tales como: Presión fluyente, temperatura del motor, temperatura del yacimiento, vibración del equipo, etc. Este instrumento va conectado a un registrador en superficie, permitiendo almacenar los datos en un computador para luego ser analizados.

Parámetros de diseño.

Para el diseño del sistema de bombeo electrosumergible se utiliza el software AUTOGRAPH, para lo cual se necesita de los datos más actualizados que se tenga del pozo, siendo estos:

✓ Presión estática	(Ps)
✓ Presión de fondo fluyente	(Pwf)
✓ Presión de burbuja	(Pb)
✓ Gravedad del crudo	(° API)
✓ Relación gas/petróleo	(GOR)
✓ Índice de productividad del pozo	(IP)
✓ Viscosidad del fluido	(cp)
✓ Profundidad de asentamiento de la bomba	(pies)
✓ Temperatura de fondo	(° F)
✓ Diámetro de la tubería de producción	(pulgadas)

Los gráficos aquí mostrados fueron capturados directamente de la pantalla de la computadora y aparecen en el lenguaje original del programa.

Se efectuaron varias simulaciones iterando con diferentes diámetros de tubería, índices de productividad (IP) y presión estática, manteniendo constante los otros parámetros del yacimiento para cada corrida, hasta determinar el equipo que

mostró una mejor eficiencia operacional bajo los parámetros especificados.

Se realizaron 7 simulaciones, la simulación escogida considera una presión estática de 2670 psi, índice de productividad de 1.00 BFP/PSI y tubería de producción de 3-1/2" de diámetro, a continuación se adjunta el análisis realizado.

SIMULACIONES PARA DISEÑO DEL EQUIPO BES			
IP (BF/PSI)	Diámetro CSG (in)	Diámetro TBG (in)	Ps (psi)
0.6	7	3-1/2	2700
	7	4-1/2	3114
0.8	7	4-1/2	3114
0.9	7	4-1/2	3114
1	7	3-1/2	2700
	7	4-1/2	3114
	7	3-1/2	2670

Tabla 3.4 Simulaciones realizadas para diseño de equipo BES

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
1 BFP/PSI		
BFPD	BBLS	1700
BSW	%	1%
BPPD	BBLS	1683
BAPD	BBLS	17
API	o API	14
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	904
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	2708
ESPEJOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	1

Tabla 3.5 Datos de diseño del Equipo BES

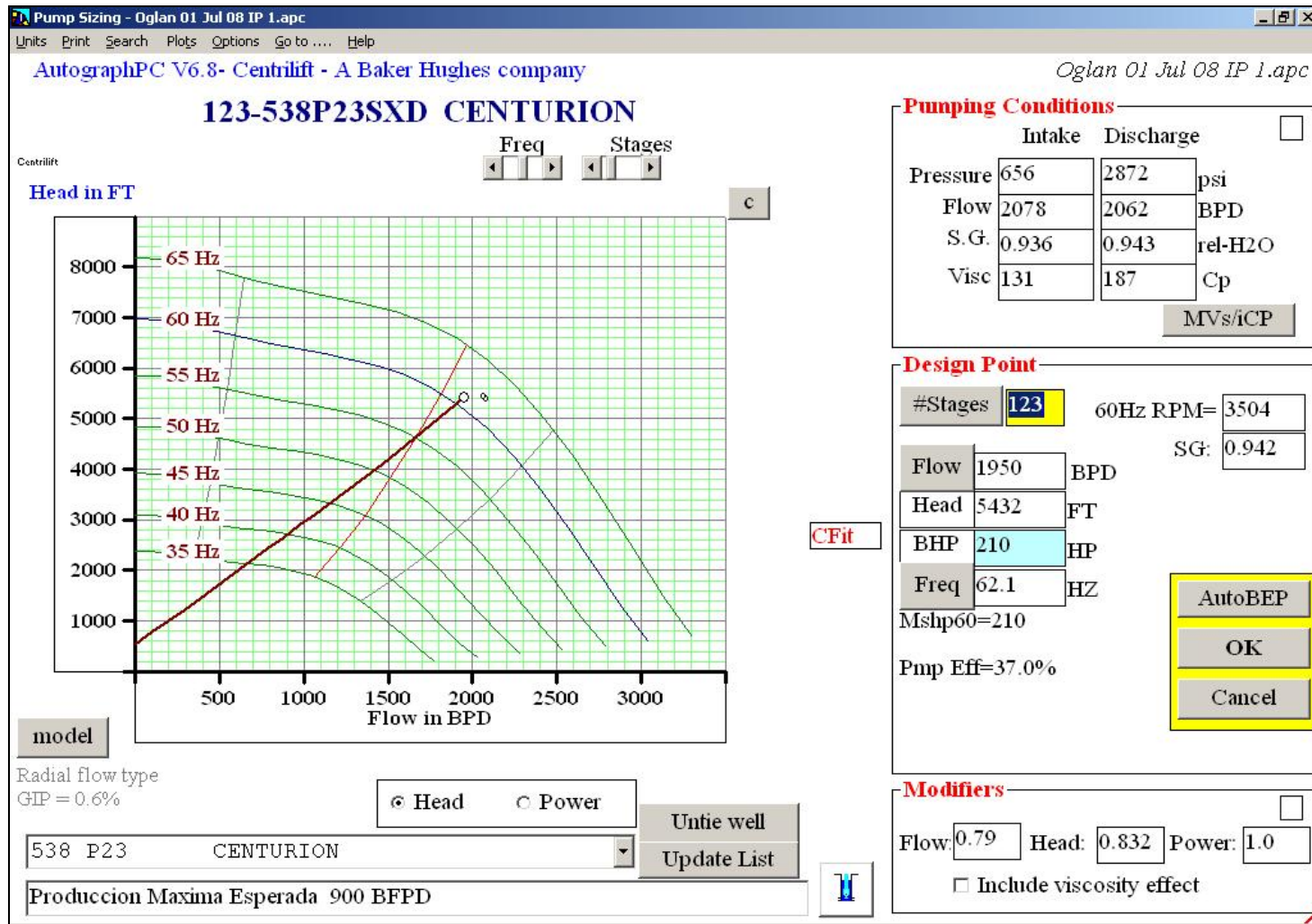


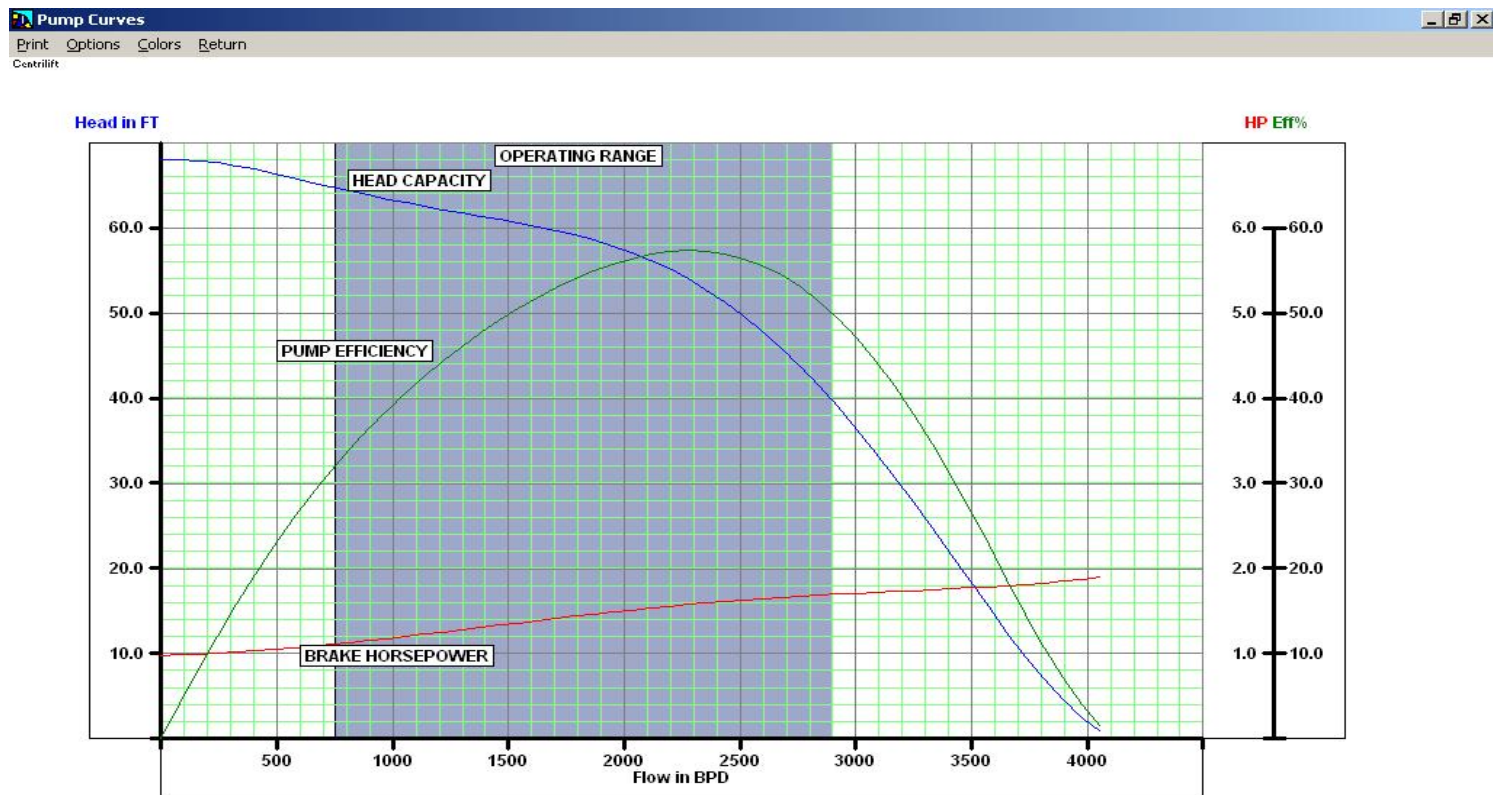
Figura 3.11 Curva de Dimensionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Análisis de Sensibilidad

Frequency Freq Hz	Flow at Stock Tank Qd BPD	Pump Intake Pressure PIP psi	Friction Head Loss FricHL FT	P (psi)
40	916	1689	96.65	
41	965	1640	100	-49
42	1014	1591	104	-49
43	1064	1541	105	-50
44	1113	1492	109	-49
45	1163	1442	110	-50
46	1211	1395	113	-47
47	1258	1347	115	-48
48	1306	1299	117	-48
49	1354	1251	121	-48
50	1402	1204	125	-47
51	1449	1156	130	-48
52	1497	1108	136	-48
53	1544	1061	140	-47
54	1590	1015	144	-46
55	1635	970	149	-45
56	1680	925	153	-45
57	1725	880	157	-45
58	1770	835	161	-45
59	1814	791	166	-44
60	1859	746	178	-45
61	1903	702	193	-44
62	1947	659	207	-43
62.1	1950	656	208	-3

Tabla 3.6 Análisis de Sensibilidad



P23SXD

RPM= 3500 Sp.Gr. = 1.0
 1 STAGE PERFORMANCE CURVE
 CENTURION PUMP 538 SERIES

60.0 Hz

Figura 3.12 Curva de Rendimiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Seal Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

Options Print Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

<p>Application - related data</p> <p>Pump is : 123-P23SXD</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> Floater ?</p> <p><input type="checkbox"/> Sand present?</p> <p>Angle: <input type="text" value="0.0"/> Deg (0=vertical, 90=horizontal)</p> <p>Oil Type <input type="text" value="CL6"/></p> <p>Brg Oil Temp =278°F Thrust Bearing load = 24% at design point</p> <p>Chamber Cap used (Top to Bot.): 62% 55% 51% 41% 34% 30%</p>	<p>Select Seal</p> <p>Series <input type="text" value="513"/> Manufacturer <input type="text" value="CENTRILIFT"/></p> <p>Models <input type="text" value="GST3 DB"/> Options <input type="text" value="H6"/></p> <p>6 CHAMBER TANDEM, BAG/LAB/LAB//BAG/LAB/LAB</p> <p>Options: H6 HL</p>
--	---

Comments:

Figura 3.13 Dimensionamiento del Sello

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Motor Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

Options Print Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company

Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

Input Data

OPfreq	62.1	Hz	Click to Untie
ShaftHP at OPfreq	218	HP	Mshp60=210
Flowrate Qstk	1950	BPD	
Csg / Jckt ID	6.184	in	

ADR

BHT:	139	°F	<input checked="" type="checkbox"/> VSD
%wc:	10.0	%	<input type="checkbox"/> SCALE
Oil API:	13.0	°API	<input type="checkbox"/> MONEL
GIPbs:	5.7	%	%V_imbal: 0.1 %
ViscIn	131	Cp	

OP Conditions (@62.1Hz)

Load % =	92.3	%	Eff=	90.4	%
Fluid Speed=	3.701	ft/s	pf=	79.9	%
Term Volts=	2337.1	V	RPM=	3627	r.p.m.
Motor Amps=	56.1	A	Vsurf=	2427	V
OPTemp =269°F			Vdrop=	89.41	V

Selected (60Hz rating)

Manufacturer	HP	Volts / Amps
CENTRILIFT	171	1290/81
	171	2390/44
	190	1185/98
	190	1430/81
	190	2415/48
	209	1305/98
	209	2385/53
	228	1130/123
	228	1425/98
	228	2305/60
	266	1315/123

CENTRILIFT Frame Size:12

562 KMH 228 HP 2305V 60 A

AutoSelect
OK
Cancel

Comments:
No comments

NOTICE: Computed information like efficiency and power factor for non-Centrilift equipment is modeled after published data and by no means necessarily reflect actual efficiencies or power factor observed in the field.

Figura 3.14 Dimensionamiento del motor

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Cable Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

Print Options Select Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company Oglan 01 Jul 08 IP 1.apc

Input Data

Fluid level over pump	1500	ft
Click to Untie	motor V	2337.1 Volts
Surface	50.0	ft
Tsurf	75.0	°F
MLE Len	30.0	ft
Power	0.05	/ KWH
motor A	56.1	Amp:
BHT	139	°F
Water	10.0	%
Tbg Length	6070	ft
Perfs	6260	ft

Cable Sizing Output

volt	14.54	/1000ft	Power Loss	8.689	KW
total	89.41	volts	Power Cost	313	\$/ mo
total	3.825	% motor V	(cable)		
surface	236	KVA			
surface	2427	volts			
Freq	62.1	HZ			

CENTRILIFT

#4	50.0 ft	CEBE	5kV
----	---------	------	-----

CENTRILIFT ma

#1	6070 ft	CELF	5kV
----	---------	------	-----

CENTRILIFT moto

#5	30.0 ft	MLE-KT3	3kV
----	---------	---------	-----

Pothead 2piece Nires

(drift) casing ID 6.059 in

pump or seal OD 5.38 in

cable thick 0.452 in

Min clearance 0.163 in

AutoSelect

OK

Cancel

No fit

Motorlead Extension Selection

Manufacturer **CENTRILIFT** about

Size	Type	KV Rating
#5	MLE-KT3	3

Max Cond Temp 160.1 °F Max Temp Rating 250 °F Round Flat packer bypass

Reel selection utility (not saved)

50 NEMA I NEMA II max length 6569 ft

cable 0.452 in X 1.201 in total 340.5500 lbs

0.685 lbs/ft with 6070 ft

Comment: No comments

Figura 3.15 Dimensionamiento del Cable

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Controller Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Print Options Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company

Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Variable Speed Drive

Input Data

Click to Untie

Control Vin V

Surface V

Motor Amps

Surface KVA

Frequency Hz

Power Cost \$ /KWH

VSD Switchboard

Model	KVA	A
2125-PCP	130	156
2125-VT	130	156
2150-VT	163	196
2200-VT	200	241
2250-VT	260	313
4300-VT	325	391
4350-VT	390	469
4400-VT	454	546
4500-VT	519	624
8600-VT	624	750

480V RATING

Controller Calculated Data

Output Current = 279.4 Amps

Volts
(required V/Hz = 7.821)

Controller Load = 44.71%

Controller in = 200 KVA

System Power = 191.3 KW

Power Cost = 6887 \$/mo

Motor Starting

Volt: Amps

Selected Equipment

CENTRILIFT

4500-VT Variable Speed Drive

Transformer Info

Configure

Supply > < Load >

Starting Frequency

Hz

Starting Vboost

V

Comments:

Figura 3.16 Dimensionamiento del Variador de Frecuencia

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

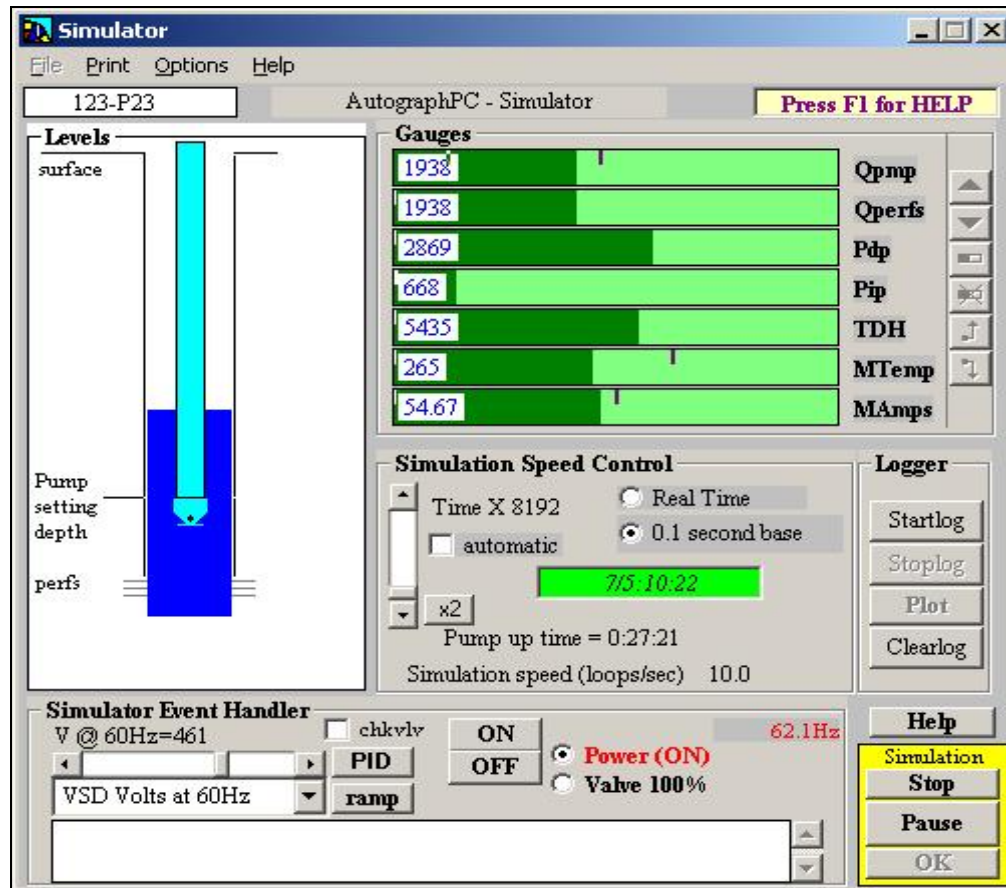


Figura 3.17 Simulador de Comportamiento del Pozo

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Las simulaciones adicionales realizadas como parte del presente trabajo pueden ser revisadas en el Anexo B.

Precauciones previo al arranque del equipo BES.

- ✓ Chequear equipo de fondo en superficie antes de empezar a instalar.
- ✓ Coordinar la posibilidad de subir los equipos a la mesa del taladro mediante camión pluma, para evitar sobreesfuerzos.
- ✓ Coordinar la instalación del equipo de superficie previo al arranque del pozo.
- ✓ Controlar la bajada de cable a razón de 8 paradas por hora.
- ✓ Tomar en cuenta que la producción a obtenerse del pozo es 1950 bls, además controlar el BSW, así como la presión y la temperatura del motor.
- ✓ Arrancar el equipo a frecuencia baja (40hz), controlar permanentemente las variables que registra el sensor.

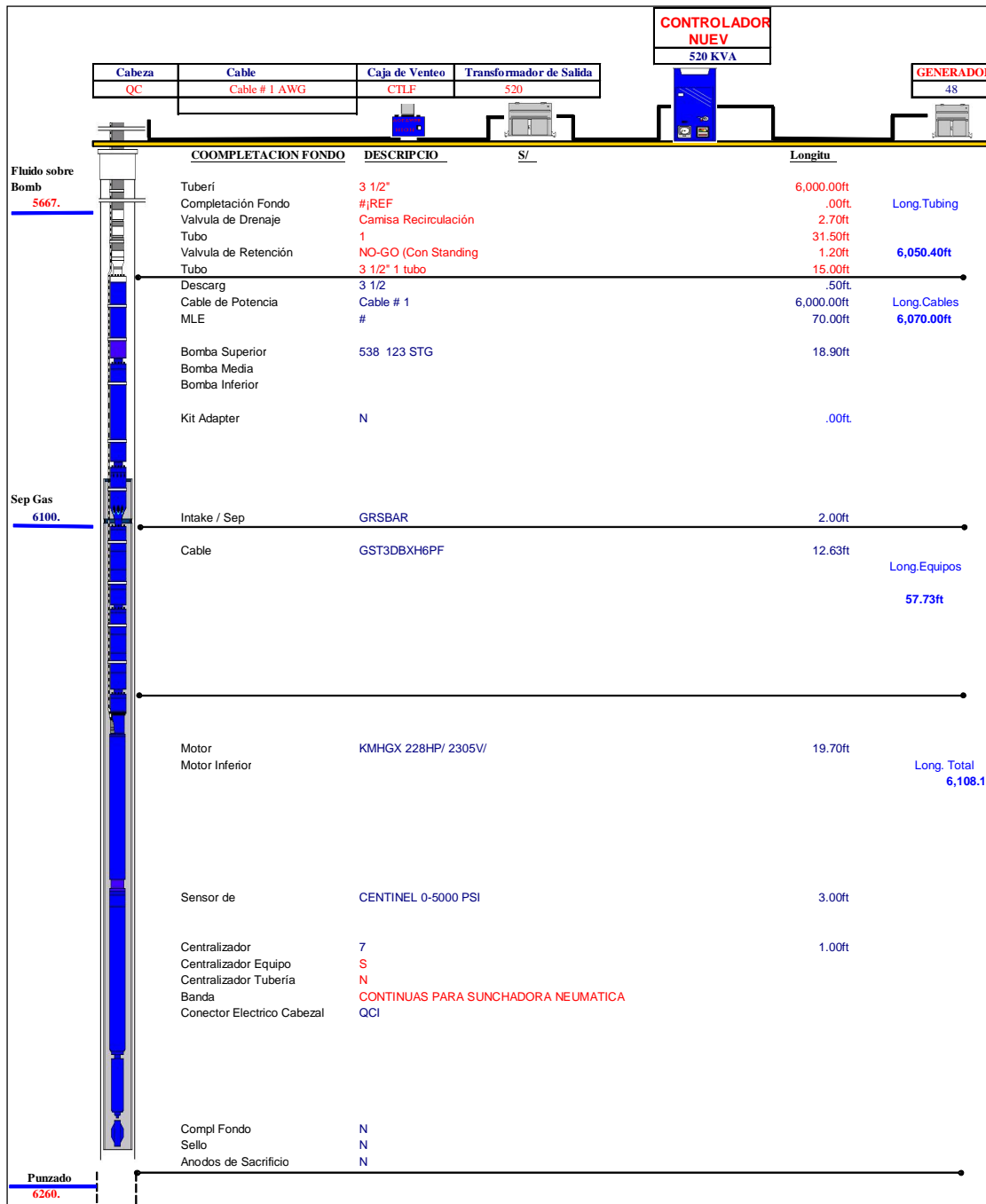


Figura 3.18 Diagrama del Equipo Electrosumergible

Fuente: Centrilit.

3.7 Movimiento de Tubería.

Al producirse el flujo de fluidos a través de la tubería de producción del pozo se producen un conjunto de fenómenos físicos y mecánicos que afectan la longitud de la tubería.

Los efectos que componen la elongación y contracción de la tubería son producidos debido a diferentes factores tales como presión, temperatura y geometría del pozo.

Estos esfuerzos, actúan en forma independiente y pueden aumentar o cancelar los efectos de los otros factores sobre la longitud de la tubería (Ver Figura 3.19)

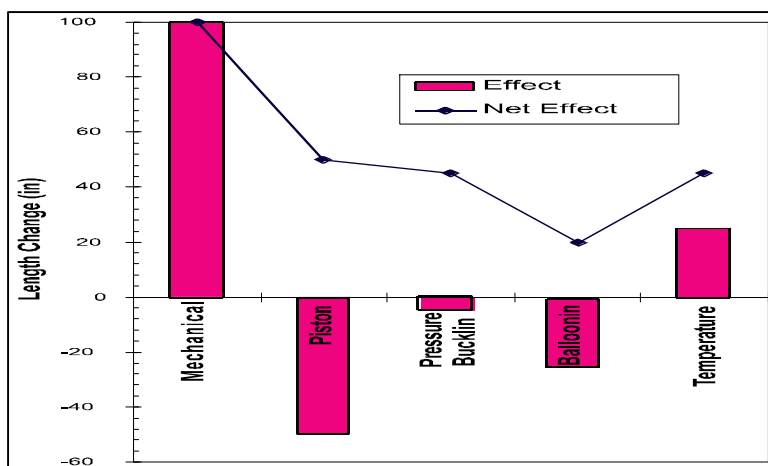


Figura 3.19 Efectos actuando sobre la tubería

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

Formulas Generales usadas para el Movimiento de Tubería.

Cambio en Longitudes (pulgadas)

Cambio en Fuerzas (libras)

1. Pistón

$$\Delta L_1 = \frac{-L}{E * A_s} [(A_p - A_i) \Delta P_i - (A_p - A_o) \Delta P_o] \quad F_1 = (A_p \cdot A_i) P_i - (A_p \cdot A_o) P_o$$

2. Pandeo

$$\Delta L_2 = \frac{-r^2 A_p^2 (\Delta P_i - \Delta P_o)^2}{8E * I (W_s + W_i - W_o)} \quad \text{Fuerza despreciable}$$

3. Embalcamiento

$$\Delta L_3 = \frac{-2L^y}{E} \left[\frac{\Delta P_{ia} - R^2 \Delta P_{oa}}{R^2 - 1} \right] \quad F_3 = -0.6 (P_{ia} * A_i - P_{oa} * A_o)$$

4. Temperatura

$$\Delta L_4 = L * B * \Delta t \quad F_4 = 207 * A_s * t$$

Fuente: Packer Calculation Handbook, Baker Hughes Incorporated, 1998.

Efecto Pistón.

Se debe tener claramente establecida la configuración tubing-empacadura, puesto que las presiones que intervienen en el pozo actúan hacia arriba o hacia abajo y el área sobre el que actúan, originan cambios de longitud y fuerza (Ver Figura 3.20).

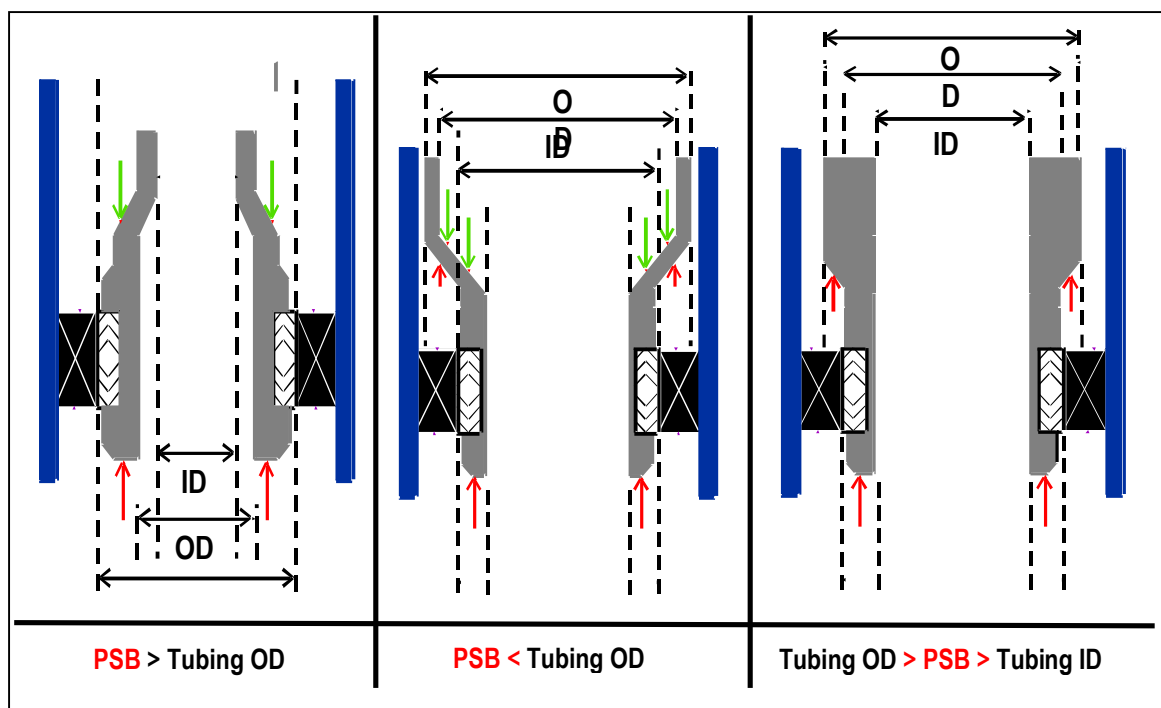


Figura. 3.20 Fuerzas actuando sobre áreas para crear efecto pistón

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

El resultado producido por este efecto local origina un desplazamiento vertical similar al movimiento de un pistón, de donde proviene su nombre (Ver Figura 3.21).

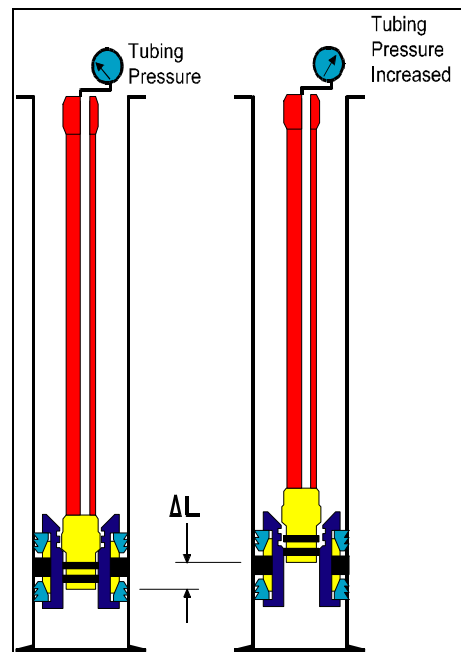


Figura. 3.21 L de tubería por efecto Pistón

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

Efecto Pandeo (Buckling).

Este efecto es causado por la distribución de dos fuerzas, una que actúa al final de la tubería y la otra a lo largo de las paredes del pozo. Este pandeo puede ser producido debido a factores mecánicos y/o presión.

El pandeo por presión se produce cuando la presión del anular es mayor a la presión del tubing esto tiende a incrementar la longitud de la tubería, la cual al no tener un punto de apoyo comienza a doblarse adoptando la forma de una espiral dentro del revestidor. El pandeo mecánico se produce debido a la aplicación de peso en la tubería lo cual tiende a pandear la tubería.

El pandeo es una reducción de la longitud efectiva, aunque el pandeo producido por efectos mecánicos y de presión son parecidos ellos deben ser diferenciados en forma clara, pues son producidos por elementos totalmente diferentes (Ver Figura 3.22).

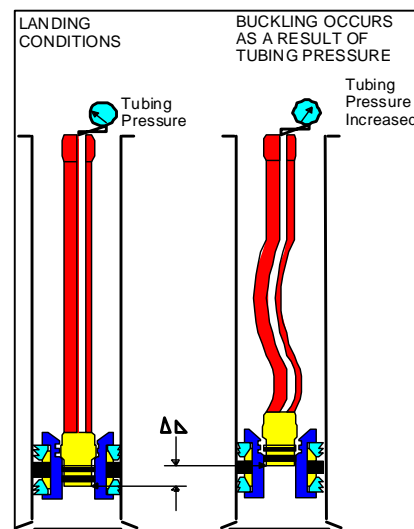


Figura. 3.22 L de tubería por efecto Pandeo

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

Efecto Embalonamiento (Ballooning).

Debe entenderse que las causas del embalonamiento son producidos por cambios en la presión en el tubing o anular, mas no por el diferencial de presión.

Un aumento de presión en el tubing ocasiona un ensanchamiento de la tubería lo que reduce la longitud de la sarta produciendo una tensión sobre está, cuando la presión en el tubing es inferior a la presión en el anular se reduce el diámetro del tubing produciendo un estrechamiento de la tubería induciendo peso sobre el packer.

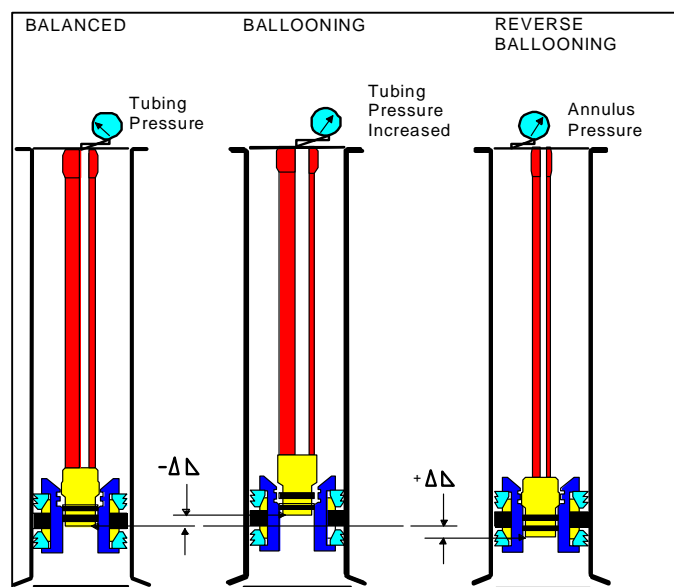


Figura. 3.23 L de tubería por efecto de Embalonamiento

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

Efecto Temperatura.

Un aumento de la temperatura del fluido que circula a través de la tubería incrementa la longitud de la tubería ejerciendo peso sobre el packer, mientras una disminución en la temperatura del fluido disminuye la longitud de la tubería. En una tubería de gran extensión con un cambio de temperatura a lo largo de la tubería puede ocasionar, contracciones o elongaciones importantes.

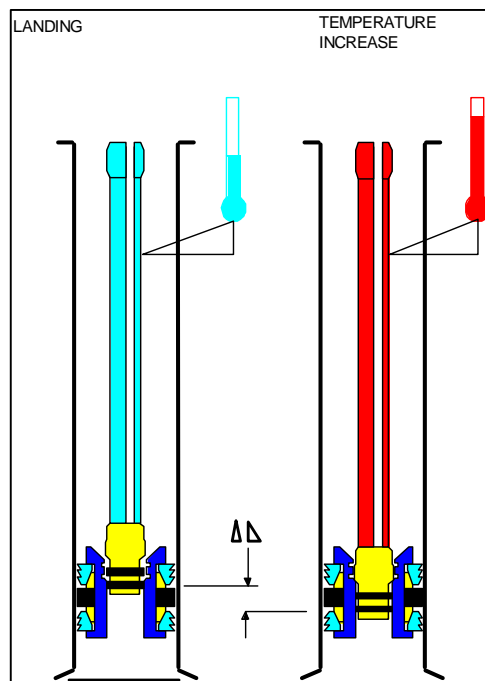


Figura. 3.24 L de tubería por efecto de Temperatura

Fuente: Baker Oil Tools, Tubing Movement Presentation

El programa TUBEMOVE ha sido desarrollado por Baker Oil Tools como un programa eficiente y amigable para el usuario capaz de desarrollar una serie de cálculos los cuales permiten determinar la magnitud de los cambios en fuerzas, esfuerzos y longitudes en la tubería dentro del pozo.

Este programa está basado en el paper de la SPE #5143 (titulado "Movements, Forces, and Stresses Associated with Combination Tubing Strings Sealed in Packers") de Hammer Lindl,

El TUBEMOVE realiza y asume ciertas condiciones que son descritas a continuación:

- ✓ La presión inicial sobre la empaadura en el tubing como anular son iguales
- ✓ El tubing no está bajo el efecto de fuerzas hidráulicas.

A continuación se detalla la información que se requiere para correr el programa.

Datos Generales.

1. Profundidad de Asentamiento del Packer

La empacadura es básicamente el punto hasta donde la tubería se va a deformar, el movimiento de tubería puede afectar seriamente a la empacadura ya que esta puede en el peor de los escenarios deslizarse o moverse no asentándose a la profundidad planificada.

2. Pozo Direccional

En este punto primero se pide identificar si el pozo es desviado o no, si el pozo es desviado se debe ingresar los datos correspondientes al punto en el cual empieza la desviación del ángulo (KOP), máxima desviación (dato del Survey) y la profundidad vertical verdadera.

En un pozo direccional al aplicar peso, por efectos de la desviación del pozo este es ejercido en la parte inferior de la tubería pegado a las paredes del pozo lo cual no permite que el peso llegue en su totalidad hasta la profundidad en que se encuentra la herramienta, además la aplicación de peso en un pozo puede ocasionar que la tubería se deforme (pandeo) como fue descrito previamente.

3. El tubing está anclado

Las ecuaciones del programa consideran el caso básico de ensamblaje de sellos donde puede existir o no movimiento del tubing.

4. Bore de la empacadura

El programa y sus ecuaciones básicas están dirigidos hacia completaciones usando ensamblaje de sellos en un seal bore.

5. Compresión o tensión

Generalmente el peso aplicado en superficie no alcanza totalmente la empacadura debido a la fricción y geometría del pozo, esto se debe considerar principalmente porque ciertas empacaduras de tipo mecánico se asientan con peso, y si el peso no llega entonces la empacadura no se asentará.

6. Material Estándar

Esto permite establecer si el material de la tubería es estándar o algún tipo de material diferente, en caso que esto ocurra se pueden cambiar características de la tubería como: Tipo de material, modulo de elasticidad, razón de Poisson, coeficiente térmico de expansión.

7. Número de secciones

Cada sección es una porción del pozo en el cual todos los parámetros de configuración tubing, casing, fluido permanecen constantes. Una nueva sección es definida como aquella donde ocurre un cambio en cualquiera de estos parámetros.

8. Máximo OD de las herramientas de Wireline.

Este dato junto al pandeo producido, le permite al programa calcular la longitud máxima de una herramienta rígida que pasara a través de la tubería

9. Configuración del Tubing y casing

Solicita ingresar datos de diámetro exterior, diámetro interior, peso nominal, yield string del tubing, diámetro nominal interno del casing y la profundidad a la que se encuentra ubicada cada sección.

10. Condiciones Iniciales y Finales

Las condiciones finales e iniciales se refieren básicamente a un cambio en las condiciones operacionales de la tubería entre dos puntos en el tiempo. Es muy importante el tiempo al cual cada dato

es medido para establecer el momento desde que empiezan a producirse los cambios. El programa calcula los cambios en la tubería a tiempos específicos.

La condición inicial se refiere a la condición inicial en el tubing previo a cualquier operación o cambio de las condiciones ambientales, en este punto se puede obtener la carga que soporta el gancho del indicador de peso (martin decker), además se conocen las presiones y temperaturas con una certeza bastante razonable.

Normalmente durante las condiciones iniciales se considera serán sin aplicación de presión en el tubing, el mismo fluido tanto en el anular como en el tubing, el tubing bajo una fuerza de compresión, tensión o neutral.

Las fuerzas y esfuerzos que nosotros aplicamos son aquellas que serán experimentadas por el tubing en las condiciones finales.

3.7.1 Análisis y resultados del movimiento de tubería: Tubemove.

BAKER HUGHES		TUBEMOVE™ Completion Design Analysis							
Project Information									
Operator Name:	PETROPRODUCCION			Field Name:	OGLAN				
Well Name:	OGLAN 02			Rig Name:					
Wellbore Name:	OGLAN			Run # or Condition:	1				
Casing Information									
Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Length (ft)	Type	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)			
0.00	6,601.00	6,601.00	Production Casing	7.000	26.00	6.276			
Tubing Information									
Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Length (ft)	Type	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Material Type	Yield Strength (psi)	
0.00	5,950.00	5,950.00	Tubing	3.500	9.30	2.992	STEEL	80000	
Packer Information									
PackerType	Depth MD (ft)	Initiation Pressure (psi)	High Space Out (in)	Anch. Yes or No	Slack Off(+) Tension(-) (lbf)	Plug MD (ft)	Effective Seal Dia. (in)		
Hydraulic Set	5,950.00	2,485.00	0.00	Yes	0.00	6,000.00	1.992		
Wireline Tool Information									
Maximum OD:							2.810 in		
Initial Conditions									
Annulus Fluid Weight									
Bottom MD (ft)		Fluid Weight (lbm/galUS)							
0.00		8.40							
5,950.00		8.40							
Tubing Fluid Weight									
Bottom MD (ft)		Fluid Weight (lbm/galUS)							
0.00		8.40							
5,950.00		8.40							
Temperature Profile									
MD (ft)		Temperature (degF)							
0.00		110.00							
5,950.00		200.00							
Surface Pressure									
Annulus: 0.0 psi				Tubing: 0.0 psi					
Initial Packer Analysis									
MD (ft)		Packer To Tubing Force (lbf)							
5,950.00		-6,989							
Initial Tubing Movement at Packer (If Permitted) (Negative movement is up)									
Packer Type	MD (ft)	Hooke's Law Piston-Tension / Comp (in)	Buckling (in)	Ballooning (in)	Temperature (in)	Total (in)			
Hydraulic Set	5,950.00	15.79	0.00	-9.47	0.00	6.32			
Initial Landed Conditions (Negative force is tensile)									
Zone	Tubing Section	MD (ft)	Force (lbf)	Stress (psi)	Tubing Pressure (psi)	Annulus Pressure (psi)	DLS (dega/100ft)	Max Length of WL Tool (ft)	Stress vs. Yield Strength
1	Section 1 Top	0.00	-55,599	21,465	0	0	0.00	Infinity	Normal
1	Section 1 Bottom	5,950.00	-264	2,698	2,596	2,596	0.00	Infinity	Normal

Figura 3.25 Condiciones Iniciales del Movimiento de Tubería

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.



TUBEMOVE™
Completion Design Analysis

Project Information			
Operator Name:	PETROPRODUCCION	Field Name:	OGLAN
Well Name:	OGLAN 02	Rig Name:	
Wellbore Name:	OGLAN	Run # or Condition:	1

Final Conditions	
------------------	--

Annulus Fluid Weight	
Bottom MD (ft)	Fluid Weight (lbm/galUS)
0.00	8.40
5,950.00	8.40

Tubing Fluid Weight	
Bottom MD (ft)	Fluid Weight (lbm/galUS)
0.00	8.10
5,950.00	8.10

Temperature Profile	
MD (ft)	Temperature (degF)
0.00	180.00
5,950.00	200.00

Surface Pressure	
Annulus: 50.0 psi	Tubing: 500.0 psi

Final Packer Analysis		
MD (ft)	Packer To Tubing Force (lbf)	Differential Pressure (psi)
5,950.00	11,163	357

Final Tubing Movement at Packer (If Permitted) (Negative movement is up)							
Packer Type	MD (ft)	Resultant Initial Movement (in)	Hooke's Law Piston-Tension / Comp (in)	Buckling (in)	Ballooning (in)	Temperature (in)	Total (in)**
Hydraulic Set	5,950.00	6.32	1.15	0.00	-1.47	17.24	23.23

⚠ Packer is anchored, movement value is for the case where movement is permitted.

Final Landed Conditions (Negative force is tensile)									
Zone	Tubing Section	MD (ft)	Force (lbf)	Stress (psi)	Tubing Pressure (psi)	Annulus Pressure (psi)	DLS (dega/100ft)	Max Length of WL Tool (ft)	Stress vs. Yield Strength
1	Section 1 Top	0.00	-38,716	14,077	500	50	0	Infinity	Normal
1	Section 1 Bottom	5,950.00	16,619	9,237	3,004	2,646	6	11.15	Normal

Figura 3.26 Condiciones Finales del Movimiento de Tubería

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

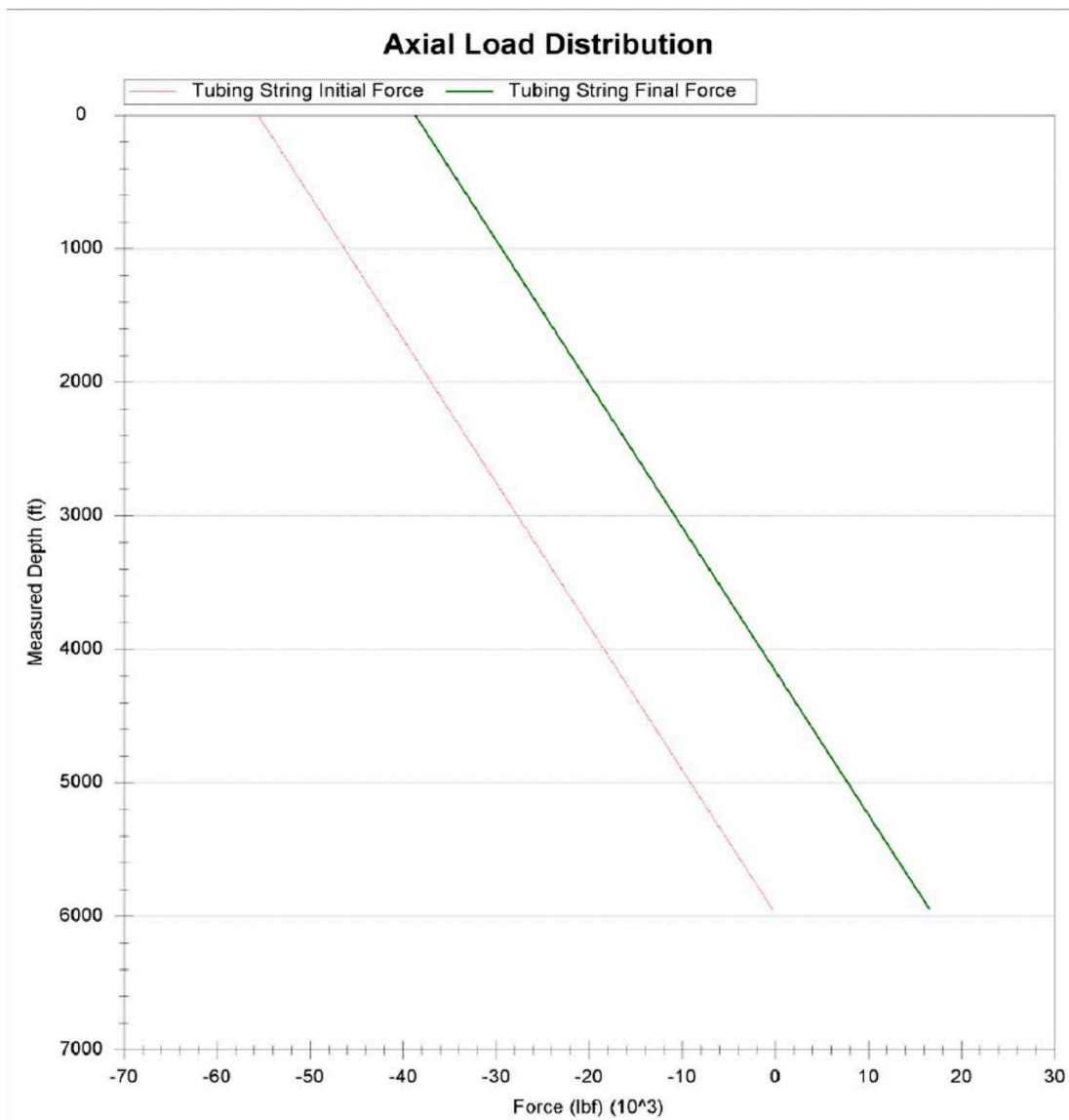


Figura 3.27 Distribución de cargas axiales

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

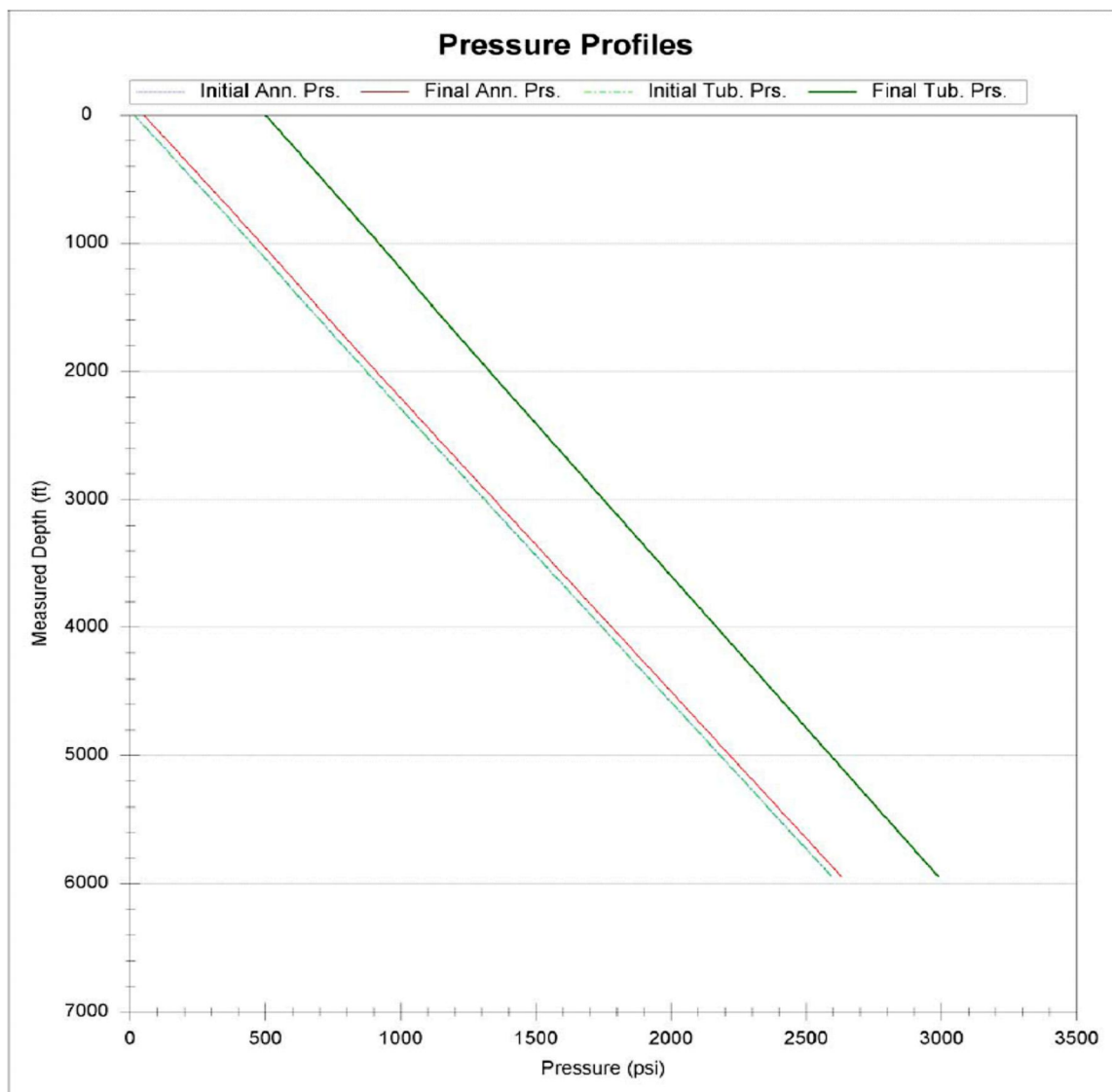


Figura 3.28 Perfil de Presiones del Pozo

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

El análisis presentado corresponde al impacto del movimiento de tubería en la profundidad de asentamiento del packer.

El escenario considera al asentamiento del packer como condición inicial y luego cuando el pozo es puesto a producción condición final.

Debido a los diferentes factores mecánicos la tubería se comprime inicialmente 6.32 in, y luego cuando el pozo es puesto a producción presenta un movimiento total de 23.23 in. El packer en esta condición soporta una compresión de 11,163 lbf, lo cual permite trabajar sin riesgo puesto que este packer soporta 42,000 lb de tensión antes de ser liberado.

Debido a la verticalidad del pozo, no aplicación de peso o tensión en superficie y al pandeo mínimo generado se obtiene una restricción de 11.15 ft con respecto a la longitud de herramienta de Wireline que pueden ser corridas al interior del tubing.

3.8 Torque y Arrastre.

Actualmente con el desarrollo tecnológico se puede perforar pozos tanto verticales como direccionales de mayores longitudes, por esta razón se debe estudiar cuidadosamente los parámetros que pueden afectar la instalación de los equipos y tubería a la profundidad planeada.

El torque y arrastre son las principales causa de fuerzas de fricción que resultan del contacto de la tubería con el hoyo (Ver Figura 3.25).

Cuando hay manipulación de tubería ya sea axial o rotacionalmente, las fuerzas fricciónales son el resultado de la fricción dinámica más que la fricción estática. A pesar de que el factor de fricción es independiente de la inclinación del pozo, las fuerzas fricciónales son mayores en pozos con cambios severos y constantes en su dirección (dog leg severity), debido a que por efectos de la gravedad los tramos de tubería que atraviesan estas desviaciones tienden a ubicarse en el lado inferior pegándose a las paredes del pozo.

Este factor de fricción considera algunas condiciones que incrementan el torque y arrastre siendo las más importantes aquellas

relacionadas con el tipo y composición del fluido en el pozo, además de las formaciones atravesadas esto incluye la tortuosidad del hoyo y lubricación del fluido en el anular, el tipo de interfase metal-metal, o metal-formación. Los factores de fricción producidos por lodos base aceite y lodos sintéticos son menores comparados con aquellos lodos con salmuera o lodos base agua. En general los valores de fricción son menores en un hoyo revestido en comparación con hoyo abierto.

El TORQUE&DRAG es una aplicación del software ADVANTAGE desarrollado por Baker Hughes International Branches, diseñado para realizar el cálculo del torque y arrastre analizando las fuerzas y los esfuerzos sobre la tubería efectuando los cálculos de las complejas interacciones entre las fuerzas mecánicas generadas en el fondo del pozo, considerando los componentes usados en la tubería desde el fondo hasta el tope del pozo.

El objetivo de correr este programa previo a la bajada de los equipos es analizar de forma anticipada los efectos producidos por las fuerzas y esfuerzos inducidos a lo largo de la tubería, determinando la carga y el torque a lo largo de la tubería versus la profundidad medida.

El modelo del programa considera que la sarta está hecha de cortos segmentos de tubería de aproximadamente 30 (ft) de longitud, unidos por conexiones que transmiten momentos de tensión, compresión, torsión y pandeo. Cada segmento corto contribuye a las corridas totales de torque y arrastre.

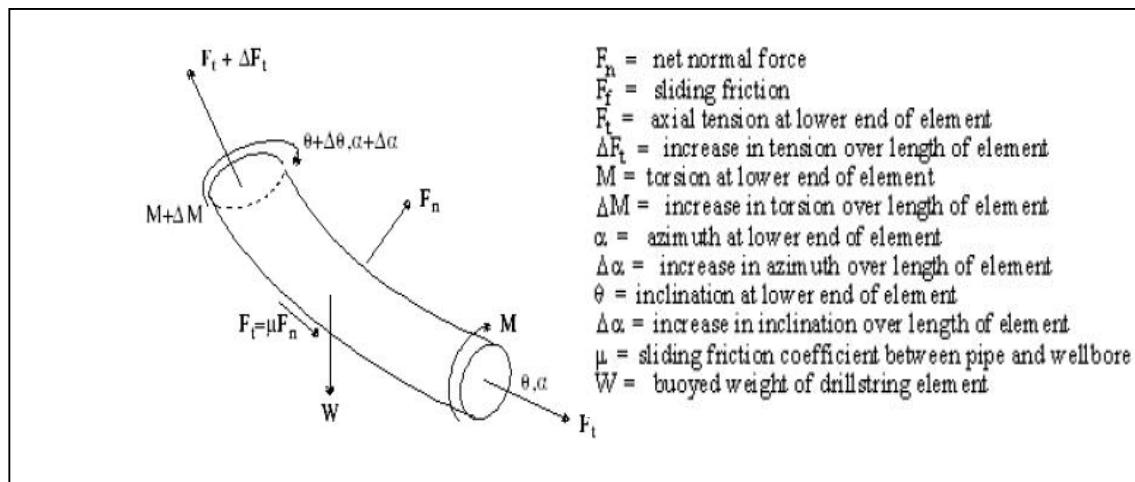


Figura. 3.29 Fuerzas ejercidas sobre la tubería

Fuente: Archivos de Baker

Los cálculos de torque y arrastre pueden ser corridos simultáneamente para cada una de las siguientes cuatro condiciones (Ver Tabla 3.6).

Tabla 3.6 Modelos de Cálculos de Torque y Arrastre	
Levantamiento	Con rotación
Levantamiento	Sin rotación
Slack Off	Con rotación
Slack Off	Sin rotación
Perforación	Con rotación
Perforación	Sin rotación
Rotación Fuera del Fondo	Sin Movimiento Axial

Los cálculos de ingeniería para las aplicaciones de torque y arrastre no son tan complejos computacionalmente como aparentan.

Los datos que se requiere ingresar para la corrida de este software incluyen:

a.- Información del registro.

Esta etapa del programa requiere el ingreso de los datos obtenidos del survey, que fue proporcionado por Petroproducción, los cuales son citados a continuación.

Profundidad medida (MD), inclinación, azimut, profundidad vertical verdadera (TVD), patas de perro (dog legs).

Si el pozo ya ha sido perforado es recomendable usar los surveys existentes, como se lo realizó para el presente trabajo. Si el pozo está en la etapa de planeación y no se cuenta con ningún dato sobre el mismo, usar el perfil o datos de un pozo de correlación provee los mejores datos a usar.

Estos datos pueden ser ingresados directamente al programa ó pueden ser copiados y pegados de Excel y cargarlos directamente al programa.

b.- Editor de la sarta de Perforación.

En esta parte del programa se puede incluir todos los componentes que conforman la sarta de perforación. No es necesario incluir todos los ítems, solo los más relevantes, una vez que el equipo o herramienta es ingresado, se debe adicionar la siguiente información.

Longitud, diámetro exterior (DE), diámetro interior (DI), peso nominal, capacidad de tensión, capacidad de rotación, tensión nominal, torque nominal, modulo de elasticidad, relación de Poisson.

Para ingresar los valores requeridos por las herramientas hacemos uso de las unidades técnicas, unidades de servicio y dibujos que la empresa posee como soporte.

c.- Geometría del Pozo.

La geometría del agujero da la posibilidad de describir las secciones presentes debido a los cambios que se producen en el interior del pozo, estas secciones pueden ser de revestimiento, liner, hueco abierto, entre otros una vez seleccionado el tipo de sección se añade la profundidad medida del tope y fondo (MD), diámetro externo, diámetro interno, peso y grado de la tubería.

d.- Información del factor de fricción.

El factor de fricción usado para determinar el torque y arrastre en el pozo es el elemento más importante para calcular la carga (peso de la sarta) sea subiendo, bajando, o el torque necesario para rotar la tubería (Ver Tabla 3.7).

Tabla 3.7 Factores de fricción comúnmente utilizados		
Tipo de Fluido	Tubería en Hoyo Revestido	Tubería en Hoyo Abierto
Base Aceite	0.16 - 0.20	0.17 . 0.25
Base Agua	0.25 - 0.35	0.25 . 0.40
Salmuera	0.30 - 0.40	0.3 - 0.4

Fuente: Jamal J. Azar, G. Robello Samuel, Drilling Engineering, Ed. Pen

Well

Durante la perforación se debe mantener un registro del torque y arrastre versus la profundidad, este registro permite actualizar y verificar el valor correspondiente al factor de fricción. Si el actual valor del factor de fricción es significativamente diferente del concebido, se pueden generar ciertos problemas los cuales pueden ser previstos y prevenidos en lugar de tratar con ellos luego de que ocurren. Este registro también puede revelar deterioros en las condiciones del hoyo, tales como un aumento en la presencia de cortes, características locales del hoyo, tales como dog legs.

e.- Información operacional de ingeniería.

Requiere información acerca de la profundidad de la barrena (profundidad total del pozo) y algunas variables adicionales peso sobre la broca (peso a ser aplicado al fondo de la sarta de perforación), torque sobre la broca.

f.- Información de fluido.

Solicita ingresar los valores del peso y tipo de fluido presentes en el pozo, estableciendo las profundidades del tope y fondo donde cada tipo de fluido se encuentra dentro de la tubería de perforación y el anular.

Si se maneja un solo fluido, se requerirá ingresar solo la densidad de dicho fluido. En el evento de que haya más de un fluido en el pozo, el programa provee una herramienta en la que fluidos adicionales pueden ser añadidos al programa.

El reporte de resultados es fácil de entender ya que muestra de forma grafica los valores correspondiente a la carga sobre el gancho y torque versus la profundidad medida, lo cual nos permite identificar potenciales problemas durante la planeación del pozo determinando la mejor solución para el pozo diseñado.

Este reporte corresponde a la forma en que el personal de ingeniería de Quito estima los valores correspondientes al torque y arrastre que se presentaran al momento de bajar los equipos en el pozo.

Los operadores cuando se encuentran en el pozo de la misma forma realizan el cálculo de los valores correspondiente al arrastre, para esto hacen uso de la siguiente formula la cual es explicada a continuación y el procedimiento respectivo que es llevado a cabo.

$$L = F * L * S.C$$

Términos

- L** = Elongación (in)
- L** = Longitud de la tubería (miles de pies)
- F** = Fuerza aplicada (miles de libras)
- S.C.** = Constante de elongación (in/ libras/ miles de pies)

Fuente: Joe DeGeare, David Haughton, Mark McGurk, The Guide to Oilwell Fishing Operations: Tools, Techniques, and Rules of Thumb, Gulf Professional Publishing, 2003


El valor del arrastre en la tubería se logra determinar subiendo y bajando la tubería hasta alcanzar el punto neutro, se toman las respectivas lecturas de peso en el martin decker del taladro, la

diferencia entre el peso subiendo y bajando corresponde al valor del arrastre (F).

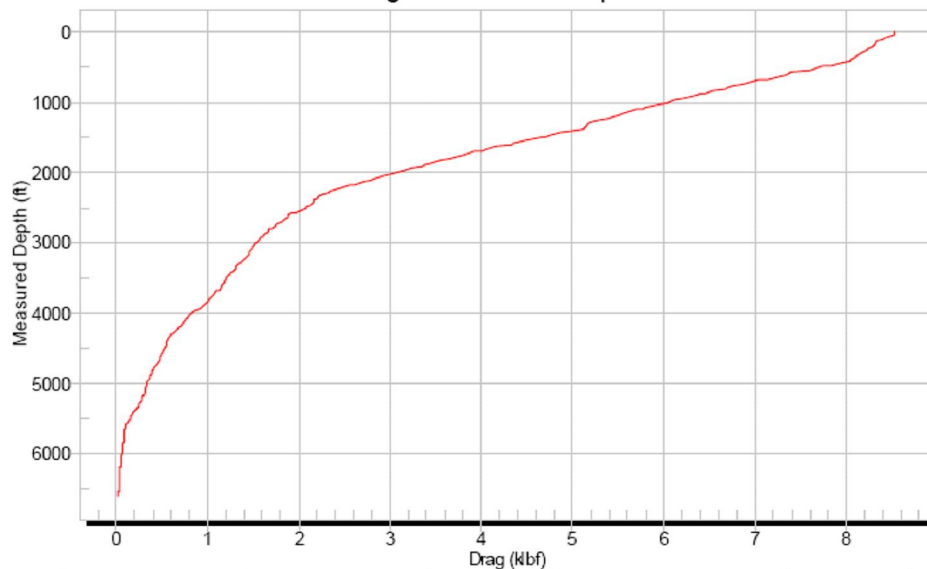
Una vez conocido el arrastre (F) y la profundidad total del pozo (L), se procede a determinar la constante de elongación (SC) de acuerdo al peso y tamaño de tubería utilizada en el pozo.

Conocidos todos los parámetros requeridos en la formula anterior se calcula la elongación producida por el arrastre, la fórmula utilizada da el resultado en pulgadas utilizando el factor de conversión lo transformamos a pies, que corresponde al sistema de medida utilizado por la industria petrolera nacional. El valor que se obtiene corresponde a la longitud que el operador debe adicionar a la tubería una vez que esta se encuentre espaciada en neutro, para compensar los efectos producidos por el arrastre.

3.8.1 Análisis y Resultados del Torque y Arrastre.

ADVANTAGE T&D Calculation - Summary Report					
Case - OGLAN 02					
Operator	PETROPRODUCCION		Facility	VILLANO	
Well	OGLAN-02		Field	OGLAN	
Drilling Parameter			Analysis Setup		
Bit Depth	6601 ft		Calculate Indicated Hook Loads	No	
Weight on Bit	- klbf		Include Bending Influence	Yes	
Torque on Bit	- kft.lb				
Bit Drag Force	- klbf				
Overpull Force	- klbf				
ROB Torque Resistance	- kft.lb				
			Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)	

Drag vs Measured Depth




	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	44.10	44.10	0.00	ROP	0.0	0
Slack-Off	44.10	44.10	0.00	RIH	0.0	0
Pick-Up	63.19	63.19	0.00	POOH	0.0	0
Rot off Btm	52.60	52.60	1.38	Rotational Discontinuity No		
	Drag klbf	Drill String Twist		0 rev	0 deg	Stretch ft
Drilling	8.49	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)	284.92 klbf			Drilling 2.031
Slack-Off	8.49	DrillString Weight in Air	61.49 klbf			Slack-Off 2.031
Pick-Up	10.59	Bit To Neutral Point (Drilling)	0.00 ft			Pick-Up 2.473
		Sin. Buckling WOB	1.35 klbf			Rot off Btm 2.235
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	0.0 P	63.19 P	0.0 D	0.0	0	0
	O.Mode	Stress psi	at MD ft		O.Mode	Safety Factor
Max Axial	P	24295.3	0.00	Min Yield Safety Factor	P	4.40
						at MD ft 465.62

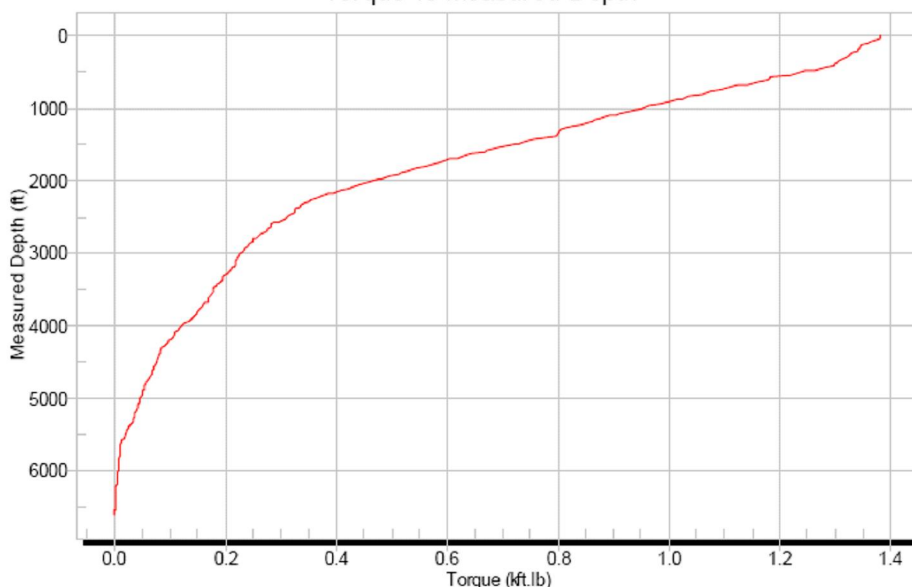
Max Torsional	R	4222.9	0.00	Min Fatigue Safety Factor	N/A	N/A	N/A
Max Bending	D	2787.6	532.81				
Max Combined	D	24987.9	465.62				
D Drilling	S Slack-Off	P Pick-Up	R Rot off Btm	i input		c calculated	
Comment COMPLETACION DE FONDO				Date 1/14/2009 4:11:55 PM Prepared by OSWALDO SANCHEZ			
<small>Any opinion and/or recommendation, expressed orally or written herein, has been prepared carefully and may be used if the user so elects, however, no representative or warranty is made by ourselves or our agents as to the correctness or completeness, and no liability is assumed for any damages resulting from the use of same.</small>							

Figura 3.30 Arrastre vs Profundidad

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

ADVANTAGE T&D Calculation - Summary Report				 Baker Oil Tools	
Case - OGLAN 02					
Operator	PETROPRODUCCION		Facility	VILLANO	
Well	OGLAN-02		Field	OGLAN	
Drilling Parameter			Analysis Setup		
Bit Depth	6601 ft		Calculate Indicated Hook Loads	No	
Weight on Bit	- klb		Include Bending Influence	Yes	
Torque on Bit	- kft.lb				
Bit Drag Force	- klb				
Overpull Force	- klb				
ROB Torque Resistance	- kft.lb				
			Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)	

Torque vs Measured Depth



	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM	
Drilling	44.10	44.10	0.00	ROP	0.0	0	
Slack-Off	44.10	44.10	0.00	RIH	0.0	0	
Pick-Up	63.19	63.19	0.00	POOH	0.0	0	
Rot off Btm	52.60	52.60	1.38	Rotational Discontinuity No			
	Drag klb	Drill String Twist		0 rev 0 deg		Stretch ft	
Drilling	8.49	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)		284.92 klb		Drilling 2.031	
Slack-Off	8.49	DrillString Weight in Air		61.49 klb		Slack-Off 2.031	
Pick-Up	10.59	Bit To Neutral Point (Drilling)		0.00 ft		Pick-Up 2.473	
		Sin. Buckling WOB		1.35 klb		Rot off Btm 2.235	
	Drawwork HP	at Fastline Load klb	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi	
Power	0.0 P	63.19 P	0.0 D	0.0	0	0	
	O.Mode	Stress psi	at MD ft		O.Mode	Safety Factor	at MD ft
Max Axial	P	24295.3	0.00	Min Yield Safety Factor	P	4.40	465.62

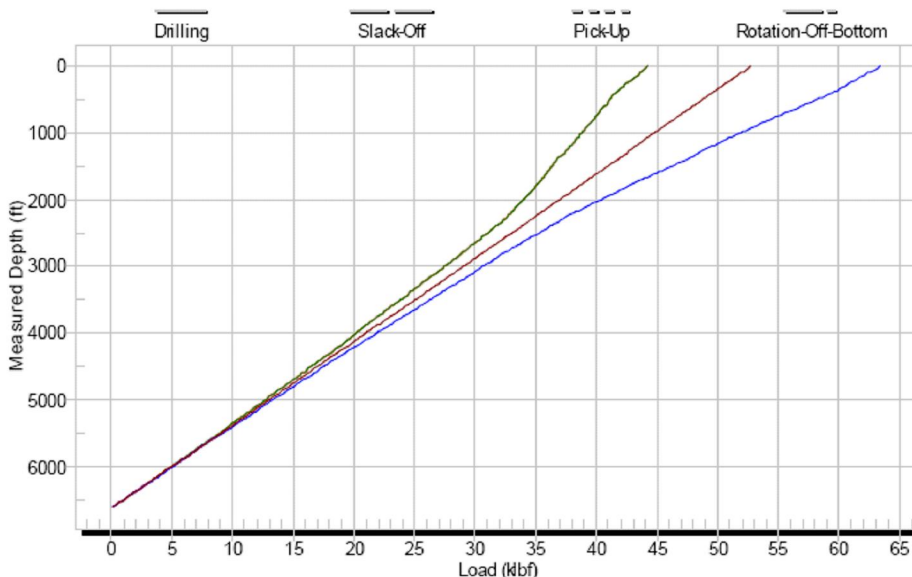
Max Torsional	R	4222.9	0.00	Min Fatigue Safety Factor	N/A	N/A	N/A
Max Bending	D	2787.6	532.81				
Max Combined	D	24987.9	465.62				
D Drilling	S Slack-Off	P Pick-Up	R Rot off Btm		i input	c calculated	
Comment COMPLETACION DE FONDO					Date 1/14/2009 4:11:55 PM Prepared by OSWALDO SANCHEZ		
<small>Any opinion and/or recommendation, expressed orally or written herein, has been prepared carefully and may be used if the user so elects, however, no representative or warranty is made by ourselves or our agents as to the correctness or completeness, and no liability is assumed for any damages resulting from the use of same.</small>							

Figura 3.31 Torque vs Profundidad

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

ADVANTAGE T&D Calculation - Summary Report				BAKER HUGHES Baker Oil Tools		
Case - OGLAN 02						
Operator	PETROPRODUCCION		Facility	VILLANO		
Well	OGLAN-02		Field	OGLAN		
Drilling Parameter			Analysis Setup			
Bit Depth	6601 ft		Calculate Indicated Hook Loads	No		
Weight on Bit	- klb		Include Bending Influence	Yes		
Torque on Bit	- kft.lb			Buckling Criterion	Conservative - (Unloading)	
Bit Drag Force	- klb					
Overpull Force	- klb					
ROB Torque Resistance	- kft.lb					

Calculated Loads along String vs. Measured Depth



	Hook Load @ 0.0 MD klbf	Indicated Hook Load klbf	Rotary Torque kft.lb		Axial Velocity ft/hr	Rotary Speed RPM
Drilling	44.10	44.10	0.00	ROP	0.0	0
Slack-Off	44.10	44.10	0.00	RIH	0.0	0
Pick-Up	63.19	63.19	0.00	POOH	0.0	0
Rot off Btm	52.60	52.60	1.38	Rotational Discontinuity No		
	Drag klb	Drill String Twist		0 rev	0 deg	Stretch ft
Drilling	8.49	Max Allowable HookLoad (@min. Yield)	284.92 klb			Drilling 2.031
Slack-Off	8.49	DrillString Weight in Air	61.49 klb			Slack-Off 2.031
Pick-Up	10.59	Bit To Neutral Point (Drilling)	0.00 ft			Pick-Up 2.473
		Sin. Buckling WOB	1.35 klb			Rot off Btm 2.235
	Drawwork HP	at Fastline Load klbf	Rotary HP	Mud Pumps HP	Max Flowrate USgal/min	Max SPP psi
Power	0.0 P	63.19 P	0.0 D	0.0	0	0
	O.Mode	Stress psi	at MD ft		O.Mode	Safety Factor
Max Axial	P	24295.3	0.00	Min Yield Safety Factor	P	4.40
						at MD ft
						465.62

Max Torsional	R	4222.9	0.00	Min Fatigue Safety Factor	N/A	N/A	N/A
Max Bending	D	2787.6	532.81				
Max Combined	D	24987.9	465.62				
D Drilling	S Slack-Off	P Pick-Up	R Rot off Btm	i input		c calculated	
Comment COMPLETACION DE FONDO				Date 1/14/2009 4:13:40 PM Prepared by OSWALDO SANCHEZ			
<small>Any opinion and/or recommendation, expressed orally or written herein, has been prepared carefully and may be used if the user so elects, however, no representative or warranty is made by ourselves or our agents as to the correctness or completeness, and no liability is assumed for any damages resulting from the use of same.</small>							

Figura 3.32 Cargas a lo largo de la tubería vs profundidad

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

Para el presente análisis las condiciones de drilling y slack off representan la misma situación: bajar la tubería sin la aplicación de peso ni rotación de la tubería.

Al levantar (pick-up) la tubería desde su tubo más superficial el cual soporta el peso de toda la tubería se genera un arrastre de 10.59 klbf.

Al bajar la tubería drilling y slack off generan un arrastre de 8.49 klbf respectivamente.

La resistencia friccional a la rotación de la longitud total de la tubería que se presenta es de 1.4 kft-lb.

La carga soportada en el gancho mientras se está bajando la tubería corresponde a un valor de 44.10 y en subida 63.19 kbf.

Estos valores calculados tienen su limitación en que el programa considera el torque y arrastre solo debido a la fricción entre la tubería y paredes del pozo más no condiciones especiales que se pueden presentar como la pega diferencial, limpieza deficiente del pozo, etc.

3.9 Procedimiento de Corrida de los Equipos de Fondo.

1. Armar equipo BES acorde a procedimiento del supervisor de Centrilift.
2. Conectar nipple R de 2-7/8 x 2.25+
3. Conectar packer teniendo la precaución de no dañar el elemento de empaque y las cuñas. Maniobrar el mismo con un pup joint conectado en la parte superior del empaque.
4. Conectar penetrador y cable según instrucciones del personal de Centrilift.
5. Inspeccionar nuevamente el correcto estado del packer antes de bajar el ensamble; centrarlo al momento de estar atravesando el BOP y tener cuidado que el mismo no golpee ningún elemento durante el ingreso.
6. Conectar cross-over de 3-1/2 x 2-7/8+
7. Conectar Nipple R de 3-1/2 x 2.75+con check valve instalada.

8. Conectar camisa tamaño 3-1/2" x 2.81", utilizando los pup joints conectados a la misma. Continuar bajando la sarta de completación teniendo cuidado con el cable de instalación del equipo BES.
9. Probar continuamente la tubería cada 1000 ft, con una presión de 800 . 1000 psi (prueba de integridad) e ir megueando.
10. Conectar TRSV de 3-1/2" x 2.81" colocando las cuñas en el pup joint de manejo.
11. Instalar línea de control con el jam nut de Baker, siguiendo el procedimiento adecuado para esto.
12. Presurizar la línea de control con 7500 psi para verificar la integridad de la misma y de la cámara de control de la TRSV. Registrar la presión de apertura.
 - ✓ *Presión de apertura nominal: 1700 psi + Shut in Pressure*
 - ✓ *Presión de apertura Real: psi*

13. Despresurizar línea de control y registrar la presión de cierre de flapper y el volumen de retorno.

- ✓ *Presión de cierre real:* *1700 psi + Shut in Pressure*
- ✓ *Volumen de retorno al cerrar:* *psi*

14. Presurizar línea de control a 4000 psi para activar la válvula a la posición de abertura y registrar presión de apertura; manteniendo esta presión en la línea de control, continuar bajando la tubería de producción.

- ✓ *Presión de apertura nominal:* *1700 psi + Shut in Pressure*
- ✓ *Presión de apertura Real:* *psi*

15. Conectar tubing hanger y tubing de manejo; despresurizar la línea de control (registrar presión de cierre y volumen retornado) y realizar empalme al tubing hanger.

Nota:

Enrollar la longitud necesaria de la línea de control alrededor del tubing calculada por el Tubemove, para permitir la compensación de longitud, durante la elongación del tubing.

16. Conectar los conectores del cable de potencia de la ESP a través del tubing hanger.

17. Realizar prueba de inflow a la TRSV como sigue:
 - a. Manteniendo 3500 psi en tubing, despresurizar línea de control para cerrar flapper de la TRSV. Registrar volumen de retorno y presión de cierre.

 - b. Reducir presión en tubing a 500 psi y monitorear la presión en tubing por el lapso aproximado de 5 minutos.

 - c. Presurizar nuevamente tubing a 3500 psi y abrir TRSV aplicando 6000 psi a la línea de control.

 - d. Desfogar presión de tubing a 0 psi y registrar el volumen de flujo retornado

18. Presurizar línea de control a 6000 psi, probar integridad de tubing con 1500 psi por el lapso aproximado de 10 minutos.

19. Retirar equalizing check valve de nipple 3-1/2x 2.75+

20. Bajar blanking plug tamaño 2.25+ y asentar en nipple R de 2-7/8+ x 2.25+ para realizar asentamiento de packer.

21. Asentar packer tal como sigue:

- a. Presurizar sarta de tubería lentamente hasta 2500 psi para cortar todos los shear screw y asentar empaadura. Mantener esta presión por el lapso de 5 minutos.
- b. Disminuir la presión de tubing hasta 1000 psi y mantenerla. Presurizar espacio anular lentamente hasta 1500 psi.
- c. Manteniendo 1500 psi en anular, incrementar a 3500 psi la presión de tubing y mantenerla por el lapso de 5 minutos.
- d. Desfogar presión a 0 psi, retirar blanking plug de 2.25+.

22. Desarmar y desmontar equipo de slick line.

23. Disminuir la presión de la línea de control a 4000 psi.

24. Instalar cabezal de producción.

3.9.1 Diagrama de la Completación.

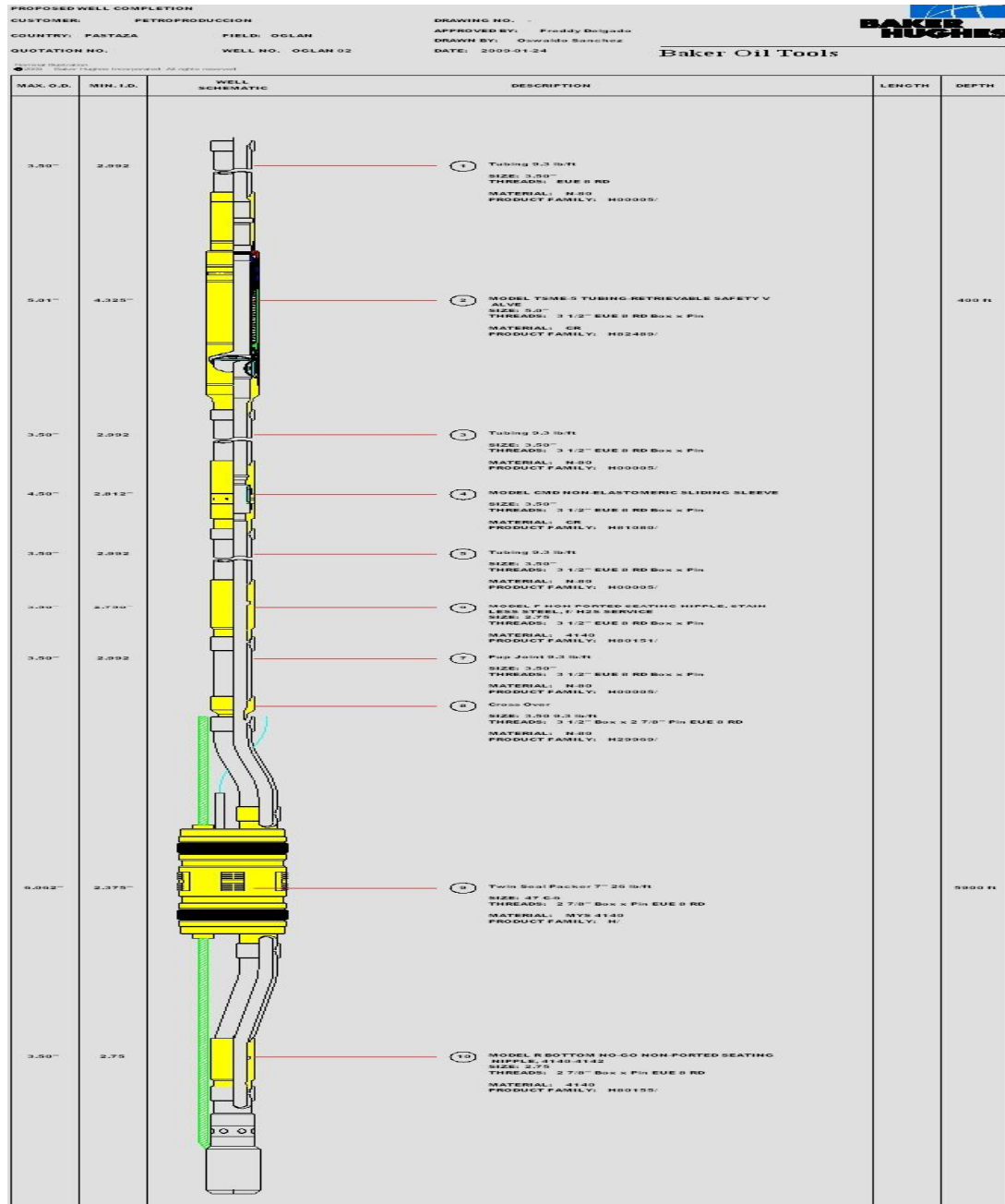


Fig 3.33 Diagrama de la Completación

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009

CAPITULO 4

4. DATOS ECONÓMICOS DEL PROYECTO

El desarrollo de un campo petrolero implica desafíos especiales asociadas a las grandes inversiones que deben realizarse y la gestión del proyecto en sí mismo, tomando en consideración estos riesgos se ha decidido hacer un análisis económico en base a la información disponible de los costos estimados de las variables que influirán en el proyecto, para de esta forma evaluar mas objetivamente la rentabilidad del mencionado proyecto.

El análisis propuesto aplicable tanto a campos en desarrollo como en áreas exploratorias, involucra determinar la valoración actual neto del pozo en cuanto a la inversión de los equipos para la completación y la tasa interna de retorno que se obtiene en caso de realizar la inversión a fin de minimizar las incertidumbres y predecir la rentabilidad del proyecto.

Valor Actual Neto (VAN).

Este método es un clásico de la valoración de inversiones en activos fijos, proporcionando una valoración financiera en el momento actual de los flujos de caja netos proporcionados por la inversión.

El valor actual neto es muy importante para valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado.

Tasa Interna de Retorno (TIR).

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que hace que el valor actual neto sea cero ($V_{an}=0$). Es un criterio de uso general utilizado como comparación entre varios proyectos

Los ingresos por concepto de producción, así como los egresos por concepto de inversión en completación de pozos.

Para la realización del presente trabajo analizamos los costos que deberán invertirse durante la completación del pozo para el desarrollo del campo,

cuyos valores presentados aquí corresponden costos aproximados de mercado. (Ver Tabla 4.1).

Para estimar los ingresos brutos de la compañía producto de la operación del campo se debe multiplicar la producción estimada de petróleo por el precio del barril de petróleo.

La producción se estimo de la siguiente manera. La producción promedio de fluido del pozo restado el valor del BSW, para de esta forma obtener la producción del crudo.

El precio del barril de petróleo fue estimado de acuerdo a su calidad, y al valor asignado en el mercado internacional al crudo Napo a la fecha del presente trabajo.

Los gastos del presente proyecto son determinados de dos tipos: Los gastos generados en la completación son dictados por el costo de los equipos aquí utilizados y el uso de taladro debido a esta actividad.

Tabla 4.1 Detalle de la inversión en Completación	
Descripción	Costo
Válvula de Seguridad	\$69,744.00
Packer	\$52,850.00
Camisa	\$24,718.00
Equipos BES y componentes	\$293,279.00
Tubería	\$74,375.00
Cabezal	\$25,827.00
Otros Accesorios	\$35,000.00
Costo Total	\$575,793.00

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

Además se deben considerar los costos por concepto de producción, mantenimiento, transporte y pago de personal de cada barril producido.

El ingreso real de la compañía está determinado por el ingreso bruto de la compañía menos los costos de producción de cada barril producido.

A continuación se muestra la proyección de producción de fluidos para el campo Oglan tomando como base una producción de 1950 bl/d.

(Ver Tabla 4.2).

Tabla 4.2 Proyección de Producción				
Mes	Fluido BFPD	Petróleo BPPD	Agua BAPD	BSW %
0				
1	1,950.00	1,925.04	24.96	0.0128
2	1,950.00	1,480.64	469.37	0.2407
3	1,950.00	1,442.61	507.39	0.2602
4	1,950.00	1,445.54	504.47	0.2587
5	1,950.00	1,368.90	581.10	0.2980
6	1,950.00	1,359.93	590.07	0.3026
7	1,950.00	1,341.41	608.60	0.3121
8	1,950.00	1,344.92	605.09	0.3103
9	1,950.00	1,263.02	686.99	0.3523
10	1,950.00	1,279.59	670.41	0.3438
11	1,950.00	1,218.75	731.25	0.3750
12	1,950.00	1,209.39	740.61	0.3798
13	1,950.00	1,220.51	729.50	0.3741
14	1,950.00	1,170.00	780.00	0.4000
15	1,950.00	1,053.00	897.00	0.4600
16	1,950.00	1,053.00	897.00	0.4600
17	1,950.00	955.50	994.50	0.5100
18	1,950.00	955.31	994.70	0.5101
19	1,950.00	897.00	1,053.00	0.5400
20	1,950.00	780.20	1,169.81	0.5999
21	1,950.00	779.81	1,170.20	0.6001
22	1,950.00	780.00	1,170.00	0.6000
23	1,950.00	702.20	1,247.81	0.6399
24	1,950.00	643.50	1,306.50	0.6700

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

El flujo de caja del proyecto que a continuación se detalla se realizó considerando un precio promedio de US 42.12 \$/bbl para el crudo (4), un diferencial de US 19.55 \$/bbl, costo operacional de US 10 \$/bbl, y un rendimiento anual del 35 % (Ver Tabla 4.3).

(4) Valor tomado al 8-Enero-2009, Fuente OPEC Basket Price

Tabla 4.3 Flujo de Caja del Proyecto						
Mes	BP/mes	Ingresos	Inversión	Operación	Egresos	Utilidad
0			575,793		575,793	-575,793
1	57,751	1,303,445	0	585,000	1,160,793	142,652
2	44,419	1,002,538	0	585,000	585,000	417,538
3	43,278	976,791	0	585,000	585,000	391,791
4	43,366	978,772	0	585,000	585,000	393,772
5	41,067	926,882	0	585,000	585,000	341,882
6	40,798	920,809	0	585,000	585,000	335,809
7	40,242	908,265	0	585,000	585,000	323,265
8	40,347	910,642	0	585,000	585,000	325,642
9	37,890	855,187	0	585,000	585,000	270,187
10	38,388	866,410	0	585,000	585,000	281,410
11	36,563	825,216	0	585,000	585,000	240,216
12	36,282	818,878	0	585,000	585,000	233,878
13	36,615	826,404	0	585,000	585,000	241,404
14	35,100	792,207	0	585,000	585,000	207,207
15	31,590	712,986	0	585,000	585,000	127,986
16	31,590	712,986	0	585,000	585,000	127,986
17	28,665	646,969	0	585,000	585,000	61,969
18	28,659	646,837	0	585,000	585,000	61,837
19	26,910	607,359	0	585,000	585,000	22,359
20	23,406	528,270	0	585,000	585,000	-56,730
21	23,394	528,006	0	585,000	585,000	-56,994
22	23,400	528,138	0	585,000	585,000	-56,862
23	21,066	475,456	0	585,000	585,000	-109,544
24	19,305	435,714	0	585,000	585,000	-149,286

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

Del análisis realizado se obtuvo que el límite económico ocurrirá al mes 19, cuando el corte de agua **BSW: 0.54**, a este valor de BSW el valor actualizado neto de nuestro proyecto corresponde a **VAN: \$219,344.12** y se generaría una tasa interna de retorno **TIR: 52%**, tiempo de retorno de la inversión **TP: 2.03 meses**

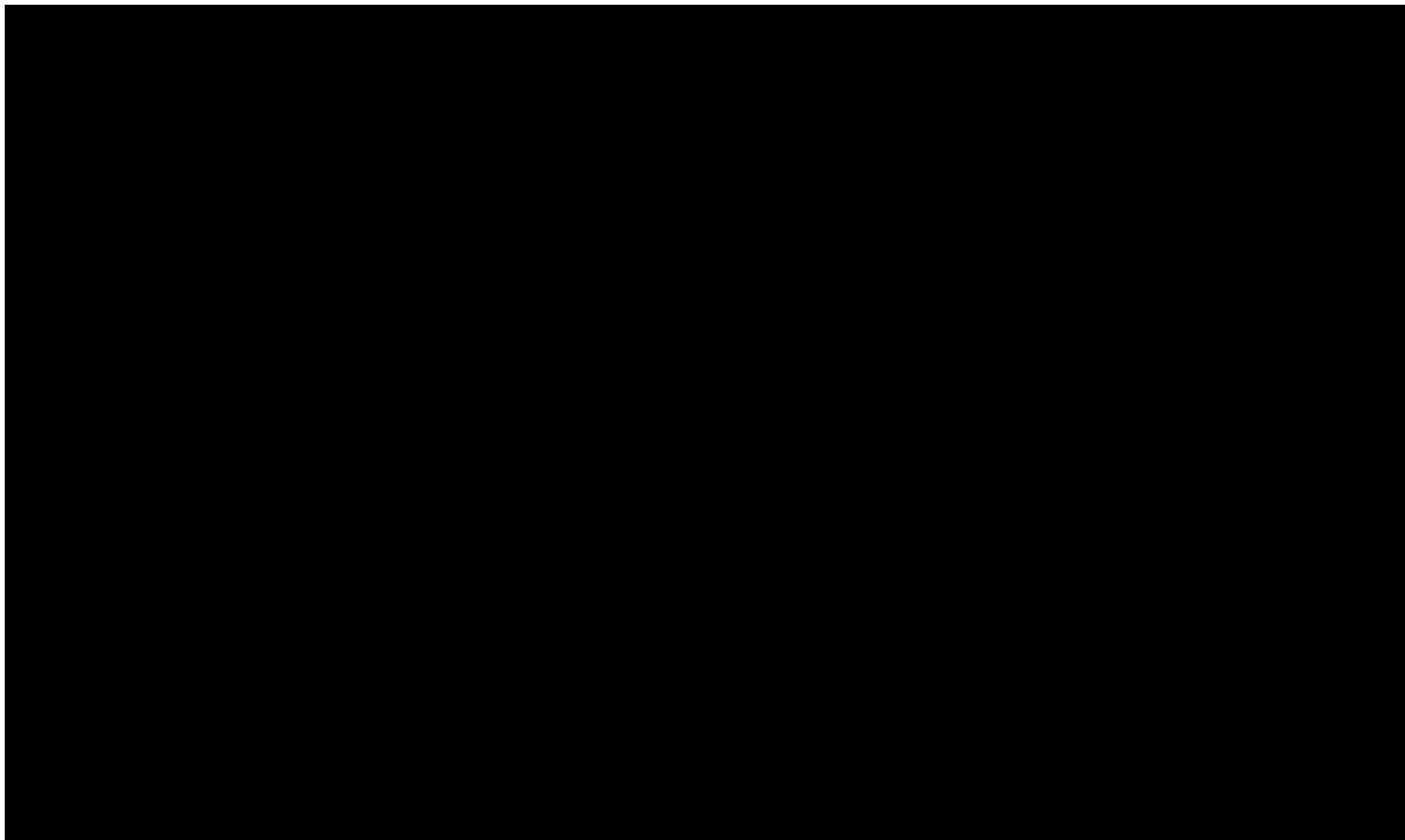


Figura 4.1 Proyección de Producción de fluidos O . 01.

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009.

Debido a las altas incertidumbres en las proyecciones a largo plazo del precio del petróleo, se analizaron escenarios adicionales con un precio del petróleo conservador (Ver Tabla 4.3).

Las últimas estimaciones a largo plazo de analistas económicos internacionales tienden a considerar que los precios del petróleo en términos reales podrían tener un comportamiento ligeramente ascendente hasta el año 2020.

VARIABLES		ESCENARIOS				
Precio venta crudo:	US/bbl	70.00	60.00	50.00	40.00	32.50
Diferencial crudo:	US/bbl	22.70	21.00	20.00	19.55	16.00
Costo operacional:	US/bbl	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Inversión equipos:	US	575,793	575,793	575,793	575,793	575,793
Tasa:	%	35.00	35.00	35.00	30.00	30.00
TIR:	%	269%	192%	112%	36%	2%
VAN:	%	2628,270	1819,547	942,708	92,410	-360,381
Tiempo de pago:	(m)	0.36	0.53	0.83	5.82	8.01
Limite económico:	BSW (%)	-	73	67	36	34.38
	Tiempo (m)	-	32	24	18	10

Tabla 4.3 Escenarios para Explotación del Campo Oglan

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2009

CONCLUSIONES

1. La exploración de nuevos yacimientos de petróleo, el desarrollo de campos abandonados debido a condiciones técnicas o económicas, así como el reacondicionamiento de pozos de petróleo en campos maduros debe constituirse la base para incrementar la producción de petróleo en nuestro país, además la búsqueda de tecnologías que permitan realizar este desarrollo debe ser un compromiso tanto de la empresa pública como privada.

2. La explotación del Campo Oglan plantea un reto a la producción de hidrocarburos por su ubicación geográfica, el diseño planteado en el presente trabajo responde a los requerimientos específicos de este campo utilizando tecnologías probadas y actualmente disponibles en el mercado nacional.

3. Analizar las lecciones aprendidas y la curva de aprendizaje obtenida de la instalación de equipos y tecnología aplicada en el campo Villano, las cuales servirán como referencia ayudando a un desarrollo más rápido del Campo Oglan.

4. El funcionamiento exitoso de un sistema de seguridad se fundamenta en la habilidad de las válvulas de seguridad para actuar en situaciones de peligro.

5. Petroproducción utiliza camisas convencionales (modelo $\frac{1}{2}$ in) en sus instalaciones, se debe señalar que la camisa aquí planteada es superior a la estándar, mostrando: La eliminación de componentes elastoméricos en sus elementos de sellos, uso de anillo difusor, material de recubrimiento QPQ de cada una de sus partes y un sistema de igualación progresiva de la presión.

Por estas características esta camisa garantiza un mayor tiempo de vida útil, muestra de ello puede ser probarlas en las evaluaciones de pozo que esta empresa realiza.

6. El uso de sensores es la mejor manera de monitorear un yacimiento a la vez que los datos que estos registran y almacenan pueden ser utilizados como información segura para simular en forma más real un yacimiento y plantear el desarrollo del Campo de una forma acertada.

7. La aplicación del sistema de levantamiento electrosumergible representa la mejor opción para este campo en que se requiere utilizar la menor cantidad de espacio posible en superficie, además el sistema BES es una buena alternativa para el manejo de crudos pesados.

8. Las simulaciones realizadas para el presente trabajo mostraron que si la presión estática se encuentra en el rango de 2670 . 3100 psi, es decir con una diferencia en presión de alrededor de 430 psi, el dimensionamiento del equipo electrosumergible a ser utilizado es el mismo para un IP= 1 bbl/psi.

9. Al momento de realizar la instalación de la completación, se deberá tomar en cuenta el movimiento de tubería producido, los esfuerzos generados por

los efectos mecánicos, presión y temperatura de los fluidos presentes en el pozo: por lo que este movimiento de tubería deberá ser compensado en longitud, acorde a los resultados del programa TUBEMOVE.

10. Para planificar adecuadamente la perforación/completación de un pozo de petróleo y/o gas se debe conocer los valores que se obtendrán durante las operaciones indicadas: La resistencia friccional de la rotación y resistencia friccional al mover la tubería hacia arriba o hacia abajo (slackoff-pickup), los cuales son decisivos en la instalación y corrida de los equipos a la profundidad planeada.

11. El desarrollo del campo Oglan está sujeto a los precios del crudo en el mercado internacional, debido a que su producción en general es de crudo Napo y por ende en diferencial va a ser mayor, al momento el campo no presenta una buena rentabilidad.

RECOMENDACIONES

1. Invertir en tecnología y aplicar el uso de sistemas de seguridad a todos los campos por desarrollar, de manera especial aquellos que están en áreas ecológicamente sensible, porque a pesar de que la inversión es mayor en los equipos, estos generan grandes beneficios potenciales que compensan totalmente lo invertido.
2. Realizar pruebas de producción, análisis PVT y analisis de núcleos al yacimiento, para de esta forma obtener datos confiables y poder realizar en base a estos los modelamientos del campo, logrando una optimización general de las instalaciones en futuros pozos de desarrollo.
3. Mantener el equipo electrosumergible dentro de los parámetros de diseño para una prolongación de su vida útil.

4. Conducir análisis de las variables mecánicas es una práctica que las compañías deben realizar previo a la corrida de sus equipos para de esta forma observar los riesgos potenciales que pueden dificultar o impedir la instalación de los mismos. Esto se tiene que realizar sobre todo cuando se está trabajando en zonas complejas y en perfiles de pozos direccionales u horizontales.

5. El correcto cálculo del movimiento de la tubería y de las fuerzas de arrastre presentes permite completar el pozo acorde a los diseños establecidos.

6. El torque y arrastre se debe utilizar para asegurar que los pozos sean perforados y completados dentro de los parámetros operativos de los equipos a instalarse y de la vida productiva del pozo.

ANEXO A

PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN											
Número	Fecha	Yacimiento	PRUEBA DE PRODUCCIÓN POZO O - 01								
			Profundidad	Petróleo (BP)	Agua (BA)	Duración (horas)	Gravedad (API)	BSW (%)	Ps (psi)	Pwf (psi)	T (°F)
1	30-Nov-72	Hollín Principal	6321 - 6331	19	1.2	1.63	12.1	5.9	2698	2211	143
2	29-Nov-72	Hollín Principal	6435 - 6437	0	20.5	0.15		100	2728	2260	144
3	12-Sep-72	Hollín Principal	6190 - 6210	20	2.2	1.7	11.6	9.9	2675	2179	
4	12-Jul-72	Hollín Principal	6190 - 6210								
5	12-May-72	Arenisca "T"	5952 - 5958	8	3	11.58	10.7	27.3	2977	2040	143
6	12-Mar-72	Hollín Principal	6190 - 6210								
7	12-Jan-72	Hollín Principal	6251 - 6276	95	2.3	17.57	11.4 - 13.3	2.4	2672	2185	143

Tabla 1. Pruebas de Producción O-01

Fuente: Archivos de Baker/Petroproducción

Tabla 2. INFORMACIÓN DE POZOS DE CORRELACIÓN										
Pozo	Inicio de la Prueba	Fin de la Prueba	QT BFPD (bls)	BSW (%)	QO BPPD (bls)	WHP (psi)	Pwf (psi)	IP (BFPD/PSI)	GOR (SCF/STB)	T (F)
A	10-Mar-08	3-Aug-08	11850	78	2192	363	4512	12.15	22	235
C	23-Jun-08	3-Aug-08	23171	63	8573	235	4512	22	22	235
D	25-Jun-06	3-Aug-08	8798	91	792	181	4330	13.71	21	
E	23-Jun-08	3-Aug-08	17019	88	2008		3822	14.52	22	265
F	21-Nov-05	3-Aug-08	5537	95	277	266	3382	4.385	55	
G	3-Jul-06	3-Aug-08	8717	88	1046	280	3468	5.919	26	
H	11-Mar-07	3-Aug-08	9064	93	625	246	3368	5.88	21	218
I	23-Sep-07	3-Aug-08	6820	63	2537	274	3835	4.505	31	246
J	29-Apr-04	3-Aug-08	21424	89	2378	304	1048	23.53	22	
K	4-Nov-07	3-Aug-08	26460	90	2461	284	5050	61.31	22	240
L	21-Nov-07	3-Aug-08	4351	76	1044	259	2893	1.859	21	213

Tabla 2. Pruebas a Pozos de Campo Villano

Fuente: Archivos de Baker/ AGIP

ANEXO B

SIMULACIONES DE DISEÑO BES PARA EL CAMPO OGLAN

CASO 01.

PRESION ESTATICA 3114 PSI - IP 0.6 BFP/PSI

Considerando la presión estática 3114 PSI con un índice de productividad de 0.6 BFP/PSI se adjunta el análisis realizado. Con tubería de 3-1/2+

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
0.6 BFP/PSI		
BFPD	BBLs	1050
BSW	%	10%
BPPD	BBLs	945
BAPD	BBLs	105
API	o API	13
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	937
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	3114
ESPESOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	0.6

Tabla 3. Datos considerados para el diseño del equipo BES

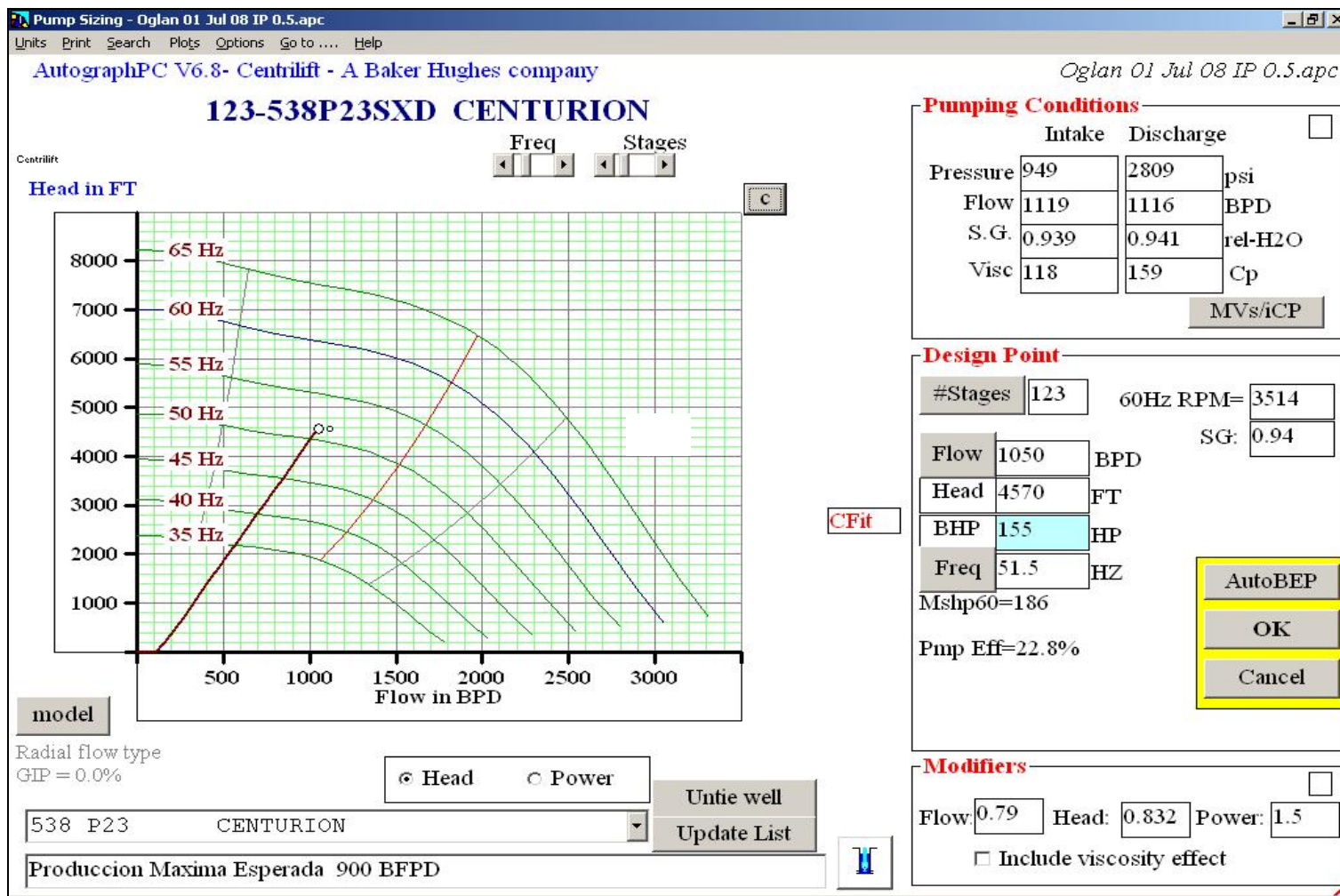


Figura 1. Dimensionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Frequency	Flow at Stock Tank	Pump Intake Pressure	Friction Head Loss
Freq	Qd	PIP	FricHL
Hz	BPD	psi	FT
40	699	1651	73.44
41	727	1596	76.39
42	755	1540	79.39
43	783	1482	82.45
44	813	1424	85.58
45	842	1365	88.76
46	873	1303	92.05
47	904	1241	95.39
48	936	1178	98.79
49	968	1113	100
50	1000	1049	102
51	1033	983	104
51.5	1050	949	106

Tabla 4. Análisis de sensibilidad

CASO 02**PRESION ESTATICA 3114 PSI - IP 0.7 BFP/PSI**

Considerando la presión estática 3114 PSI con un índice de productividad de 0.7 BFP/PSI se adjunta el análisis realizado.

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
0.7 BFP/PSI		
BFPD	BBLS	1500
BSW	%	10%
BPPD	BBLS	1350
BAPD	BBLS	150
API	o API	14
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	890
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	3114
ESPEJOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	0.7

Tabla 5. Datos considerados para el diseño del Equipo BES

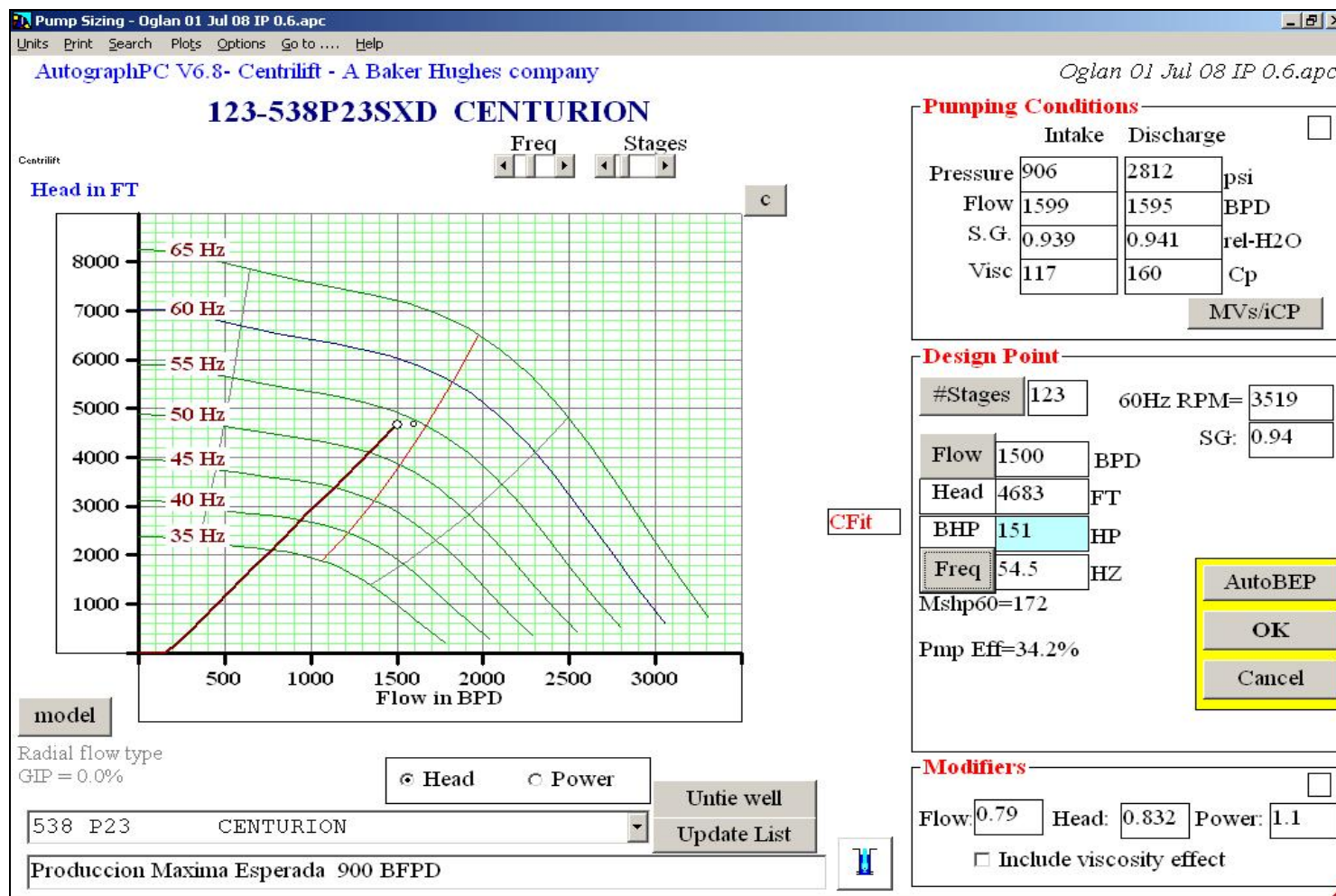


Figura 2. Dimensionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Frequency	Flow at Stock Tank	Pump Intake Pressure	Friction Head Loss
Freq Hz	Qd BPD	PIP psi	FricHL FT
40	942	1704	99.39
41	978	1651	102
42	1016	1598	104
43	1053	1544	106
44	1091	1490	108
45	1130	1435	109
46	1169	1379	111
47	1208	1324	113
48	1246	1269	114
49	1284	1214	116
50	1323	1159	118
51	1362	1103	122
52	1401	1047	125
53	1441	991	129

Tabla 6 Análisis de Sensibilidad

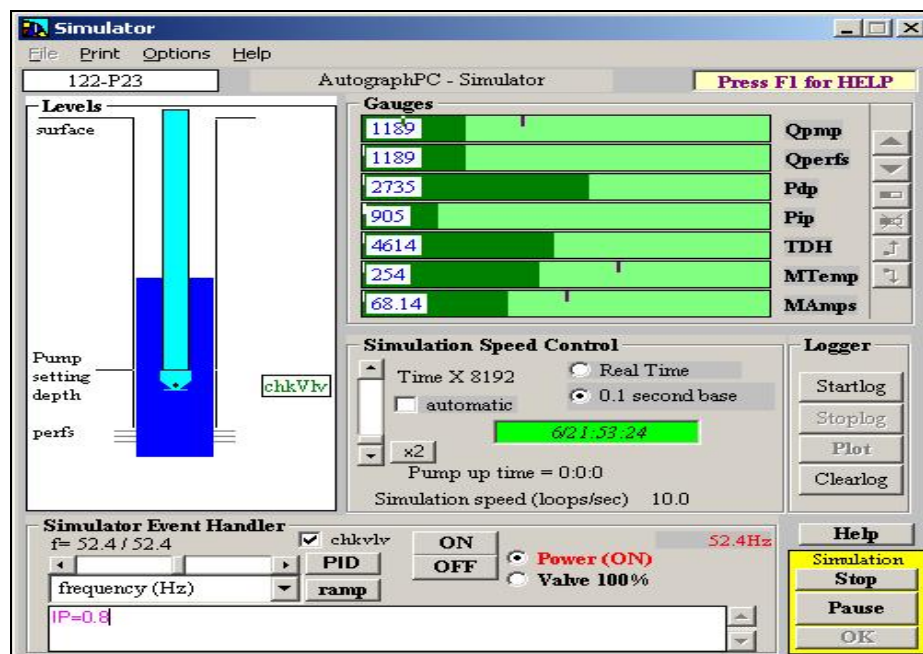


Figura 3. Funcionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

CASO 03**PRESION ESTATICA 3114 PSI - IP 0.8 BFP/PSI**

Considerando la presión estática 3114 PSI con un índice de productividad de 0.8 BFP/PSI se adjunta el análisis realizado.

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
0.8 BFP/PSI		
BFPD	BBLS	1700
BSW	%	10%
BPPD	BBLS	1530
BAPD	BBLS	170
API	o API	14
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	818
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	3114
ESPEJOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	0.8

Tabla 7. Datos considerados para el diseño del Equipo BES

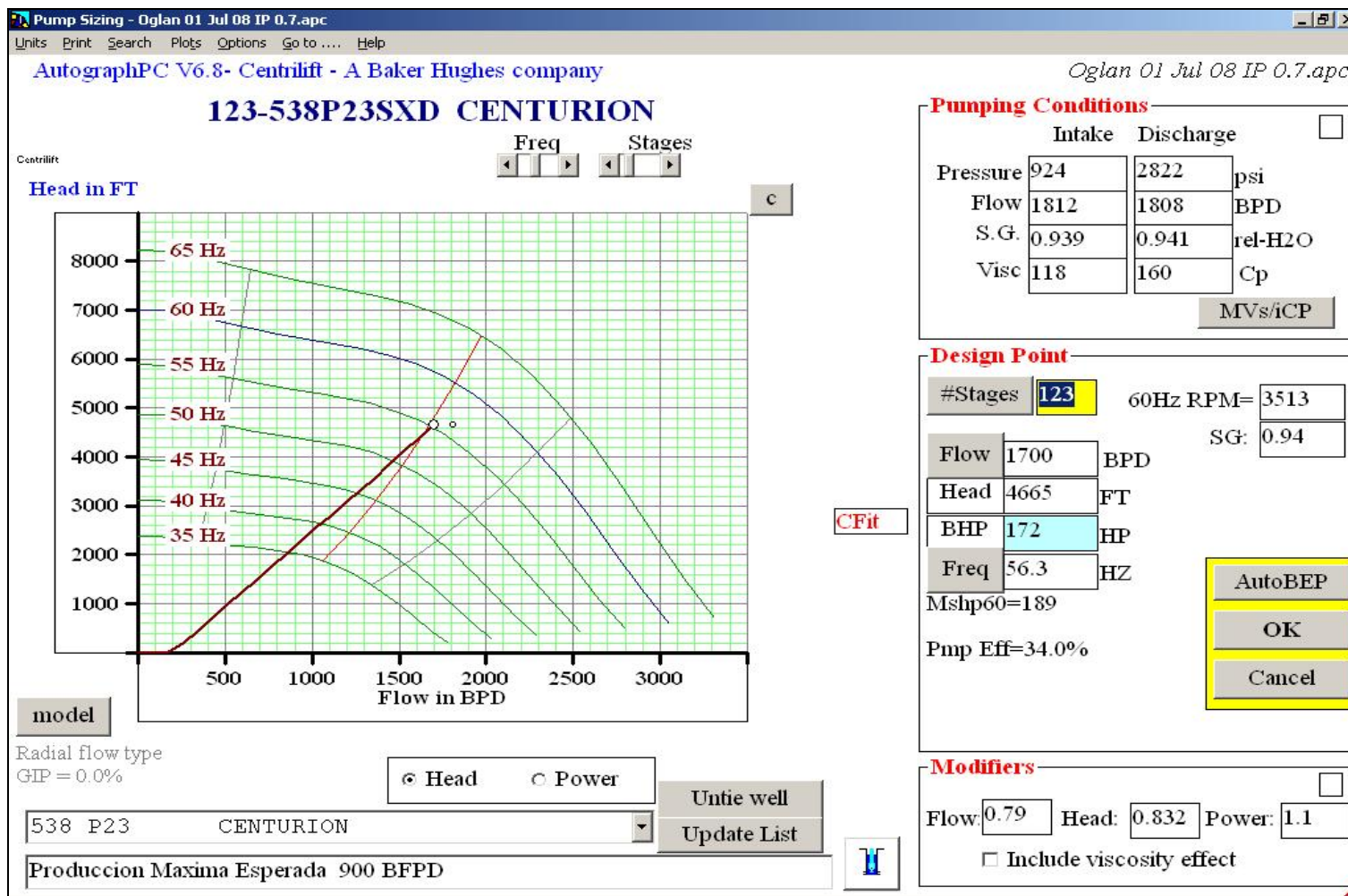


Figura 4. Dimensionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Frequency	Flow at Stock Tank	Pump Intake Pressure	Friction Head Loss
Freq Hz	Qd BPD	PIP psi	FricHL FT
40	1047	1740	105
41	1086	1692	107
42	1125	1643	108
43	1164	1594	110
44	1204	1544	113
45	1244	1494	115
46	1284	1444	116
47	1325	1393	118
48	1366	1342	122
49	1405	1292	126
50	1445	1243	130
51	1485	1193	133
52	1525	1143	138
53	1566	1092	142
54	1606	1042	146
55	1646	991	150
56	1687	940	154
56.3	1700	924	155

Tabla 8. Análisis de Sensibilidad

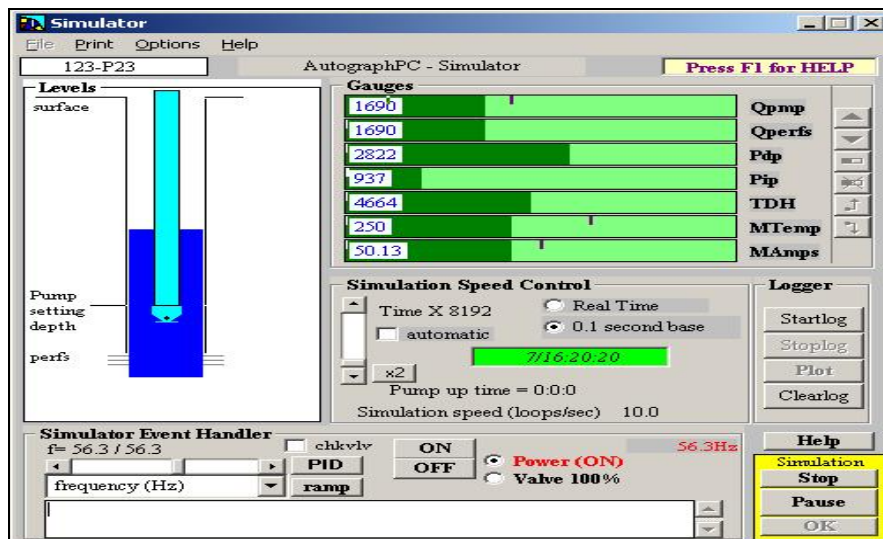


Figura 5. Funcionamiento del Pozo
Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

CASO 04**PRESION ESTATICA 3114 PSI - IP 0.9 BFP/PSI**

Considerando la presión estática 3114 PSI con un índice de productividad de 0.9 BFP/PSI se adjunta el análisis realizado.

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
0.9 BFP/PSI		
BFPD	BBLS	1920
BSW	%	10%
BPPD	BBLS	1728
BAPD	BBLS	192
API	o API	14
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	882
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	3114
ESPESOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	0.9

Tabla 9. Datos considerados para diseño de Equipo BES

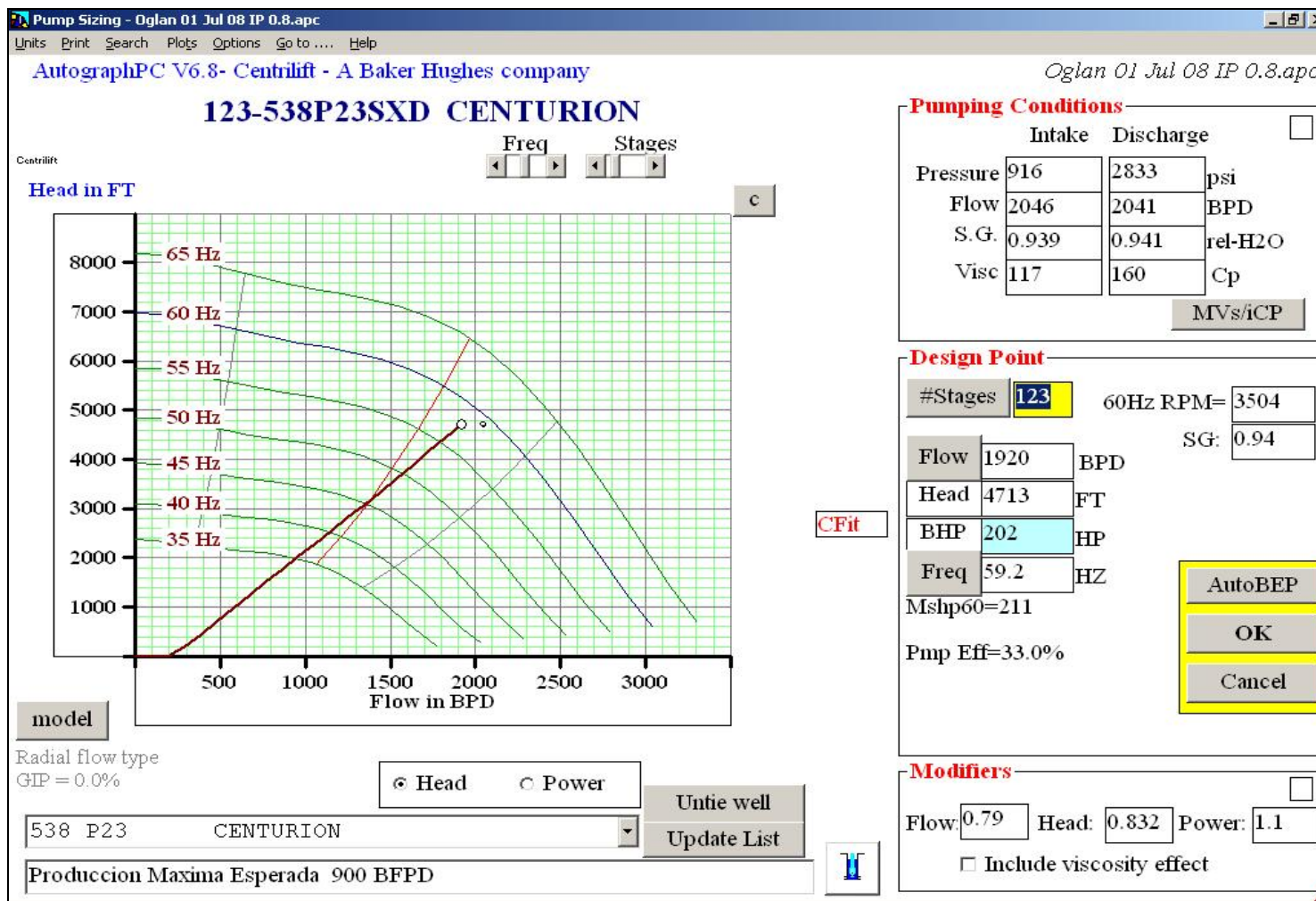


Figura 6. Dimensionamiento del Equipo BES

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Frequency	Flow at Stock Tank	Pump Intake Pressure	Friction Head Loss
Freq Hz	Qd BPD	PIP psi	FricHL FT
40	1140	1782	110
41	1179	1739	112
42	1219	1695	112
43	1258	1651	115
44	1298	1606	117
45	1339	1562	120
46	1379	1517	123
47	1420	1471	127
48	1461	1426	131
49	1502	1380	136
50	1544	1334	140
51	1584	1289	144
52	1626	1243	148
53	1667	1197	152
54	1708	1151	156
55	1749	1106	159
56	1791	1060	163
57	1832	1014	167
58	1873	968	171
59	1914	922	175
59.1	1920	916	176

Tabla 10. Análisis de Sensibilidad

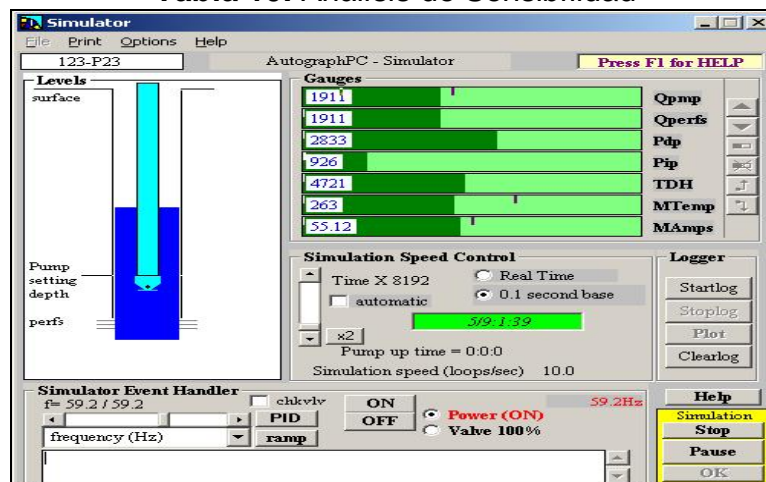


Figura 7. Funcionamiento del Pozo
Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

CASO 05**PRESION ESTATICA 3114 PSI - IP 1 BFP/PSI**

Considerando la presión estática 3114 PSI con un índice de productividad de 1 BFP/PSI se adjunta el análisis realizado.

DATOS CONSIDERADOS PARA EL DISEÑO DEL POZO OGLAN 01		
1 BFP/PSI		
BFPD	BBLS	2100
BSW	%	10%
BPPD	BBLS	1890
BAPD	BBLS	210
API	o API	14
GOR	MPCG/BP	93.7
PRESION FLUYENTE	PSI	904
PRESION BURBUJA	PSI	504
PRESION ESTATICA	PSI	3114
ESPEJOR DISPARO	PIES	
IP	BFP/PSI	1

Tabla 11. Datos considerados para diseño del Equipo BES

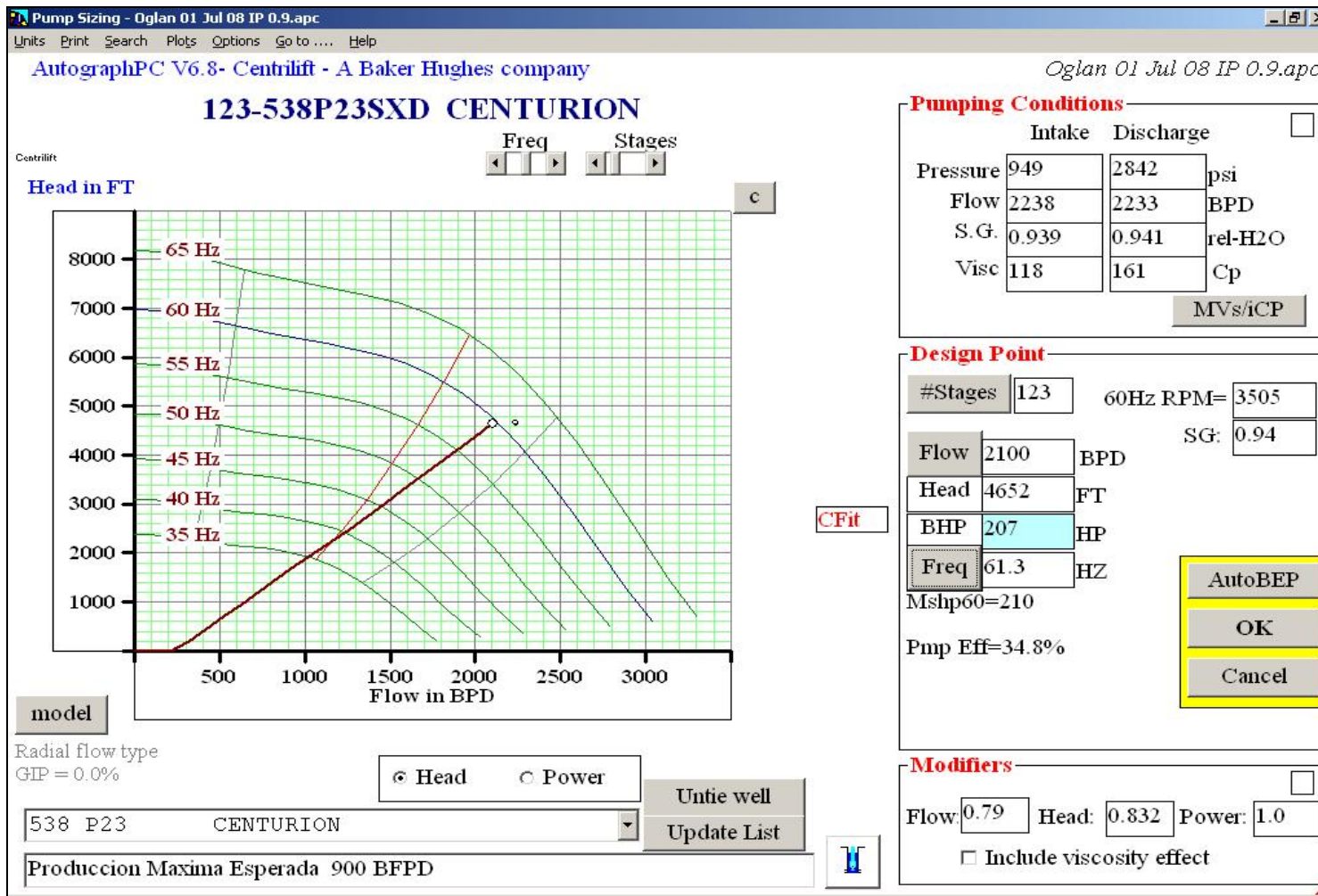


Figura 8. Dimensionamiento de la Bomba

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Well Conditions - Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Units Plots Print Options Flow Correlations PVT Correlations Help

AutographPC V6.8- Centrifliff - A Baker Hughes company

Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Fluid Properties

Oil grav	13.0	°API
% H ₂ O	10.0	%
SG H ₂ O	1.03	rel-H ₂ O
SG liq	0.984	rel-H ₂ O
SG gas	0.85	rel to Air
Prod GOR	93.7	scf/STB
Sol GOR	56.25	scf/STB
Pb >	Bubble Point	519 psia

Temperature Model

Fluid Surf T	100	°F	<input checked="" type="radio"/> Interpolate
Earth Surf T	65.0	°F	<input type="radio"/> Calculate
BHT	140	°F	<input type="checkbox"/> ESP Trise

Gas Impurities

N ₂	0	%	H ₂ S	0	%	CO ₂	0	%
----------------	---	---	------------------	---	---	-----------------	---	---

Dead Oil Viscosity (computed)

Temp	100	140	°F
OVisc	700	297	Cp

TARGET

Pump Setting
Depth (Vertical) 6100 ft
Max Desired 2100 BPD
Minimum PIP 949 psi
Gas Sep Eff 90.0 %

Compute! a.m.

Inflow Performance (IPR) - Test Data

Datum VD 6260 ft Static Press 3114 psi
Perfs VD 6260 ft
 Pressure Bomb Test
 Fluid Level Test
PI @ zero flow 1.0 BPD/psi

IPR Method

Constant PI
 VOGEL
 Compos
 User's I
GetQmax

String Description

Csg ID	6.184			in
Tbg ID	3.958			in
TVD	6675			ft
MD	6675			ft

Select Csg
Pipe Roughness: 0.0006 in
new rough

Surface Pressure

Tbg Surf Press 300 psi
Casing Press 50.0 psi

Csg fluid over pump

Oil only
 Liquid Mixture

OK
Cancel

No comments

Inflow Performance:
Static P perf=3114 psi
PI=1.0 BPD/psi
MaxQ =2890 BPD
Pperfs=1014 psi

Intake conditions:
PIP=949 psi
QIPbs=2238 BPD
GIPbs=0. %
QIP=2238 BPD
GIP=0. %
GORprmp=93.7scf/STB
Bo=1.071
Bw=1.018
SGmix=0.939 rel-H₂O
Visqliq=118 Cp
FLOP =2232 ft

Discharge conditions:
Pdp=2842 psi
Qdp=2233 BPD
Bo=1.069
Bw=1.013
SGmix=0.941 rel-H₂O
Visqliq=161 Cp
Water Cut (surf):10.0 %
TbgFriction=193 FT
TDH=4652 FT

PVT gas correlations
Dead Visc by:
Kartoatmodjo
 Show more detail

Figura 9. Datos de diseño

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

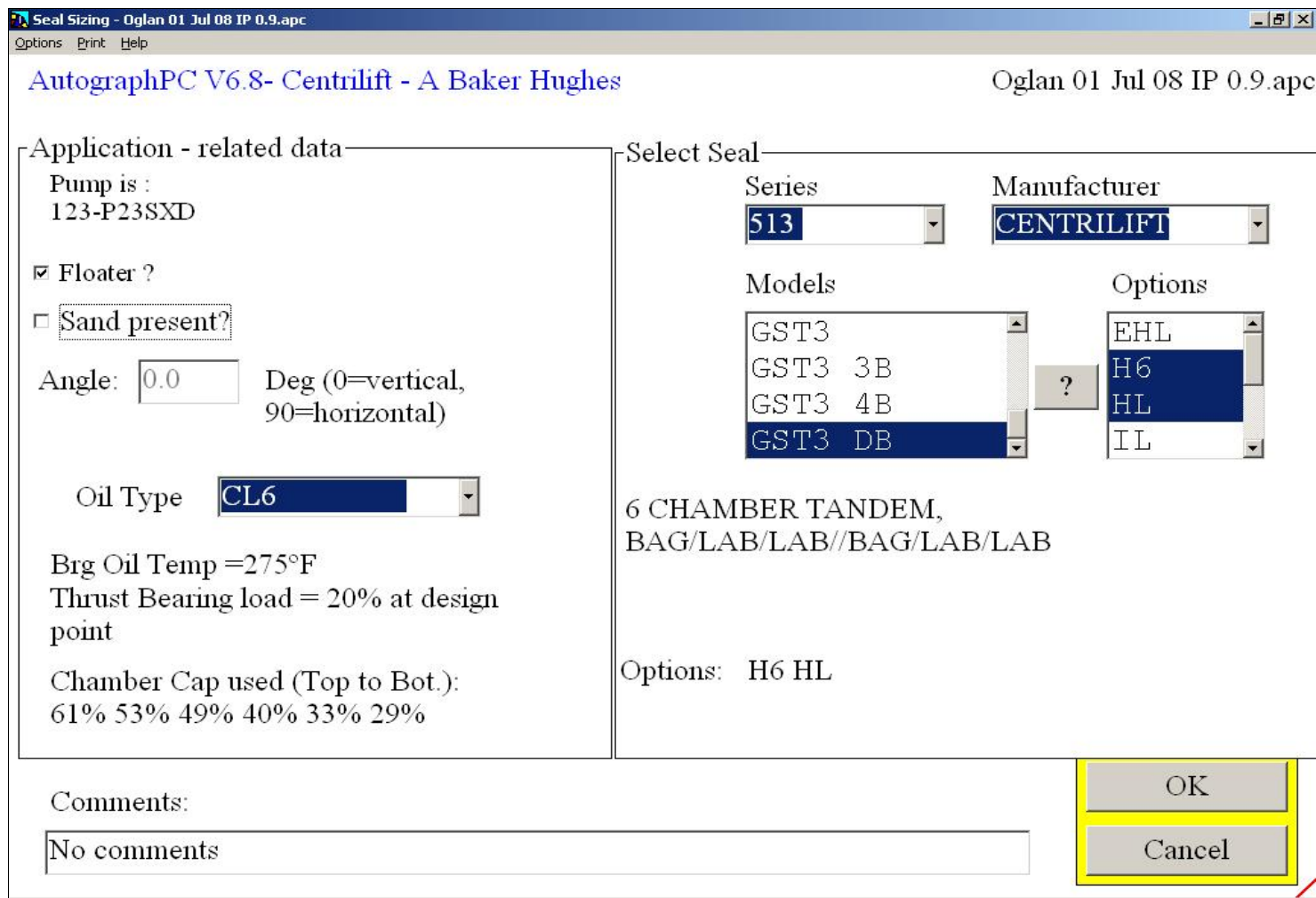


Figura 10. Dimensionamiento del Sello

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Motor Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Options Print Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Input Data

OPfreq	61.3	Hz	Click to Untie	
ShaftHP at OPfreq	214	HP	Mshp60=210	
Flowrate Qstk	2100	BPD		
Csg / Jckt ID	6.184	in		

ADR

BHT:	139	°F	<input checked="" type="checkbox"/> VSD	
%wc:	10.0	%	<input type="checkbox"/> SCALE	
Oil API:	13.0	°API	<input type="checkbox"/> MONEL	
GIPbs:	0.	%	%V_imbal:	0.1 %
ViscIn	118	Cp		

OP Conditions (@61.3Hz)

Load % =	92.	%	Eff=	90.4	%
Fluid Speed=	3.758	ft/s	pf=	79.9	%
Term Volts=	2305.2	V	RPM=	3581	r.p.m.
Motor Amps=	55.9	A	Vsurf=	2394	V
OPTemp =	266°F		Vdrop=	89.26	V

Selected (60Hz rating)

CENTRILIFT	Frame Size: 12
562 KMH	228 HP 2305V 60 A

Manufacturer	HP	Volts / Amps
CENTRILIFT	171	1290/81
	171	2390/44
Series&Model	190	1185/98
562 KMH	190	1430/81
	190	2415/48
Oil type	209	1305/98
CL6	209	2385/53
	228	1130/123
	228	1425/98
	228	2305/60
	266	1315/123

AutoSelect
OK
Cancel

Comments:
No comments

NOTICE: Computed information like efficiency and power factor for non-Centrilift equipment is modeled after published data and by no means necessarily reflect actual efficiencies or power factor observed in the field.

Figura 11. Dimensionamiento del Motor

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008.

Cable Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Print Options Select Help

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Input Data

Fluid level over pump	2232	ft
Click to Untie	motor V	2305.2 Volts
Surface	50.0	ft
Tsurf	75.0	°F
MLE Len	30.0	ft
Power	0.05	/ KWH
	motor A	55.9 Amps
	BHT	139 °F
	Water	10.0 %
	Tbg Length	6070 ft
	Perfs	6260 ft

Cable Sizing Output

volt	14.51	/1000ft	Power Loss	8.65	KW
total	89.26	volts	Power Cost	311	\$/ mo
total	3.872	% motor V			
surface	232	KVA			
surface	2394	volts			
Freq	61.3	HZ			

CENTRILIFT

#4	50.0 ft	CEBE	5kV
----	---------	------	-----

CENTRILIFT ma

#1	6070 ft	CELF	5kV
----	---------	------	-----

CENTRILIFT moto

#5	30.0 ft	MLE-KT3	3kV
----	---------	---------	-----

Pothead 2piece Nires

(drift) casing ID	6.059	in
pump or seal OD	5.38	in
cable thick	0.452	in
Min clearance	0.163	in

No fit

AutoSelect
OK
Cancel

Motorlead Extension Selection

Manufacturer: CENTRILIFT

Size	Type	KV Rating
#5	MLE-KT3	3

Max Cond Temp: 160 °F Max Temp Rating: 250 °F Round Flat:

packer

Reel selection utility (not saved)

50 NEMA I NEMA II max length: 6569 ft

cable: 0.452 in X 1.201 in total: 340.5500 lbs with: 6070 ft

0.685 lbs/ft

Comment: No comments

Figura 12. Dimensionamiento del Cable

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Controller Sizing - Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

AutographPC V6.8- Centrilift - A Baker Hughes company

Oglan 01 Jul 08 IP 0.9.apc

Variable Speed Drive

Input Data

Click to Untie

Control Vin: 480 V

Surface: 2394 V

Motor: 55.95 Amps

Surface: 232 KVA

Frequency: 61.3 Hz

Power Cost \$: 0.05 /KWH

VSD Switchboard

Model	KVA	A
2125-PCP	130	156
2125-VT	130	156
2150-VT	163	196
2200-VT	200	241
2250-VT	260	313
4300-VT	325	391
4350-VT	390	469
4400-VT	454	546
4500-VT	519	624
8600-VT	624	750

480V RATING

CENTRILIFT

Controller Calculated Data

Output Current = 279.4 Amps

Output Voltage = 479.4 Volts
(required V/Hz = 7.821)

Controller Load = 44.71%

Controller in = 200 KVA

System Power = 191.3 KW

Power Cost = 6887 \$/mo

Motor Starting

541 Volt: 202 Amps

Starting Frequency: 20.0 Hz

Starting Vboost: 0 V

Selected Equipment

CENTRILIFT

4500-VT Variable Speed Drive

SUTrafo ratio=4.994

Transformer Info

Configure

Supply > [Diagram] < Load >

AutoSelect

OK

Cancel

Comments:

No comments

Figura 13. Dimensionamiento del VSD

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

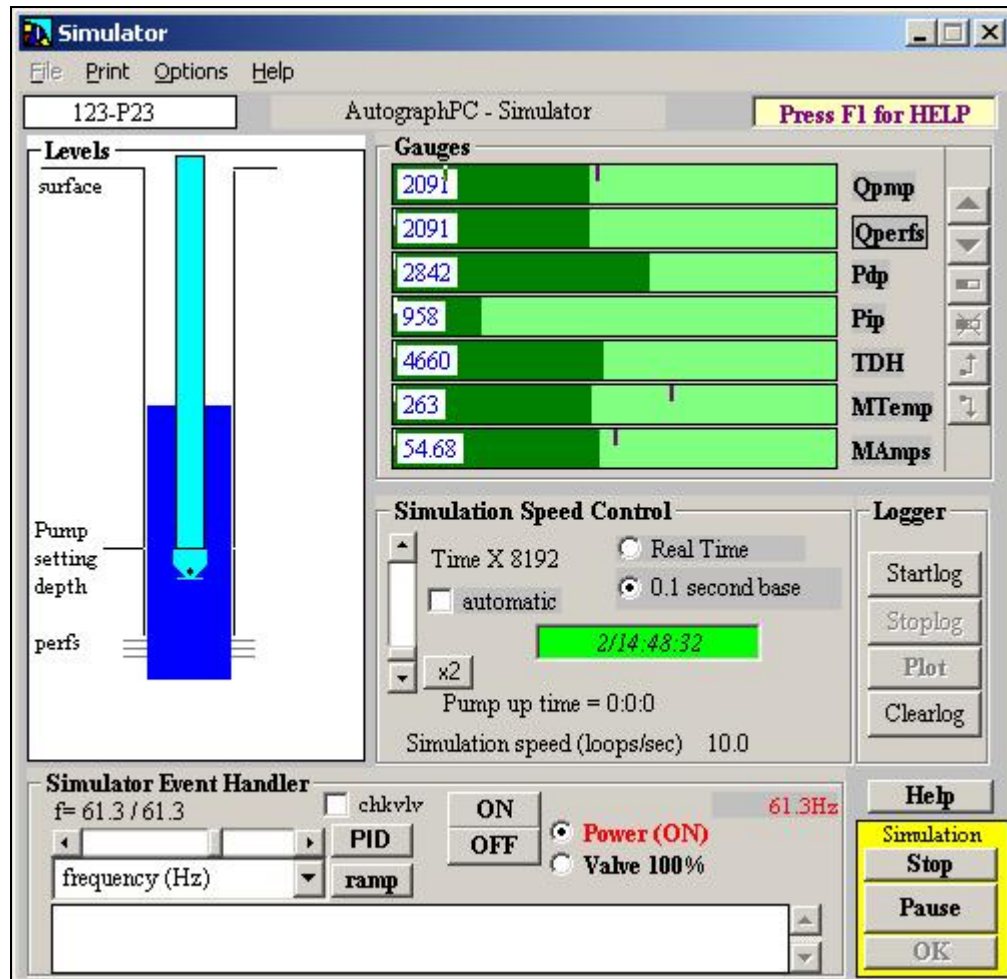


Figura 14. Funcionamiento del Pozo

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Equipo BES Seleccionado	
Bomba	123 - 538 P23SXD
Sello	513- GSTB DB
Motor	562 KMH 228 HP 2305 V/60 A
Cable	# 5 MLE-KT3 MKV

Tabla 12. Equipo BES Seleccionado

Elaborado por: Oswaldo Sánchez, 2008

Términos usados para el Cálculo del Movimiento de Tubería

- L = Profundidad (in)
 E = Modulo de elasticidad (psi) (30000000 para acero)
 A_s = Área de la sección transversal de las paredes del tubing
 A_p = Área del packer (sq in)
 A_i = Área interior del tubing (sq in)*
 A_o = Área exterior del tubing (sq in)*
 P_i = Cambio en la presión del tubing sobre el packer
 P_o = Cambio en presión del anular sobre el packer (psi)
 P_{ia} = Cambio en presión promedio del tubing (psi)
 P_{oa} = Cambio en presión promedio del anular (psi)
 t = Cambio en temperatura promedio del tubing (°F)
 r = Espacio radial entre el diámetro externo del tubing y el diámetro interior del casing $(ID_c - OD_t)/2(\text{in})$
 I = Momento de inercia del tubing alrededor de su diámetro

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4)$$
 donde D es diámetro exterior, d es diámetro interior.
 W_s = Peso del tubing (lb/in)*
 W_i = Peso del fluido dentro del tubing (lb/in)*
 W_o = Peso del fluido desplazado (lb/in)*
 R = Relación de OD/ID del tubing*
 B = Coeficiente de expansión térmica (in/ in/ °F) (0.0000069 para acero)
 = Relación de Poisson (0.3 para acero)

ANEXO C

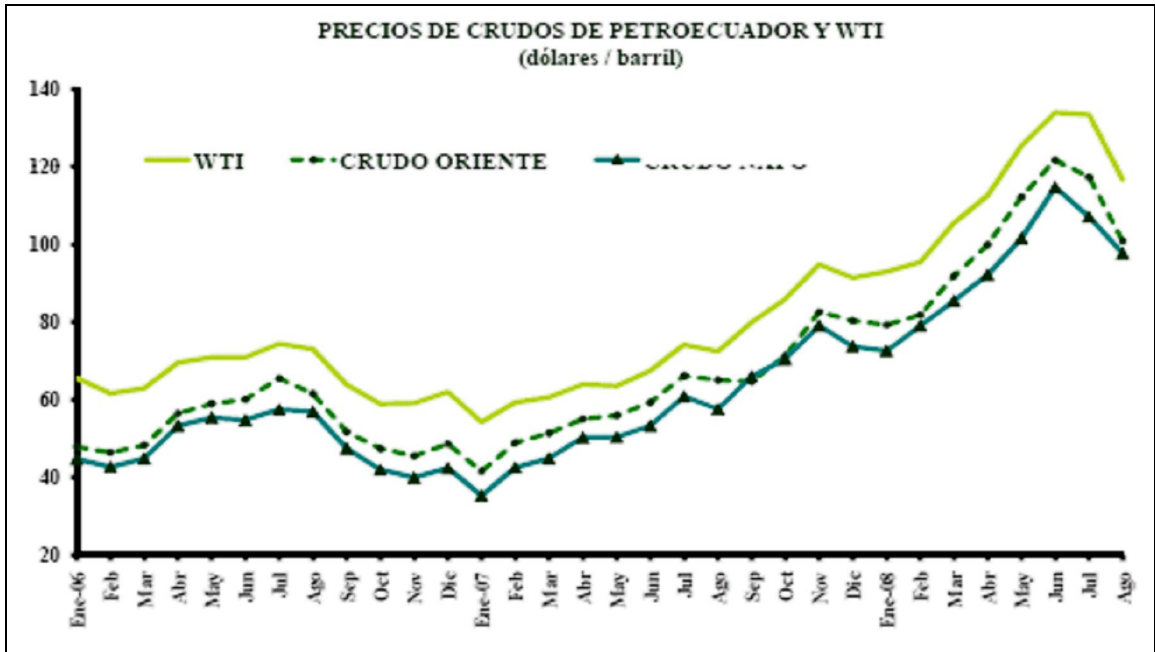


Figura 15. Variación precios del Crudo Ecuatoriano 2006-2008
Fuente: Diario El Comercio



Figura 16. Variación Precios del Crudo 1996-2008
Fuente: OPEC Basket Price

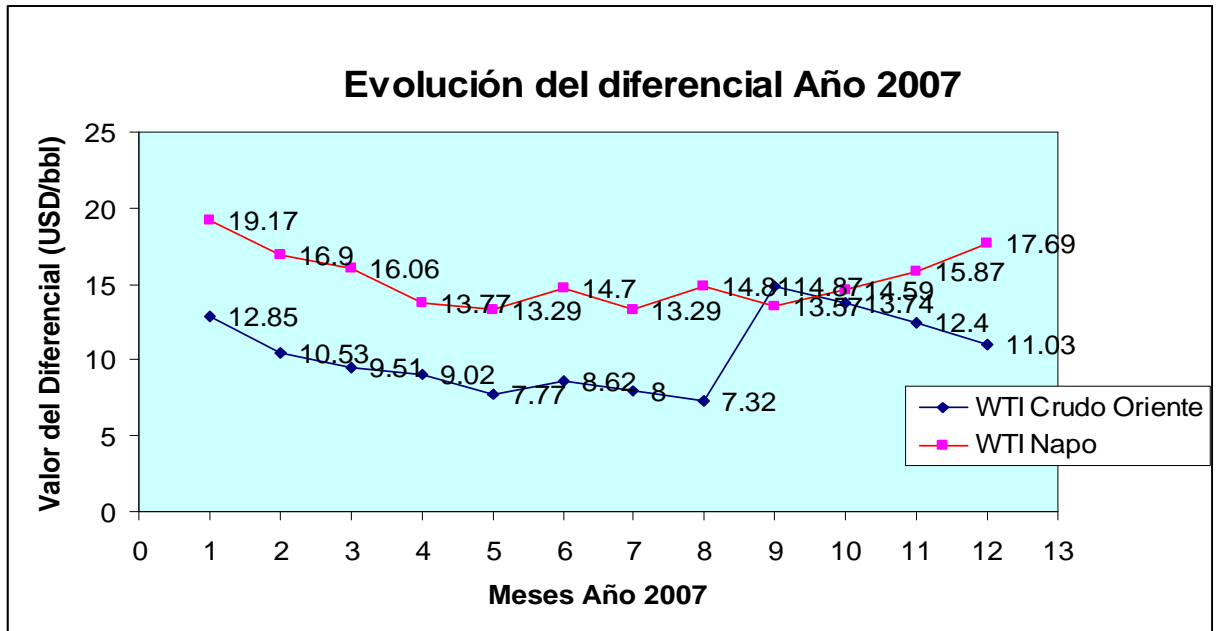


Figura 17. Evolución Precios del Diferencial Crudo de Ecuador Año 2007

Fuente: Banco Central

Elaborado por: Oswaldo Sánchez



Figura 18. Evolución diferencial Crudo Oriente Año 2008

Fuente: Diario El Universo

GLOSARIO

Polímeros

Son moléculas de gran tamaño (macromoléculas) formadas por la unión de compuestos orgánicos mediante enlace covalente.

Plásticos

Son materiales poliméricos orgánicos que pueden deformarse hasta conseguir una forma deseada por medio de extrusión, moldeo o hilado. Las moléculas pueden ser de origen natural, por ejemplo la celulosa, la cera y el caucho (hule) natural, o sintéticas, como el polietileno y el nylon.

Carecen de elasticidad reversible.

Materiales Termoplásticos

Los materiales termoplásticos son polímeros lineales, que pueden ser ramificados o no y considerando que no se encuentran entrecruzados son

polímeros solubles en algunos disolventes orgánicos, capaces de fundir y son reciclables.

Para que un polímero tenga aplicación como termoplástico debe tener una temperatura de transición vítrea T_g (si se trata de un material amorfo), o una temperatura de fusión T_m (si se trata de un material cristalino), superior a la temperatura ambiente.

Se ablandan por el calor y se endurecen enfriándolos.

Materiales Elastoméricos

Son polímeros los cuales ante una deformación vuelven a la forma original cuando la fuerza aplicada sobre ellos finaliza. La estructura de la cadena en este tipo de polímeros es del tipo entrecruzada débil, la cual es la causa de la memoria del polímero.

Como promedio se entrecruzan alrededor de 1 cada 100 moléculas.

Materiales No Elastoméricos

Cuando el número medio de entrecruzamientos aumenta hasta 1 cada 30 moléculas, el material se convierte más rígido y quebradizo.

Fuerza

Es la capacidad de cambiar el momento de un cuerpo, es decir el producto de su masa por su velocidad.

Esfuerzo

Esfuerzo es la resistencia que ofrece un área unitaria (A) del material del que está hecho un miembro para una carga aplicada externa (fuerza, F):

Dependiendo de la forma cómo actúen las fuerzas externas, los esfuerzos y deformaciones producidos pueden ser axiales, biaxiales, triaxiales, por flexión, por torsión, o combinados.

Deformación plástica.

Modo de deformación en que el material no regresa a su forma original después de retirar la carga aplicada. Esto sucede porque, en la deformación plástica, el material experimenta cambios termodinámicos irreversibles al adquirir mayor energía potencial elástica. La deformación plástica es lo contrario a la deformación reversible.

Deformación elástica

El cuerpo recupera su forma original al retirar la fuerza que le provoca la deformación. En este tipo de deformación, el sólido, al variar su estado tensional y aumentar su energía interna en forma de energía potencial elástica, solo pasa por cambios termodinámicos reversibles.

Tracción

Se denomina tracción al esfuerzo a que está sometido un cuerpo por la aplicación de dos fuerzas que actúan en sentido opuesto, y tienden a estirarlo.

Resistencia a la tensión

La resistencia a la tensión (o tracción) es la capacidad de resistir fuerzas que intentan separar o estirar el material, se calcula dividiendo la carga máxima soportada por la muestra entre el área de la sección transversal original de la misma.

Resistencia a la cedencia

Es la máxima fuerza que un material puede soportar antes de que comience su deformación.

La resistencia al punto cedente o el esfuerzo de cedencia es el esfuerzo que produce en un material, una deformación específica, permanente y limitadora.

PIP (Pump Intake Pressure)

Presión a la entrada de la bomba, este valor se refiere a la cantidad de fluido que se encuentra por encima de la bomba. Para definir correctamente este punto es importante conocer la gravedad específica o gradiente del líquido en el anular del casing.

Pressure bomb testing

Se refiere al proceso de correr registradores de presión al fondo del pozo en el centro de las perforaciones vía wireline para de esta forma obtener la Presión de fondo del pozo (BHP)

BIBLIOGRAFÍA

1. Denis Perrin, Michel Caron, Georges Gaillot, Philippe Beun, Well Completion and Servicing: Oil and Gas Field Development Techniques, TECHNIP, 1999
2. William C. Lyons, Gary J. Plisga, Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering, 2nd Edition, Ed. Gulf Professional Publishing, 2005
3. Craft, Hawkins, Terry, Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2nd Edition, Prentice Hall, 1991
4. Jamal J. Azar, G. Robello Samuel, Drilling Engineering, Ed. PennWell Books, 2007
5. Baker Hughes Centrilift , Submergible Pump Handbook, 8th Edition, 2008

6. Baker Oil Tool, Tech Units
7. Baker Oil Tools, Packer Calculation Handbook, 1998
8. Baker Oil Tools, Modulo de Sistemas de Seguridad de Subsuelo
Curso No 023 -SP, Maracaibo-Venezuela, 1998