

**EVALUACION Y ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES
PROGRESIVAS (BCP) EN EL CAMPO GUANDO – MELGAR**

LILIANA DEL PILAR MOSQUERA TRILLOS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2004

**EVALUACION Y ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES
PROGRESIVAS (BCP) EN EL CAMPO GUANDO – MELGAR**

LILIANA DEL PILAR MOSQUERA TRILLOS

**Trabajo de grado en la modalidad de Práctica Empresarial como
requisito para obtener el título de Ingeniero de Petróleos**

**ING. NICOLAS SANTOS SANTOS
TUTOR UIS**

**ING. JAIME ALBERTO HERNANDEZ
TUTOR EMPRESA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2004

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme alcanzar este logro.

A mi Madre, por apoyarme a cada instante y por no cortarme las alas.

A mi Padre, por seguirme cuidando desde el cielo.

A la Chachi, para que siga orgullosa de su hermana.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por esa fuerza que me da cada día para seguir el camino que El me ha trazado...camino que hoy concluye uno de sus tramos.

A mi Mamita porque es un motor supremamente especial, quien me da ánimo para luchar día a día por ser mejor.

A mi Papá porque aunque no tuvimos mucho tiempo para compartir, el que disfrutamos fue suficiente para dejar enseñanzas arraigadas en el corazón.

A mi hermana porque es una persona que me impulsa a llegar muy lejos. Chachi te prometo que vamos a lograr muchas cosas buenas.

A mi manina, Larissa y Franco porque sin ellos esto no hubiera sido posible.

A mi familia porque de una u otra manera siempre me apoyaron. A mi primo Jose Noe porque gracias a tus consejos comenzó todo esto.

A mis amigos porque siempre es mas divertido y fructífero estudiar con personas tan inteligentes como ustedes. En orden cronológico son: Chaffie, Guillermo, Johanna, Javier, Danny, Johan, Andrés, Jorge Díaz y Paola; en especial a Jorge Duitama por apoyarme tanto en estos últimos semestres.

Al Ing. Juan Pablo Andrade por abrirme las puertas de su empresa y por brindarme tanta colaboración. Al Ing. Jaime Hernández, Ferney Castro, Nelson Oliveros y todo el equipo de TDA.

EVALUATION AND ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE ARTIFICIAL LIFT BY PROGRESSIVE CAVITITIES PUMPS (PCP) IN THE GUANDO FIELD – MELGAR

AUTHOR: Liliana del Pilar Mosquera Trillos

KEY WORDS: PCP, Progressive cavities pumps, operation, guando field.

Description

The Guando field doesn't have enough energy to move the fluids from the bottom to the surface, thus it produces by pump PCP. The target of this project was to carry out a study well by well, to observe the operation of this equipment.

For this study it was necessary, first evaluate the factors affecting the development of the system; such as the well deviation to know the correct kind of rod that should be installed, the IRP curve have as object to show the production behavior, the estimate gas percentage that enter into the pumps, to know the suggested range and the determination of the efficient actual percentage. All this to detect the possible error or fail and consequently prevent and recommend actions that in the future would help the well service it could also prevent unnecessary money spend.

After the analysis, the most common problem was caused by the inadequate rod selection; gas and sand excess and bad manage equipment. Therefore the following recommendations were suggested: pump redesign, deepening, gas pumps, installation of gas separators in bottom, variations in the speed of the pump to avoid that it works in vacuum and consider the well deviation to choose the optimal type of rod.

TITULO: EVALUACION Y ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP) EN EL CAMPO GUANDO – MELGAR

AUTOR: Liliana del Pilar Mosquera Trillos

PALABRAS CLAVES: Bombas de cavidades progresivas, funcionamiento, campo Guando.

Descripción:

El Campo Guando no tiene la energía suficiente para llevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie, por lo cual produce por bombas BCP. El objetivo de este trabajo fue realizar un estudio pozo a pozo, para observar el funcionamiento de estos equipos.

Para esto fue necesario evaluar primero los factores que afectan el desempeño del sistema; tales como la desviación del pozo para saber el tipo de varilla correcta que se debe instalar, la realización de las curvas IPR con el fin de observar el comportamiento de la producción, el cálculo del porcentaje de gas que entra en la bomba para saber si está dentro del rango sugerido y la determinación del porcentaje de eficiencia actual. Todo esto con el fin de detectar las posibles fallas o anomalías y así plantear recomendaciones y acciones preventivas que a futuro puedan evitar los servicios a pozos y el gasto innecesario de dinero.

Los problemas mas comunes que se encontraron después de realizado el análisis son causados por mal diseño, mal manejo del equipo, mala escogencia de la varilla y mucho aporte de gas y arena; por lo que se hicieron recomendaciones de rediseño, profundización, instalación de separadores de gas en fondo, variaciones en la velocidad de la bomba para evitar que esta trabaje en vacío y tener en cuenta la desviación del pozo para escoger el tipo de varilla óptimo.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
 1. GENERALIDADES	 3
1.1 TÉCNICOS DIESEL ASOCIADOS	3
1.2 CAMPO GUANDO	3
1.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	5
1.2.2 IMPORTANCIA DEL CAMPO	8
1.2.3 PETROBRAS EN COLOMBIA	9
 2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	 11
2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	11
2.1.1 VARIADOR DE FRECUENCIA	11
2.1.2 MOTOR	12
2.1.3 CABEZAL	12
2.1.4 TUBING ROTATOR Y SWIVEL	15
2.2 EQUIPO DE SUBSUELO	16
2.2.1 VARILLAS	16
2.2.2 ANCLA	17
 3. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS - BCP	 19
 3.1 HISTORIA	 19
3.2 ASPECTOS GENERALES	20
3.3 FUNDAMENTOS BÁSICOS	23
3.3.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS	23

3.3.2	DESCRIPCIÓN DE LA BOMBA	24
3.3.3	OPERACIÓN DE LA BOMBA	25
3.3.4	CAPACIDAD DE DESPLAZAMIENTO	26
3.3.5	CAPACIDAD DE LEVANTAMIENTO	27
3.3.6	INTERFERENCIA ROTOR – ESTATOR	27
4.	<i>FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA</i>	29
4.1	GEOMETRIA Y CONFIGURACIÓN MECÁNICA DEL POZO	29
4.2	COMPORTAMIENTO DE INFLUJO	32
4.2.1	LÍNEA RECTA (IP CONSTANTE)	34
4.2.2	VOGEL	34
4.2.3	MÚLTIPLES PUNTOS (FETKOVICH)	35
4.3	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS	35
4.3.1	VISCOSIDAD Y DENSIDAD DEL PETRÓLEO	36
4.3.2	GAS LIBRE ASOCIADO AL PETRÓLEO	37
4.3.3	PRESENCIA DE ARENA	42
4.4	EFICIENCIA DEL SISTEMA	44
5.	<i>MANUAL BASE DE DATOS DE MOVIMIENTO DE EQUIPOS–CAMPO GUANDO</i>	46
5.1	DESCRIPCIÓN DE LOS BOTONES DEL FORMULARIO	48
5.1.1	POZO	48
5.1.2	BOMBAS INSTALADAS	49
5.1.3	TIPO DE BOMBA	50
5.1.4	ESTATOR	51
5.1.5	ROTOR	52
5.1.6	TIPO DE VARILLA	52

5.1.7	MOTIVO <i>PULLING</i>	53
6.	<i>EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE CAVIDADES PROGRESIVAS</i>	55
6.1	GUANDO-01	55
6.2	GUANDO-02	59
6.3	GUANDO-05	63
6.4	GUANDO-12	66
6.5	GUANDO 15	70
6.6	GUANDO-16	73
6.7	GUANDO-18	78
6.8	GUANDO-21	83
6.9	GUANDO-22	87
6.10	GUANDO-23	90
6.11	GUANDO-24	94
6.12	GUANDO-26	97
6.13	GUANDO-27	101
6.14	GUANDO-30	105
6.15	GUANDO-32	110
6.16	GUANDO-33	113
6.17	GUANDO-34	117
6.18	GUANDO-36	120
6.19	GUANDO-39	123
6.20	GUANDO-50	127
7.	<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</i>	131
8.	<i>BIBLIOGRAFIA</i>	133

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ubicación del Campo Guando
Figura 2	Distribución de las islas en el Campo Guando
Figura 3	Variadores
Figura 4	Cabezal
Figura 5	Tubería desgastada
Figura 6	Tubing rotator y swivel
Figura 7	Ancla
Figura 8	Descripción de un sistema típico con BCP
Figura 9	Bomba de cavidades progresivas
Figura 10	Desarrollo 3D de las envolventes con 1, 2 y 3 lóbulos
Figura 11	Desplazamiento de fluidos a través de la bomba
Figura 12	Interferencia Rotor – Estator
Figura 13	Diferentes Geometrías de pozo
Figura 14	Gráfica de IPR
Figura 15	Efecto del gas libre en un sistema BCP
Figura 16	Primera pantalla del programa
Figura 17	Presentación del programa
Figura 18	Cuadro de dialogo del botón Pozo
Figura 19	Consulta de selección por pozo
Figura 20	Cuadro de dialogo del botón Tipo de Bomba
Figura 21	Cuadro de dialogo del botón Estator
Figura 22	Cuadro de dialogo del botón Rotor
Figura 23	Cuadro de dialogo del botón Tipo de varilla
Figura 24	Cuadro de dialogo del botón Motivo <i>Pulling</i>
Figura 25	Curva IPR para Guando-01
Figura 26	Curva IPR para Guando-02
Figura 27	Curva IPR para Guando-05

Figura 28	Curva IPR para Guando-12
Figura 29	Curva IPR para Guando-15
Figura 30	Curva IPR para Guando-16
Figura 31	Curva IPR para Guando-18
Figura 32	Curva IPR para Guando-21
Figura 33	Curva IPR para Guando-22
Figura 34	Curva IPR para Guando-23
Figura 35	Curva IPR para Guando-24
Figura 36	Curva IPR para Guando-26
Figura 37	Curva IPR para Guando-27
Figura 38	Curva IPR para Guando-30
Figura 39	Curva IPR para Guando-32
Figura 40	Curva IPR para Guando-33
Figura 41	Curva IPR para Guando-34
Figura 42	Curva IPR para Guando-36
Figura 43	Curva IPR para Guando-39
Figura 44	Curva IPR para Guando-50

LISTA DE TABLAS

Tabla 1	Datos de producción del campo
Tabla 2	Distribución de pozos en islas
Tabla 3	Especificaciones de varilla
Tabla 4	Tasa de desplazamiento
Tabla 5	Máximo <i>dog leg</i> por tipo de varilla
Tabla 6	Motivos principales de <i>pulling</i>

INTRODUCCION

Cuando un campo petrolero empieza su fase de producción puede ser capaz de aportar hidrocarburos por flujo natural. Sin embargo, de no presentarse dicha condición, se requiere de un sistema de levantamiento artificial que posibilite la extracción del mismo.

El sistema más conocido y antiguo es el bombeo mecánico; pero existen otros como el bombeo hidráulico, *gas lift* y cavidades progresivas. Este último es el objeto de estudio en este proyecto y consiste en un rotor de acero helicoidal y un estator con un elastómero sintético adherido en su interior. Este estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está unido al final de la sarta de varillas. El movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo.

Este sistema de levantamiento artificial se compone de un equipo de superficie (variador, cabezal, motor y *tubing rotator*); y uno de fondo (sarta de varillas, tubería de producción, *swivel*, ancla y la bomba). Cuando uno de estos equipos falla el sistema se ve afectado para funcionar correctamente, lo que implica en algunos casos, la detención de la producción y la pronta atención de un servicio a pozo (*Workover*).

Los costos generados pueden ser minimizados mediante un estudio detallado del funcionamiento particular de cada pozo, este estudio puede facilitarse mediante el uso de sistemas de organización de información, como las bases de datos.

Teniendo en cuenta lo anterior, este proyecto está destinado a estudiar el funcionamiento de las bombas de cavidades progresivas en 20 de los 50 pozos existentes en el campo Guando, ubicado en cercanías a Melgar – Tolima; analizando la geometría y configuración mecánica del pozo, el comportamiento del influjo, calculando la tasa total de fluidos a la entrada de la bomba y la eficiencia del sistema, con el fin de detectar las posibles fallas o anomalías y así plantear recomendaciones y acciones preventivas que a futuro puedan evitar los servicios a pozos.

1. GENERALIDADES

1.1 TÉCNICOS DIESEL ASOCIADOS

Constituida mediante escritura pública en 1982. Desde 1987 ha prestado servicios a la industria petrolera nacional, ejecutando trabajos de operación y mantenimiento en campos petroleros, facilidades de producción, plantas de proceso, plantas de generación y oleoductos.

Contratos de servicios en los campos de Palagua, Ortega, El Guamo, Toldado, Apiay, El Difícil, Los Mangos, Santiago y Caño Limón, con las empresas Lasmo Oil (Colombia) Limited, Occidental de Colombia INC, Braspetro International SA y Petrobras Un-Col SA, son carta de presentación y aval de experiencia ante el mercado nacional.

Actualmente lleva 3 años desarrollando un contrato de diseño, suministro, instalación y mantenimiento de equipos de levantamiento artificial con Bombas de Cavidades Progresivas (BCP), variadores de velocidad (VSD) y cabezales de accionamiento (DH) operados con motores eléctricos (EM) para Petrobras Colombia Limited, en el Campo Guando de Melgar.

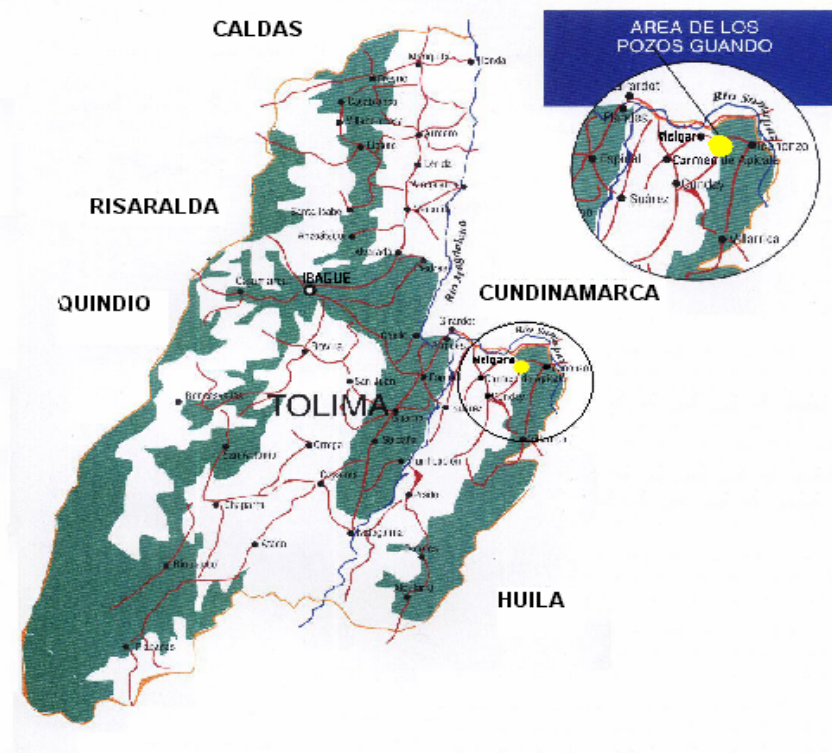
1.2 CAMPO GUANDO

Nace en el Contrato de Asociación Boquerón¹ entre las compañías Ecopetrol, Lasmo Oil y Canadian Petroleum el 23 de Agosto de 1995, concediendo un

¹ Carta Petrolera. PETROLEO EN GUANDO. EL DESCUBRIMIENTO DE LA DECADA. Ecopetrol, Julio-Agosto 2000. Paginas 6-11.

bloque para estudio de 98.099 hectáreas en los límites de los departamentos de Cundinamarca y Tolima. Tiempo después, comprando la participación de Lasmo, entra la compañía operadora Petrobras, encargándose de los trabajos de geología, sísmica y perforación exploratoria.

Figura 1. Ubicación del campo Guando



Fuente: Carta petrolera No. 91⁴

El campo Guando se encuentra en el departamento del Tolima, ubicado a menos de 50 Kilómetros de Bogotá DC, a 12.5 Kilómetros al sur oriente de la población de Melgar.

El pozo Guando-01 se inició el 8 de Enero del año 2000 y finalizó el 16 de Febrero con excelentes resultados. El petróleo hallado pertenece a la familia de los crudos livianos, con un API de 29.5°, asociado con gas natural en baja cantidad y una reducida presencia de agua. Para Julio del 2000, la

producción de los pozos Guando-01 y Guando-02 era de 350 y 500 BOPD respectivamente y para esa misma fecha, el acumulado del campo era de 26.000 barriles de crudo. Para Abril de 2004 la producción acumulada se encuentra en 9 millones de barriles de petróleo.

1.2.1 Características del Yacimiento. El yacimiento corresponde a las areniscas de la formación Guadalupe, siendo el objetivo principal de desarrollo las areniscas inferiores, ubicadas a una profundidad media de 3000 pies y a una presión media del orden de 300 psi. El proyecto de desarrollo del campo se basa en la implementación de inyección de agua, la cual se encuentra en proceso de implementación.

El yacimiento de las areniscas inferiores se caracteriza por un espesor medio de 750 pies, con una porosidad media de 18%, con variaciones de la misma entre 10 y 25%. Por su parte la permeabilidad varía entre 1 y 1000 mD. Las areniscas superiores tienen un espesor del orden de 500 pies, con una porosidad media del orden de 20% y con permeabilidades que llegan hasta los 3000 mD.

En cuanto a contenido de fluidos, el campo contiene crudo de gravedad API entre 25 y 32 grados, con una relación de solubilidad menor a 100 pc/bbl, presentando capa de gas con presión a la profundidad del contacto gas-aceite del orden de 110 psi, para los dos yacimientos. El acuífero presenta como característica un contenido de cloruros menor a 100 ppm Cl^- (agua dulce). La temperatura de fondo de pozo en promedio es de 105 °F. La historia de producción del campo indica producciones por pozo de hasta 1100 bfpd, siendo el promedio de producción por pozo del orden de 500 bfpd. Con la implementación total del proyecto de inyección de agua se espera aumentar las tasas de producción de los pozos.

Adicionalmente, dado que la técnica del fracturamiento hidráulico se ha venido utilizando como método de estimulación para todos los pozos productores del área, se espera producción de arena post-fractura (la mayoría de los fracturamientos se realizan con arena Ottawa de malla 16-30). Esta producción de arena puede durar en promedio hasta 4 meses posteriores al completamiento del pozo.

Otros datos son mostrados a continuación:

Tabla 1. Datos de producción del campo

BOPD	KPCD	BWPD	BSW %	PROF. DE LA BOMBA, Ft
22400	4995	1072	3.44	2963

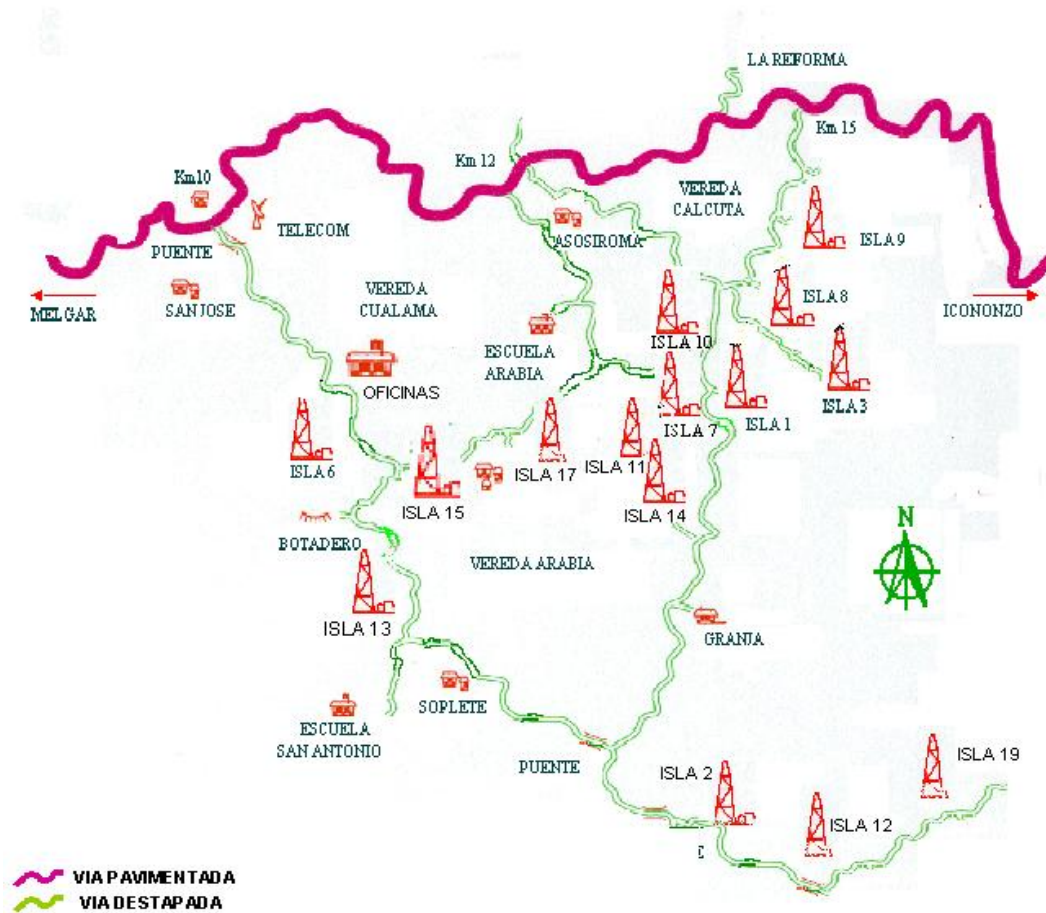
El campo está ordenado por islas, teniendo en total 15 y 61 pozos, de los cuales hay 48 productores, 2 duales inyectoros/productores (todos con bombas de cavidades progresivas), 5 inyectoros, 1 en estudio, próximo a convertir en dual y 4 abandonados².

² Datos a la fecha de Abril de 2004.

Tabla 2. Distribución de pozos en islas

ISLAS	PRODUCTORES	INYECTOR	DUAL	ABANDONADOS
ISLA 1	G-01	G-03	G-13	
ISLA 2	G-02, G-11, G-18	G-07		G-04
ISLA 3	G-20, G-66		G-12	
ISLA 6	G-06 (En estudio)			
ISLA 7	G-21, G-22, G-28, G-34, G-37			
ISLA 8	G-05, G-16, G-17, G-32, G-33, G-47, G-62			G- 29, G-31
ISLA 9	G-15, G-60, G-67			G-08
ISLA 10	G-14, G-23, G-39, G-49, G-68	G-40		
ISLA 11	G-24, G-09, G-26, G-25, G-30, G-59			
ISLA 12	G-19, G-50, G-51			
ISLA 13	G-35, G-45	G-41		
ISLA 14	G-36, G-63, G-65			
ISLA 15	G-27, G-38, G-46			
ISLA 17	G-48, G-64, G-69, G-73	G-53, G-42		
ISLA 19	G-56			

Figura 2. Distribución de las Islas en el Campo Guando



Fuente: Autor

1.2.2 Importancia del campo

- Principal descubrimiento en Colombia en los últimos 10 años.
- Primer campo descubierto y en desarrollo por Petrobras en Colombia.
- Primer campo que aplica la modalidad del contrato con “Factor R” en el país.
- Producción acumulada de petróleo a Abril 17 de 2004: 9.03 millones de barriles.

- El campo ya obtuvo la certificación del Sistema Integrado de Gestión de Seguridad, medio ambiente y salud, bajo las normas ISO 14001 y OHSAS 18001.
- Cuarto campo operado por empresas privadas en nivel de producción en Colombia.

1.2.3 Petrobras en Colombia. Petrobras inició sus actividades en el país den 1972, bajo la forma de sucursal de Braspetro, con la adquisición de algunas concesiones de la empresa Tennecol. En 1986 Petrobras Internacional S.A. decide incursionar en la búsqueda de petróleo y para ello constituye una sucursal realizando inversiones exploratorias en varios bloques y se adquirió la participación de Texaco en la asociación Río Meta, campo Guarimena, la primera experiencia de Braspetro como operador en Colombia.

En 1995 compró los activos de producción de la Esso Colombiana, sucursal de Exxon, mediante lo cual se adquirieron los derechos que tenía Exxon en los contratos de asociación. En 1998 Braspetro incrementa significativamente sus actividades, al adquirir el 100% de las acciones de Lasmo Oil (Colombia) Limited, sociedad con domicilio en el Reino Unido. En virtud de esta compra se adquiere la totalidad de los derechos y obligaciones de la sucursal en Colombia de Lasmo Oil. Es así, como se entra a participar en los contratos de asociación Upía-B, Magangué (vendido en el año 2002), Boquerón y Espinal.

Por existir un cambio en la titularidad de las acciones, Brasoil asume el control de la misma y en el año siguiente este control pasa a ser de Braspetro Oil Company (BOC). De esta forma, La Unidad Colombia queda integrada por dos sucursales: Petrobras Internacional SA Braspetro, con

sede en Brasil y Petrobras Colombia Limited, con domicilio principal en el Reino Unido.

En el 2000 Petrobras realizo el primer hallazgo comercial en Colombia: el campo Guando. Actualmente este campo tiene una producción acumulada de 9 millones de barriles de petróleo y ya es el campo de mayor producción de la Unidad Colombia.

2. DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO

El equipo de sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas, que trae al mercado y pone en funcionamiento la empresa TDA en Colombia, se compone de una parte en superficie y otra en fondo. En superficie está conformado principalmente por el variador, motor, cabezal, BOP y *Tubing rotator*. En fondo se compone de la sarta de varillas, tubería de producción, *swivel* , ancla y la bomba.

2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.1.1 Variador de Frecuencia. Los variadores son dispositivos basados en el principio del limitador de torque, pero con opciones mas avanzadas desde el punto de vista software. Estos elementos son capaces de proveer una protección efectiva del sistema debido a que es posible determinar el rango de operación del torque, la velocidad de rotación y el consumo de corriente.

Figura 3. Variadores



Fuente: Fotografías por el Autor

Así mismo, es posible realizar un arranque suave del sistema debido a su capacidad de controlar la frecuencia de rotación del motor y el tiempo de la rampa de aceleración.

Los datos suministrados por el variador son los que muestran el comportamiento del pozo. Por ejemplo, si el torque está muy elevado puede significar que se esté manejando mucha arena.

2.1.2 Motor. Los sistemas BCP pueden ser adaptados tanto a motores eléctricos como a motores de combustión interna. De ellos, el primero es el más utilizado debido a su mayor eficiencia de operación y capacidad de automatización. Por el contrario, el uso de los motores a combustión interna (operados con gas natural, diesel y/o gasolina) está reservado a aquellas aplicaciones donde no se dispone de facilidades eléctricas o resulta muy costoso instalarlas.

Por medio de un sistema de correas y poleas el motor le proporciona potencia al cabezal, el cual a su vez transmite el movimiento a la sarta de varillas por intermedio de la barra lisa.

2.1.3 Cabezal. El cabezal es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente sobre el cabezal del pozo. Consiste principalmente en un sistema de rodamientos o cojinetes que soportan la carga axial del sistema, un sistema de freno, un sistema de poleas y correas, y un *stuffing box* o prensaestopa que sirve para evitar la filtración de fluidos a través de las conexiones de superficie.

Los cabezales que Técnicos Diesel Asociados provee a Petrobras para el campo Guando son cabezales KUDU VH-100 HP – 11.6/18 T, los cuales han sido diseñados para soportar las cargas máximas generadas por las sarta de varillas y las exigencias de potencia asociadas a las BCP de gran capacidad y de gran altura de descarga. Tienen capacidad para una carga axial de 11.6 toneladas, una velocidad de rotación de 750 rpm y una potencia de motor hasta 75 kw (100 hp). La capacidad de carga axial con el rodamiento opcional de servicio pesado es de 18 toneladas.

Tal y como se mencionó anteriormente, una de las funciones fundamentales del cabezal es soportar la carga axial del equipo de fondo. El sistema de rodamientos tiene esta función de carga a la vez que permite el movimiento rotacional de la barra pulida con un efecto de fricción mínimo.

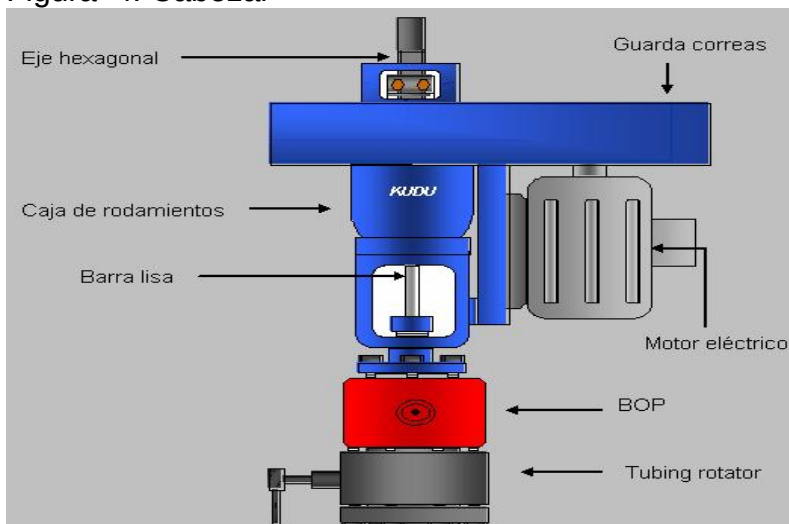
En los cabezales Kudu las cargas están repartidas de la siguiente forma: la carga axial (combinación del peso de la sarta de varillas y de la altura hidráulica) está soportada por un gran rodamiento de rodillos esféricos, de autoalineación; y la carga radial (tensión de las bandas) es manejada por los otros dos rodamientos.

Una bomba hidráulica provee la lubricación del rodamiento radial superior y la presión para accionar el freno de retroceso. Los rodamientos inferiores están inmersos en un baño de aceite.

La segunda función importante del cabezal, es la acción de frenado que requiere el sistema una vez que se detiene y rota en marcha inversa, proceso que se conoce como “*Back-Spin*”. Cuando un sistema con Bomba de Cavidad Progresiva está en operación, una cantidad significativa de energía se acumula en forma de esfuerzos torsionales sobre la sarta de varillas. Si el sistema se para repentinamente, la sarta de varillas disipa su energía girando

en forma inversa para liberar esa torsión. Adicionalmente, esta rotación inversa se produce como consecuencia de la igualación de niveles de fluido en la tubería de producción y el espacio anular al momento de la parada. Durante este proceso de *Back-Spin*, se pueden alcanzar velocidades de rotación muy altas, sobre todo si el rotor queda atrapado como consecuencia de un eventual hichamiento del elastómero o por deposición excesiva de sólidos.

Figura 4. Cabezal



Fuente: Archivo TDA

Al perder el control del *Back-Spin*, las altas velocidades inversas pueden causar severos daños a los equipos de superficie, así como un desenroscamiento o ruptura de la tubería de producción y/o de la sarta de varillas.

Debido a la importancia que tiene el sistema de frenado, los cabezales Kudu poseen una bomba hidráulica bidireccional que al interrumpirse la corriente, aplica automáticamente un freno de disco que provee la capacidad de frenado para manejar sistemas de alta potencia, con bombas de gran capacidad y largas sarts de varillas. La amplia superficie del disco del freno

asegura una dispersión adecuada del calor generado por un frenado prolongado, más rápidamente que un freno de tambor o un freno hidráulico.

Por último, la tercera función importante de un cabezal es evitar la filtración de fluidos a la superficie, para lo cual es necesaria la presencia del sello de labio que tiene el *stuffing box*. En el extremo inferior este contiene un anillo de bronce que ayuda a estabilizar la barra pulida y a aumentar la vida de las empaquetaduras.

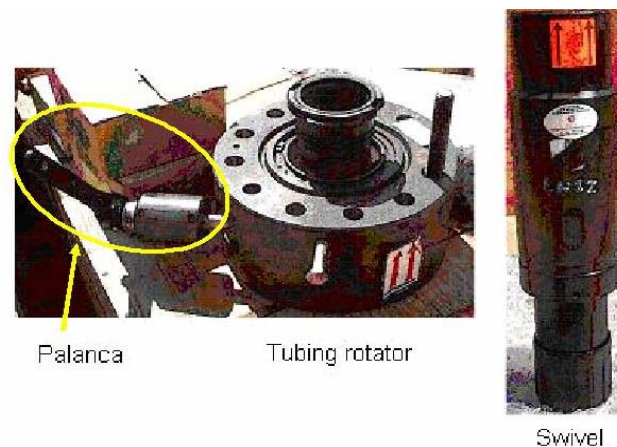
2.1.4 Tubing Rotator y Swivel. Debido al movimiento rotativo de la sarta de varillas y el constante contacto de ésta con la tubería de producción, existe una acción de desgaste progresivo de ambos equipos sobretodo en los tramos donde se presenta un dog leg elevado. En la mayoría de los casos, la rotación se produce en un punto determinado sobre la pared interna de la tubería haciendo que, eventualmente, se forme una reducción de la pared de la misma que, al cabo de un tiempo específico determinado por la velocidad de rotación y las cargas de contacto termina por convertirse en un hoyo.

Figura 5. Tubería desgastada



Fuente: Archivo TDA

Figura 6. *Tubing Rotator y Swivel*



Fuente: Fotografía por el autor

Para poder girar la tubería y evitar un desgaste tan rápido sin causar problemas, es necesario instalar un *tubing rotator* en superficie y una *swivel* en fondo. Estos equipos funcionan de la siguiente manera: por medio de la palanca que tiene el *tubing rotator* se transmite movimiento a la tubería. Ubicada encima del estator y el ancla se encuentra instalada la *swivel* con el fin de no transmitir el movimiento a los equipos ubicados debajo de la misma para no hacerlos girar y evitar que el segundo de estos se desasiente.

2.2 EQUIPO DE SUBSUELO

2.2.1 Varillas. En un sistema BCP, la sarta de varillas seleccionada debe estar en capacidad de soportar una cierta carga axial (peso aparente de la sarta y peso de la altura hidráulica), y de transmitir un torque determinado desde la superficie hasta el fondo del sistema, compuesto por la fuerza para levantar el líquido y los esfuerzos de fricción por el movimiento giratorio de las varillas.

Actualmente, en el campo se están utilizando, además de la varilla convencional, la continua o *Corod* y *Drive rod*. La varilla convencional tiene cuerpo y pin del mismo diámetro y concentra los esfuerzos de contacto en las uniones, mientras la continua los tiene uniformemente distribuidos.

Las *drive rod* son varillas con cuerpo de un diámetro diferente al del pin, por ejemplo cuerpo de 1" con pin de 7/8", con el fin de disminuir los efectos de esfuerzos en las conexiones.

Tabla 3. Especificaciones de varilla						
Tipo de Varilla Norris	30	40	54	78	90	97
Grado API	C	K	D	D	D	ESPECIAL
Propiedades Físicas	Normalizadas	1.500 grados $\pm$ grados F, Templadas 1.200 grados $\pm$ grados F (aprox)				
Resistencia a la Tensión, Ksi, (Mpa)	90/115	90/115	115/140	115/140	115/140	140/150
(Mpa)	(621/793)	(621/793)	(793/965)	(793/965)	(793/965)	(965/1034)
Fuerza de rotura, Ksi (Mpa)	60 min	60 min	85 min	85 min	85 min	115/125
(Mpa)	-414	-414	-586	-586	-586	(793/862)
Elongación, 8"	15 min	16 min	15 min	10 min	12 min	10 min
Reducción, %	45 min	55 min	50 min	45 min	40 min	45 min
Tamaño de Varilla, O.D.	5/8"	3/4"	7/8"	1"	1 1/8"	
Long. Varilla	25' (7,62m) ó 30' (9,14m) +/- 2,0" según requisitos API (+/- 50,80mm)					

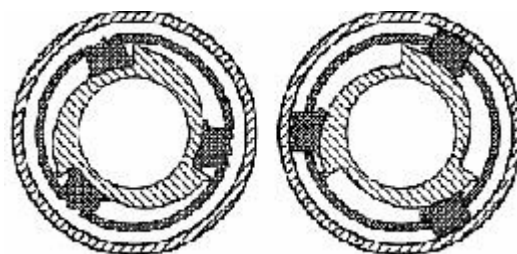
2.2.2 Ancla. Debido al movimiento rotatorio del rotor, se corre un riesgo potencial de desenroscar la tubería de producción en cualquier punto susceptible de la misma, sobre todo en aquellas aplicaciones donde eventualmente se producen incrementos del torque. Este riesgo se maximiza cuando hay presencia de arena, fluidos viscosos, parafinas, asfaltenos y cualquier otro elemento que eventualmente pueda aumentar la fricción entre rotor y estator.

Para estos casos, se acostumbra instalar el ancla antitorque inmediatamente por debajo de la bomba, el cual es un dispositivo mecánico que evita la rotación de la tubería en sentido de las agujas del reloj.

Figura 7. Ancla



Fuente: Fotografía por el Autor



Fuente: Archivo TDA

3. BOMBAS DE CAVIDADES PROGRESIVAS - BCP³

3.1 HISTORIA

El concepto de las bombas de cavidades progresivas fue desarrollado por René J. Moineau en su tesis basada en “el nuevo capsulismo”, patentando un nuevo concepto para ser aplicado en bombas y dispositivos de transmisión.

En sus inicios, éste nuevo concepto fue aplicado en industrias del papel, agricultura, alimentos, etc. Para la industria petrolera, la primera aplicación se efectúa en la perforación de pozos direccionales en los motores hidráulicos a mediados de los años 50. Solo hasta los años 70, fueron utilizados como método de levantamiento artificial para pozos productores de hidrocarburos.

Actualmente, las características ventajosas de los sistemas BCP permiten su utilización en un amplio rango de aplicaciones, a saber:

- Producción de crudo pesado y bitumen (< 12 °API) con cortes de arena hasta de 50%
- Producción de crudos medianos (de 12 a 20 °API) con contenido limitado de H₂S
- Producción de crudos livianos dulces (> 20 °API) con limitaciones en el contenido de aromáticos
- Pozos de crudo superficial
- Pozos productores con altos cortes de agua y temperatura relativamente altas

³ CIULLA, Francesco. *Principios fundamentales para el diseño de Sistemas con BCP*. Weatherford. 1999.

- Evaluación de nuevas áreas de producción

3.2 ASPECTOS GENERALES

Las bombas de cavidades progresivas son bombas de desplazamiento positivo que consisten en un rotor de acero helicoidal y un elastómero sintético pegado a un tubo de acero. El estator se instala en el pozo conectado al fondo de la tubería de producción, a la vez que el rotor está conectado al final de la sarta de varillas. La rotación de ésta sarta desde superficie por el accionamiento de una fuente de energía externa, permite el movimiento giratorio del rotor dentro del estator fijo lo cual permite que el fluido se desplace verticalmente hacia la superficie del pozo.

Los equipos de superficie de distintas capacidades y dimensiones, se seleccionan en función de los requerimientos que exige cada sistema.

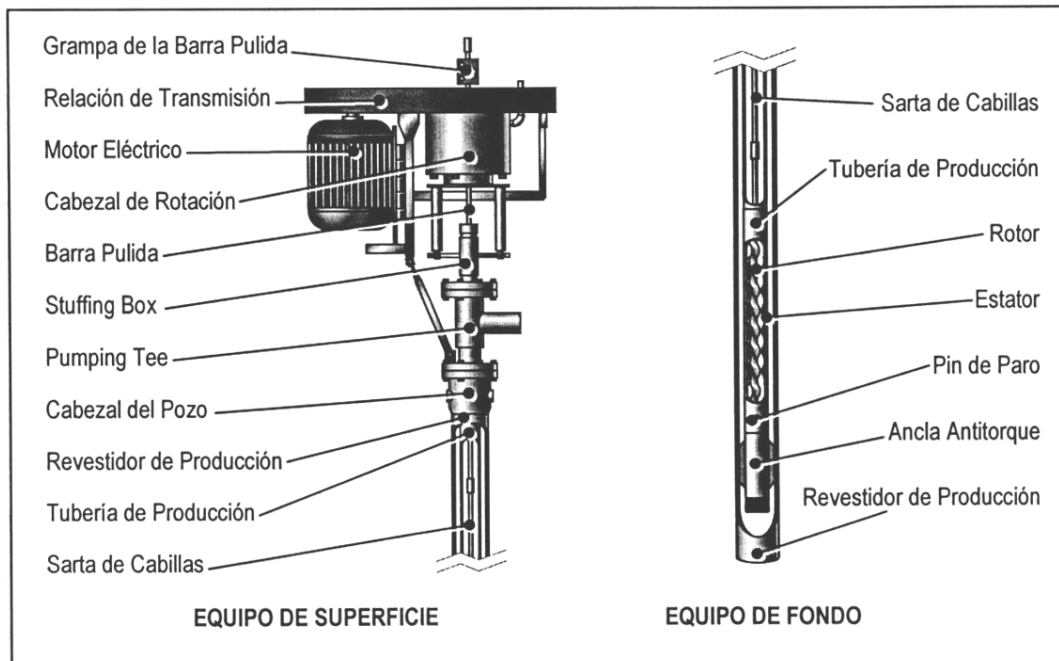
Los sistemas BCP tienen algunas características únicas que los hacen ventajosos con respecto a otros métodos de levantamiento artificial. Una de sus cualidades más importantes es su alta eficiencia total. Típicamente se obtienen eficiencias entre 70 y 80%, lo cual, es mayor que cualquier otro método de levantamiento.

Otras ventajas adicionales son:

- Habilidad para producir fluidos altamente viscosos
- Habilidad para producir con altas concentraciones de arena
- Habilidad para tolerar altos porcentajes de gas libre
- Ausencia de válvulas o partes reciprocantes evitando bloqueo o desgaste de las partes móviles
- Muy buena resistencia a la abrasión

- Bajos costos de inversión inicial
- Bajos costos de energía
- Demanda constante de energía
- Simple instalación y operación
- Bajo mantenimiento
- Equipos de superficie de pequeñas dimensiones
- Bajo nivel de ruido

Figura 8. Descripción de un sistema típico con BCP.



Fuente: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva¹

Los sistemas BCP también tienen algunas desventajas en comparación con los otros métodos. La más significativa de estas limitaciones se refiere a la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, así como la compatibilidad de los elastómeros con ciertos fluidos producidos,

especialmente con el contenido de componentes aromáticos. A continuación se presentan varias de las desventajas de los sistemas BCP:

- Capacidad de desplazamiento real de hasta 2.000 Bbls/día (máximo 4.000 Bbls/día),
- Capacidad de levantamiento real de hasta 6.000 pies o 1850 m (máximo 10.500 pies o 3.500 m)
- Resistencia a la temperatura de hasta 280°F o 138°C (máximo de 350°F o 178°C)
- Alta sensibilidad a los fluidos producidos (los elastómeros pueden hincharse o deteriorarse con el contacto de ciertos fluidos por periodos prolongados de tiempo)
- Sujeto a operar con bajas condiciones volumétricas cuando se producen cantidades de gas libre considerable
- Tendencia del estator a daño considerable cuando la bomba trabaja en seco por periodos de tiempo relativamente cortos
- Desgaste por contacto entre las varillas y la tubería de producción pueden tornarse un problema grave en pozos direccionales y horizontales
- La mayoría de los sistemas requieren la remoción de la tubería de producción para sustituir las bombas
- Los sistemas están propensos a altas vibraciones en el caso de operar a altas velocidades requiriendo el uso de anclas de tubería y estabilizadores o centralizadores de varilla
- Poca experiencia en el diseño, instalación y operación del sistema

Sin embargo, estas limitaciones están siendo superadas cada día con el desarrollo de nuevos productos y el mejoramiento de los materiales y diseño de los equipos. En su aplicación correcta, los sistemas BCP proveen el más económico, y en muchos casos el único, método de levantamiento artificial si se configura y opera apropiadamente.

3.3 FUNDAMENTOS BÁSICOS

3.3.1 Principios Teóricos. El concepto teórico de las bombas de engranajes helicoidales o cavidades progresivas parte de dos condiciones necesarias para obtener las cavidades cerradas:

- El rotor debe tener un “diente” o “lóbulo” menos que el estator y cada “diente” del rotor debe estar siempre en contacto con la superficie interna del estator.
- El rotor y el estator constituyen longitudinalmente dos engranajes helicoidales.

Figura 9. Bomba de Cavidades Progresivas

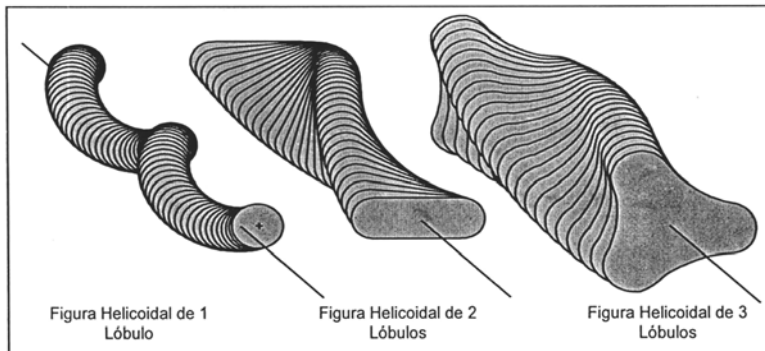


Fuente: Archivo TDA

La geometría de la bomba viene definida fundamentalmente por la relación de lóbulos entre rotor y estator, la cual debe obedecer las dos condiciones anteriormente expuestas. Por ejemplo, la bomba con rotor externamente helicoidal simple y estator internamente helicoidal doble se conoce como “Bomba 1:2”

Otro tipo de geometría que se emplea, es el de las bombas multilóbulos que son utilizadas en aplicaciones de producción de hidrocarburos cuando se esperan altas tasas de producción de los pozos. Están compuestas, cumpliendo con la primera condición, por un rotor con L_r hélices insertado dentro de un estator con $L_s = L_r + 1$ hélices.

Figura 10. Desarrollo 3D de las envolventes con 1, 2 y 3 lóbulos



Fuente: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva¹

3.3.2 Descripción de la Bomba

- **Estator.** Parte exterior de la bomba. Los estatores consisten en tubos de acero con cuerpos de elastómeros pegados internamente. Para su fabricación, se tornea externamente una pieza de metal según la geometría de la bomba deseada, alineándola concéntricamente con el tubo de acero que previamente debe pasar por un proceso de limpieza para aplicarle dentro de su interior una fina capa de adhesivo que permita la unión metal - elastómero.
- **Elastómero.** Parte interior del estator compuesto por un polímero, goma o caucho de nitrilo. Son materiales elásticos, flexibles, fuertes y

relativamente permeables al agua y al aire. En años recientes, la tecnología de elastómeros ha progresado rápidamente con el desarrollo de aditivos especiales y procesos mejorados de vulcanización. Actualmente, existen cuatro grupos de elastómeros que son muy utilizados en los sistemas BCP: Nitrilo de contenido medio, Nitrilo de contenido alto, Nitrilo hidrogenado y Fluoroelastómero.

Al ser un material plástico, se deben tener en cuenta ciertas propiedades las cuales son el soporte de la eficiencia del sistema de la bomba. Tales propiedades son: Dureza, Resistencia a la tensión y elongación, Elasticidad, Resistencia a la abrasión, Resistencia al desgarre, Fatiga y resistencia a la fractura por flexión, Resistencia al calor, Resistencia a los líquidos (Hinchamiento) y Resistencia permeable al gas.

- **Rotor.** Parte interna de la bomba, de metal y única parte móvil de la bomba. Torneado con un acero de alta resistencia en forma helicoidal y recubierto por una fina capa de un material resistente a la abrasión. Los materiales más conocidos como el carburo de tungsteno, carburo de silicio, óxido de titanio y óxido de cromo han sido probados como recubrimiento en el pasado, pero ninguno de ellos ha demostrado tan alta resistencia a la abrasión como el cromo endurecido, siendo este el material mas usado por los fabricantes de bombas.

3.3.3 Operación de la Bomba. La posición relativa del rotor y el estator generan las cavidades. Cuando el rotor se posiciona dentro del estator, una serie de idénticas, pero diferentes cavidades son formadas en el espacio vacío entre ambas. Cada una de estas cavidades es de longitud igual a un

paso del estator y se desarrolla en forma espiral a lo largo de la cara externa del rotor, con una cavidad comenzando donde la otra termina.

3.3.4 Capacidad de desplazamiento. A medida que la bomba gira, las cavidades se mueven axialmente desde la succión hacia la descarga creando la acción de bombeo. Cuando el rotor completa una revolución, el volumen contenido entre el rotor y el estator es desplazado por el paso del estator. Debido a que el área transversal del flujo total permanece constante a lo largo de la bomba, ésta desplaza el fluido sin pulsaciones.

La capacidad de desplazamiento de la bomba esta definida como el volumen de fluido producido por cada rotación del rotor. Los rangos típicos de desplazamiento de las bombas van desde 0,13 Bbls/día/rpm a más de 7,55 Bbls/día/rpm. La tasa de flujo teórica de la BCP es directamente proporcional a su desplazamiento y velocidad de rotación y puede ser determinada por la capacidad de desplazamiento y la velocidad de rotación (rpm).

Los tipos de bombas que provee Técnicos Diesel Asociados a Petrobras en el campo Guando, son los siguientes:

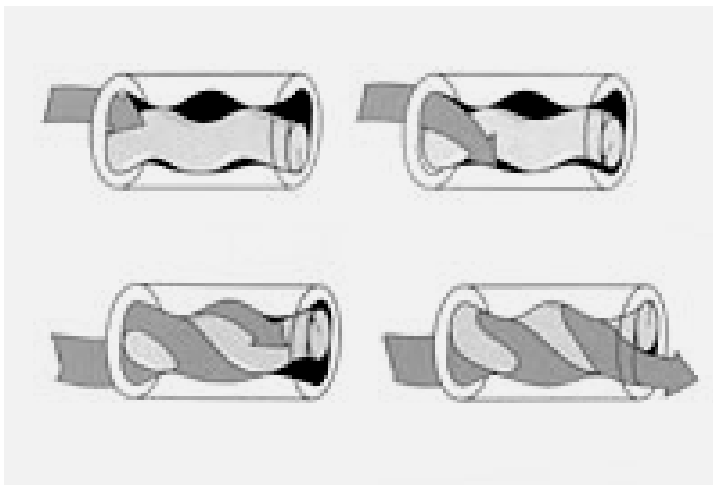
Tabla 4. Tasa de desplazamiento

BOMBA	TASA DE DESPLAZ. (BPD/RPM)
100TP1800	1.36
200TP1800	2.44
300TP1800	3.77
400TP1800	5.03

Fuente: www.kudupump.com

Sin embargo, durante la operación de la bomba con una determinada presión diferencial a través de ella, cierta cantidad de fluido se desliza a través de las líneas de sello entre el rotor y el estator, causando una reducción en la tasa de flujo. El deslizamiento es independiente de la interferencia entre el rotor y estator, propiedades de los elastómeros, viscosidad del fluido y presión diferencial a través de la bomba.

Figura 11. Desplazamiento de fluidos a través de la bomba.



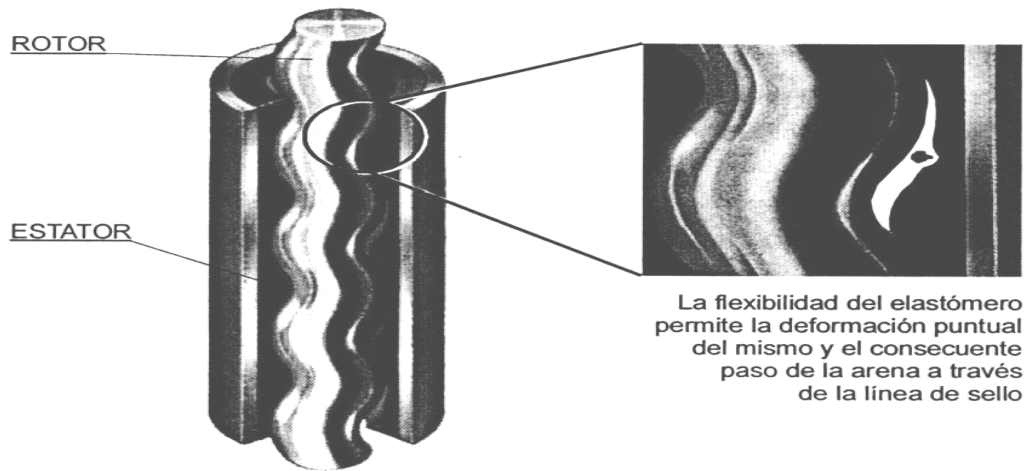
Fuente: Archivo TDA

3.3.5 Capacidad de Levantamiento. La capacidad de levantamiento de una BCP será controlada por la presión diferencial máxima que pueda ser desarrollada tanto por una sola cavidad como por el total de cavidades de la bomba. La máxima capacidad de presión de cada cavidad es función directa de la integridad de la línea de sello entre rotor y estator y de las propiedades de los fluidos producidos. En general, la presión diferencial máxima a través de las líneas de sello incrementa cuando se tiene una mayor interferencia entre rotor y estator.

3.3.6 Interferencia Rotor – Estator. La interferencia entre el rotor y el estator, mediante la cual se obtiene el aislamiento entre las cavidades,

constituye un factor determinante en la operación de cavidades progresivas. En este sentido, durante el diseño del equipo debe lograrse un valor de interferencia óptimo que mejore el desempeño operativo de las bombas.

Figura 12. Interferencia Rotor – Estator



Fuente: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva¹

Una baja interferencia, producto de una excesiva holgura entre el rotor y el estator, ocasiona escurrimiento entre cavidades, lo cual disminuye la eficiencia volumétrica de la bomba. Por otro lado, un sobre ajuste rotor - estator, produce un estado de esfuerzos dinámicos excesivos sobre el elastómero, lo cual contribuye a disminuir la vida útil de la bomba. De hecho, bajo condiciones extremas, la sobre-interferencia puede originar el desgarramiento prematuro del estator elastomérico.

4. FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SISTEMA

El desempeño del sistema de levantamiento artificial por bombas de cavidades progresivas, incluyendo tanto el equipo de fondo como el de superficie, se ve afectado por varios factores, entre los cuales se encuentra la geometría del pozo, la cantidad de gas libre, de arena, el contenido de aromáticos, de H_2S y CO_2 .

Es importante para el análisis a realizar considerar todos los factores que sean posibles para reducir el desgaste de varilla y/o tubería, disminuir los requerimientos de potencia, aumentar la vida útil y mejorar la eficiencia volumétrica del sistema. En este proyecto, principalmente se considerarán la geometría y configuración mecánica del pozo, el comportamiento de influjo, la cantidad de gas asociado al petróleo y la eficiencia calculada, debido a que estos son los factores que más repercuten en el desempeño de las bombas del Campo Guando.

4.1 GEOMETRIA Y CONFIGURACIÓN MECÁNICA DEL POZO

Además de aplicaciones en pozos verticales, los sistemas PCP son comúnmente empleados en pozos desviados y direccionales. El ángulo de desviación y la severidad de curvatura en estos pozos gobiernan el contacto entre la sarta de varillas y la tubería de producción, siendo en muchos casos, la causa de diversos problemas relacionados con el desgaste y esfuerzos adicionales sobre cualquiera de estos componentes del sistema.

En la evaluación de sistemas PCP, una representación precisa de la geometría del perfil del pozo es fundamental, sobretodo en los casos donde

el mayor problema lo representen las fallas por desgaste. Usualmente, al perforar un pozo, se registra la desviación y dirección del mismo utilizando mediciones como el comportamiento de la profundidad medida en función de la profundidad vertical. Además, se debe conocer la inclinación (ángulo), la severidad de desviación (*dog leg*), y la dirección (azimuth) en varios puntos de profundidad. La exactitud de toda esta información dependerá de la distancia mínima seleccionada entre los puntos de medición y el método e instrumentos utilizados.

La geometría del pozo juega un papel fundamental a la hora de determinar el tipo de varilla óptimo a utilizar, ya que de la severidad de curvatura depende que la sarta tenga mayores o menores esfuerzos, lo cual repercute en la cantidad de fallas. A continuación se presenta una tabla con los rangos de aplicabilidad:

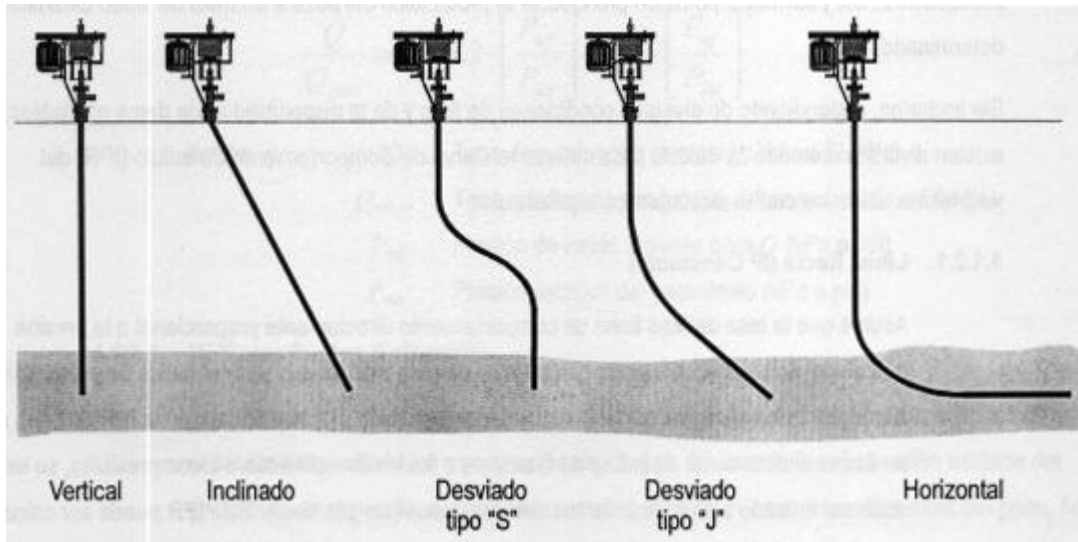
Tabla 5. Máximo *dog leg* por tipo de varilla

TIPO DE VARILLA	MAXIMO DOG LEG
Convencional	5.5
<i>Drive rod</i>	6.4
Continua	> 6.5

Examinando la literatura, existen aproximadamente 20 métodos diferentes de cálculo para obtener la trayectoria del pozo. Históricamente, técnicas simples como los métodos de la tangencial y el ángulo promedio asumían aproximaciones lineales entre los puntos medidos. Sin embargo, los nuevos avances tecnológicos permitieron el desarrollo de nuevos métodos como el de radio de curvatura y el de mínima curvatura, los cuales permiten obtener una aproximación de la trayectoria con secciones de circunferencias tridimensionales. A excepción de los métodos más antiguos, cualquiera de

las técnicas utilizadas producen aproximaciones aceptables de la geometría del hoyo.

Figura 13. Diferentes Geometrías de pozo



Fuente: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva¹

En lo que respecta a la configuración de completamiento del pozo, la misma debe ser considerada para la selección de los componentes del sistema PCP, sobretodo por las posibles limitaciones dimensionales que ella signifique. En lo que a la bomba se refiere, el estator no debe estar limitado por el diámetro interno del revestimiento de producción, así como cualquier otro elemento de la configuración del pozo. Por otra parte, el espacio anular entre estator y revestidor debe permitir el paso de eventuales herramientas de pesca o medición, así como la instalación de modelos específicos de separadores de gas.

En cuanto al rotor, este debe ser capaz de pasar a través del diámetro interno de la tubería de producción, así como de cualquier otro elemento presente en la sarta de producción. A su vez, es necesario un diámetro de tubería suficientemente amplio para permitir el movimiento excéntrico en la

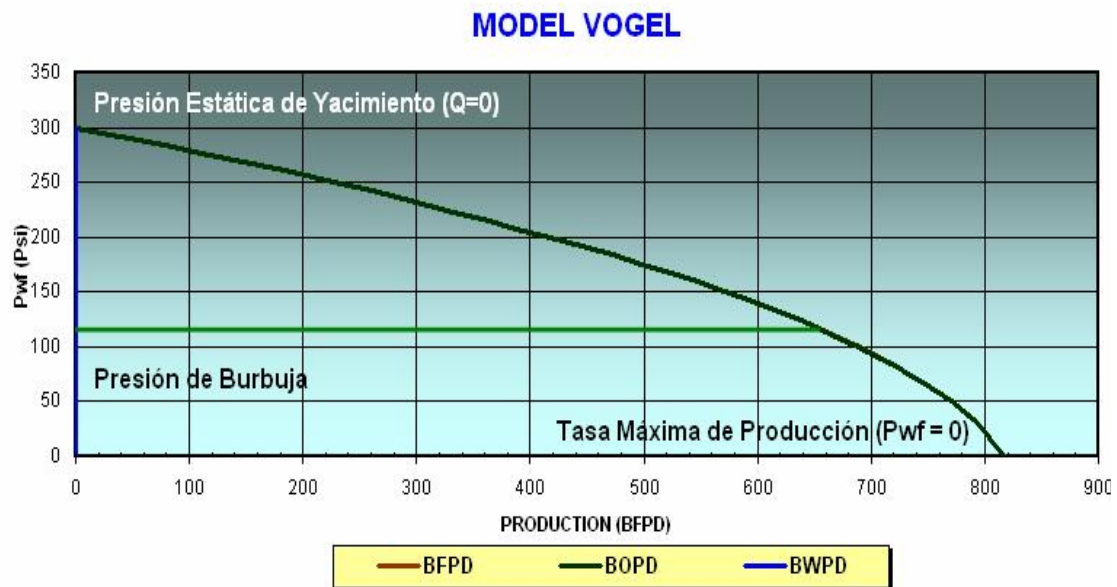
parte inferior de la sarta de varillas, sin que exista un contacto significativo entre ambas partes. Si el diámetro interno de la tubería no es suficientemente amplio, es usual la utilización de extensiones o niples de mayor diámetro instalados directamente arriba del estator.

En lo que se refiere a la ubicación de la bomba, inicialmente se recomienda colocarla por encima o al frente de perforaciones para permitir que el pozo lave toda la arena residual del fracturamiento y evitar pegas de la bomba. Aproximadamente 3 ó 4 meses después del completamiento se puede profundizar para obtener una mayor columna hidrostática evitando las bajas sumergencias, la liberación de gas en solución y la posibilidad de que la bomba trabaje en vacío.

4.2 COMPORTAMIENTO DE INFLUJO

El aporte de fluidos a un pozo depende de la presión diferencial existente entre el yacimiento y el fondo del pozo (referida a la profundidad vertical de la arena productora). Con una presión estática de yacimiento (P_{est}) fija y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) variable, la diferencia entre ambas, llamada *Drawdown*, determinará la tasa de flujo (Q). Esta tasa de flujo incrementará a medida que aumente el *drawdown* y determinará una capacidad máxima de producción cuando se alcance un *drawdown* igual a la presión estática del yacimiento, es decir, una presión de fondo fluyendo igual a cero. La figura muestra el comportamiento típico de influjo de un yacimiento.

Figura 14. Gráfica de IPR



Fuente: Autor

En el caso de un líquido (agua o hidrocarburo) fluyendo de forma radial y permanente desde el yacimiento hacia el fondo del pozo, la relación entre tasa de flujo y presión diferencial viene determinada por la ecuación:

$$Q = IP * (P_{est} - P_{wf})$$

Ecuación 1. Índice de productividad

donde el índice de productividad IP depende principalmente de la viscosidad del fluido, la permeabilidad de la formación, la permeabilidad relativa del fluido, la geometría de drenaje y las condiciones de la pared del hoyo. Consecuentemente, el conocimiento del nivel estático de fluido en el pozo y el índice de productividad del yacimiento permiten pronosticar la producción del pozo a un nivel de fluido dinámico determinado.

Sin embargo, dependiendo de diversas condiciones de flujo y de la

disponibilidad de datos confiables, existen diversos métodos de cálculo para estimar la *Curva de Comportamiento de Influjo* (IPR) del yacimiento, entre los cuales destacan los siguientes:

4.2.1 Línea Recta (IP Constante). Asume que la tasa de flujo tiene un comportamiento directamente proporcional a la presión diferencial en el fondo del pozo. La constante de proporcionalidad será el índice de productividad IP , según como se definió en el punto anterior (ecuación 1). Debido a que la IPR de línea recta se deriva directamente de la Ley de Darcy para fluidos monofásicos e incompresibles, su uso debe ser limitado solo a yacimientos sub-saturados (sin gas libre). Esta IPR puede ser calculada conociendo una sola prueba fluyente de producción y la presión estática del yacimiento.

4.2.2 Vogel. Es la IPR típicamente utilizada para representar la tasa de flujo cuando se observa un comportamiento multifásico de gas y líquido en el fondo del pozo (yacimientos saturados). La ecuación de Vogel se genera por la aproximación estadística de numerosas pruebas de diferentes tipos de fluidos a diversas condiciones de producción. Es muy simple de calcular y arroja resultados bastante cercanos a lo real. Para su cálculo, es necesario conocer una prueba fluyente, la presión estática y la presión de burbuja. La ecuación general es:

$$\frac{Q}{Q_{m\acute{a}x}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_{est}} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_{est}} \right]^2$$

Ecuación 2. Método de Vogel

Donde:

Q: Tasa de producción puntual (BPD)

$Q_{\text{máx}}$: Tasa máxima de producción del pozo (BPD)

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo para Q (psi)

P_{est} : Presión estática de yacimiento (psi)

4.2.3 Múltiples Puntos (Fetkovich). Este método calcula el comportamiento de influjo de pozos de petróleo utilizando el mismo tipo de ecuación desarrollada para analizar pozos de gas. Asumiendo que la presión estática del yacimiento es conocida, este método requiere al menos dos pruebas fluyentes del pozo. Además, el método de Fetkovich incluye el cálculo de un coeficiente de flujo C , y un exponente n , los cuales dependen de las características del pozo. Su ecuación general es la siguiente:

$$Q = C(P_{\text{est}}^2 - P_{\text{wf}}^2)^n$$

Ecuación 3. Fetkovich

Donde:

Q : Tasa de producción del pozo (BPD)

C : Coeficiente de flujo

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo para Q (psi)

P_{est} : Presión estática de yacimiento (psi)

n : Exponente (Usualmente entre 0.5 y 1)

4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS

Un buen diseño de sistemas PCP debe tomar en cuenta las características de los fluidos producidos a razón de seleccionar los componentes adecuados que sean compatibles con ciertos y determinados compuestos, y, a la vez, optimicen la operación del sistema. Factores como la viscosidad y densidad del petróleo, corte de agua, gas libre, CO_2 , H_2S , contenido de arena,

presencia de aromáticos y altas temperaturas, pueden volverse parámetros críticos de los sistemas, si no se consideran sus rangos máximos de aceptación al momento de diseñar correctamente. A continuación se presentan algunos comentarios referentes a cada una de estas características.

4.3.1 Viscosidad y Densidad del Petróleo. Según las estadísticas mundiales, se estima que más del 50% de las aplicaciones BCP son utilizadas para producción de crudos pesados y viscosos. Un ejemplo de ello lo podemos encontrar en Canadá, Rusia, Venezuela y China, donde una parte importante de los sistemas instalados producen petróleo de menos de 14° API y viscosidades de crudo muerto entre 1.000 y 100.000 centipoise a condiciones de superficie.

El principal problema asociado a la alta viscosidad y densidad del crudo es la influencia que estos parámetros tienen sobre las pérdidas de producción. Además, la fricción generada al nivel de bomba (entre rotor y estator) y la tubería (entre varillas y tubería) tiende a ser muy elevada, incrementando, en consecuencia, el requerimiento de torque y potencia para la operación del sistema.

En cuanto a las pérdidas de flujo, las mismas se traducen en una presión diferencial adicional a la presión hidrostática alcanzando, en muchos casos, rangos excesivos de levantamiento neto que afectan principalmente la presión de descarga de la bomba y, en consecuencia, la presión diferencial a través de la misma. Por otra parte, esta presión adicional tiene su efecto sobre el torque requerido por el sistema así como también sobre la potencia total. Por tanto, en los casos donde la viscosidad y la densidad del fluido se vuelvan parámetros críticos de diseño debe tenerse especial cuidado en la

selección de la bomba (con capacidad de levantamiento suficiente para vencer la presión diferencial), la sarta de varillas (para soportar el excesivo torque de operación) y el motor (con suficiente capacidad de potencia) a manera de garantizar la buena operación del sistema.

Existen varias alternativas para reducir las pérdidas de flujo a través de la tubería de producción, como por ejemplo: utilizar tuberías de mayor diámetro para aumentar el área de flujo transversal, utilizar sarta de varilla continua para minimizar la existencia de acoples y centralizadores, aislar térmicamente la tubería en las cercanías de la superficie (en los casos donde la temperatura ambiental externa sea muy baja), inyectar agua, químicos o diluyente para reducir la viscosidad del crudo, entre otras.

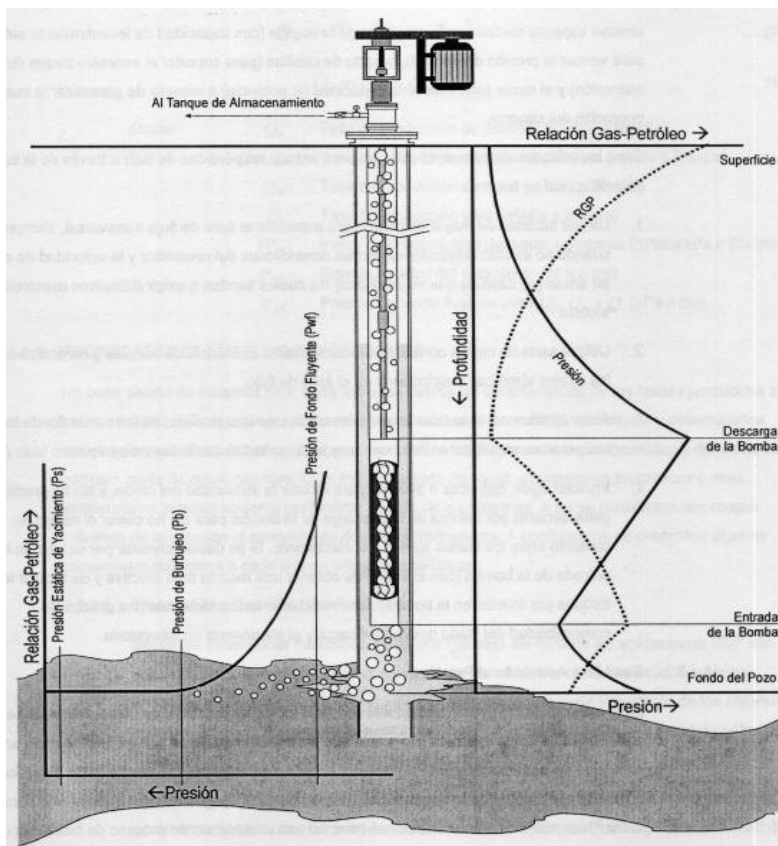
La gravedad API del Campo Guando es en promedio de 29°, por lo que las restricciones por viscosidad y densidad no son un problema grave.

4.3.2 Gas Libre Asociado al Petróleo. En la mayoría de los pozos productores con bajo índice de productividad, generalmente se opera a presiones de fondo menores a la presión de burbuja (como es el caso del Campo Guando), lo cual trae como consecuencia un alto contenido de gas libre asociado al petróleo. Además, se registran niveles de fluido dinámicos muy cercanos a la entrada de la bomba con lo cual se corre el riesgo de hacerla trabajar en vacío. Cualquiera de estas condiciones provoca una aceleración del proceso de histéresis del elastómero debido a que no hay suficiente capacidad de disipación del calor generado por la fricción entre el rotor y el estator.

Como es sabido, todo crudo producido tiene un volumen de gas asociado en solución el cual se mantiene en fase líquida mientras la presión del

yacimiento se mantenga por encima del punto de burbuja. Sin embargo, este gas empieza a liberarse a medida que la presión baja y esto generalmente sucede cuando el fluido es transportado desde el fondo del pozo hasta las facilidades de superficie. La siguiente figura muestra el efecto del gas durante su trayectoria desde el yacimiento hasta el tanque de almacenamiento en superficie.

Figura 15. Efecto del gas libre en un sistema BCP



Fuente: Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavitación Progressiva¹

El gas entra en la bomba causando una aparente disminución de su eficiencia volumétrica debido a que ocupa parte del volumen de las cavidades, aunque generalmente este efecto no se toma en cuenta al

momento de estimar el volumen a desplazar por la bomba.

Es necesario estimar los volúmenes de cada uno de los fluidos (petróleo, gas y agua) a condiciones de entrada de la bomba, es decir, tomando en cuenta la propiedad de compresibilidad de los mismos. Esto con el fin de hacer una comparación con respecto a los fluidos producidos en superficie, y para conocer cuanto gas entra a la bomba afectando la eficiencia de la misma.

$$Qg_{PIP} = 0.17811(Qg_{sup} - Qo_{sup} \cdot R_s)B_g$$

Ecuación 4. Cálculo de gas a la entrada de la bomba

donde:

Qg_{PIP} : Tasa de gas libre a la entrada de la bomba (BPD)

Qg_{sup} : Tasa de gas libre en superficie (ft³/D)

Qo_{sup} : Tasa de petróleo en superficie (BPD)

R_s : Relación gas-petróleo en solución (ft³/BI)

B_g : Factor volumétrico del gas (ft³/ft³)

Tasa de Petróleo en la Bomba:

$$Qo_{PIP} = Qo_{sup} \cdot B_o$$

Ecuación 5. Cálculo de la tasa de petróleo a la entrada de la bomba

Qo_{PIP} : Tasa de petróleo a la entrada de la bomba (BPD)

Qo_{sup} : Tasa de petróleo en superficie (BPD)

B_o : Factor volumétrico del petróleo (Bls/Bls)

Tasa de agua en la Bomba:

$$Qw_{PIP} = Qw_{sup} \cdot B_w$$

Ecuación 6. Cálculo de la tasa de agua a la entrada de la bomba

$Q_{W_{PIP}}$: Tasa de agua a la entrada de la bomba (BPD)

$Q_{W_{sup}}$: Tasa de agua en superficie (BPD)

B_w : Factor volumétrico del agua (Bls/Bls)

Tasa total de fluidos a la entrada de la bomba:

$$Q_{t_{PIP}} = Q_{g_{PIP}} + Q_{o_{PIP}} + Q_{w_{PIP}}$$

Ecuación 7. Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada de la bomba

$Q_{t_{PIP}}$: Tasa total de fluidos a la entrada de la bomba

$Q_{g_{sup}}$: Tasa de gas libre en superficie (ft³/D)

$Q_{o_{PIP}}$: Tasa de petróleo a la entrada de la bomba (BPD)

$Q_{w_{PIP}}$: Tasa de agua a la entrada de la bomba (BPD)

Para el cálculo de la Relación gas-petróleo y el factor volumétrico de formación se puede utilizar la correlación de Standing, y para el cálculo del factor volumétrico del gas la ecuación de estado para gases reales.

Relación Gas- Petróleo según Standing:

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P_b}{18.2} \right) \left(\frac{10^{0.0125 \cdot API}}{10^{0.00091 \cdot T}} \right) + 1.4 \right]^{1/0.83}$$

Ecuación 8. Cálculo de la relación gas-petróleo en solución

R_s : Relación gas-petróleo en solución (ft³/D)

γ_g : Gravedad específica del gas

P_b : Presión de burbuja del petróleo (psi)

API: Gravedad API del petróleo

T: Temperatura (°F)

Factor Volumétrico del Petróleo según Standing:

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \cdot F^{1.175}$$

con
$$F = R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 \cdot T$$

Ecuación 9. Cálculo del factor volumétrico del petróleo

B_o : Factor Volumétrico del petróleo (Bls/Bls)

R_s : Relación gas-petróleo en solución (ft³/D)

γ_g : Gravedad específica del gas

γ_o : Gravedad específica del petróleo

T : Temperatura (°F)

Factor volumétrico del gas según la ecuación de estado de los gases reales:

$$B_g = 0.0283 \cdot \frac{z \cdot T}{P}$$

Ecuación 10. Cálculo del factor volumétrico del gas

B_g : Factor volumétrico del gas (ft³/ft³)

z : Factor de compresibilidad del gas (entre 0.81 y 0.91)

T : Temperatura (°F)

P : Presión (psi)

La mejor manera de reducir los problemas de interferencia del gas es evitar que éste entre a la bomba. Cuando es posible, la entrada de la bomba debe ser instalada por debajo de las perforaciones a manera de inducir la separación natural del gas. En los casos donde esto no sea posible (por ejemplo, en los pozos con alta producción de arena), se recomienda la instalación de equipos separadores de gas. El mismo se recomienda instalarlo descentralizado a manera de evitar que el típico desplazamiento

centralizado de las burbujas de gas reduzca la eficiencia de separación de estos equipos.

Después de completado el pozo no se profundiza inmediatamente debido a que la producción de arena a este punto es alta y puede producir pegas, razón por la cual se espera un tiempo para colocar la bomba por debajo de perforaciones.

Otra manera de reducir la relación gas-petróleo (RGP) a la entrada de la bomba es utilizando un tubo de cola por debajo de la misma con una succión por debajo de las perforaciones. Con esto se garantiza una separación natural del gas permitiendo que el sistema de producción maneje menores volúmenes de gas libre (solo aquel que está disuelto en el petróleo a condiciones de entrada del tubo de cola).

En el campo Guando son utilizados estos tipos de alternativas (profundización, utilización de separadores y tubos de cola) para manejar el gas, ya que la mayoría de los pozos tienen una presión de fondo fluyendo menor a la presión de burbuja, lo que significa que hay presencia de gas libre a la entrada de la bomba.

4.3.3 Presencia de Arena. Con un diseño y operación apropiados, los sistemas BCP pueden manejar de moderadas a altas cantidades de arena. Sin embargo, al producirse flujos rápidos de arena por períodos cortos de tiempo (tapones) pueden ocasionarse problemas de obstrucción y bloqueo del sistema.

Aunque la mayor parte de estos tapones se forman naturalmente, también pueden ser provocados por inestabilidades en la operación del sistema, por

ejemplo, cuando se practican cambios drásticos de la velocidad de operación. El aumento en la velocidad del sistema generalmente viene acompañado con un aumento de la producción del pozo, el cual altera el nivel de fluido dinámico disminuyendo la presión de fondo fluyendo y aumentando, en consecuencia la presión diferencial en la cara de la arena productora. Esta presión diferencial provoca la ruptura de los puentes de arena formados detrás de las perforaciones, causando el desprendimiento de los granos y el flujo de ellos al fondo del pozo y, posteriormente, al equipo de producción. Por todo esto, la velocidad del sistema debe ser controlada cuidadosamente en pozos productores de arena, y, en caso de necesitar un aumento de la misma, ello debe hacerse lentamente a manera de permitir que el pozo se estabilice. Lo mejor en estos casos es procurar la menor variación posible de la presión de fondo fluyendo en períodos de tiempo relativamente cortos, para así controlar el derrumbe de los puentes de arena producto de la inestabilidad dinámica del yacimiento.

Otro problema común es la deposición de arena sobre la bomba. Esto provoca un incremento de la presión de descarga acompañado de una restricción en el área de flujo, con subsecuente falla de la bomba. Esto sucede cuando las condiciones de flujo del pozo por encima de la bomba no son capaces de acarrear los granos de arena hacia la superficie.

En cuanto a la deposición de la arena en el fondo del pozo o a la entrada de la bomba, la consecuencia típica es la reducción de la tasa de producción y, en casos severos, la obstrucción de la entrada de fluidos. En ambos casos la bomba tendrá tendencia a trabajar en vacío lo cual aceleraría el fenómeno de histéresis y, en consecuencia, provocaría la falla de la bomba en corto tiempo.

Para minimizar la acumulación de arena, es importante tener un bolsillo

suficiente grande por debajo de la bomba que sea capaz de permitir un tiempo razonable de operación antes de que la arena llegue al nivel de la bomba. Por otro lado, cualquier restricción en la entrada de la bomba puede crear tendencia a formar tapones de arena por lo que se recomienda, en el caso de pozos productores de arena, diseños de entrada de bomba de diámetro constante y que nunca signifique una restricción, por el contrario, que permita el flujo libre y directo desde el fondo hacia la bomba.

4.4 EFICIENCIA DEL SISTEMA

La eficiencia volumétrica se calcula como la relación entre la tasa de flujo medida en la prueba y la tasa de flujo nominal de la bomba a la velocidad de la prueba.

Esta prueba es muy sencilla y básicamente consiste en hacer circular una determinada cantidad de agua a la temperatura de operación de fondo del Campo Guando (45°C ó 113°F), para medir el tiempo que toma el equipo en bombear este caudal. Esto se realiza a 0, 5000, 9000 y 13500 Kpa, para una misma velocidad. Luego se deben variar las revoluciones por minuto para tener estos mismos registros a 100, 200 y 300 rpm.

Teniendo estos tiempos de prueba y los teóricos se calcula la eficiencia de la bomba, la cual se toma como base para realizar el cálculo de la eficiencia real del sistema.

Con base en la constante de desplazamiento de cada tipo de bomba y la velocidad a la que está funcionando, se calcula el caudal teórico ideal.

$$Q_{ideal} = \text{Cte de desplazamiento (BPD/RPM)} * \text{Velocidad (RPM)}$$

Ecuación 11. Cálculo del caudal teórico ideal

Con el caudal teórico y la eficiencia de la prueba se determina el caudal teórico real para esa bomba y esa velocidad:

$$Q_{T \text{ real}} = \% \text{ ef.} * Q_{\text{ideal}} / 100$$

Ecuación 12. Cálculo del caudal teórico real

Comparado este dato con el caudal real se obtiene la eficiencia del sistema:

$$\% \text{ Ef. Sistema} = Q_{\text{real}} / Q_{T \text{ real}}$$

Ecuación 13. Cálculo de la eficiencia del sistema

5. MANUAL BASE DE DATOS DE MOVIMIENTO DE EQUIPOS–CAMPO GUANDO

Una base de datos es un conjunto de información almacenada sistemática y ordenadamente, en forma de tablas, cuyo objetivo principal es proporcionar al usuario un método eficaz a la hora de efectuar sus búsquedas, optimizando el tiempo empleado para dicha operación, al suprimir el uso de elementos como carpetas físicas y documentos guardados en computador.

La base de datos mostrada en este informe fue realizada en Access y se abre por intermedio de este mismo programa. En este *software* se pueden realizar tablas, consultas, formularios e informes para la agilización de la búsqueda.

En las tablas se almacena la información de cada pozo, incluyendo: Fecha de instalación (*Running*) y de falla (*Pulling*), marcas del cabezal, motor y bomba, serial del motor, del variador y del *Bearing*, BOP, *tubing rotator*, tipo de bomba, serial del rotor y estator, tipo y número de varillas, tiempo de vida útil (*Run life*), motivo principal de la falla y comentarios sobre el servicio a pozo realizado.

Existe la posibilidad de examinar los datos almacenados por medio del manejo de consultas, cada una de las cuales conserva condiciones específicas con el fin de mostrar únicamente la información requerida.

Adicionalmente, se permite la actualización o eliminación de varios registros simultáneamente, al igual que la realización de cálculos predefinidos o personalizados en los datos.

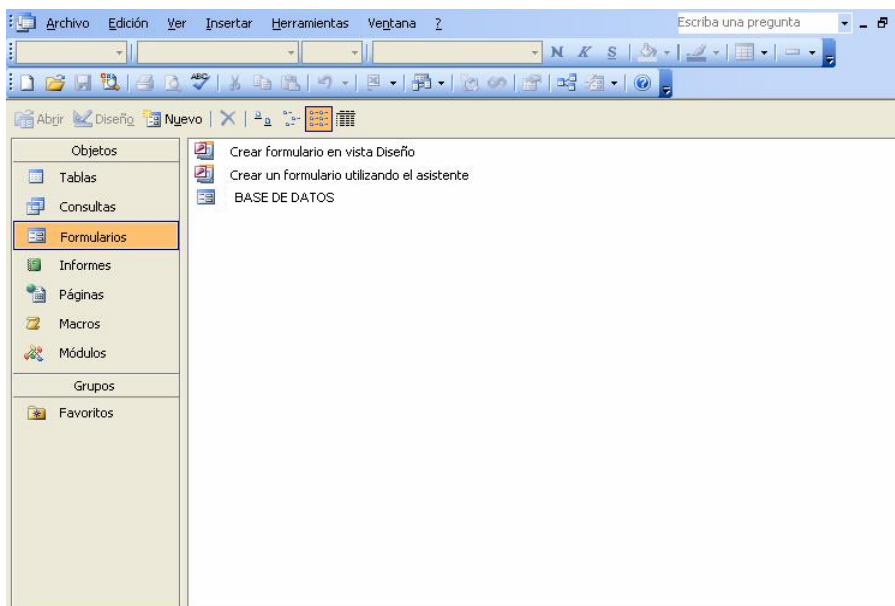
La base de datos se maneja desde el formulario debido a que allí se encuentran los hipervínculos encargados de ejecutar las consultas realizadas. Al hacer clic sobre alguno de estos botones de comando, aparece un cuadro de diálogo pidiendo especificación de datos con el fin de hacer un mejor filtro de la información a mostrar.

Para abrir la base de datos se puede hacer de dos maneras: se entra a Microsoft Access y se debe desplazar el menú Archivo para pulsar en abrir y poder buscar el documento que contiene la base de datos.

Otra forma de abrir el documento es por medio del explorador de *windows*, haciendo doble clic en el archivo.

Al abrir el archivo de la base de datos la primera ventana que se muestra es la siguiente:

Figura 16. Primera pantalla del programa



Fuente: Microsoft Access

Figura 17. Presentación del programa



Recomendación: Al digitar el nombre del pozo no hay discriminación entre mayúsculas y minúsculas, pero si es importante colocarle el guión y el cero

(0) si el número del pozo está entre G-01 y G-09 para que el programa lo reconozca.

Figura 18. Cuadro de dialogo del botón Pozo

Introduzca el valor del parámetro

Escriba el Pozo

G-01

Aceptar Cancelar

Al aceptar se muestra una ventana en la que se visualiza información acerca de la fecha de instalación de la bomba, el tipo, el serial del rotor y estator, la fecha de falla, el tiempo de vida útil, el tipo de varilla, la cantidad instalada (solo para varilla convencional y *drive rod*), el motivo principal por el que se desinstaló la bomba y comentarios sobre la falla.

Figura 19. Consulta de selección por pozo

ID	Pozo	Running	Bomba	Rotor	Estator	Pulling	RunLife	Tipo de varilla	Varillas	MotivoPulling	Comentario
97	G-25	27/05/2003	300TP1800	M965	BD328	29/05/2003	2	CONVENCIONAL	107	Bomba pegada	Bomba pegada
98	G-25	01/06/2003	300TP1800	M965	BD328	30/07/2003	61	CONVENCIONAL	107	Falla varilla	Parte varilla No 9 el 3
99	G-25	30/07/2003	300TP1800	M965	BD328	28/08/2003	90	CONVENCIONAL	107	Rediseño	Profundización Bomb
100	G-25	29/08/2003	400TP1800	N246	BE679	05/09/2003	7	CONVENCIONAL	113	Falla varilla	Parte varilla + Bomb
101	G-25	05/09/2003	300TP1800	N311	BF612	19/09/2003	14	COROD		Falla varilla	Parte varilla + Bomb
102	G-25	20/09/2003	400TP1800	N217	BE563	12/11/2003	90	COROD		Rediseño	Pozo arenado, Se re
193	G-25	13/11/2003	400TP1800	N711	BG369	16/03/2004	124	COROD		Bomba pegada	Bomba pegada, Ten
194	G-25	17/03/2004	400TP1800	N711	BG369	20/03/2004	127	COROD		Bomba pegada	Bomba pegada, Se
195	G-25	22/03/2004	400TP1800	N697	BG612	23/03/2004	25	COROD		Bomba pegada	Bomba pegada, Se
203	G-25	26/03/2004	400TP1800	N710	BG587	29/03/2004	3	COROD		Bomba pegada	Bomba pegada, Se
204	G-25	01/04/2004	400TP1800	N697	BG612	05/04/2004	29	DRIVE ROD	112	Falla varilla	Varilla desconectada
204	G-25	07/04/2004	400TP1800	N710	BG587		51	DRIVE ROD	112	Corriendo	Comiendo
*	nico)						0				

Registros: 14 de 12

Vista Hoja de datos

5.1.2 Bombas instaladas. Recopila información sobre todas las bombas que están instaladas actualmente en el campo. Muestra datos acerca del pozo, el serial del rotor y estator, el *run life* y el tipo de varilla.

A la fecha (Junio de 2004) existen 51 pozos, por lo tanto en esta consulta hay 51 registros mostrando los datos arriba mencionados.

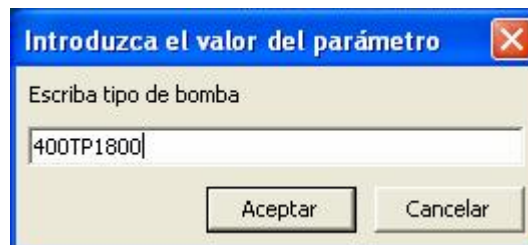
Esta consulta, a diferencia de las demás, muestra toda la información con solo hacer clic sobre el botón de “Bombas Instaladas”, mientras que con las otras se muestra un cuadro de diálogo que pide especificación sobre algunos datos.

El cuadro que se presenta está ordenado en forma descendente según el *Run life*, de manera que al abrir la consulta se muestra, en la primera fila, la bomba que lleva mas tiempo trabajando.

5.1.3 Tipo de bomba. En Campo Guando se ha trabajado con varias marcas de bomba, entre las que se encuentran Netzsch, Geremia, Weatherford y PCM. Como es lógico, cada una de estas compañías tiene una nomenclatura diferente al manejar sus equipos. Actualmente, Técnicos Diesel Asociados provee bombas PCM con la siguiente nomenclatura: 100TP1800, 200TP1800, 300TP1800, 400TP1800, 300TP1200, 600TP1500, 400TP1350; siendo las mas utilizadas las 4 primeras.

Para tener acceso a la información de esta consulta es necesario conocer la nomenclatura correcta para escribir todo el nombre en el cuadro de dialogo que dice “Escriba tipo de bomba”.

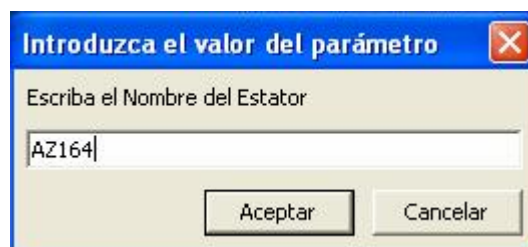
Figura 20. Cuadro de dialogo del botón Tipo de Bomba



Al digitar, por ejemplo 400TP1800, se muestra una ventana en donde se agrupan todos los movimientos realizados con este tipo de equipos, mostrándose en orden descendente según la fecha de *pulling*, desde la falla mas reciente hasta los que no tienen, que son las bombas que están instaladas actualmente en pozo.

5.1.4 Estator. Estas consultas muestran todos los movimientos realizados con un determinado estator, para lo cual es necesario digitar el serial correspondiente, por ejemplo: BD328, BF812, AZ164.

Figura 21. Cuadro de dialogo del botón Estator



Una recomendación importante es no colocarle espacio entre las letras y los números. Las letras pueden ser dispuestas indistintamente en mayúsculas o en minúsculas, ya que la base de datos no hace diferenciación entre estas.

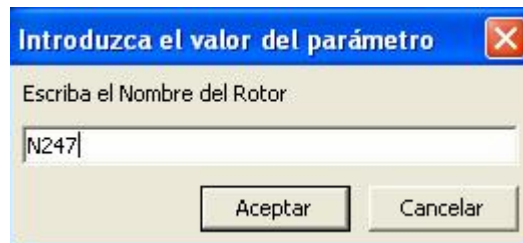
Al abrir la consulta, se muestra información acerca del pozo, las fechas de instalación y falla, el tipo de bomba, serial de estator y rotor, *run life* y

comentarios sobre el motivo del *pulling*. Esta información se muestra ordenada en forma cronológica.

5.1.5 Rotor. Para saber la ubicación, el tipo de bomba, los pozos en los que ha trabajado el rotor, las fechas de instalación y falla, el *run life* y los comentarios sobre el motivo del *pulling*; basta con hacer clic en el botón *ROTOR* ubicado en el formulario “Base de Datos”, y digitar en el cuadro de diálogo que aparece, el serial del rotor correspondiente.

Es importante tener en cuenta no colocar espacios entre la letra (que puede ser en mayúscula o minúscula) y los números. Ejemplos de seriales de rotor: N711, N697, M965.

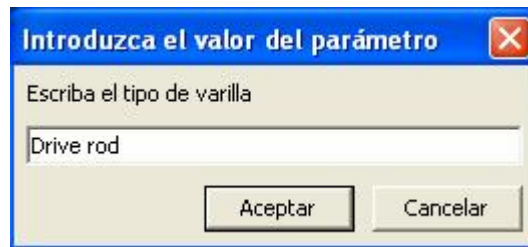
Figura 22. Cuadro de dialogo del botón Rotor



5.1.6 Tipo de varilla. En el campo se utilizan 3 tipos de varilla: la convencional que tiene el cuerpo y el *pin* del mismo grosor, la *drive rod* que tiene el *pin* con menor diámetro que el cuerpo, y la continua la cual tiene los esfuerzos repartidos debido a la ausencia uniones.

Para tener un correcto acceso a esta consulta es necesario digitar el tipo de varilla correctamente de la siguiente manera: convencional, *drive rod* o *corod*.

Figura 23. Cuadro de dialogo del botón Tipo de varilla

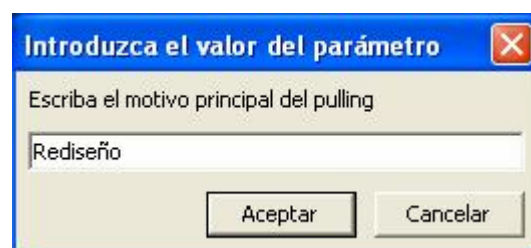


Esta consulta muestra los pozos que tienen el tipo de varilla consultado, además de la fecha de *Running*, el tipo de bomba, el serial del rotor y estator, y comentarios sobre el funcionamiento del equipo en general.

5.1.7 Motivo *Pulling*. Haciendo clic en este botón se puede tener acceso a la información correspondiente al motivo principal por el cual se tuvo que realizar un servicio en el pozo.

A continuación se muestra la nomenclatura correcta para digitar en el cuadro “Escriba el motivo principal del *pulling*”:

Figura 24. Cuadro de dialogo del botón Motivo *Pulling*



Debido a que existen muchas causas posibles por las que se realiza un servicio, se decidió agrupar los motivos principales en seis ítems que se describen a continuación:

Tabla 6. Motivos principales de <i>pulling</i>	
Motivo Principal Pulling	Descripción
Rediseño	Se refiere a los cambios de equipos (incluyendo bomba, cabezal, ancla, etc.) y profundizaciones
Falla varilla	Incluye las varillas partidas y desconectadas
Falla tubería	Tubería rota y desconectada
Parada programada	PBU, repletamiento dual, abandono temporal, pruebas selectivas, apertura y prueba de zonas.
Bomba pegada	Rotor pegado
Corriendo	Bomba sin falla actual

6. EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El siguiente análisis se realizó sobre 20 pozos de los 51 existentes, teniendo en cuenta la teoría expuesta en los capítulos anteriores. El esquema de la evaluación es el siguiente: Geometría y configuración mecánica del pozo, Comportamiento del Influjo, Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba, Cálculo de la eficiencia del sistema, Servicios a pozo y Recomendaciones.

6.1 GUANDO-01

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 2668 ft, con perforaciones que van desde los 1425' hasta los 2616'. La bomba se encuentra ubicada a 2667 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 51'.

La profundización se hace para aumentar la columna hidrostática evitando las bajas sumergencias y la posibilidad de que la bomba trabaje en vacío. Otra de las razones por las que se coloca la bomba por debajo de perforaciones es para aumentar la presión a la entrada de la misma y prevenir que el gas en solución empiece a liberarse y reduzca la capacidad volumétrica de la bomba, a la vez que su eficiencia.

El pozo tiene una severidad de desviación máxima de $3.74^{\circ}/100\text{ft}$ @ 292 ft de profundidad, clasificando para utilizar varilla convencional. Este *dog leg* no es crítico, por lo que no se han presentado fallas en la sarta de varillas.

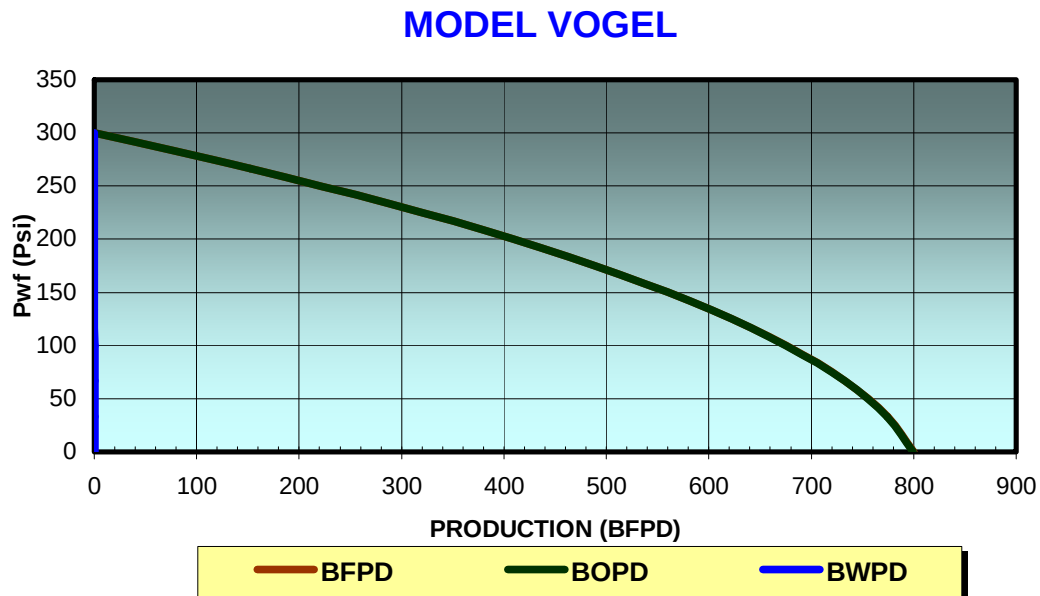
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	726	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,05%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	726	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,37	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	71	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 800 BPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 25. Curva IPR para Guando-01



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,37
Qg (BGPD)	59
Qo (BOPD)	743
Qt (BFPD)	802

Estos datos muestran que el pozo está aportando todo su potencial, y que la producción en superficie está siendo afectada por la cantidad de gas libre que entra a la bomba.

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 7.4 %, estando dentro de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
400TP1800	726	275	5,07	1394	70,3	979,5	74%

El sistema presenta una eficiencia buena igual a 74%. Esta se ve afectada un poco por la relación gas-aceite de 51 ft³/Bls y por los 59 Bls de gas que entran a la bomba disminuyendo el espacio para el bombeo de crudo.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado fallas de bomba, pero si se han realizado cambios. En Febrero del presente año, se hizo un rediseño cambiando una bomba 200TP1800 por una 400TP1800.

Este cambio se hizo porque la bomba estaba trabajando a las máximas rpm posibles, que son 350 obteniéndose una producción de 680 BPD. Mientras que con la bomba 400TP1800 que se instaló, la bomba está trabajando a 275 rpm y está produciendo 46 Bls mas.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta el caudal máximo a producir de 800 bls, según curva IPR, se sugiere hacer un rediseño y colocar una bomba mas pequeña con una mejor eficiencia en la prueba. Una bomba 300TP1800 a una velocidad de 250 rpm tiene un caudal teórico real de 754 bls.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
300TP1800	250	3,77	980	80	754

Al realizar un *work over* se incurren en una serie de gastos tales como: el costo del equipo y personal durante tres días (U\$ 24000), la pérdida de producción causada durante el mismo tiempo (U\$ 65300) y el valor del equipo nuevo (U\$ 14840).

Estas inversiones hechas se recuperan en un tiempo aproximado de cuatro meses, mediante el aumento en producción y el costo del equipo viejo, el

cual tiene una vida útil de 160 días el 28 de Julio de 2004 con un costo actual de U\$ 11600 debido a la devaluación.

6.2 GUANDO-02

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3479 ft, con perforaciones que van desde los 2538' hasta los 3050'. La bomba se encuentra ubicada a 3145 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 95'.

El pozo tiene una severidad de desviación máxima de 2,28°/100ft @ 2314 ft de profundidad, clasificando para utilizar varilla convencional. Este *dog leg* no es crítico, por lo que no se han presentado fallas en la sarta de varillas.

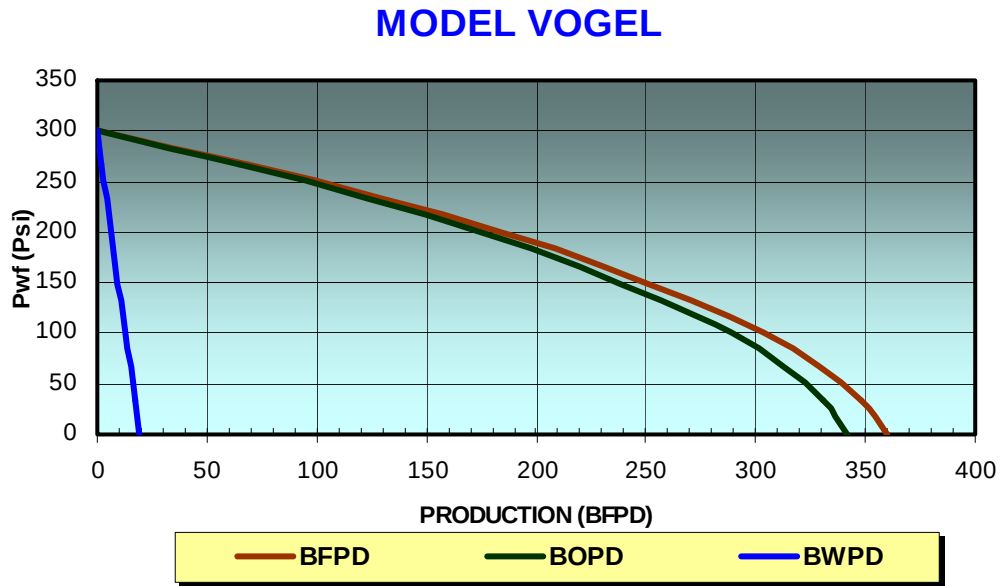
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	349	BFPD
% CORTE DE AGUA	4,98%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	332	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	17,40	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	30	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 342 BOPD y 359 BNPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 26. Curva IPR para Guando-02



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	17,4
Qg (BOPD)	118
Qo (BOPD)	339
Qt (BFPD)	474

El fabricante recomienda un máximo del 10% de gas a la entrada de la bomba para obtener un buen desempeño de la misma. Este pozo maneja un 24,9% de gas, estando fuera de los parámetros recomendados.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	349,4	200	3,77	754	94,0	708,8	49%

El sistema presenta una eficiencia de 49% por varias razones:

- La bomba tiene un *run life* muy alto, igual a 729 @ 16 de Junio de 2004.
- Una relación gas-aceite de 216; lo que significa que de un total de 474 Bbls que entran a la bomba, el equivalente a 118 Bbls son de gas.
- La prueba de la bomba muestra una capacidad de producción de 708 Bbls a 200 rpm, de los que solo se producen 349.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado fallas de bomba ni de partidura de varillas, debido a que la desviación que tiene es baja.

Los servicios a pozos que se han realizado han sido por rediseño, entre los cuales se tiene la profundización y cambio de cabezal.

Recomendaciones

El *run life* que tiene la bomba actualmente es muy alto sobrepasando la vida media de estos equipos. Se sugiere esperar una falla para realizar el cambio

de bomba e instalar un separador de gas en fondo que permita garantizar un mejor funcionamiento de la bomba.

Este caudal puede ser producido por una bomba 200TP1800 trabajando a 180 rpm con una eficiencia de la prueba alrededor del 80%, la cual tendría un caudal teórico ideal igual a 350 Bbls:

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
200TP1800	180	2,44	439,2	80	351

Siguiendo con la recomendación de intervenir el pozo cuando se presente una falla, el costo adicional sería causado por el separador de gas con un valor igual a U\$ 4.500.

La instalación de una bomba mas pequeña significa un ahorro aproximado de U\$ 2200, además si el equipo tiene una buena eficiencia en la prueba puede trabajar a menor velocidad, lo que significa menor consumo de energía así mismo que menores esfuerzos y menor temperatura, factores que repercuten en una vida útil mayor.

Con la instalación de un separador de gas se garantiza una mayor eficiencia volumétrica y una vida útil mas larga debido a que el elastómero no se afecta por el gas, hay mayor lubricación y menores esfuerzos.

Se recomienda también, mantener una sumergencia mínima de 100 psi o 260 ft, para garantizar el buen funcionamiento de la bomba.

6.3 GUANDO-05

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3410 ft, con perforaciones que van desde los 2434' hasta los 3390'. La bomba se encuentra ubicada a 3318 ft de profundidad.

Presenta una desviación alta, alcanzando un máximo de 6,89°/100 ft @ 848 ft de profundidad. Este valor sugiere la instalación de varilla continua, sin embargo el pozo actualmente tiene varilla convencional y esta no ha presentado problemas.

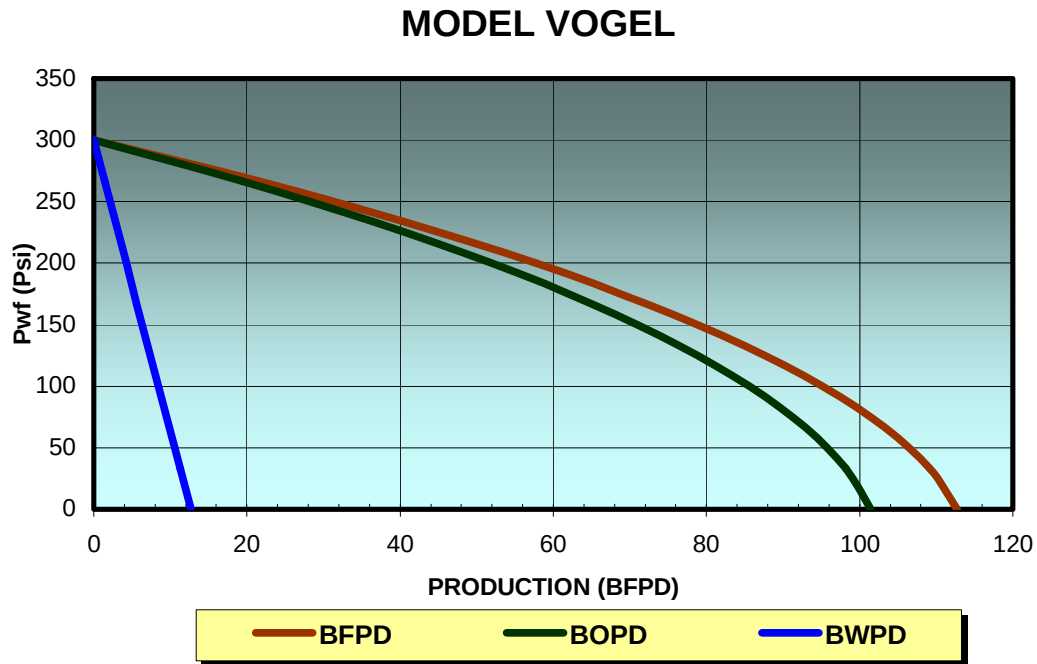
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	107	BFPD
% CORTE DE AGUA	10,0%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	96	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	11	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	47	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 101 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 27. Curva IPR para Guando-05



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWP)	11
Qg (BGP)	45
Qo (BOP)	98
Qt (BFP)	154

El fabricante recomienda un máximo del 10% de gas a la entrada de la bomba para obtener un buen desempeño de la misma. Este pozo maneja un 29,3% de gas, estando fuera de los parámetros recomendados.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
200TP1800	107	165	2,44	403	77,4	311,4	34%

El sistema presenta una eficiencia buena muy baja debido a que la bomba está sobrediseñada, al *run life* tan elevado que presenta y a la cantidad de gas que maneja en su entrada.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado fallas ni de bomba ni de varilla, pero se realizó un servicio para hacer un PBU.

Recomendaciones

La bomba instalada actualmente tiene una vida útil muy alta y podría fallar en cualquier momento. Se sugiere hacer un rediseño e instalar un separador de gas en fondo al presentarse la falla.

El pozo está manejando 23% de gas en su entrada ocupando el espacio destinado para el flujo de aceite y deteriorando el material del elastómero, por lo que se recomienda la instalación de un separador de gas en fondo para garantizar un mejor desempeño de la bomba.

Al presentarse la falla se recomienda instalar una bomba 100TP1800 trabajando mínimo a una velocidad de 125 rpm y con una eficiencia del 80%, está en capacidad de producir el caudal que aporta el pozo.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	125	1,36	170	80	136

La diferencia en precio entre instalar una bomba igual a la que tiene el pozo y una mas pequeña como la sugerida es de U\$ 3.274, y teniendo en cuenta que la nueva bomba puede ser trabajada a una velocidad menor, el consumo de energía bajaría al igual que los esfuerzos y la temperatura repercutiendo esto en una vida útil mayor.

Debido a que el *work over* en este caso sería correctivo, el costo de la inversión sería igual al valor del separador de gas. Equipo que garantiza una mayor eficiencia volumétrica y una vida útil mas larga para la bomba debido a que el elastómero no se afecta por el gas, hay mayor lubricación y menores esfuerzos.

6.4 GUANDO-12

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3031 ft, con perforaciones que van desde los 2570' hasta los 2882'. El 15 de Febrero de 2003 se realizó un PBU selectivo a los intervalos 2570'-2725' y 2835'-2882'. Se hizo una prueba de inyectividad y corrida de registro ILT al intervalo superior. Se completó el pozo con sarta dual, como Inyector (2570'-2725') - Productor (2835'-2882') con bomba PCP 100TP1800 y cabezal KUDU VH100-11.6T. Empaque Dual @ 2772'. Se instaló varilla continua y espació con 40".

La bomba se encuentra ubicada a 2987 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 105'.

El pozo tiene una severidad de desviación máxima de 7.94°/100ft @ 1928 ft de profundidad, clasificando para utilizar varilla continua.

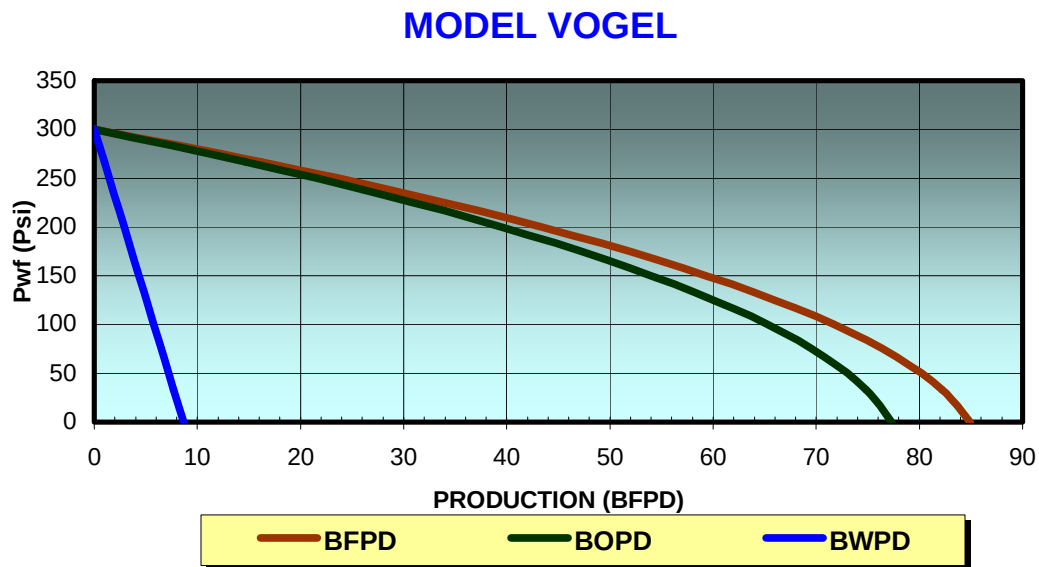
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	80	BFPD
% CORTE DE AGUA (Fracción)	9%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	73	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	7,22	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	50	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 77 BOPD y 85 BFPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 28. Curva IPR para Guando-12



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	7,22
Qg (BOPD)	40
Qo (BOPD)	75
Qt (BFPD)	122

Estos datos muestran que el caudal de aceite que se produce es semejante al que entra a la bomba y al límite de producción que muestra la curva de IPR.

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 33 %, lo cual está por fuera de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
100TP1800	80	150	1,36	204	72	147	55%

La eficiencia del sistema se muestra baja básicamente por dos razones:

El pozo maneja una cantidad de gas muy alta lo cual disminuye la capacidad volumétrica de la bomba.

La bomba tiene un *run life* elevado igual a 522 el día 26 de Julio de 2004 sobrepasando el tiempo de vida media calculada para estos equipos.

Servicios a pozo

Este pozo presentó falla de varillas tres veces antes de hacer el cambio, esto debido a que tiene un *dog leg* muy elevado que aplica para la utilización de varilla continúa y no convencional que era la que estaba instalada anteriormente.

Recomendaciones

La bomba lleva mucho tiempo trabajando, por lo que el elastómero está propenso a fallar. Se recomienda hacer un cambio de bomba ya que el caudal que aporta el pozo puede ser producido por un equipo mas pequeño y económico, como una bomba 80TP1600 con una velocidad de 100 rpm la cual tiene un caudal teórico real de 86 BPD.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
80TP1200	100	1,07	107	80	86

Se sugiere hacer un servicio de tipo correctivo al fallar la bomba que tiene actualmente e instalar un separador de gas en fondo para evitar problemas con el elastómero.

Desde el punto de vista económico, hacer un servicio de tipo correctivo e instalar una bomba mas pequeña en conjunto con un separador de gas sería una buena inversión, ya que las condiciones de funcionamiento al tener menos gas y menos velocidad en la bomba, garantizan menor consumo de energía, menores esfuerzos y temperaturas que pueden deteriorar el elastómero y una mejor vida útil.

También se recomienda aumentar la sumergencia hasta 100 psi o 250 ft. para evitar la liberación de gas.

6.5 GUANDO 15

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3690 ft, con perforaciones que van desde los 2946' hasta los 3300'. La bomba se encuentra ubicada a 3533 ft de profundidad, esto quiere decir que está 233 ft por debajo de perforaciones.

Presenta altos valores de dog leg que van desde 4.28 a 5.98°/100 ft, en la sección ubicada entre los 568' y los 878'. Con estos rangos de desviación el pozo es un candidato a *drive rod*, aunque siempre ha tenido varilla convencional.

Comportamiento del Influjo

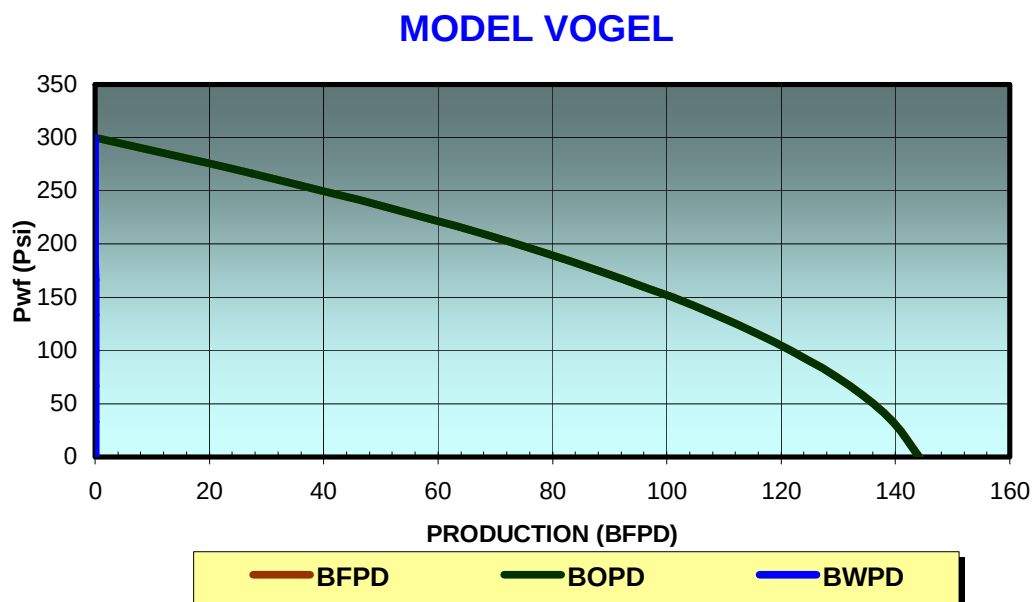
El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados.

Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	138	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,10%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	138	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,14	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	41	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 144 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 29. Curva IPR para Guando-15



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados de cantidad de agua, gas y aceite a la entrada de la bomba:

Qw (BWPD)	0,14
Qg (BGPB)	21
Qo (BOPD)	141
Qt (BFPD)	162

Estos datos muestran que el caudal de gas que entra a la bomba corresponde al 16.2 % del volumen total, lo cual está por fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que sugiere un máximo del 10%.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
200TP1800	138	110	2,44	268	94	252	55%

La eficiencia del sistema está muy baja debido a que el elastómero puede no estar funcionando bien por la vida útil tan larga que tiene el equipo.

Servicios a pozo

Se ha hecho solo un servicio a pozo causado por bomba pegada debido a la presencia de parafinas tanto en la bomba como en el *tubing* y en la línea de producción.

No ha presentado fallas de varillas, a pesar de que la desviación presentada sugiere la utilización de *drive rod*.

Recomendaciones

Debido a la vida útil que tiene la bomba se recomienda esperar una falla y hacer un servicio correctivo. Se sugiere colocar una bomba 100TP1800 funcionando a una velocidad de 130 rpm para asegurarse que la sumergencia no sea tan baja.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	130	1,36	177	80	141

Desde el punto de vista económico, hacer un servicio de tipo correctivo e instalar una bomba mas pequeña sería una buena inversión, ya que una bomba 200TP1800 nueva tiene un costo de U\$ 12616 y la sugerida un valor de solo U\$ 9342, significando esto un ahorro de U\$ 3274.

6.6 GUANDO-16

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3629 ft, con perforaciones que van desde los 2690' hasta los 3380'. La bomba se encuentra ubicada a 3382 ft de profundidad, utilizando actualmente varilla continua.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4.2 a 5.83°/100 ft, en la sección ubicada entre los 350' y los 900'. Con estos rangos de desviación el pozo es un candidato a *drive rod*, aunque inicialmente se instaló varilla convencional.

Comportamiento del Influjo

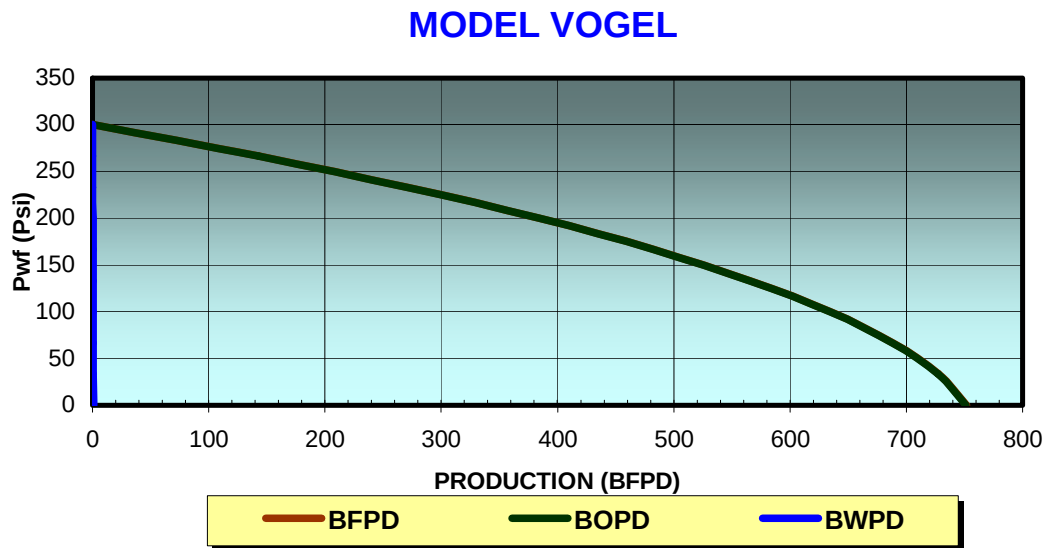
El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados.

Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	715	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,10%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	714	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,72	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	46	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 751 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 30. Curva IPR para Guando-16



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados de cantidad de agua, gas y aceite a la entrada de la bomba:

Qw (BWPB)	0,72
Qg (BGPB)	226
Qo (BOPB)	730
Qt (BFPB)	957

Estos datos muestran que el caudal de gas que entra a la bomba es alto y corresponde al 23 % del volumen total, lo cual está por fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que sugiere un máximo del 10%.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/R PM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	714,7	300	3,77	1131	71	803	89%

Un *run life* elevado como el de esta bomba (660 días @ 26 de Julio de 2004) hace que el elastómero tienda a hincharse, haciendo que la interferencia aumente y disminuya el escurrimiento, afectando positivamente la eficiencia.

La eficiencia está siendo afectada por la cantidad de gas que maneja la bomba en fondo, ya que este ocupa el espacio designado para el petróleo.

El efecto negativo del gas se puede observar también analizando la curva de IPR. Según la curva el pozo está en capacidad de producir un máximo de 751 Bbls y actualmente se tienen en superficie 714 Bbls posiblemente por la interferencia del gas en la capacidad volumétrica.

Servicios a pozo

Este pozo presentó problemas con la bomba durante los dos primeros meses después del completamiento. Se realizaron tres servicios a pozo por bomba pegada, causadas básicamente por mucho aporte de arena de fracturamiento, en conjunto con un incremento de la velocidad de la bomba muy gradual. La velocidad del fluido pudo no haber sido la suficiente para mantener las partículas de arena en suspensión y ésta se fue depositando en la cabeza del rotor hasta que se produjo la falla por alto torque.

También ha presentado problemas de varillas, primordialmente por el arenamiento que presenta el pozo y al alto *dog leg* que existe en el intervalo comprendido entre 350' y 900'. Tiene historia de cuatro servicios a pozo por varillas partidas y uno por varilla desconectada, todas dentro del rango de alto grado de desviación.

Estos servicios a pozos son causados por una mala escogencia del tipo de varilla a utilizar, ya que el indicado desde el principio es *drive rod* y se utilizó varilla convencional. Cuando se realizó un cambio a varilla continua ya no se observaron problemas de este tipo.

Recomendaciones

El pozo maneja mucho gas, teniendo una relación gas-aceite de 194 ft³/Bls y una entrada a la bomba de 226 BGPD. Este gran aporte disminuye la capacidad volumétrica destinada para el aceite, afectando la eficiencia de la bomba.

Para evitar esto y aumentar el porcentaje de eficiencia se recomienda profundizar mas la bomba para aumentar la columna hidrostática a 100 ft mínimo y así mantener el gas en solución a la entrada de la bomba. Otra alternativa puede ser el uso de separadores de gas en fondo, el cual reduce en un 95% la entrada de este fluido a la bomba quedando este espacio libre para la circulación de aceite y evitando futuros daños en el elastómero que repercuten en la eficiencia de la misma.

Considerando el tiempo de vida útil que presenta la bomba se sugiere hacer un *work over* correctivo y después de presentada alguna falla instalar una bomba 300TP1800 con una eficiencia de aproximadamente 80%, capaz de producir un caudal teórico real de 750 bls operando a una velocidad de 250

rpm. Esta velocidad puede ser variada de acuerdo con el comportamiento del pozo, manteniendo siempre una sumergencia mínima de 100 ft ó 250 psi.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
300TP1800	250	3,77	942,5	80	754

Se sugiere realizar un servicio correctivo e instalar una bomba igual a la actual la cual costaría U\$ 14.840, adicional a esto se recomienda colocar un separador de gas cuyo valor es de U\$ 4.500.

Si se tiene en cuenta que la nueva bomba puede ser trabajada a una velocidad menor, el consumo de energía bajaría al igual que los esfuerzos y la temperatura repercutiendo esto en una vida útil mayor.

Debido a que el *work over* en este caso sería correctivo, el costo de la inversión sería igual al valor del separador de gas. Equipo que garantiza una mayor eficiencia volumétrica y una vida útil mas larga para la bomba debido a que el elastómero no se afecta por el gas, hay mayor lubricación y menores esfuerzos.

6.7 GUANDO-18

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3160 ft, con perforaciones que van desde los 2280' hasta los 3080'. La bomba se encuentra ubicada a 3085 ft de profundidad.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4.6 a 6,03°/100 ft, en la sección ubicada entre los 350' y los 900'. Con estos rangos de desviación el pozo es un candidato a *drive rod*, aunque inicialmente se instaló varilla convencional.

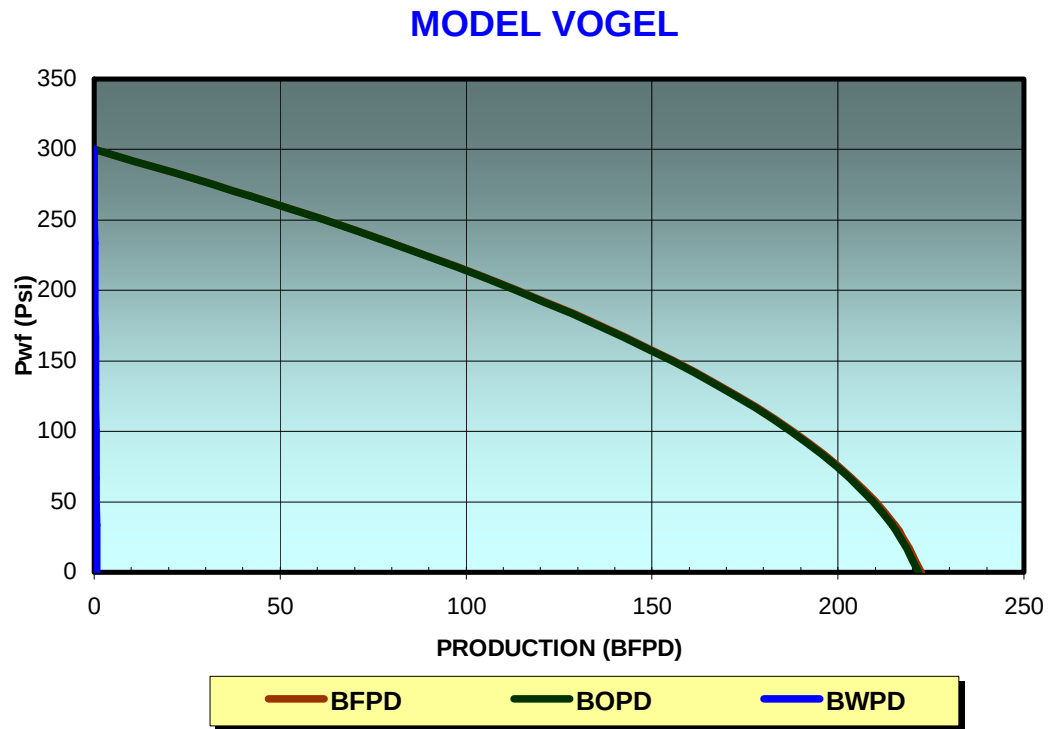
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	216	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,30%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	215	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,65	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	32	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 222 BPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 31. Curva IPR para Guando-18



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,68
Qg (BGPD)	77
Qo (BOPD)	220
Qt (BFPD)	397

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 25,89 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
200TP1800	215	185	2,44	451	50	225,7	96%

En este pozo está instalada una bomba nueva con una eficiencia del 50% y un *run life* de tan solo 60 días; a pesar de todo esto el sistema presenta una eficiencia muy alta del 96%, ya que el pozo produce 215 Bbls y con esa bomba y su eficiencia debería producir 226 Bbls.

Servicios a pozo

Este pozo presentó un problema de bomba con rotor pegado, ocasionado por la presencia de arena aunada al posible hinchamiento del elastómero por la presencia de gas. En los momentos anteriores a la falla existía mucha presencia de gas debido a la posición del *intake* de la bomba por encima de las últimas perforaciones y a que el nivel de fluido se encontraba por debajo de las perforaciones superiores.

Ha presentado dos problemas de partidura de varilla, ocasionados por la alta desviación del rango comprendido entre los 350' y los 900'. Estos servicios a pozos son causados por una mala escogencia del tipo de varilla a utilizar, ya que el indicado según parámetros de varilla es *drive rod* y se utilizó varilla convencional.

Recomendaciones

Se sugiere profundizar mas la bomba, con el fin de evitar problemas de baja sumergencia y de gas a la entrada de la misma, que podrían disminuir la eficiencia del sistema. Una buena alternativa también sería instalar un separador de gas en fondo para evitar daños en el elastómero y alargar la vida útil del equipo.

Según curva de IPR el caudal máximo es de 222 BPD, es decir que se está produciendo todo el aporte del pozo, por lo que se sugiere esperar alguna falla en el sistema para hacer un servicio a pozo de tipo correctivo e instalar una bomba mas pequeña y económica capaz de producir la misma cantidad de fluido, ya que la diferencia en precios de la bomba actual a la sugerida es de U\$ 3274 considerando los dos equipos nuevos.

Una bomba 100TP1800 a una velocidad de 200 rpm y con una eficiencia en la prueba de la bomba de aproximadamente 80%, tiene un caudal teórico real de 218 BPD:

BOMBA	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	200	1,36	272	80	218

Este pozo ha presentado dos problemas de partidura de varilla a lo largo de dos años debido a la mala escogencia de la misma. Estos inconvenientes han causado fallas por bomba pegada, incurriéndose en gastos de aproximadamente U\$ 40000 por año.

Si se tiene en cuenta que la nueva varilla está diseñada para el tipo de desviación que presenta el pozo se recomienda hacer la inversión de U\$ 14000 en la varilla nueva y el equipo de *flush by truck*.

6.8 GUANDO-21

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3176 ft, con perforaciones que van desde los 2250' hasta los 2950'. La bomba se encuentra ubicada a 2966 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 16'.

El pozo tiene una severidad de desviación máxima de 4,3°/100ft @ 1148 ft de profundidad, clasificando para utilizar varilla convencional. Este *dog leg* no es crítico, por lo que no se han presentado fallas en la sarta de varillas.

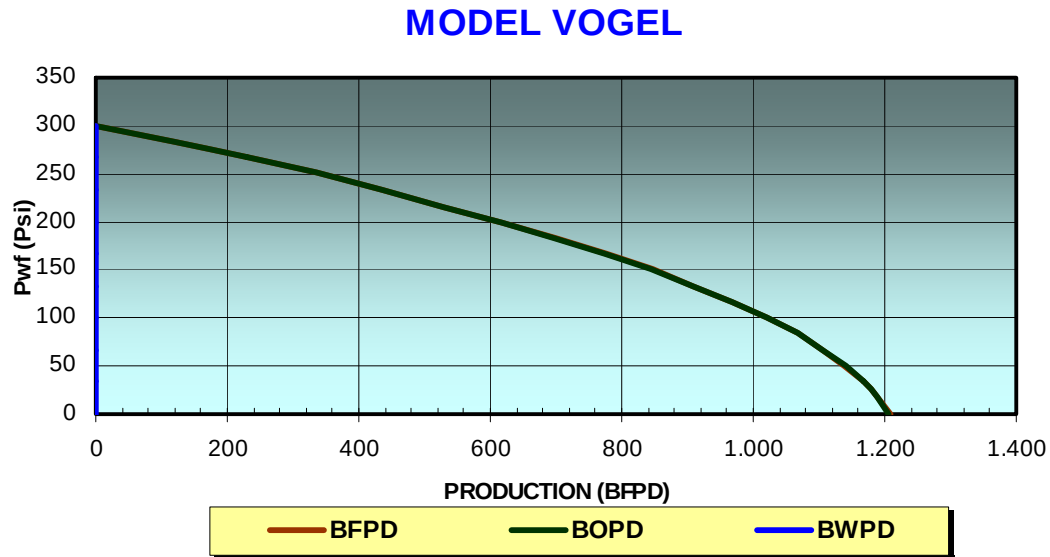
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	1080	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,05%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	1079	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,55	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	78	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 1207 BPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 32. Curva IPR para Guando-21



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,55
Qg (BGPB)	156
Qo (BOPD)	1103
Qt (BFPD)	1259

Estos datos muestran que el pozo podría aportar un poco mas, esto debido a que la producción en superficie está siendo afectada por la cantidad de gas libre que entra a la bomba.

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 12,37 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	1080	325	3,77	1225	88	1078,2	99%

El sistema presenta una eficiencia muy buena igual a 99%. Esto a pesar de que la bomba está manejando un 12% de gas a la entrada.

La alta eficiencia se debe principalmente a la vida útil que tiene la bomba, la cual supera el *run life* promedio. A la fecha de 15 de Junio de 2004, tiene 665 días de haber sido instalada en este pozo; causando la larga vida un hinchamiento del elastómero lo que aumenta la interferencia y a su vez la eficiencia de la bomba.

Servicios a pozo

Este pozo solo ha presentado una falla en la bomba, causada por una demora en la realización de una operación que consistía en el cambio de polea para poder aumentar las rpm de la bomba.

Durante el tiempo en que estuvo parado el pozo, la arena que se encontraba en suspensión por la turbulencia se sedimentó sobre el estator provocando que el rotor se pegara y el sistema no arrancara. Es evidente que el pozo presenta un aporte considerable de arena.

Recomendaciones

La bomba instalada actualmente tiene una vida útil muy larga de mas de 700 días, lo que quiere decir que es probable que presente alguna falla próximamente. Se recomienda profundizar mas la bomba cuando se haga el cambio, para poder manejar un poco mas el gas y aumentar la sumergencia.

No se recomienda realizar un *workover* para cambiar la bomba debido a que la eficiencia que tiene es muy buena, sin embargo se sugiere colocar una bomba 400TP1800 cuando se presente una falla, ya que esta bomba puede producir el caudal que según la curva IPR es capaz de aportar el pozo.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
400TP1800	275	5,07	1394	80	1115

Se recomienda hacerle un seguimiento al pozo después de instalada la nueva bomba, para determinar la velocidad definitiva teniendo en cuenta el aporte y la sumergencia presentada.

Analizando la curva IPR, el pozo puede tener un aumento en la producción de 35 BPD si se coloca una bomba con mayor capacidad. Si se tiene en cuenta que un equipo nuevo igual al actual tiene un costo de U\$ 14.840 y que la bomba recomendada vale U\$ 19.451, se requiere una inversión de U\$ 4611 la cual sería cubierta por el aumento en la producción.

6.9 GUANDO-22

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3030 ft, con perforaciones que van desde los 2235' hasta los 2660'. La bomba se encuentra ubicada a 2760 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 100'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,2 a 6,28°/100 ft, en la sección ubicada entre los 440' y los 790'. Con estos rangos de desviación el pozo es un candidato a *drive rod*, aunque inicialmente se instaló varilla convencional y no se han presentado fallas.

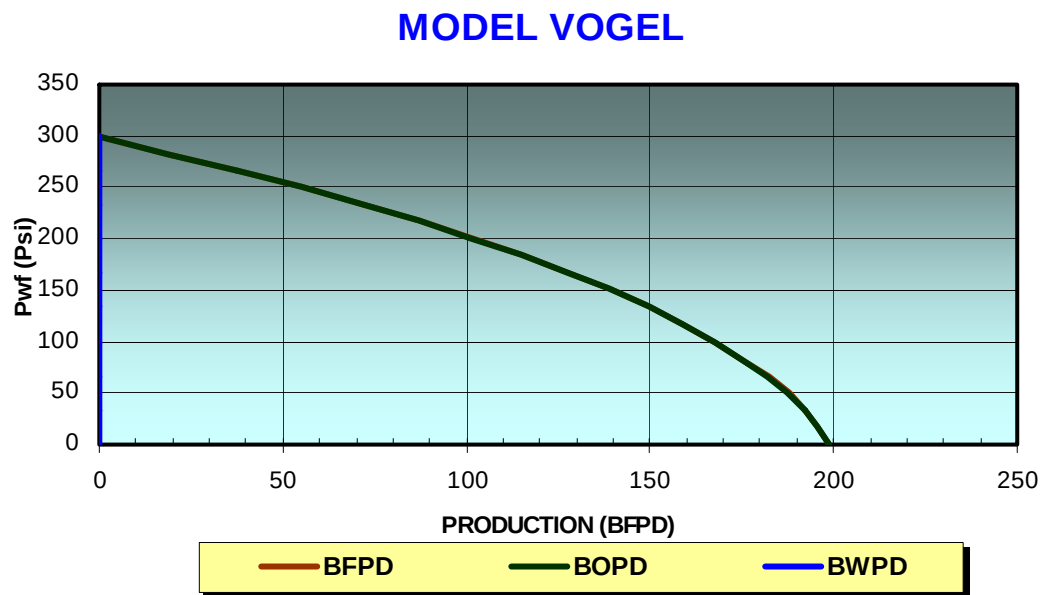
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	183	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,10%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	183	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,19	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	64	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado en superficie es de 199 BPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 33. Curva IPR para Guando-22



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,19
Qg (BGPD)	137
Qo (BOPD)	187
Qt (BFPD)	324

El pozo está manejando demasiada cantidad de gas a la entrada de la bomba, lo cual puede perjudicar su funcionamiento sumado al hecho del largo tiempo de vida útil que tiene el equipo.

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 42,3 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
200TP1800	183	125	2,44	305	84,8	258,5	71%

El sistema presenta una eficiencia del 71%, la cual se ve afectada por el alto porcentaje de gas que maneja la bomba en su entrada.

La bomba tiene una eficiencia alta de 84,8%, esto principalmente por la vida útil que tiene, la cual supera el *run life* promedio. A la fecha de 26 de Julio de 2004, tiene 774 días de haber sido instalada en este pozo.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado fallas en la bomba ni en la sarta de varillas, a pesar del alto porcentaje que maneja el pozo y de la desviación que tiene que hace que el tipo de varilla recomendado no sea la convencional sino *drive rod*.

Recomendaciones

La bomba instalada actualmente tiene una vida útil muy larga, lo que quiere decir que es probable que presente falla próximamente. Este pozo tiene un tubo de cola y un *rat hole* que permite profundizar mas la bomba con el fin de aumentar la columna hidrostática para mantener el gas en solución. Otra opción puede ser la instalación de un separador de gas, ya que tiene una entrada del 42% lo cual afecta la eficiencia.

Se sugiere esperar a que la bomba falle, para instalar el separador de gas y realizar el cambio de la misma por una 100TP1800 a una velocidad aproximada de 175 rpm.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	175	1,36	238	80	190,4

Desde el punto de vista económico, hacer un servicio de tipo correctivo e instalar una bomba mas pequeña en conjunto con un separador de gas sería una buena inversión, ya que las condiciones de funcionamiento al tener menos gas y menos velocidad en la bomba, garantizan una mejor vida útil, menor consumo de energía y menores esfuerzos y temperaturas que pueden deteriorar el elastómero.

Con los nuevos equipos se espera una ganancia en la producción de 7 BPD para recuperar la inversión de U\$ 4500 por concepto del separador de gas, ya que los demás gastos generados son inevitables en este caso.

6.10 GUANDO-23

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3402 ft, con perforaciones que van desde los 2380' hasta los 3095'. La bomba se encuentra ubicada a 3201 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 106'.

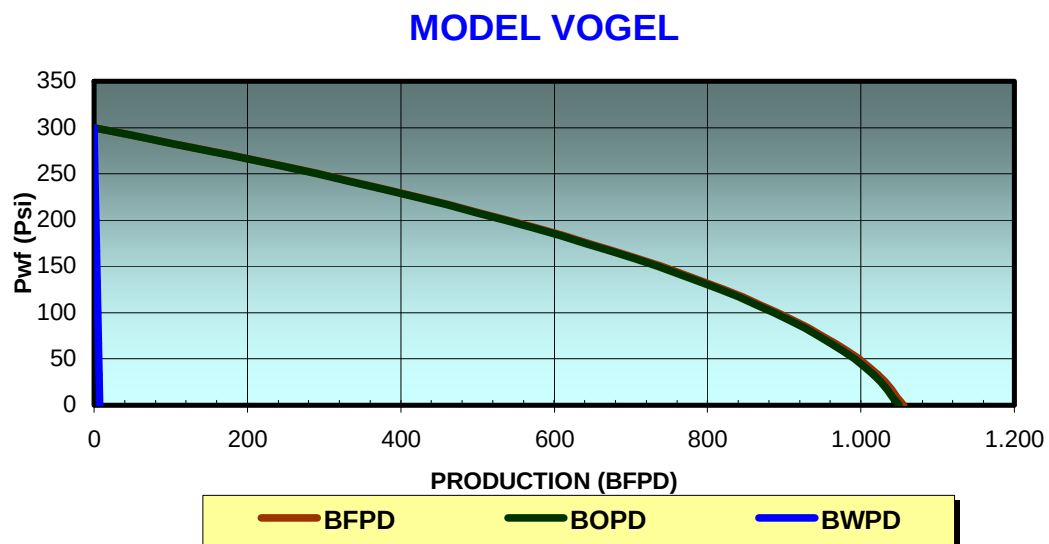
Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4 a 6,11°/100 ft, en la sección ubicada entre los 350' y los 750'. Con estos rangos de desviación el pozo es un candidato a *drive rod*, aunque inicialmente se instaló varilla convencional y luego se hizo cambio para varilla continua.

Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	931	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,60%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	925	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	5,63	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	84	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

Figura 34. Curva IPR para Guando-23



El caudal máximo en superficie calculado es de 1050 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la figura anterior.

Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	5,63
Qg (BGPD)	112,93
Qo (BOPD)	946
Qt (BFPD)	1064

El pozo podría aportar un poco más, pero el gas libre que entra a la bomba igual al 10,58% del total de líquidos, afecta el desempeño de la misma aún cuando está al límite de lo señalado por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
400TP1800	931	285	5,07	1445	76,8	1109	84%

La eficiencia del sistema está en 84%, influenciada principalmente por el desempeño de la bomba calificado en 77% según su prueba. Esta bomba tiene 160 días (Julio 26 de 2004), al pasar el tiempo se espera que el elastómero se hinche y la eficiencia de la misma mejore, optimizando el sistema.

Servicios a pozo

Durante los dos primeros meses después del completamiento del pozo, se presentaron dos *work over* causados por excesiva arena de fracturamiento, llegando a acumular 180' aprox. por encima de la bomba. El peso de esta columna provocó un aumento del torque por encima del seteo máximo del variador dando un fallo por "sobretorque". Probablemente, el pozo no alcanzó a partir varilla debido a que la protección del variador por alto torque fue reducida al 90%, lo cual ocasionó que el equipo se apagara, protegiendo finalmente el sistema.

Otros servicios a pozo se han causado por falla de varillas. Esto provocado esencialmente por la alta desviación presente en el rango que va desde los 350' a los 750'. Según la clasificación, el pozo requiere *drive rod*; y al instalar inicialmente varilla convencional se causaron problemas de partidura de la misma. Una vez se hizo el cambio a varilla continua no han existido fallos por esta razón.

Recomendaciones

La cantidad de gas que maneja el pozo en la entrada de la bomba está dentro de los parámetros y no ha causado problemas significativos, pero si se puede profundizar un poco mas se mejoraría la eficiencia, además de la sumergencia.

Otra forma de mejorar la eficiencia del sistema es aumentando el caudal de petróleo en superficie, por medio del incremento de rpm; aunque esto debe manejarse con cautela debido a que un aumento de rpm disminuye la sumergencia y la columna hidrostática, permitiendo que el gas se libere.

6.11 GUANDO-24

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3235 ft, con perforaciones que van desde los 2510' hasta los 2970'. La bomba se encuentra ubicada a 3071 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 101'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4.58 a 8,89°/100 ft, en la sección ubicada entre los 280' y los 810'. Con estos rangos de desviación el pozo requiere de varilla continua, aunque inicialmente se instaló varilla convencional.

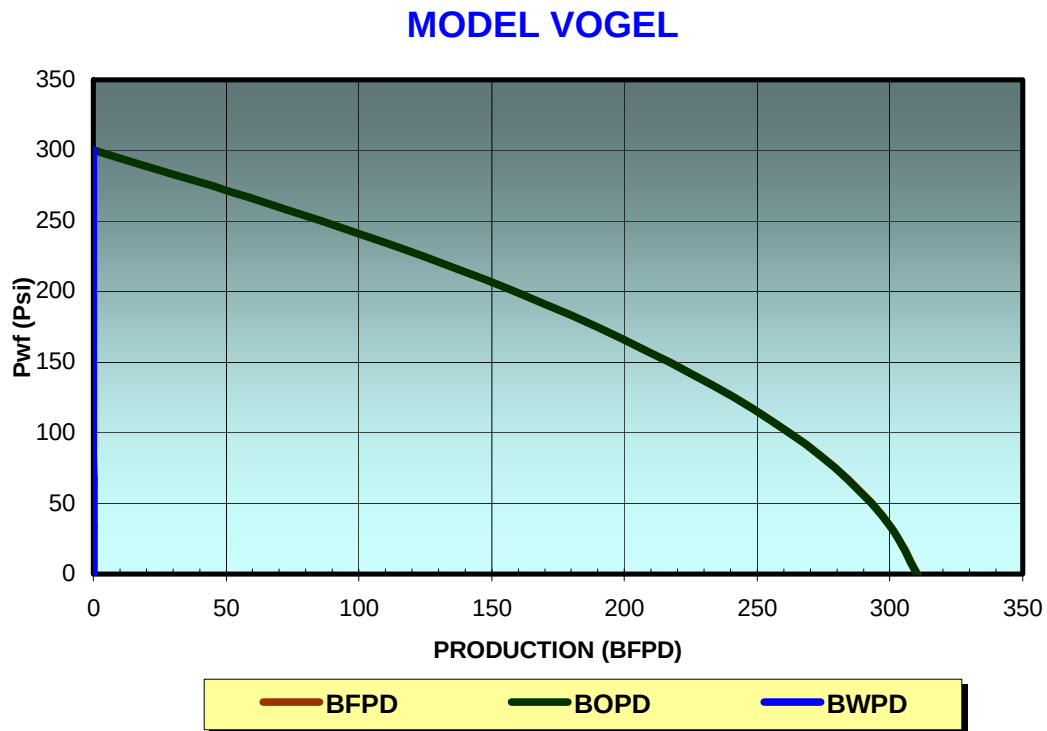
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	300	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,05%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	300	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,15	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	56	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo calculado es de 310 BPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 35. Curva IPR para Guando-24



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Q _w (BWPD)	0,15
Q _g (BGPD)	115
Q _o (BOPD)	307
Q _t (BFPD)	422

Estos datos muestran que el pozo está aportando todo su potencial, y que la producción en superficie está siendo afectada por la cantidad de gas libre que entra a la bomba.

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 27,22 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	300	200	3,77	754	52	392,1	77%

El sistema presenta una eficiencia del 77%, pero la bomba está trabajando solo al 52%. Según la curva IPR el caudal máximo del pozo es de 310 Bbls, el cual puede ser manejado por una bomba mas pequeña.

Servicios a pozo

Este pozo presentó problema de bomba pegada a los tres días de completado; esto básicamente por arena de fracturamiento.

También tuvo inconvenientes con la utilización de la varilla convencional, y se presentaron tres servicios a pozo por varilla partida, esto causado principalmente por la desviación tan alta que se tiene en un segmento del pozo, en donde se encuentra un máximo *dog leg* de 8,89°/100'. Después del cambio a varilla continua no se han presentado problemas de este tipo.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta el aporte del pozo se recomienda hacer un rediseño después de presentada alguna falla, ya que desde el punto de vista económico no es conveniente realizar un servicio a pozo para cambiar la

bomba. El pozo está aportando todo su caudal, por lo que al hacer el cambio de equipo no se presentaría ningún aumento en la producción que pudiera pagar el servicio.

El caudal que tiene este pozo puede ser producido por una bomba mas pequeña y económica como una 200TP1800 trabajando a 200 rpm, la cual tiene un caudal teórico real igual a 303 Bbls:

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
200TP1800	155	2,44	378,2	80	303

La bomba está manejando 27% de gas a la entrada aún cuando tiene separador de gas y la profundización hecha es de 100 ft. Es de tener en cuenta que el fabricante recomienda una entrada de gas máxima del 10% para un óptimo desempeño de la bomba.

6.12 GUANDO-26

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 2835 ft, con perforaciones que van desde los 2190' hasta los 2570'. La bomba se encuentra ubicada a 2536 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 34'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,01 a 5,85°/100 ft, en la sección ubicada entre los 320' y los 628'. Con estos rangos de desviación el

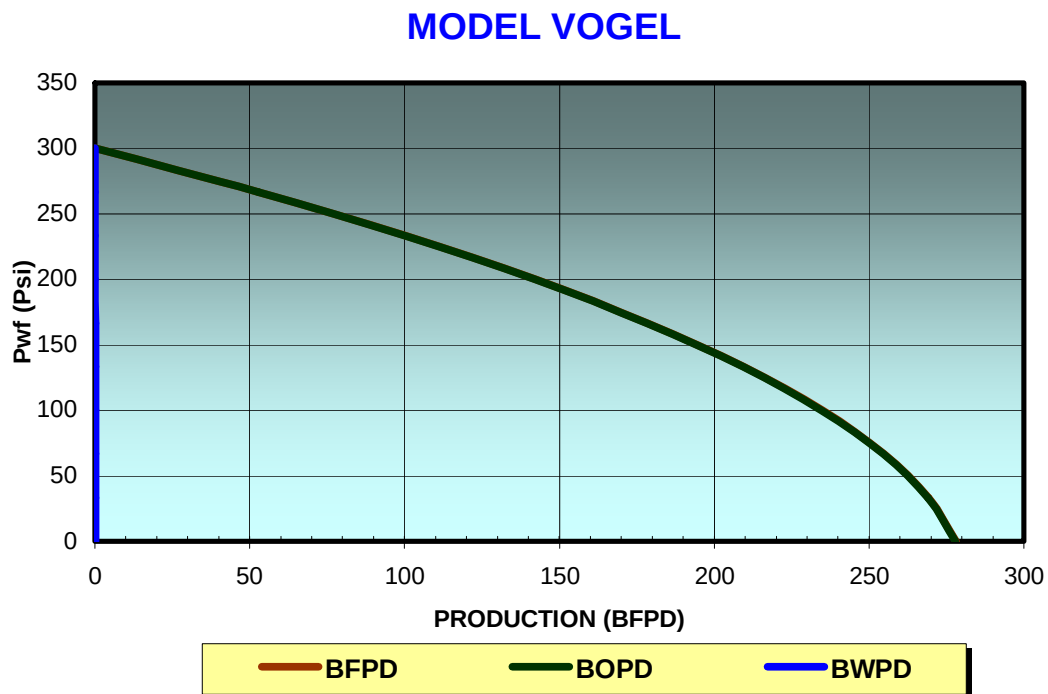
pozo requiere de *drive rod*, aunque inicialmente se instaló varilla convencional.

Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	274	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,10%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	274	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,28	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	17	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

Figura 36. Curva IPR para Guando-26



El caudal máximo en superficie calculado es de 278 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la figura anterior.

Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,28
Qg (BGPD)	105
Qo (BOPD)	280
Qt (BFPD)	386

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 27,24 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
200TP1800	274	125	2,44	305	91,3	278	99%

La eficiencia que presenta la bomba causa el buen desempeño del sistema. Esto a pesar de las condiciones críticas bajo las cuales trabaja la misma, tales como la baja sumergencia de 10 ft y 17 psi, y el porcentaje elevado de gas que maneja.

Servicios a pozo

Este pozo ha presentado seis servicios, el primero de ellos al día siguiente de la instalación inicial por bomba pegada causada básicamente por arenamiento; 94 días después se realizó la profundización y cambio de bomba por una nueva.

Los dos servicios siguientes fueron por problemas de partidura de varillas debido a que la desviación que presenta el pozo clasifica para la utilización de *drive rod*, y hasta ese momento se tenía instalada varilla convencional. A raíz estos problemas se realiza el cambio a varilla continua en el siguiente *work over*.

El último servicio a pozo realizado fue un rediseño del sistema, cambiando una bomba 300TP1800 por una 200TP1800. Esto debido a que la eficiencia que presentaba era del 60%, y la producción tenía un flujo intermitente con mucha presencia de gas en superficie.

Recomendaciones

La bomba está trabajando a 125 rpm con un nivel de sumergencia de tan solo 10 ft, lo cual inevitablemente va a afectar el funcionamiento de la misma, el aumento de gas en la entrada de la bomba y por consiguiente el desempeño del sistema.

El fabricante recomienda trabajar las bombas con una sumergencia mínima de 100 psi o 250 ft para garantizar su óptimo desempeño. Para esto se propone disminuir la velocidad de la misma y hacerle seguimiento a la sumergencia y a la producción.

El caudal que se está produciendo es el aporte máximo del pozo, el cual podría ser bombeado por un equipo más pequeño como una 100TP1800 con 250 rpm.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	250	1,36	340	80	272

No es recomendable realizar un servicio a pozo para cambiar la bomba debido a que el costo de la inversión sería muy alto. Sin embargo se sugiere instalar esta bomba en el primer *work over* que se presente para ahorrar dinero en costo de equipo, ya que la instalación de una 100TP1800 en vez de una de igual tamaño a la actual significa un ahorro entre U\$ 1770 y U\$ 3274, dependiendo de el tiempo de vida útil que lleve la bomba en el momento del *pulling*.

Teniendo en cuenta el porcentaje de gas que entra a la bomba y los problemas que este puede causar en el elastómero, eficiencia y vida útil de la misma, se recomienda hacer una inversión de U\$ 4500 en un separador para garantizar una mayor lubricación y menores esfuerzos.

6.13 GUANDO-27

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3081 ft, con perforaciones que van desde los 1715' hasta los 2610'. La bomba se encuentra ubicada a 2774 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 164'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,15 a 6,15°/100 ft, en la sección ubicada entre los 218' y los 959'. El tipo de varilla instalada es convencional, aunque con estos rangos de desviación el pozo requiere de *drive rod*.

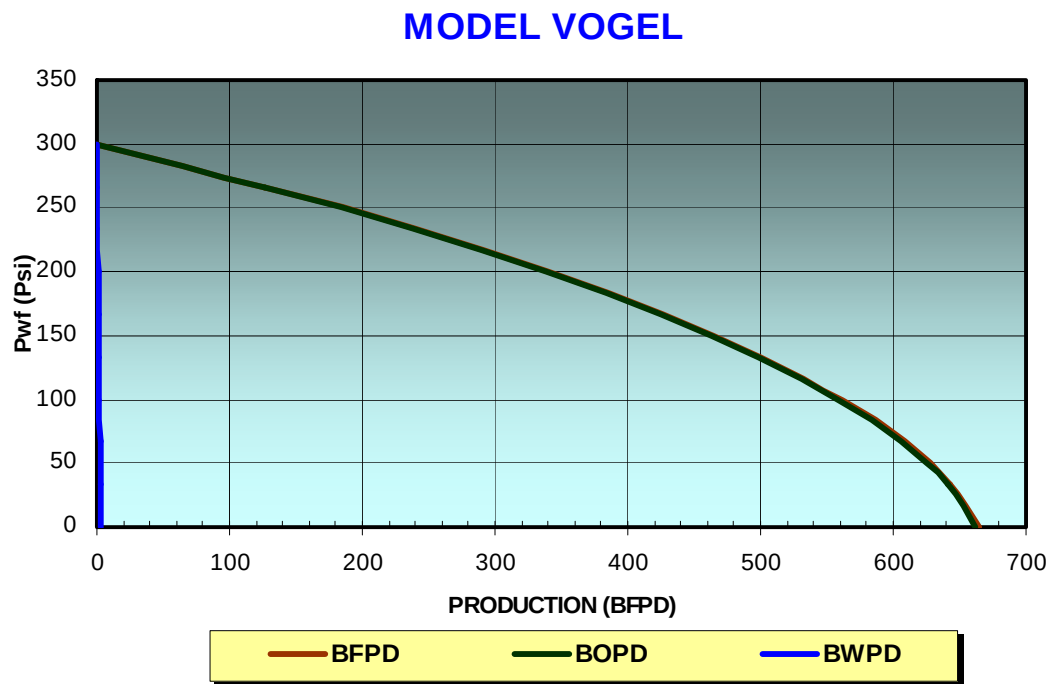
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	636	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,40%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	633	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	2,57	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	42	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 662 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 37. Curva IPR para Guando-27



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	2,57
Qg (BGPB)	168
Qo (BOPD)	647
Qt (BFPD)	818

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 21 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
400TP1800	636	160	5,07	811	95,6	775	82%

La eficiencia del sistema está siendo afectada por el gas que entra a la bomba, el cual es igual al 21% del total de líquidos que entran al equipo en fondo.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado problemas, desde su completamiento solo se ha realizado un servicio para profundizar la bomba.

La utilización de varilla continua ha dado buenos resultados, a pesar de que la desviación del pozo sugiere la instalación de *drive rod*.

Recomendaciones

La bomba 400TP1800 que está instalada actualmente ya ha sobrepasado su vida media con mas de 500 días corriendo en este pozo. Se sugiere dejar funcionando esta bomba hasta que presente alguna falla para realizar un rediseño, ya que el caudal que aporta puede ser bombeado por un equipo mas económico como una 300TP1800 trabajando a 220 rpm. Esta tiene un caudal teórico ideal de 664 BPD, y si esta cuenta con una buena eficiencia se puede lograr la producción máxima según curva IPR. Además instalar un equipo mas pequeño en vez de una bomba igual a la actual genera un ahorro

de dinero de U\$ 4611, ya que el costo de una bomba 400TP1800 es de U\$ 19451 y el de una 300TP1800 es de U\$ 14840.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
300TP1800	220	3,77	829,4	80	664

Después de realizado el cambio de equipo se recomienda hacerle seguimiento a la producción para determinar la velocidad óptima de la bomba.

La bomba está manejando un porcentaje de gas en su entrada mayor al sugerido, por lo que se recomienda mantener una columna hidrostática de 100 psi o 250 ft para evitar la liberación del gas en solución.

6.14 GUANDO-30

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3475 ft, con perforaciones que van desde los 2530' hasta los 2970'. La bomba se encuentra ubicada a 3015 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 45'.

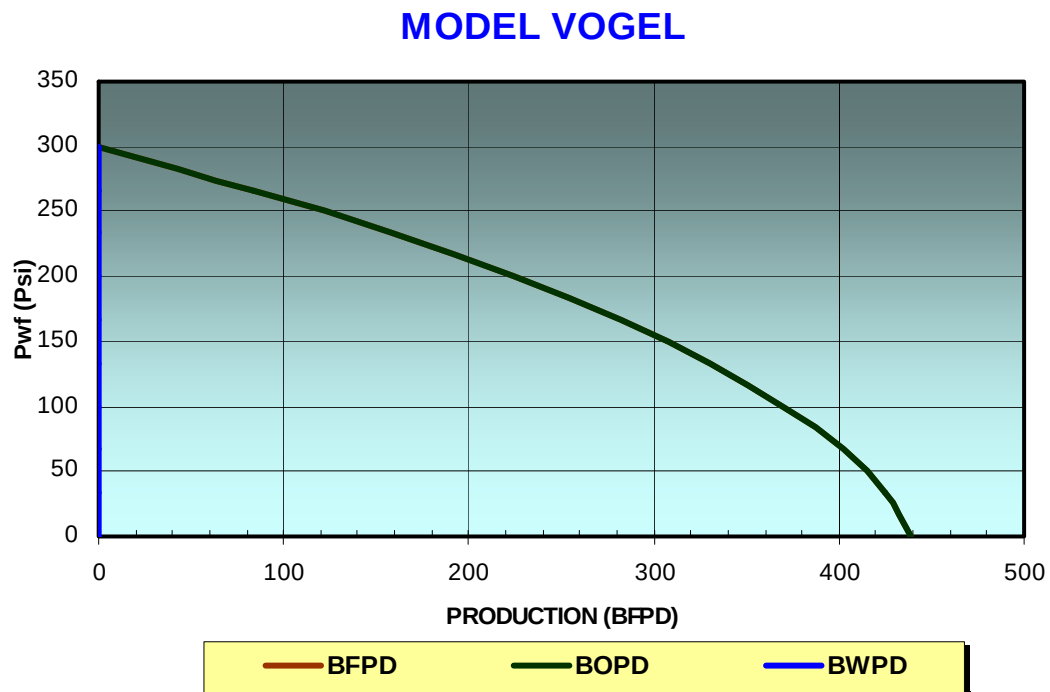
Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,2 a 5,94°/100 ft, en la sección ubicada entre los 352' y los 692'. Esta desviación indica que el tipo de varilla óptimo a utilizar debe ser *drive rod*, sin embargo inicialmente se instaló varilla convencional y después se hizo cambio a *corod*.

Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	428	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,05%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	428	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,22	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	27	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

Figura 38. Curva IPR para Guando-30



El caudal máximo en superficie calculado es de 439 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la figura anterior.

Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

RGA	640
Qw (BWPD)	0,22
Qg (BGPD)	470
Qo (BOPD)	438
Qt (BFPD)	908

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 51 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada. Este porcentaje tan elevado disminuye la capacidad volumétrica disponible para el aceite, ya que el espacio es ocupado por el gas, haciendo que la eficiencia del equipo disminuya.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/R PM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	428	230	3,77	867	64,2	557	77%

La cantidad de gas que maneja la bomba en su entrada es demasiado grande, lo cual inevitablemente afecta el desempeño de esta y por consiguiente del sistema.

Servicios a pozo

En este pozo se han realizado siete intervenciones causadas por problemas de bomba, de varilla y por profundización.

El primer servicio a pozo fue producido por partidura de la varilla No. 16 ubicada dentro del rango de mayor desviación; esta falla ocasionó también que la bomba se pegara. Luego se presentaron dos problemas mas de bomba causados por arenamiento, el primero de estos 6 días después del completamiento inicial, y el segundo a los 7 días siguientes.

Se realizó la profundización de la bomba 4 meses después de la instalación inicial para aumentar la columna hidrostática y evitar problemas con el gas, pero el arenamiento causado después de este servicio causó falla por bomba pegada.

Finalmente y antes de hacer el cambio de varilla convencional a continua, se presentaron dos fallas por varilla partida.

Recomendaciones

La bomba está manejando un porcentaje de gas demasiado alto (51%), sobrepasado el límite recomendado por el fabricante de 10% máximo en el *intake*.

La presencia de gas causa una aparente disminución de la eficiencia volumétrica debido a que ocupa parte del volumen de las cavidades y adicional a esto genera menor lubricación, mayores esfuerzos y ocasiona daños en el elastómero que afectan tanto la eficiencia como la vida útil de estos equipos. Debido al alto porcentaje que se está manejando actualmente

se recomienda urgentemente instalar un separador de gas en fondo que implica una inversión de U\$ 4500.

El tiempo de vida útil que tiene la bomba está por encima de los 500 días, por lo que se sugiere esperar a que el equipo falle para hacer la instalación del separador de gas y de una bomba mas pequeña con una mejor eficiencia que pueda producir el caudal que aporte el pozo.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
200TP1800	225	2,44	549	80	439

Cuando el gas entra a la bomba en cantidades semejantes a las de este caso (51%), obstruye la circulación normal de aceite causando una pequeña disminución de producción. Al ser instalado un separador de gas en conjunto con una bomba de mejor eficiencia, se puede esperar un aumento de caudal en la superficie con lo cual se podrían cubrir los gastos generados por la instalación del separador, ya que los demás son inevitables al presentarse una falla en el equipo.

Desde el punto de vista económico, la instalación de una bomba mas pequeña genera menos inversión. Un equipo semejante al actual tiene un costo de U\$ 14840, mientras que el sugerido vale U\$ 12616 significando un ahorro de U\$ 2224.

6.15 GUANDO-32

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3675 ft, con perforaciones que van desde los 2650' hasta los 3315'. La bomba se encuentra ubicada a 3391 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 76'.

Este es un pozo con valores de *dog leg* bajos, a excepción de un par de puntos que tienen una desviación de 5,36 y 5,86. El tipo de varilla instalado es convencional mostrando buenos resultados.

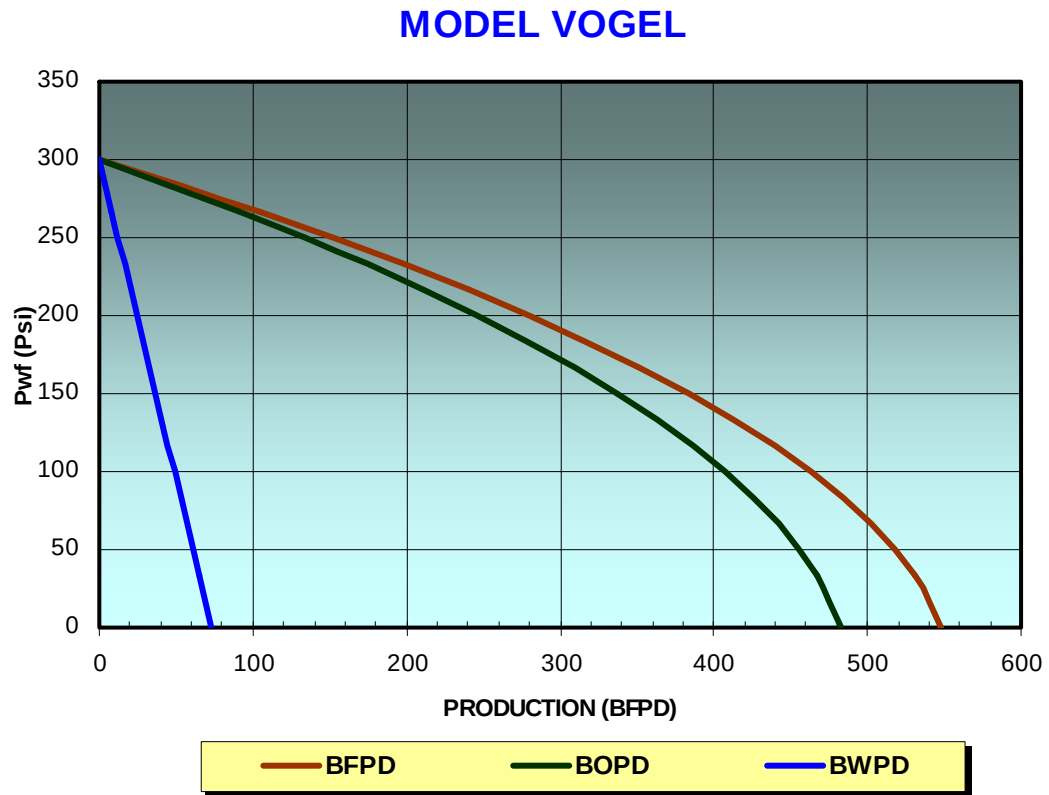
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	523	BFPD
% CORTE DE AGUA	12%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	460	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	62,72	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	44	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 482 BOPD y 66 BWPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 39. Curva IPR para Guando-32



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	62,72
Qg (BGPD)	82
Qo (BOPD)	470
Qt (BFPD)	614

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 13 %, estando casi al límite de lo recomendado por el fabricante que indica que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	523	280	3,77	1055	62	654	80%

La eficiencia de la bomba que se utilizó para realizar el cálculo es la registrada en la prueba hecha antes de su instalación inicial, por consiguiente en la actualidad esta eficiencia debe ser mas alta debido al hinchamiento del elastómero.

Servicios a pozo

Este pozo no ha presentado fallas de ningún tipo. El único servicio a pozo realizado fue una parada programada para profundizar la bomba.

No se ha hecho cambio de bomba, teniendo esta un *run life* mayor de 500 días.

Recomendaciones

La sumergencia que está manejando el pozo es baja, se recomienda bajar la velocidad de la bomba o profundizar mas para aumentar la columna hidrostática y evitar que el equipo trabaje en vacío. Se sugiere mantener una

sumergencia de 100 psi o 250 ft para garantizar un óptimo desempeño del sistema.

La bomba instalada tiene mas de 500 días corriendo en el mismo pozo y probablemente se presente alguna falla que genere un *work over*, caso en el que se recomienda colocar un bomba de la misma capacidad ya que el corte de agua tiende a aumentar debido a la inyección que se presenta en el campo.

6.16 GUANDO-33

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3475 ft, con perforaciones que van desde los 2480' hasta los 3150'. La bomba se encuentra ubicada a 3160 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 10'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,13 a 7,07°/100 ft, en la sección ubicada entre los 340' y los 855'. Con estos rangos de desviación el pozo requiere de varilla continua, aunque inicialmente se instaló *drive rod*.

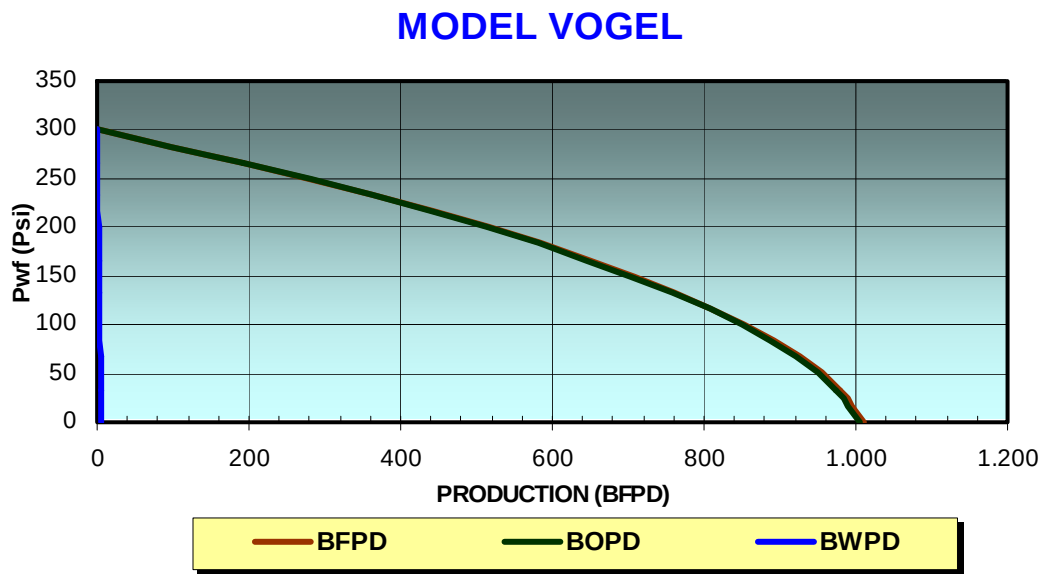
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Darcy. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	899	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,45%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	895	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	4,08	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	80	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 1010 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 40. Curva IPR para Guando-33



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	4,08
Qg (BGPD)	283
Qo (BOPD)	916
Qt (BFPD)	1203

El fabricante recomienda un máximo del 10% de gas a la entrada de la bomba para obtener un buen desempeño de la misma. Este pozo maneja un 23,56% de gas, estando fuera de los parámetros recomendados.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	899	300	3,77	1131	82	927	97%

El sistema tiene una eficiencia muy buena igual al 97% probablemente afectada por la entrada de gas que se presenta en el *intake*.

Servicios a pozo

Este pozo desde su completamiento inicial ha tenido *drive rod* instalada, a diferencia de los otros que siempre empiezan con varilla convencional.

El primer servicio se realizó para profundizar la bomba, pero 3 días mas tarde esta se pegó y se tubo que hacer otro *work over* por bomba pegada a causa de la arena.

Se presentó un problema de partidura de varilla causado por la desviación tan alta que se presenta en el pozo, el cual debería tener varilla continua instalada.

Recomendaciones

Se sugiere instalar una bomba mas grande, ya que según la curva IPR el pozo está en capacidad de aportar mas fluido. Otra opción es aumentarle la velocidad a la bomba actual, aunque esto no es muy recomendable ya que se podría producir un arrastre de arena que causaría una pega.

Al realizar el servicio a pozo se recomienda instalar una bomba 400TP1800 para obtener un caudal aproximado de 930 bls. Adicionalmente se sugiere colocar un separador de gas en fondo para prevenir futuros daños del elastómero y así alargar la vida útil de la bomba.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
400TP1800	230	5,07	1166,1	80	933

Al realizar un *workover* se incurren en una serie de gastos tales como: el costo del equipo y personal durante tres días (U\$ 24000), la pérdida de producción causada durante el mismo tiempo (U\$ 80900), el valor del separador de gas (U\$ 4500) y de la bomba nueva (U\$ 19450).

Estas inversiones hechas se recuperan en un tiempo aproximado de cuatro meses, mediante el aumento en producción de aproximadamente 30 BPD y el costo del equipo viejo, el cual tiene una vida útil de 155 días el 29 de Julio de 2004 con un costo actual de U\$ 9090 debido a la devaluación.

6.17 GUANDO-34

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3526 ft, con perforaciones que van desde los 2190' hasta los 3088'. La bomba se encuentra ubicada a 3220 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 132'.

Presenta valores de *dog leg* elevados, con un máximo de de 7,21°/100 ft, clasificando para la instalación de varilla continua.

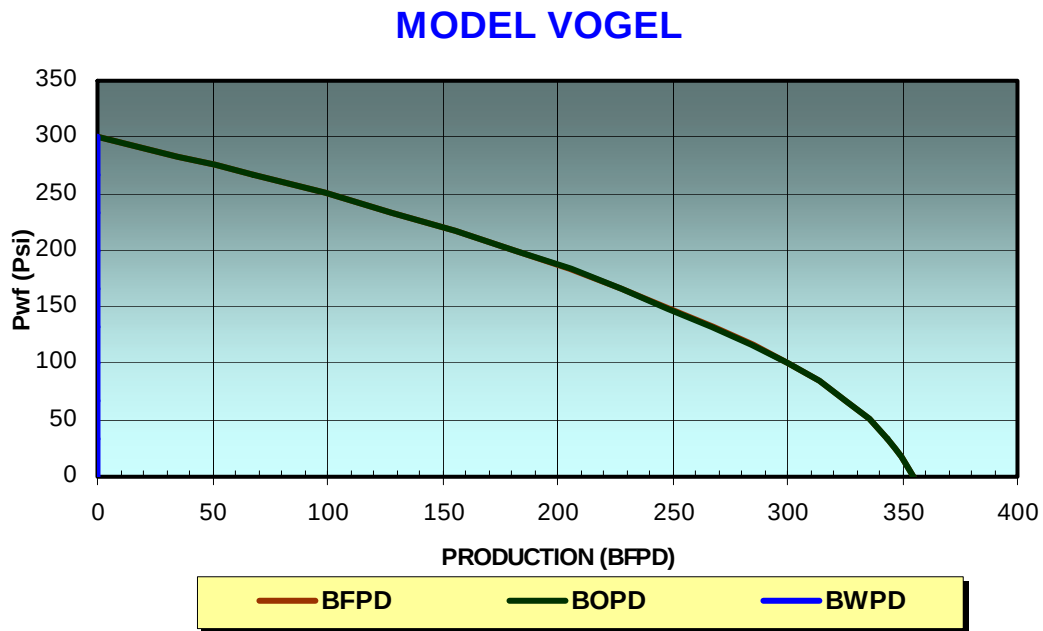
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	330	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,05%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	330	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,17	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	59	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 355 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 41. Curva IPR para Guando-34



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,17
Qg (BGPD)	136
Qo (BOPD)	337
Qt (BFPD)	473

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 27 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	330	175	3,77	660	83,5	551	60%

La eficiencia del sistema es baja probablemente por daño en el elastómero debido al tiempo que tiene funcionando la bomba y a la cantidad de gas que maneja.

Servicios a pozo

En este pozo se han realizado cinco servicios, siendo el primero de estos la profundización de la bomba tres meses después del completamiento inicial. Los otros *work over* fueron causados por problemas de varillas, en una ocasión se partió la No. 5 y en dos oportunidades la No. 12 en donde empieza la desviación del pozo.

Después de realizado el cambio a varilla continua no se han vuelto a presentar problemas de este tipo.

Recomendaciones

El nivel de fluido que ha mantenido el pozo es muy bajo, probablemente porque no se ha realizado ningún *pulling* de la bomba desde el 6 de julio de 2003 cuando fue profundizada, esto hace pensar que existe gran cantidad de arena en fondo y es probable que los perforados se estén taponando. Se sugiere hacer un lavado con el fin de limpiar esa arena, lo cual podría mejorar la producción del pozo.

Después de realizar el lavado y si la producción no mejora, se recomienda esperar una falla del equipo para hacer un rediseño de la bomba e instalar una 200TP1800 funcionando a una velocidad de 180 rpm y con una eficiencia del 80%, la cual sería capaz de producir el caudal máximo según curva IPR.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
200TP1800	180	2,44	439,2	80	351

Un equipo igual al actual tiene un costo de U\$ 14840, mientras que el valor de la bomba sugerida es de U\$ 12616, significando esto un ahorro de U\$ 2224.

6.18 GUANDO-36

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 2835 ft, con perforaciones que van desde los 2540' hasta los 3040'. La bomba se encuentra ubicada a 3070 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 30'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 2,89 a 7,74°/100 ft, en la sección ubicada entre los 279' y los 959'. Inicialmente se instaló varilla convencional, pero estos rangos de desviación requieren de varilla continua para evitar problemas de partidura o desconexión de estas.

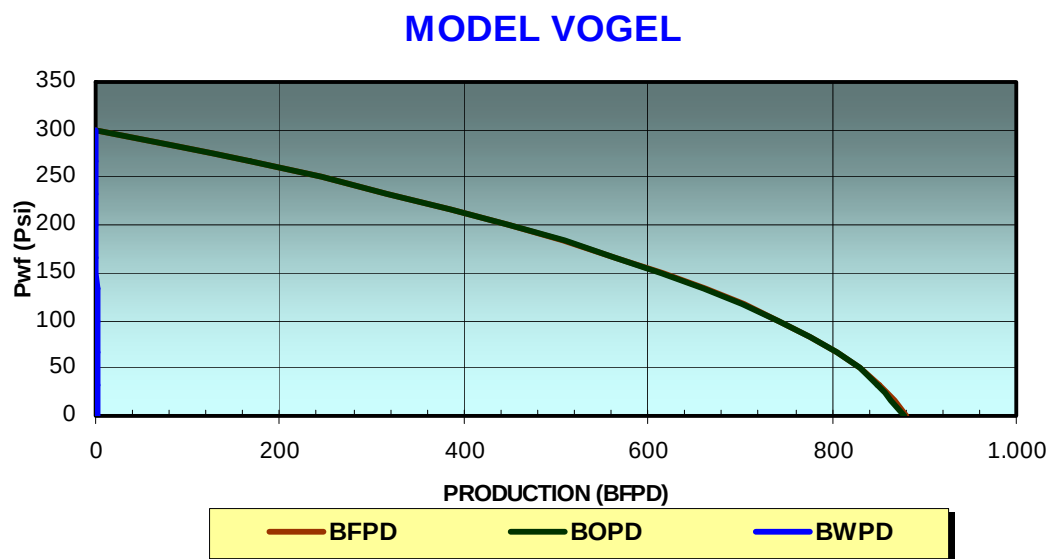
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	844	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,20%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	842	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	1,71	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	40	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 878 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 42. Curva IPR para Guando-36



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	1,71
Qg (BGPD)	466
Qo (BOPD)	861
Qt (BFPD)	1329

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 35 %, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
400TP1350	844	265	5,07	1344	80	1074	78%

La eficiencia del sistema es afectada por dos factores: el gas que entra a la bomba, el cual le disminuye la capacidad volumétrica dispuesta para el aceite; y el poco tiempo de vida útil que tiene funcionando que no ha permitido el hinchamiento del elastómero para aumentar la interferencia.

Servicios a pozo

En este pozo se han realizado siete servicios, siendo el primero de estos la profundización de la bomba dos meses después del completamiento inicial. Los otros *work over* fueron causados por problemas de varillas y de bomba

pegada. Se presentaron fallas en las varillas No. 12, 13 y 90 en donde existen valores altos de desviación que sugieren la utilización de varilla continua. Después de realizado el cambio de varilla convencional a *corod* no se han vuelto a presentar problemas de este tipo.

Recomendaciones

Se recomienda instalar un separador de gas en fondo debido a que el alto porcentaje que se maneja en la entrada de la bomba dificulta la circulación de aceite, impidiendo que el pozo aporte todo su caudal.

Según la curva de IPR el pozo está en capacidad de aportar hasta 860 BPD asegurando sumergencia, por lo que se recomienda dejar la misma bomba pero instalando el separador en fondo.

Con este *workover* se incurren en una serie de gastos tales como: el costo del equipo y personal durante dos días (U\$ 16000), la pérdida de producción causada durante el mismo tiempo (U\$ 50000) y el valor del separador de gas (U\$ 4500). Costos que se podrían recuperar en un tiempo aproximado de cuatro meses, mediante el aumento en producción de aproximadamente 15 BPD gracias a la instalación de estos equipos.

6.19 GUANDO-39

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3727 ft, con perforaciones que van desde los 2430' hasta los 3160'. La bomba se encuentra ubicada a 3422 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 262'.

Presenta altos valores de *dog leg* que van desde 4,08 a 7,67°/100 ft, en la sección ubicada entre los 341' y los 891'. Este pozo requiere de varilla continua, a pesar de esto inicialmente se instaló varilla convencional y luego *drive rod*.

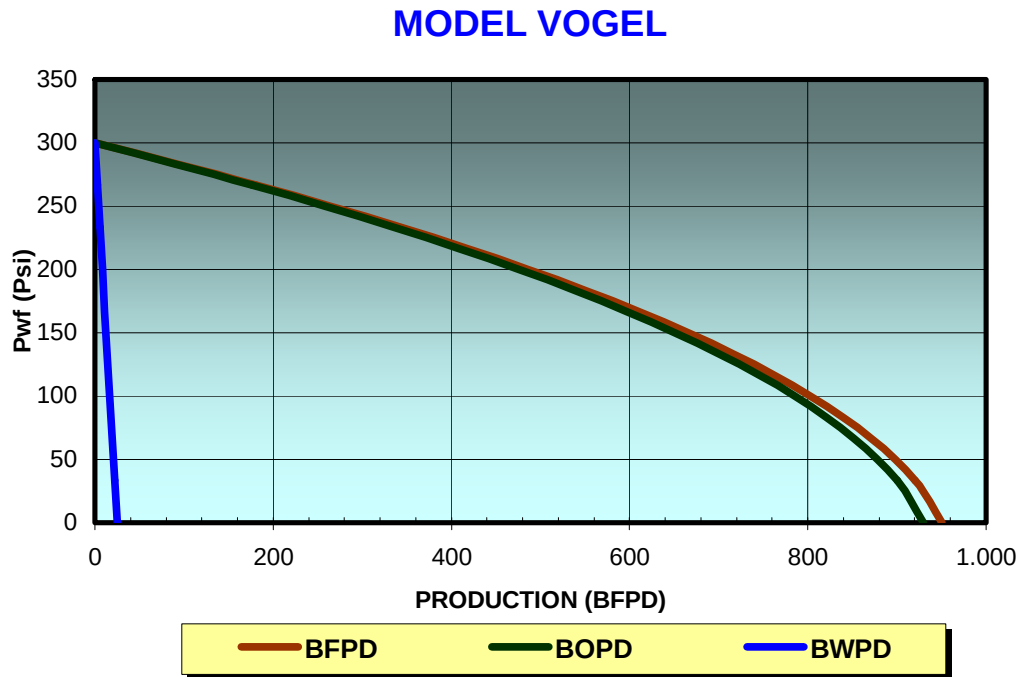
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	865	BFPD
% CORTE DE AGUA	2,20%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	846	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	19	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	70	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 951 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 43. Curva IPR para Guando-39



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	19
Qg (BGPD)	58
Qo (BOPD)	865
Qt (BFPD)	942

El porcentaje de gas que entra a la bomba es igual a 6 %, estando dentro de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que la bomba debe manejar máximo el 10% de gas en la entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
400TP1800	865	225	5,07	1141	77	878	98%

La eficiencia del sistema es alta puesto que está cumpliendo con los parámetros recomendados por el fabricante en cuanto al porcentaje de gas máximo en la entrada de la bomba. Adicional a esto, el *run life* que tiene la misma es de mas de 300 días, lo que significa que el fenómeno de hinchamiento ya se presentó en el elastómero mejorando la interferencia y por consiguiente la eficiencia de la bomba.

Servicios a pozo

En este pozo se han presentado tres *work over* por bomba pegada causados por el lavado de arena de fracturamiento. El primer servicio se originó siete días después del completamiento inicial, el segundo veinte días mas tarde, y luego de 37 días de la profundización se realizó el último.

A pesar de los altos valores de desviación que tiene el pozo no se han presentado problemas por falla de varillas, sin embargo se realizó el cambio de varilla convencional a *drive rod*.

Recomendaciones

El desempeño del sistema es excelente, aunque está trabajando con baja sumergencia lo que podría perjudicar la eficiencia de la bomba. Se

recomienda mantener una columna hidrostática de 250 ft ó 100 psi para garantizar el buen funcionamiento de la bomba.

6.20 GUANDO-50

Geometría y configuración mecánica del pozo:

El pozo tiene una profundidad total de 3580 ft, con perforaciones que van desde los 2765' hasta los 3220'. La bomba se encuentra ubicada a 3238 ft de profundidad, lo que significa que está profundizada 18'.

El pozo tiene una gran desviación en la sección que va desde 248' a 892', presentado valores de *dog leg* de 4,42 a 7,87°/100 ft. Teniendo en cuenta estas cifras es recomendable instalar varilla continua para evitar problemas de varillas, sin embargo este pozo tiene varilla convencional.

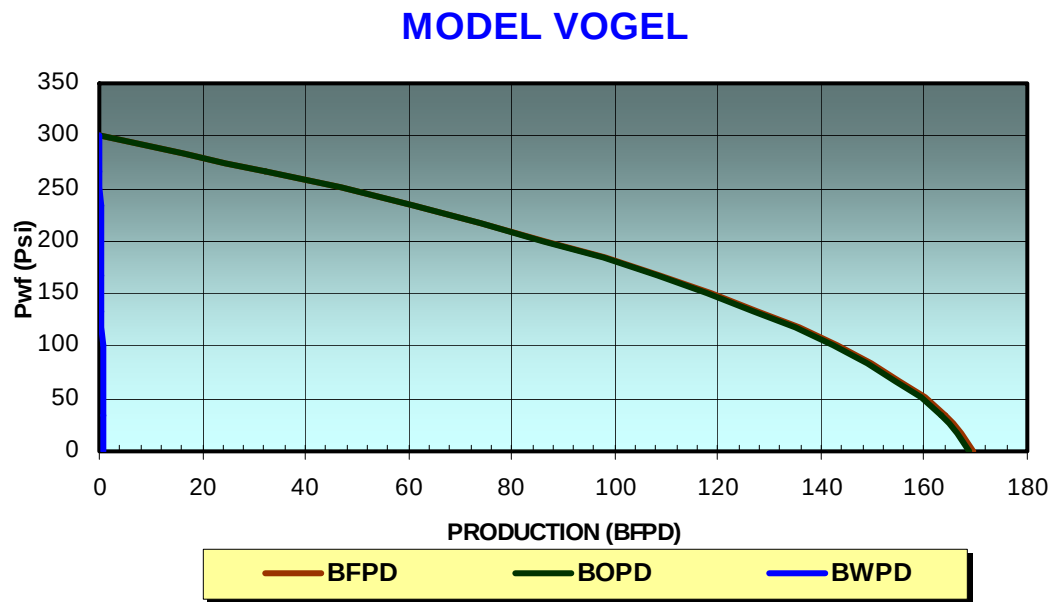
Comportamiento del Influjo

El cálculo del Índice de productividad se realizó con el método de Vogel, utilizado para yacimientos saturados. Las condiciones del pozo son las siguientes:

PRODUCCION	162	BFPD
% CORTE DE AGUA	0,5%	Fracción
PRODUCCION DE ACEITE	161	BOPD
PRODUCCION DE AGUA	0,81	BWPD
PRESIÓN DE YACIMIENTO	300	PSI
PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO	43	PSI
PRESIÓN DE BURBUJA	110	PSI

El caudal máximo en superficie calculado es de 169 BOPD para una presión de fondo fluyendo igual a cero, como lo muestra la siguiente figura:

Figura 44. Curva IPR para Guando-50



Cálculo de la tasa total de fluidos a la entrada a la bomba

Se realiza el cálculo, por medio de las ecuaciones mostradas en la sección 4.3.2. y arroja los siguientes resultados para este pozo:

Qw (BWPD)	0,81
Qg (BOPD)	140
Qo (BOPD)	165
Qt (BFPD)	305

La bomba está manejando un porcentaje de gas en su entrada de 45%, estando fuera de los parámetros recomendados por el fabricante que indican que esta debe manejar máximo el 10% de gas en su entrada.

Cálculo de la eficiencia del sistema

BOMBA	CAUDAL REAL	RPM	BPD/ RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	% EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL	% EF. SIST.
300TP1800	162	135	3,77	509	40	205	79%

La eficiencia del sistema es baja debido a que la bomba está sobrediseñada. Adicional a esto el aporte de gas que maneja el pozo es muy alto y esto indudablemente afecta el desempeño tanto de la bomba como del sistema.

Servicios a pozo

A pesar de los altos valores de desviación en el pozo y de la utilización de varilla convencional y no continua, no se han presentado problemas de varillas.

Los servicios que se han originado han sido causados por la cantidad de arena que maneja el pozo. Se han presentado dos *work over* por bomba pegada, cinco días después del completamiento inicial y 18 días después de la profundización.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta el aporte del pozo y la capacidad de la bomba, se sugiere hacer un rediseño y colocar un equipo más pequeño que pueda producir la misma cantidad de fluido.

Se recomienda hacer este cambio solo al presentarse una falla en el sistema, ya que hacer un servicio a pozo con este objetivo es una inversión muy alta que se tardaría mucho en recuperar.

La bomba sugerida para extraer un caudal de 164 BPD es una 100TP1800 a 150 rpm, con una eficiencia en la prueba de mínimo 80%.

BOMBA	RPM	BPD/RPM	CAUDAL TEORICO IDEAL	EF. PRUEBA BOMBA	CAUDAL TEORICO REAL
100TP1800	150	1,36	204	80	164

Otro factor que está afectando la eficiencia de la bomba es la cantidad de gas que maneja en su entrada, para lo cual se recomienda colocar un separador de gas en fondo que disminuya ese porcentaje de 45%.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Este proyecto fue realizado con el fin de observar el desempeño de las bombas de cavidades progresivas en el Campo Guando ubicado en Melgar – Tolima. Este estudio arrojó como resultado las siguientes recomendaciones:

- Debido a que cada pozo se comporta de manera dinámica no siempre va a requerir el mismo tipo de bomba. Es importante hacer un seguimiento de su comportamiento por medio de las curvas IPR para conocer el tipo de bomba que necesita el pozo a medida que avanza el tiempo.
- Un factor significativo que afecta el desempeño de las bombas, es el porcentaje de gas libre que maneja en su entrada; ya que este disminuye la capacidad volumétrica destinada para el aceite. El gas se puede controlar de diferentes maneras: Profundizando la bomba o disminuyendo la velocidad de la misma para aumentar la columna hidrostática, o colocando un separador de gas en fondo.
- El porcentaje de gas máximo recomendado por el fabricante es de 10%, para garantizar el buen desempeño de las bombas.
- Es importante que la columna hidrostática manejada en los pozos del Campo – Guando sea mínimo de 100 psi ó 250 ft. Esto para garantizar que la bomba no trabaje en vacío y para evitar la liberación del gas.

- En cuanto al desempeño de las varillas, se recomienda seguir el cuadro presentado en este trabajo en donde se especifica el tipo de varilla óptimo a utilizar dependiendo de los valores de dog leg que presente el pozo.
- Debido a que la mayoría de pozos tienen una presión de entrada a la bomba menor que la presión de burbuja se presenta mucha liberación de gas en la entrada del equipo, lo cual perjudica el elastómero y reduce la capacidad volumétrica destinada para la circulación de aceite, disminuyéndose de esta forma la eficiencia del sistema.
- Existen muchos pozos con bombas que ya han sobrepasado su vida media, en estos casos es recomendable esperar a que el sistema falle para realizar los cambios convenientes, a menos que según la curva de IPR el pozo pueda aportar mas caudal.

8. BIBLIOGRAFIA

1. CIULLA, FRANCESCO. Principios Fundamentales para Diseño de Sistemas con Bombas de Cavidad Progresiva.
2. PAEZ, C.R.: Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas, ECOPETROL Distrito de Producción el Centro, Abril 1991.
3. PENLINE.: Sistema de Levantamiento Artificial por Cavidades Progresivas, Bogotá Colombia.
4. Carta Petrolera. PETROLEO EN GUANDO. EL DESCUBRIMIENTO DE LA DECADA. Ecopetrol, Julio-Agosto 2000. Paginas 6-11.
5. www.kudupump.com
6. www.albertaoiltool.com
7. http://www.pue.udlap.mx/~tesis/mip/carreon_s_r/capitulo4.pdf
8. <http://www.unav.es/cti/manuales/access97/indice.html>