

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“APLICACION DE LA BOMBA HIDRAULICA JET PARA
LIMPIEZA DEL FONDO DE POZO Y PERFORACIONES”**

**TESIS PRESENTADA PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

JAVIER FELIPE DIAZ RAMIREZ

LIMA-PERU

2003

CONTENIDO GENERAL

TEMARIO

PREFACIO

INTRODUCCION

1. GENERALIDADES

- 1.1 OBJETIVOS DEL ESTUDIO
- 1.2 UBICACION GEOGRAFICA
- 1.3 METODOLOGIA DE TRABAJO

2. AREAS DE ESTUDIO

- 2.1 INTRODUCCION
- 2.2 YACIMIENTO CORRIENTES
 - 2.2.1 FORMACION CETICO
 - 2.2.1.1 Reservoirio Cetico
 - a) Roca Sello
 - b) Contactos y distribución de fluidos
 - c) Propiedades de la Roca Reservoirio Cetico

- 2.2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

2.3 YACIMIENTO DORISSA

- 2.3.1 FORMACION CHONTA
 - 2.3.1.1 Contacto de Fluidos

- 2.3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

3. METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

- 3.1 DEFINICION DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

3.2 VENTAJAS COMPARATIVAS

- 3.2.1 Bombeo Mecánico
- 3.2.2 Bombeo Hidráulico tipo Pistón
- 3.2.3 Bombeo Electrosumergible (ESP)
- 3.2.4 Bombeo Neumático (Gas Lift)
- 3.2.5 Bombeo Hidráulico tipo Jet
- 3.2.6 Levantamiento por gas con pistón (Plunger Lift)
- 3.2.7 Bombas de Cavidad Progresiva

3.3 DESVENTAJAS COMPARATIVAS

- 3.3.1 Bombeo Mecánico
- 3.3.2 Bombeo Hidráulico tipo Pistón
- 3.3.3 Bombeo Electro sumergible (ESP)
- 3.3.4 Levantamiento por gas (Gas Lift)
- 3.3.5 Bombeo Hidráulico tipo Jet
- 3.3.6 Levantamiento por gas con pistón (Plunger Lift)
- 3.3.7 Bombas de Cavidad Progresiva

3.4 APLICACIONES DE LA BOMBA JET

4. PRINCIPIOS TEORICOS DE LA BOMBA JET

4.1 ECUACIONES TEORICAS

4.2 CURVAS DE RENDIMIENTO

4.2.1 DEFINICION DE VARIABLES

- a) Razón adimensional de área (Fad)
- b) Razón adimensional de flujo másico (Fmfd)
- c) Coeficientes de pérdidas en garganta – difusor (Ktd) y tobera (Kn)

d) Razón adimensional de presión (FpD)

e) Eficiencia (EP)

4.3 CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA

4.4 METODOS PARA DISEÑOS Y CRITERIOS DE SELECCION

4.4.1 DETERMINACION DEL CAUDAL DE FLUIDO MOTRIZ

4.4.2 DETERMINACION DEL RENDIMIENTO DE LA BOMBA Y CAUDAL DE RETORNO

4.4.3 DETERMINACION DE LA POTENCIA HIDRAULICA

5. APLICACION DE LA BOMBA JET PARA LIMPIEZA DE FONDO DE POZO Y PERFORADOS

5.1 TRABAJO EN POZO DORRISA 1202D

5.1.1 SITUACION ANTES DE INTERVENCION

5.1.2 RESUMEN OPERATIVO

5.1.2.1 Acondicionamiento inicial

5.1.2.2 Limpieza pozo abajo (down hole)

5.1.2.3 Corte Químico

5.1.3 RESULTADOS DE PRODUCCION

5.1.3.1 Primera Prueba con Bomba Jet

5.1.3.2 Segunda Prueba con Bomba Jet

5.1.4 INSTALACION ACTUAL

5.2 TRABAJO EN POZO Co-1015H

5.2.1 SITUACION ANTES DE INTERVENCION

5.2.1.1 Completación

5.2.1.2 Intervención (WO) # 1

5.2.1.3 Ultimas pruebas de producción

5.2.1.4 Ultimas corridas de ESP

5.2.2 RESUMEN OPERATIVO

5.2.3 RESULTADOS DE PRODUCCION

6. EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA

6.1 EVALUACION – DORISSA 1202

6.2 EVALUACION – CORRIENTES 1015H

7. CONCLUSIONES

8. RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

Lista de Figuras

Figura 1.- Ubicación Geográfica de lotes en el territorio Peruano

Figura 2.- Ubicación Geográfica Lote 1 AB

Figura 3.- Ubicación Geográfica del Lote 8

Figura 4.- Ubicación de Cuencas en el Perú

Figura 5.- Pozos Productores en Corrientes

Figura 6.- Columna Estratigráfica del Lote 8

Figura 7.- Ubicación de Pozos en el Yacimiento Dorissa

Figura 8.- Curvas de Rendimiento Adimensional

Figura 9.- Razón adimensional de área (Fad)

Figura 10.- Diagrama General de la Bomba Jet

Figura 11.- Gráfica de Pérdida de Presión por Fricción

Figura 12.- Curva de Producción de petróleo, fluido total diario
Índice de Productividad (PI) y corte de agua (WC) del
Pozo Dorissa 1202

Figura 13.- Curva de Producción de petróleo y fluido total diario del
Pozo Corrientes 1015 H

Figura 14.- Curva de Índice de Productividad (PI) y corte de agua
(WC) del Pozo Corrientes 1015 H

Figura 15.- Diagrama de Bomba Jet y registrador de presiones
electrónico (Memory Gauge) bajadas en el Pozo
Dorissa 1202

Figura 16.- Instalación de Bomba Jet en Pozo Dorissa 1202

Figura 17.- Diagrama de Bomba Jet y registrador de presiones
electrónico (Memory Gauge) bajadas en el Pozo
Corrientes 1015 H

Figura 18.- Instalación de Bomba Jet en Pozo Corrientes 1015 H

Lista de Fotos

Foto 1. - Bomba Jet

Foto 2. - Bomba Jet y Camisa de Circular

PREFACIO

El objetivo del presente proyecto de tesis es realizar una evaluación técnica y económica a partir de los resultados de los diferentes trabajos operativos llevados a cabo a raíz de la aplicación de la bomba hidráulica Jet en la limpieza de fondo del pozo, así como de los perforados, realizada en pozos de los Lotes 1AB y 8 de la Selva Peruana. Lotes operados por la compañía petrolera Pluspetrol Norte S.A.

La aplicación de la bomba hidráulica JET para estos tipos de trabajos se basa en la diferencial de presión que ésta pueda generar en el fondo del pozo, obteniéndose de esta manera una remoción parcial o total del daño efectuado a la formación, debido a incrustaciones y depósitos de asfaltenos.

INTRODUCCION

Uno de los problemas más frecuentemente observados durante la etapa de producción en pozos de petróleo, es la declinación abrupta de la producción debido al daño generado en los intervalos perforados. Frecuentemente este problema esta asociado, ya sea a la migración de finos o a la formación de depósitos de asfáltenos, parafinas e incrustaciones tales como sulfato de bario o carbonato de calcio. Existen medios químicos y mecánicos para tratar estos problemas, sin embargo la factibilidad de aplicar muchos de estos, esta sujeta a restricciones de tipo económico, principalmente en pozos marginales. En este estudio se presenta un método alternativo para la remoción del daño a los intervalos perforados. El estudio a presentar enfoca los resultados de la aplicación de la bomba Jet para la limpieza de fondo de pozo y perforacioness, en los pozos Dorissa 1202D y C0-1015H, los cuales están localizados en el Lote 1AB y Lote 8, respectivamente de la cuenca Marañón.

Este estudio muestra los principios de la bomba Jet, así como su diseño y criterio de selección. También trata de hacer una breve referencia hacia las otras vías de utilización de esta herramienta en la industria del petróleo.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

1.1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

Evaluar un proyecto piloto para implementar un sistema alternativo de remoción del daño a las perforaciones y limpieza del fondo de pozo, para lo cual se seleccionó dos pozos que mostraron variación en su producción declinando de una manera abrupta.

La Bomba Jet pretende obtener estos resultados debido a la variación de presión que genera, para remover el daño de manera mecánica (succión) e hidráulica (venturi).

1.2. UBICACION GEOGRAFICA

El presente estudio fue desarrollado en las áreas denominadas Lote 1AB Y Lote 8 en el Nor-Oriente Peruano. El Lote 1AB cubre aproximadamente 500,000 hectáreas y se halla ubicada en la región Amazonas provincias Alto Amazonas y Loreto (figura 1 y 2).

Los límites geográficos son las coordenadas siguientes:

Geográficas:	Latitud Sur	2°4'10" - 2°58'41"
	Longitud Oeste	75°30'28" - 76°38'13"
Planas TM:	Norte	1'861,115m - 1'760,880m
	Este	774,721m - 649,215m

La accesibilidad es por vía aérea desde Lima hasta el aeropuerto de Andoas o navegando por río desde Iquitos por los ríos Marañón y Pastaza. El aeropuerto de Andoas se encuentra intercomunicado por carreteras troncales y vías hacia los campos de producción con los campamentos bases.

En el Lote 8 se encuentra el yacimiento Corrientes, ubicado en el oriente peruano a 200 Km. al oeste de la ciudad de Iquitos, geológicamente en la parte central de la Cuenca Marañón (figura 1 y 3). Corrientes fue el primer gran hallazgo exitoso de la campaña de exploración petrolera de la década de los 70, descubierto en Noviembre de 1971, con la perforación del pozo 1-X, el cual probó producción de petróleo de 26° API del reservorio Cetico, Formación Chonta.

La producción de estos lotes en la actualidad es de 40,000 y 23,000 barriles de petróleo por día para el Lote 1AB y Lote 8 respectivamente.

1.3. METODOLOGIA DE TRABAJO

La metodología de trabajo consistió de 4 fases:

1. La primera fase consistió en la recopilación de información geológica y de ingeniería de los reservorios Vivian, Pona, Lupuna y Cetico; en el Lote 8 y de Vivian y Chonta en el Lote 1AB.
2. La segunda fase consistió en la adquisición de información teórica del funcionamiento de la Bomba Hidráulica Jet, con la cual se logró una comprensión más clara y concreta del efecto que esta puede causar en la limpieza de las perforaciones y fondo de pozo.
3. La tercera fase consistió en la interpretación y análisis de los resultados obtenidos de los dos pozos en donde se llevó a la práctica este estudio.

4. La cuarta fase consistió en la evaluación técnica y económica del tratamiento llevado a cabo en los pozos Corrientes 1015h y Dorissa 1201, confirmando la efectividad de esta aplicación.

CAPITULO 2

AREAS DE ESTUDIO

2.1 INTRODUCCION

La Cuenca Oriente cuya vasta superficie se extiende desde el Norte del Perú hasta los territorios de Ecuador y Colombia está constituido por tres "Sub-Cuencas" denominadas Marañón en el Perú de 450,000 Km² (Touzett; 1985), Napo en el Ecuador de 100,000 Km² (Campebell; 1970) y Putumayo en Colombia de 48,000 Km² (Gove; 1985).

La Cuenca Marañón constituye una depresión estructural asimétrica y elongada desarrollada durante el Terciario Tardío, presenta un eje Norte-Noroeste de mayor espesor sedimentario que se quiebra hacia el Norte-Noreste entre las intersecciones de los cerros Cahuapanas y Campanquiz debido a la deflección de Huancabamba (Del Solar; 1982). Ver fig. 4.

El límite estructural Norte de la Cuenca está representado por el alto de Cononaco reconocido por estudios geosísmicos y se aproxima a la línea de frontera entre Perú y Ecuador, el límite Sur lo constituye el alto de Contaya y los cerros Cushabatay, el límite Este está determinado por el Escudo Guyano Brasileño y su parte Oeste lo define el frente subandino (F. Soto; BSGP, Tm 60; 1979. OXY; informe interno). Ver fig. 4.

En el área comprendida entre los ríos Tigre y Corrientes y en general en el Lote 1AB se presenta un sistema combinado de pliegues y fallas muy suaves con rumbo general Norte-Noroeste (V. Sanz; 1974); el rumbo de la secuencia sedimentaria es Noroeste-Sureste de buzamiento suave de 3° - 5° Oeste-Suroeste que se ve interrumpido en el Occidente por una falla de escurrimiento inverso en los Cerros Campanquiz. Su actual configuración estructural es producto principalmente de los movimientos orogénicos andinos del Mioceno (M.Cavalcante & E.Paula; 1991)

2.2. YACIMIENTO CORRIENTES

Los sedimentos cretáceos del grupo Oriente y de las formaciones Chonta y Vivian son terrígenos y maduros y provinieron de la erosión del escudo Brasileiro-Guayano (dirección de aporte Este a Oeste) habiendo sido depositados en ambientes fluviales a fluviodeltaico, con marcada influencia marina en la formación Chonta.

Desde fines del Cretáceo, el levantamiento de los Andes invierte la dirección de aporte (Oeste a Este), depositándose en ambiente continental con incursiones marinas temporales, una secuencia de capas rojas, lutitas y areniscas que constituyen las formaciones Huchpayacu, Pozo, Chambira, Pebas, Marañón y Corrientes. Las areniscas del Grupo Oriente y de las formaciones Chonta, Vivian y Pozo presentan buenas características de roca reservorios, sin embargo, en el yacimiento Corrientes sólo se han encontrado acumulaciones importantes de petróleo en Chonta y en menor magnitud en Vivian y Pozo. Estudios geoquímicos han probado potencial generador de hidrocarburos en las lutitas de Chonta.

En el área de estudio, la deformación tectónica de las unidades cretáceas es de plegamiento suave, con estructuras de tipo anticlinal asimétrico, asociadas genéticamente a la reactivación de sistemas de fallas del basamento Pre-Cretáceo. El buzamiento regional de las unidades cretáceas y terciarias es hacia el Sur-Oeste.

Desde el punto de vista estructural, el Yacimiento Corrientes es un anticlinal asimétrico de 7 km de largo por 3 km de ancho. Su plano axial principal está orientado Sur/Sureste-Norte/Noroeste y se bifurca hacia el Norte, localizándose el ápice en la parte Sur. El flanco Este, el más empinado, tiene un buzamiento de 6°, los flancos Oeste y Sur 2° y el Norte menos de 1°. El cierre de la estructura en la formación Chonta está en el orden de 5 metros.

El campo Corrientes fue descubierto con sísmica 2-D, como un anticlinal de 50 milisegundos de cierre estructural, en el horizonte equivalente a la Formación Pozo, cuyo eje axial tenía una orientación Noroeste-Sureste. Posteriormente, se efectuaron varias campañas de sísmica 2-D, cada vez de mejor resolución y calidad, para definir la extensión y los límites de la estructura, logrando descubrir una continuidad estructural hacia el Sur-este, el cual fue llamado Trompeteros Sur.

Durante los siguientes 25 años se perforaron 57 pozos, muchos de los cuales descubrieron acumulaciones de petróleo en los reservorios Pona, Vivian, Pozo Basal (actualmente se cuentan con 79 pozos perforados y 44 pozos productores - Ver figura 5) algunos resultaron abandonados por estar ubicados cerca de los "límites conocidos".

En el área de Corrientes, la formación Chonta está conformada por 3 miembros: Cetico, Lupuna y Pona (ver figura 6) los cuales se depositaron mediante un proceso transgresivo-regresivo. Los miembros Cetico y Pona están constituidos por areniscas predominantemente de cuarzo, con delgadas y mayormente localizadas intercalaciones de lutitas. Lupuna muestra mayor proporción de Lutitas.

En este estudio nos ocuparemos únicamente del miembro Cetico de la Formación Chonta.

2.2.1. FORMACION CETICO

Las areniscas de Cetico que suprayacen al grupo Oriente, conforman una secuencia transgresiva y están integradas, de la base al tope, por aproximadamente 33.5 metros de sedimentos fluviodeltaicos, 9 metros de deltaicos y 6 metros de marinos.

Hay suficiente razón para creer que esta secuencia fue depositada en la fase destructiva de un delta con acción de mareas predominantes, cuya dirección de las paleocorrientes fue de Sureste a Noroeste y en consecuencia, la orientación de la línea de costa fue Noreste a Suroeste.

La distribución del delta, tipo de canales anastomosados, depositaron las unidades fluviodeltaicas. Los cuerpos de arena de boca distributario (unidades deltaicas), elongados perpendicularmente a la dirección de la paleocorriente, muestran indicios de haber sido parcialmente redistribuidos por acción de las mareas. Dentro del gran proceso transgresivo predominante, se fueron depositando a través del tiempo por acción de las olas, pequeñas barras marinas (unidades marinas) paralelas a la configuración de la línea de costa.

2.2.1.1. Reservorio Cetico

El reservorio Cetico está constituido por areniscas de 3 tipos, cuya diferenciación es producto de los ambientes en los cuales se depositaron, de la base al tope: fluviodeltaico, deltaico y marino.

Las areniscas fluviodeltaicas (33.5 metros), de buena porosidad (21%) y excelente permeabilidad (1200 y 4500 md), están conformadas por ciclos de depósitos de canal, de aproximadamente 2 metros de espesor, superpuestos en contacto erosivo. Estas areniscas son de cuarzo, limpias, muy conglomerádicas y masivas en la base de cada ciclo, variando a grano medio con laminación oblicua de alto ángulo hacia el tope. Están intercaladas localmente con lodolitas arenosas probablemente masivas.

Las areniscas deltaicas (9 metros), de buena porosidad (23%) y permeabilidad (130 y 800 md), están conformadas por ciclos superpuestos de aproximadamente 2.1 metros de espesor y son de cuarzo y fedelspato, glauconíticas, limpias, de grano medio a fino y laminación oblicua de alto y bajo ángulo. Localmente los ciclos de areniscas suprayacen a lutitas grises oscuras y limolitas con lentes de arena (estructura linsen), e infrayacen a intercalaciones

delgadas de areniscas con lentes de arcilla (estructura flaser).

Las areniscas marinas (6 metros), de regular porosidad (16%) y permeabilidad (40 y 140 md), están dispuestas sobre ciclos de barra de aproximadamente 1.8 metros de espesor, son de cuarzo, arcillosas, muy glauconíticas, de grano fino en la base incrementando a medio hacia el tope, moderadamente bioturbadas. Muestran intercalaciones de lutitas con lentes de arena (estructura linsen) y muy restringidas areniscas limpias de canal de marea.

La roca reservorio de Cetico, como una unidad porosa y permeable, tiene una geometría esencialmente tabular, buena continuidad y una extensión areal que podría superar varias decenas de kilómetros. Son las arenas fluviodeltaicas y deltaicas las que en conjunto le confieren estas características.

La comunicación horizontal es buena y no se ve afectada por las complejas interdigitaciones laterales entre las arenas deltaicas y el tope de las fluviodeltaicas. Las arenas marinas presentan cierta discontinuidad lateral, principalmente en la zona del pozo 6XC donde está ausente. Su geometría es acuñada y es probable que fuera de la estructura sea limitada.

Es de esperar que las orientaciones de los ejes de mayor permeabilidad sean Sureste-Noroeste en las arenas fluviodeltaicas, esencialmente Suroeste-Noreste en las deltaicas y Suroeste-Noreste en las marinas.

Las intercalaciones arcillosas son generalmente delgadas y muy localizadas en las arenas fluviodeltaicas y deltaicas y restringen o impiden la comunicación vertical en áreas pequeñas.

La de mayor espesor (2 mt), extensión y continuidad, abarca aproximadamente la mitad del reservorio y está emplazada ya sea en el contacto entre ambos tipos de arenas o cerca del tope de las arenas fluviodeltaicas. Las intercalaciones de las arenas marinas son similares a las deltaicas.

El análisis de todas estas características permite inferir la existencia de un gran volumen poral saturado con agua con buena transmisibilidad hacia el reservorio, es decir, el mecanismo de impulsión predominante debe ser el empuje de agua.

a) Roca Sello

Las roca-sello que cubren el reservorio Cetico y que han permitido el entrapamiento y preservación del petróleo son lutitas marinas transgresivas depositadas en ambientes costafuera, de color gris oscuro, bien laminadas, de espesor variable.

b) Contactos y distribución de fluidos

El contacto agua-petróleo (WOC), definido como el nivel más alto con saturación de agua 100% es horizontal en Cetico. Este contacto está a la profundidad de -2980 metros bajo el nivel del mar.

El mapa de arena neta petrolífera (ho) de Cetico muestra un máximo de 43 metros en el pozo 46D y un promedio crestal de 26 metros.

c) Propiedades de la Roca Reservorio en Cetico

Porosidad. En el reservorio Cetico, la porosidad promedio es de 21%, en las arenas fluviodeltaicas, 23% en las arenas deltaicas y 16% en las arenas marinas. La variación areal de la porosidad es pequeña en los tres tipos de arena, particularmente en las dos primeras.

Saturación de Fluidos. En Cetico la saturación de agua irreducible (S_{wi}) varía de 16% a 25% en las arenas fluviodeltaicas, de 21 a 40% en las arenas deltaicas y de 35% a 50% en las arenas marinas. Esta variación de S_{wi} es principalmente areal mostrando las arenas fluviodeltaicas ligera variación vertical. La saturación de petróleo residual (S_{or}) para cada tipo de arena está en el orden de 33% para las fluviodeltaicas, 35% para las deltaicas y 31% para las marinas, siendo su variación areal mínima.

Permeabilidad Absoluta. La permeabilidad absoluta (k) del reservorio Cético varía en un amplio rango. Así, la permeabilidad en las arenas fluviodeltaicas varía entre 1200 y 4500 milidarcy (md), en las arenas deltaicas entre 130 y 800 md y en las marinas entre 40 y 140 md. La variación de la permeabilidad absoluta sigue en general el mismo patrón que la variación de Saturación de agua irreductible (S_{wi}). La permeabilidad vertical (K_z) es una función de la naturaleza, espesor, frecuencia y continuidad de las intercalaciones arcillosas. La relación de la permeabilidad vertical a la horizontal máxima, es decir, cuando no hay intercalaciones arcillosas está en el orden de 0.11 para las arenas fluviodeltaicas, 0.08 para las arenas deltaicas y 0.01 para las arenas marinas.

Permeabilidad Relativa. Las curvas de permeabilidad relativa (K_r) del reservorio Cético se agrupan en tres familias, de acuerdo al tipo de roca, siendo la morfología de la curva de permeabilidad relativa al agua, la que las diferencia. En las arenas fluviodeltaicas la curva de permeabilidad relativa al agua (K_{rw}) es convexa hacia arriba indicando un rápido incremento de la movilidad del agua. En las deltaicas la curva de K_{rw} es cóncava y el incremento de la movilidad será mas lento. La morfología de K_{rw} en las arenas marinas es similar a la de las deltaicas. Los puntos extremos de la permeabilidad relativa al petróleo $K_{ro}(S_{wi})$ promedio son de 0.78 para las arenas fluviodeltaicas, 0.88 para las arenas deltaicas y 0.73 para las marinas.

Los valores de $K_{rw}(S_{or})$ para las arenas fluviodeltaicas están entre 0.21 y 0.34; 0.07 y 0.27 para las arenas deltaicas y entre 0.12 y 0.16 para las arenas marinas.

Presión Capilar. La presión capilar en las arenas fluviodeltaicas es muy pequeña y se refleja en el espesor de la zona de transición de 1.5 a 3.5 metros. En las arenas deltaicas la presión capilar es ligeramente mayor, estando el espesor de su zona de transición entre 3 y 6 metros. En las arenas marinas la zona de transición puede superar los 12 metros.

Mojabilidad. Las rocas reservorio de Cetico son fuertemente mojadas por agua, con excepción de las arenas fluviodeltaicas de Cetico las cuales parecen ser moderadamente mojadas por agua. La tensión interfacial medida en el laboratorio es de 24.3 dinas/cm.

2.2.2. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

El petróleo del reservorio es de color negro, parafínico intermedio, con una gravedad API de 25.4° a 60°Fahrenheit (°F).

Las propiedades PVT (presión-volumen-temperatura) y de viscosidad del crudo de Cetico así como del agua de formación se resumen a continuación:

Presión de Burbuja	760 psig
Presión inicial del reservorio (Pi)	4368 psig @ 2880 metros bajo el nivel del mar.
Factor de Volumen de Formación del Petróleo (Bo a Pi)	1.090 RB/STB
Solubilidad del gas en petróleo (Rso)	85 SCF/STB
Viscosidad (Uo a Pi)	2.8 centipoise

Como se puede ver es un crudo fuertemente bajosaturado y en consecuencia la recuperación deberá ser esencialmente por impulsión de agua.

El agua de formación de Cetico tiene una salinidad del orden de 110,000 partes por millón de NaCl y una densidad a condiciones de reservorio de 68.8 lb/pies³. El factor de Volumen de Formación del Agua (Bw) es de 0.99 RB/STB y la viscosidad del agua es 0.4 centipoise.

2.3. YACIMIENTO DORISSA

El Yacimiento Dorissa fue descubierto en 1978 y así como en todo el Lote 1-AB, los horizontes productivos son areniscas del Cretáceo que corresponden a los horizontes de Vivian y Chonta. Se han perforado 20 pozos en este Campo, de los cuales 12 son activos y 8 cerrados o temporalmente abandonados (ver figura 7). La producción promedio es de 3026 BOPD (barriles de petróleo por día) con 96.1% de corte de agua.

El horizonte Chonta en Dorissa es una estructura ligeramente baja con dos crestas gemelas, con 8 km de largo por 2 a 4 km de ancho. El flanco oriental tiene la estructura un poco más alta. La columna de aceite más grande es de aproximadamente 27.5 metros en el sur y aproximadamente 21 metros en el norte.

2.3.1 FORMACION CHONTA

Depositado 200 metros más profundo que Vivian, en un ambiente marino. Es menos potente que Vivian y con valores menores de permeabilidad, 200 milidarcys (md) en promedio. El mecanismo impulsor es empuje de agua, siendo éste de flanco y más débil que en Vivian. En la base se pueden encontrar intercalaciones de areniscas de poca cobertura areal, llamadas Chonta Inferior y Basal Chonta, que pueden contener aceite.

Debido a la presencia de acuíferos tan activos el soporte de presión en casi todos los reservorios es muy fuerte; después de más de veinticinco años de explotación, la presión se encuentra ligeramente menor al 90% de su valor original.

Las propiedades de los fluidos presentan grandes variaciones a través del Lote 1-AB. La gravedad API del petróleo se encuentra entre 10.5° y 36.0°, pero para este yacimiento en especial produce un petróleo de 40° API. Los análisis del agua de formación de los diferentes campos igualmente indican una gran diferencia en la concentración de los minerales disueltos en ella, un

ejemplo es la salinidad o cantidad de cloruros, que fluctúa entre valores de 5,000 ppm y más de 100,000 ppm.

Debido a la poca cantidad de pozos perforados, muchos de estos se encuentran produciendo de dos o más horizontes al mismo tiempo. La distribución de fluidos por formación se realiza basándose en las características de gravedad API del petróleo y contenido de minerales del agua o por los índices de productividad de cada formación.

Esta distribución se complica cuando se producen de tres horizontes simultáneamente o cuando las características de los fluidos son semejantes. Los pozos están completados con equipo de bombeo electro sumergible (ESP) y para propósito de evaluación se les ha instalado una herramienta – Y.

2.3.1.1 Contacto de Fluidos

Al parecer existen varios diferentes contactos de fluido en el área causada por las heterogeneidades y discontinuidades de arena. Cerca al medio del campo el Chonta presenta intervalos siltsticos y lutaceos, esto posiblemente está formando una barrera estratigráfica parcial que divide el campo en dos regiones: norte y sur.

Este límite no está claro, pero se postula como simplemente sur a los pozos Dorissa 3 y Dorissa 4. En el Norte, el Contacto agua-petróleo es observado a 3236 metros bajo el nivel del mar (SS) en los pozos Dorissa 5, 6, 8 y 11. Esto equivale alrededor de 80-90% de saturación de agua (S_w). En el Sur del yacimiento un posible contacto agua-petróleo (woc), sólo puede ser visto en el Do-17 a 3245 metros SS.

2.3.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

El Petróleo de Chonta es bajosaturado y tiene una gravedad API de 38 a 40 grados.

Las propiedades PVT (presión-volumen-temperatura) y de viscosidad del

crudo del Cetico así como del agua de formación se resumen a continuación:

Presión de Burbuja	2047 psig
Presión inicial del reservorio (Pi)	4938 psig a 3243 metros bajo el nivel del mar (mbnm)
Factor de Volumen de Formación del Petróleo (Bo a Pi)	1.090 RB/STB
Solubilidad del gas en petróleo (Rso)	485 SCF/STB
Viscosidad (Uo a Pi) a 274°F	0.41 centipoise

Es evidente que algunos pozos pueden estar produciendo muy cerca al punto de burbuja a la profundidad de admisión de la bomba (intake).

La precipitación de asfaltenos debido a la caída de presión y el gas libre, son reportados como causantes de problemas en las bombas electro sumergibles (ESP) y al mismo tiempo creadores de daño a la formación.

CAPITULO 3

METODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

3.1 DEFINICION DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

Se define como Levantamiento Artificial a la utilización de una fuente externa de energía para levantar los fluidos del yacimiento desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Existen cuatro tipos básicos:

1. El Levantamiento Artificial por Bombeo Neumático o "Gas Lift", donde la fuente externa de energía es el gas a alta presión proveniente de una planta compresora de gas o de un yacimiento gasífero.
2. El Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico donde la fuente externa de energía es una bomba de subsuelo accionada por una sarta de varillas, ésta a su vez es movida por un sistema mecánico superficial impulsado por un motor.
3. El levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico en el cual se emplea la energía hidráulica de un fluido que es bombeado a desde la superficie hasta la bomba de subsuelo impulsada por un motor hidráulico, este sistema se basa en el principio de Pascal.
4. El levantamiento artificial por bombeo Electro-Sumergible (ESP), que consiste en una bomba de subsuelo impulsada por un motor eléctrico también colocado en el subsuelo que convierte la energía eléctrica en mecánica para impulsar los fluidos a la superficie.

Cada una de estos métodos tiene sus ventajas y desventajas.

3.2. VENTAJAS COMPARATIVAS

3.2.1 Bombeo Mecánico

- El plan del sistema es relativamente simple.
- Las unidades cambian fácilmente a otros pozos con costo mínimo.
- Eficaz, simple y fácil de operar para las personas del campo.
- Aplicable para pozos de diámetro reducido y completaciones múltiples.
- Puede bombear pozos de baja presión fluyente (dependiendo de la profundidad y caudal de flujo).
- Puede producir fluidos de alta temperatura y viscosos.
- Puede usar el gas o electricidad como fuente de poder para el motor.
- Los tratamientos para incrustaciones y corrosión son fáciles de realizar.
- Disponibilidad de tamaños diferentes.
- Las varillas de la unidad están disponibles para agujeros delgados y facilidad del tratamiento del inhibidor.
- Existen bombas con doble válvula, que bombea en ambos sentidos de la carrera del pistón. (golpe arriba y golpe abajo)

3.2.2 Bombeo Hidráulico tipo Pistón.

- No tiene límites de profundidad y puede levantar grandes volúmenes a grandes profundidades.
- Los pozos dirigidos presentan mínimos problemas.
- Discreto en locaciones urbanas.
- La fuente de poder puede localizarse remotamente.

- Puede usar el gas o electricidad como la fuente de poder para el motor.
- Las bombas de fondo de pozo pueden circular fuera, en sistemas libres.
- Puede bombear a presiones de fondo de pozo bastante bajas.
- Aplicable en completaciones múltiples.
- Aplicable en costa afuera (offshore).
- El sistema cerrado combate la corrosión.
- Fácil para bombear en ciclos debido a que posee un reloj de tiempo.
- El fluido motriz al mezclarse con el crudo ceroso o viscoso puede reducir la viscosidad de éste.

3.2.3 Bombeo Electro Sumergible (ESP)

- Puede levantar volúmenes sumamente altos, 20 000 bbl/d, en los pozos con los grandes tamaños de forros.
- Alzando actualmente $\pm 120\ 000$ bbl/day de los pozos de suministro de agua en el Medio Este.
- Discreto en ubicaciones urbanas.
- Simple de operar.
- Apropiado para la instalación de sensores de presión en el fondo de pozo, transmitiendo esta información por cable.
- Los pozos inclinados no presentan ningún problema.
- Aplicable en ubicaciones costa afuera (offshore).
- Los tratamientos de incrustaciones y corrosión son fáciles de realizar.
- Disponible en tamaños diferentes.

3.2.4 Bombeo Neumático (Gas Lift)

- Puede resistir grandes volúmenes de sólidos con problemas menores.
- Puede levantar grandes volúmenes en pozos de alto PI (levantamiento continuo). 50 000 bbl/d.
- Bastante flexible, puede inyectar de manera continua o intermitente, y cambiar a levantamiento con pistón (plunger lift).
- Discreto en ubicaciones urbanas.
- La fuente de poder puede localizarse remotamente.
- Fácil de obtener gradientes de presiones y temperaturas de fondo de pozo.
- No presenta problemas en pozos con alta producción de gas.
- Muchas veces la unidad de cable (wireline) puede brindarle mantenimiento.
- No presenta problemas en pozos desviados o dirigidos.
- La corrosión normalmente no es una función adversa.
- Aplicable en instalaciones costa afuera (offshore).

3.2.5 Bombeo Hidráulico tipo Jet

- Recuperable sin sacar la tubería.
- No tiene partes móviles.
- No presenta problemas en pozos desviados o inclinados.
- Discreto en locaciones urbanas.
- Aplicable en locaciones costa afuera (offshore).
- Puede usar el agua como una fuente de poder.

- El fluido motriz no tiene que ser limpio ni tratado como en el bombeo hidráulico tipo pistón.
- Los tratamientos para corrosión, scale y emulsiones son fáciles de realizar.
- La fuente de Poder puede localizarse remotamente y puede bombear volúmenes altos hasta 30 000 bbl/d.

3.2.6 Levantamiento por gas con piston (Plunger Lift)

- Recuperable sin sacar la tubería.
- Una instalación muy barata.
- Mantiene la tubería limpia de parafina e incrustaciones.
- Aplicable para los pozos de alto GOR (relación gas-petróleo).
- Puede usarse junto con el levantamiento de gas intermitente.
- Puede usarse para descargar el líquido de los pozos de gas.

3.2.7 Bombas de Cavidad Progresiva

- Algunos tipos son recuperables con las varas.
- Presenta costo moderado.
- Puede usar motores eléctricos de fondo de pozo que pueden resistir arena y el fluido viscoso.
- La eficiencia eléctrica es alta.

3.3. DESVENTAJAS COMPARATIVAS

3.3.1 Bombeo Mecánico

- En pozos desviados o dirigidos presenta problemas de fricción.
- La producción alta de sólidos origina fallas.
- Los pozos gaseosos normalmente bajan la eficiencia volumétrica.
- La profundidad está limitada, principalmente basada en la capacidad de las varillas.
- Molesto en ubicaciones urbanas.
- Pesados y voluminosos en operaciones costa afuera (offshore).
- Susceptible a problemas con Parafinas.
- El revestimiento (casing) no puede cubrirse internamente contra la corrosión.
- La presencia de H₂S limita la profundidad a la cual, las bombas de grandes volúmenes pueden colocarse.
- Presenta limitaciones de diseño de bombas en pozos de diámetro pequeño de forros.

3.3.2 Bombeo Hidráulico tipo Pistón

- Riesgo de fuego en los sistemas de poder.
- La utilización de grandes volúmenes de diesel requerido por el sistema disminuye la rentabilidad.
- La alta producción de los sólidos es molesta para el sistema.
- Los costos de operación muchas veces son muy elevados.

- Es difícil realizar tratamientos de incrustaciones debajo del empaque.
- Es difícil obtener valores certeros en las pruebas de pozos de bajo volumen de aporte.
- Para algunas instalaciones requiere dos sartas de producción.
- La pérdida de aceite de poder en una probable falla en el equipo de superficie.

3.3.3 Bombeo Eléctrosumergible (ESP)

- No aplicable a completaciones múltiples.
- Sólo aplicable con poder eléctrico.
- Los voltajes altos (1000 V) son necesarios.
- Alto capital de inversión.
- Disponibilidad de unidades de servicio de pozos (Work Over) para instalar la bomba, cables y reparaciones futuras
- Poco práctico en pozos poco profundos ó de bajo volumen de producción.
- El cable causa problemas al momento de manipular la tubería.
- Los cables se deterioran rápidamente con las altas temperaturas.
- El gas y la producción de los sólidos son una dificultad para el sistema.
- No es fácil analizar su comportamiento para el personal de poca experiencia.

3.3.4 Bombeo Neumático (Gas Lift)

- Este sistema no siempre es posible de implementar.
- Presenta poca efectividad en campos pequeños o depletados.

- Difícil de producir emulsiones y crudos viscosos.
- La congelación del gas y problemas de hidratación.
- Normalmente se requiere un ingeniero supervisor en constante análisis.
- No puede producir los pozos profundos eficazmente.
- Requiere mantener el gas en sistemas rotativos.
- Se requiere revestimiento capaz de resistir las presiones de inyección del gas.
- La seguridad debe ser mayor debido a la alta presión.

3.3.5 Bomba Hidráulica Tipo Jet

- Es un método de levantamiento relativamente ineficaz.
- Exige por lo menos un 20% de inmersión, para obtener buena eficiencia de levantamiento.
- El diseño del sistema es complejo.
- La bomba puede cavitarse bajo ciertas condiciones.
- Muy sensible a cualquier cambio de contra presión.
- La producción de gas libre a través de la bomba causa reducción en la habilidad de bombear líquidos.
- Mayor riesgo de fuego.
- Altas presiones en superficie son requeridas.

3.3.6 Levantamiento por Gas con Pistón (Plunger Lift)

- Bueno para los pozos de bajo caudal de producción, normalmente menores de 300 bbl/d.

- Requiere mayor supervisión de ingeniería para su eficaz funcionamiento.
- El pistón puede alcanzar altas velocidades y causar daño en superficie.

3.3.7 Bombas de Cavidad Progresiva

- El elastómero en el estator puede inflarse con algunos de los fluidos del pozo.
- Pierde eficiencia con la profundidad.

3.4. APLICACIONES DE LA BOMBA JET

La Bomba Hidráulica tipo jet, tiene muchas nuevas aplicaciones, ya no sólo es un sistema de producción, si no que su utilización se ha expandido a pruebas de producción y a limpieza de fondo de pozo y perforaciones. Debido a su fácil implementación, se prefiere instalar la bomba jet para pruebas de presión de pozos, originando una adecuada variación de presión (drawdown) que permita al pozo fluir y originar la data necesaria para hallar el índice de productividad del pozo en prueba.

Últimamente se ha tomado en cuenta la utilización de este sistema para la producción de fluidos de bajo grado API, debido a que al mezclarse con el fluido motriz, el crudo producido reduce su viscosidad, obteniendo de esta manera una mejor y mayor producción. La aplicación de la Bomba Jet para la limpieza de fondo de pozo y perforaciones, se debe a que ésta origina una diferencial de presión en el fondo del pozo, generando de esta manera una remoción parcial o total del daño efectuado a la formación, debido a incrustaciones y depositaciones de asfáltenos.

CAPITULO 4

PRINCIPIOS TEORICOS DE LA BOMBA JET

4.1 ECUACIONES TEORICAS.

El trabajo inicial de Gosline – O Brien, desarrolló un conjunto de ecuaciones de rendimiento para bombas geoméricamente similares. Cunningham complemento posteriormente este trabajo original.

Varias combinaciones posibles de garganta se pueden obtener para una misma tobera (nozzle). Varias curvas de rendimiento son posibles para cada combinación de tobera y gargantas para una determinada presión en la tobera.

Las ecuaciones adimensionales se desarrollaron de tal forma que se obtienen números de Reynolds muy grandes que hacen que los efectos por viscosidad se desprecien.

Modelar una bomba jet es satisfacer matemáticamente las relaciones siguientes:

1. Relación aplicada al chorro o jet
2. Relaciones que describe las curvas de rendimiento adimensional de la bomba

Para hallar el caudal en el chorro o Jet necesitamos:

$$A_{cm} = q_s \left(\frac{1}{691} \sqrt{g_s / P_{ps}} + \frac{(1 - W_c) \times R}{24650 \times P_{ps}} \right)$$

q_s caudal en la succión..... b/d

A_{cm} área de la tobera mínima..... plg²

P_{ps} presión de succión de la bomba jet. psi

gs gradiente del fluido en la succión..... psi/pie

$$Q = 29.81 K d^2 \sqrt{P}$$

La expresión anterior es similar a la ecuación de flujo a través de un orificio.

$$A_{cm} = \frac{q_s}{691 \sqrt{\frac{P_{ps}}{g_s}}}$$

Esta ecuación define el área mínima para evitar la cavitación. Se deriva de la ecuación de flujo por un orificio y asume que la presión es cero al ingreso de la garganta. Se usa sólo para líquido.

El gas afecta considerablemente el rendimiento de la bomba jet, ciertas correcciones deben efectuarse a las ecuaciones anteriores ya que no contemplan el efecto de gas.

F.C. Christ desarrolló una relación para la Razón Adimensional másica F_{mfD} tomando como base el trabajo de Standing.

$$F_{mfD} = \frac{q_s \times \left[1 + 2.8 \left(\frac{R}{P_{ps}} \right)^{1.2} (1 - W_c) + W_c \right] \times g_s}{q_n \times g_n}$$

R es el GOR (relación gas-petróleo) producido scf/stb

W_c es el corte de agua.

La siguiente ecuación define el área mínima para evitar la cavitación considerando la existencia de gas. Se deriva de la ecuación de flujo por un orificio y asume que la presión es cero al ingreso de la garganta.

$$A_{cm} = q_s \left(\frac{1}{691} \sqrt{g_s / P_{ps}} + \frac{(1 - W_c) \times R}{24650 \times P_{ps}} \right)$$

4.2. CURVAS DE RENDIMIENTO

Las curvas de rendimiento adimensional son:

1. Razón de presión adimensional vs. Razón de masa adimensional.
2. Eficiencia vs. Razón de masa adimensional.

Esta curva podemos observarla en la figura 8 y depende de las siguientes variables:

Fad..... Razón adimensional de área

Fmfd..... Razón adimensional de flujo másico

Fpd..... Razón adimensional de presión

Kn..... Coeficiente de pérdida en la tobera

Ktd. Coeficiente de pérdida en la garganta – difusor

4.2.1. Definición de Variables

a.) Razón adimensional de área (Fad)

Se define como la razón entre el área de la tobera al área de la garganta. Esta razón esta relacionada con presión y producción. (ver fig. 9)

Si por ejemplo, se selecciona una área de la tobera que represente el 60% del área de la garganta, se desarrollará una alta cabeza (alta presión de fluido motriz) con una baja producción de la formación. Pozos profundos requieren este tipo de bombas.

Si por ejemplo, se selecciona una área de la tobera que represente el 20% del área de la garganta, significara que habrá una mayor área disponible para producción (fluido de formación), por tanto habrá una mayor transferencia de energía del fluido motriz ocasionando una disminución de cabeza (baja presión de fluido motriz). Pozos no muy

profundos requieren este tipo de bomba.

Cuando el F_{aD} se encuentra entre 0.25 y 0.4, se habla de un F_{aD} óptimo.

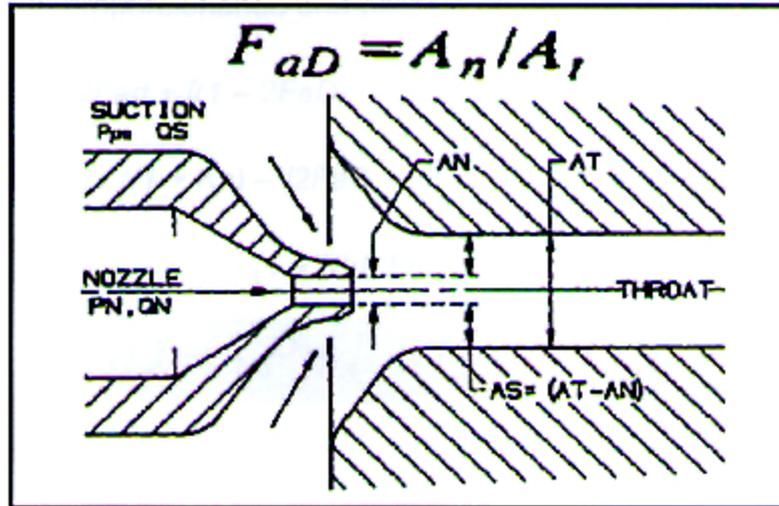


Figura 9. - Razón adimensional de área (F_{aD})

b.) Razón adimensional de flujo másico (F_{mfd})

Se define como el producto entre el caudal de succión y su gradiente dividido para el caudal de flujo motriz y su gradiente. El significado de esta variable podemos asumir que es el mismo producto inyectado y producido.

$F_{mfd} = 0.50$; este valor indicará que con 100 bls/d de fluido motriz se producirán 50 bls/d.

c.) Coeficientes de pérdidas en garganta –difusor (K_{td}) y de tobera (K_n)

Son coeficientes similares a los coeficientes por pérdida por fricción y orificio. Por ejemplo:

Coeficiente de pérdida en la tobera $K_n = 0.03$, es un valor determinado para un tipo de chorro de diseño de pared lisa y contornos suaves.

Coeficiente de pérdida en la garganta – difusor $K_{td} = 0.20$, es un valor usado como un factor de ajuste para promediar las pérdidas ocasionadas por fricción por los fluidos en movimiento.

d.) Razón adimensional de presión (FpD)

Físicamente, es la razón del incremento de presión impartida al fluido producido proporcionando una pérdida de presión del fluido motriz.

$$Fpd = \frac{\{2Fad + [(1 - 2FaD) (FmfD^2 FaD^2)/(1-FaD)^2] - (1+ Ktd) FaD^2 (1+FmfD)^2\} / ((1 + Kn) - \{2FaD + [(1 - 2FaD) (FmfD^2 FaD^2) / (1 - FaD)^2] - (1 + Ktd) FaD^2 (1 + FmfD)^2\})}{(1+FmfD)^2} / ((1 + Kn) - \{2FaD + [(1 - 2FaD) (FmfD^2 FaD^2) / (1 - FaD)^2] - (1 + Ktd) FaD^2 (1 + FmfD)^2\})$$

$$FpD = (Ppd - Pps) / (Pn - Ppd)$$

e.) Eficiencia (Ep)

La eficiencia se interpreta como la razón de energía entregada al fluido de formación por pérdida de energía del fluido motriz. De la curva de eficiencia se observa picos de eficiencia de alrededor del 33% se obtienen en una Bomba Jet.

$$Ep = FmfD \times FpD$$

"No importa que tamaño físicamente tenga una bomba, ésta tendrá una curva única para una razón de área específica. Es decir, las curvas adimensionales son estándar para una determinada área".

4.3. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA.

La bomba utiliza el Momentun del fluido para mover otro fluido.

La bomba consta de: (figura 10)

- (1) Una tobera para convertir la presión del líquido en velocidad.
- (2) Una entrada que dirige el líquido a la succión o salida del Jet.
- (3) Un área de mezcla (Garganta) donde se encuentran el fluido motriz

(Jet) y el fluido de succión (Producción) y se combinan produciéndose una velocidad promedio de los dos fluidos.

(4) Un difusor donde la velocidad del fluido resultante (mezcla) es convertida a una presión de descarga de la bomba.

La Bomba Jet, puede ser bajada, así como retirada con una unidad de cable (wireline), su modo de funcionamiento es relativamente simple. El fluido motriz ingresa a altas presiones por una tobera (por directa), la cual convierte esta presión en velocidad, para luego ser combinado con el fluido que produce la formación y mediante un difusor, la velocidad dentro de la cámara de mezclado se convierte en presión y de esta manera obtenemos producción por el anular.

4.4. METODOS PARA DISEÑOS Y CRITERIOS DE SELECCION

El diseño de una Bomba Hidráulica Jet, se realiza por un método iterativo de ensayo y error. Se trata de buscar un ajuste entre el fluido motriz, las curvas de rendimiento y presión de descarga.

Hallar este ajuste es lo que provoca hacer estimaciones preliminares y mejorarlas mediante iteraciones. Se diseña considerando que no cavite la Bomba Jet.

Este método es normalmente aplicado entre las compañías evaluadoras a sistemas líquidos con baja relación Gas-Líquido (GLR), pues para valores mayores, se necesitarán un número más grande de correlaciones de gradientes de presión.

Este método es susceptible a variaciones de presión de descarga y succión.

Para realizar un buen diseño, es necesario separar tres secciones principales de cálculos:

1. Determinación del caudal de fluido motriz a través del chorro (iteraciones)
2. Rendimiento de Bomba y Caudal de Retorno. (iteraciones)
3. Determinación de la potencia hidráulica.

4.4.1 Determinación del caudal de fluido motriz

* Primero debemos empezar calculando el gradiente de presión de succión (gs) psi/ft

$$g_s = g_o \times (1 - W_c) + g_w \times W_c$$

Donde :

g_o gradiente de presión petróleo..... psi/ft

g_w gradiente de presión del agua. psi/ft

W_c Corte de agua..... fracción

* Segundo, calculamos el área de succión necesaria para evitar la cavitación para la producción deseada y la presión de ingreso con la ecuación 4.2.

* Luego, Asumimos una FaD = 0.40 (Se puede utilizar cualquier FaD), para comparar As de la tabla 10 con Acm. (Recuerde As > Acm)

EJEMPLO

Acm = 0.0163 As = 0.0167

Chorro del tamaño 7 en adelante en esta razón de área es útil. El chorro seleccionado es el tamaño 7 (An = 0.0111 plg 2)

* Pasamos a determinar la presión en el chorro con la siguiente formula:

$$P_n = P_{so} + g_n D - P_{fpt}$$

Donde :

Pso. Presión de operación psi (triplex, etc)

D.. Profundidad de bomba ft

gn. Gradiente de succión psi/ft

Pfpt. Perdidas de presión por fricción psi.

Asumimos una presión de operación por ejemplo 2500 psi

Para la primera iteración asumir Pfpt = 0.

* De esta manera, podemos hallar el caudal de fluido motriz en el chorro.

$$qn = 832 \times An \sqrt{(pn - pps) / gn}$$

- La determinación de pérdidas de presión por fricción, se puede realizar de manera gráfica (ver figura 11) o por ecuaciones calculando la velocidad en la sección circular:

$$v = 0.01191 \frac{q}{d^2}$$

Donde:

vVelocidad ft/sec

qtasa de flujo B/D

ddiámetro interno de la tubería plg

La velocidad en la sección anular:

$$v = 0.01191 \frac{q}{d_1^2 - d_2^2}$$

Donde:

v..... Velocidad ft/sec

q..... tasa de flujo B/D

d1.... diámetro mayor plg

d2.... diámetro menor plg

El Número de Reynolds:

Sección circular

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{u}$$

Sección anular

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{(d_1 - d_2)v}{u}$$

(u viscosidad cp)

Nre < 1200 Flujo laminar

Nre > 1200 Flujo turbulento

Entonces, el factor de fricción se calcula:

Sección Circular

$$f = 0.0361 \times (u/(dv))^{0.21}$$

Sección Anular

$$f = 0.0361 \times (u/(d_1 - d_2) \times v)^{0.21}$$

* La determinación de la presión en la tobera (Nozzle) y el flujo motriz lo hallamos por medio de las siguientes ecuaciones:

$$P_n = P_{so} + gnD - Pf_{pt}$$

$$qn = 832 \times A_n \sqrt{(p_n - p_{ps}) / gn}$$

$$Pf_{pt}$$

El proceso iterativo se debe de efectuar hasta alcanzar que los resultados

estén dentro de un 15%.

* De esta manera podemos conseguir hallar la caída de Presión en un flujo laminar:

Sección circular
$$\Delta pf = 7.95 \times 10^{-6} \frac{uLq}{d^4}$$

Sección anular
$$\Delta pf = \frac{7.95 \times 10^{-6} uLq \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1}}{(d_1 - d_2)^2 (d_1^2 - d_2^2) (1 + 1.5e^2)}$$

Donde: L.....longitud de tubería (ft)

e.....descentramiento

* Y la caída de presión en flujo turbulento:

Sección circular
$$Pf_{pt} = 11.46 \times 10^{-6} \gamma \times f \times L \frac{q^2}{d^5}$$

Sección anular
$$\Delta pf = \frac{11.46 \times 10^{-6} f q^2 L}{(d_1 - d_2)^2 (d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2} \right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)}$$

4.4.2. Determinación del Rendimiento de la Bomba y Caudal de Retorno

Partiendo de que el caudal de retorno es la suma de la tasa de producción deseada más el caudal del fluido motriz.

Empezamos a hallar la gradiente de presión de retorno.

$$gd = \left\{ (qn \times gn) + (qs \times gs) \right\} / qd \quad gd : \text{gradiente de retorno (psi/ft)}$$

Dependiendo el tipo de fluido que utilicemos como fluido motriz aplicaremos:

$$Wcd = (qn + Wc \times qs) / qd$$

Si se usa agua

Si se usa petróleo $W_{cd} = W_c \times q_s / q_d$

W_{cd} fracción

Para la razón Gas líquido de retorno:

F_{gl} Scf/bls
 R Scf/ft $F_{gL} = q_s(1 - W_c) \times R / q_d$

La viscosidad del fluido de retorno:

V_o Viscosidad del petróleo cp

V_wViscosidad del agua cp $v_m = (1 - W_{cd}) \times v_o + W_{cd} \times v_w$

Entonces, si F_{gl} es menor de 10 Scf/bls:

$$P_{pd} = P_{fd} + g_d \times D + P_{wh}$$

En donde P_{wh} , es la presión en cabeza en psi.

Si F_{gl} es mayor de 10 Scf/bls, se utilizaran los gráficos de gradientes de presión multifásico para calcular P_{pd} .

De esta manera: $F_{pD} = (P_{pd} - P_{ps}) / (P_n - P_{pd})$

* Para hallar la Razón de masa:

$$F_{mfD} = \frac{q_s \times \left[1 + 2.8 \left(\frac{R}{P_{ps}} \right)^2 (1 - W_c) + W_c \right] \times g_s}{q_n \times g_n}$$

Por ecuación y una por la curva podemos hallar un nuevo caudal de succión:

$$q_s(\text{new}) = q_s(\text{old}) \times \frac{F_{mfD}(\text{curva})}{F_{mfD}(\text{ecuacion})}$$

F_{mfD} (curva)..... De la curva de rendimiento

F_{mfD} (ecuación)..... De ecuación

Si los valores de razón de masa no convergen dentro de un 5 % se repiten los cálculos para calcular el fluido de descarga con la nueva tasa calculada.

4.4.3. Determinación de la Potencia Hidráulica

Con la siguiente formula podemos hallar el área de la garganta (A_t) para luego ingresar a la tabla 4.2 y hallar el valor real de A_t de tabla.

$$A_t = \frac{A_n}{F_a D}$$

Luego, hallamos el límite de flujo de cavitación:

q_{sc} B/D
 q_{si} Caudal de diseño. B/D

$$q_{sc} = q_{si} \times \frac{(A_t - A_n)}{A_{cm}}$$

De esta manera podemos calcular la Potencia Hidráulica:

$$HP = \frac{qn \times P_{so} \times 0.000017}{0.90}$$

P_h H_p @ 90% de eficiencia

Por último el cálculo de la eficiencia de la bomba se logra mediante:

$$E_p = F_{mfd} \times F_{pd} \times 100$$

CAPITULO 5

APLICACION DE LA BOMBA HIDRAULICA JET PARA LIMPIEZA DE FONDO Y PERFORACIONES

5.1 TRABAJO EN EL POZO DORISSA 1202D

5.1.1 SITUACION ANTES DE INTERVENCION

Este pozo, fue seleccionado debido a:

- Incremento acelerado del corte de agua. (ver figura 12)
- Disminución de producción de crudo. (ver figura 12)
- Formación de incrustaciones producidas por la precipitación de materiales orgánicos (carbonatos).
- Debido a cambios de presión ($P_r = 3900$ psi – $P_{wf} = 2500$) en la vecindad de las perforaciones, se forman depósitos de asfaltenos.
- **Prod: 140 BOPD x 83% WC x ESP**

NF: 2100' x 57 Hz x IP: 0.7 BPD/psi

(Set-2002).

5.1.2. RESUMEN OPERATIVO

5.1.2.1 Acondicionamiento inicial

- Recuperación de la bomba electro sumergible (ESP) y tubo capilar de inyección de química.
- Un tercio de la tubería en su tramo intermedio salió con una capa fina de parafina y asfaltenos.

- Quedaron 4 superbandas (zunchos que sujetan el cable a la tubería de producción) dentro del pozo. Unidad de cable (WL) bajó herramientas de pesca recuperando una superbanda, escoria de la tubería de perforación ó y pedazos de plomo. Última profundidad encontrada a 3502.45 mts (WL).
- Acopló G-22 localizador (locator) en la extensión del área de sellos (seal bore extensión) del empaque FB-1 con sarta de prueba y camisa de circular.
- Unidad de cable (WL) abrió camisa para efectuar limpieza ácida a la sarta de prueba, desplazó por reversa.

5.1.2.2 Limpieza del fondo del pozo (downhole)

- Unidad de cable (WL) bajo estampa de 2" encontrando obstrucción a 3497.27 mts, intentó pasar con barra de peso de 1 ½" sin conseguirlo.
- Unidad de cable (WL) bajo limpiador de arena (sand bailer) de 1 7/8" y 2 ¼" por más de 20 veces, recuperando la mayor cantidad de residuos como:
 - Oxido de fierro 83.5 %
 - Hidrocarburos 1.5%,
 - Arena de formación 8% é incrustaciones 7%.

En total recuperó 18 kilos de residuos.

- Después de la limpieza WL bajó herramienta para abrir o cerrar camisa de circulación (shifting tool) para verificar posición de las camisas de circular de 2.31" a 3474.40 y 3496.60 m. respectivamente. El nuevo fondo lo encontró a 3506.11 m.

5.1.2.3 Corte químico cola obstruida

- Desacoplamiento de sarta de prueba con G-22 localizador al fondo del pozo (downhole), unidades de sello salieron dañadas.

- Nuevamente fue reinstalada la sarta de prueba con G-22 localizador y camisa de circular de 2.31" en el fondo del pozo (down hole).
- Bajó cortador químico con cabeza de 2 ¼" con registro de collares de casing (CCL) y colocó a 3.66 m. debajo de la camisa de circular inferior a 3502.15 m. y efectuó corte, al sacar cable quedó agarrado con cortador.
- Unidad a cable (WL) bajó caja ciega (blind box) de 2.2 " con martillo mecánico y barras de peso, bajó hasta tope de pescado a 3496,66 y con golpe hacia abajo fondeó pescado (CCL+ Cortador químico de 2 ½") hasta 3520 mts.
- Desacopló sarta de prueba con G-22 localizador

5.1.3 RESULTADOS DE PRODUCCION

5.1.3.1 Primera Prueba con BOMBA JET

- Unidad de cable (WL) bajó Bomba Jet 13M (ver figura 15) con registrador de presiones electrónico (memory gauge) y sentó en posición la camisa de circular a 3471.68 mts. (ver figura 16)
- Tiempo efectivo de prueba: 12 horas.
- Los parámetros estabilizados de trabajo fueron:
 - Presión de inyección de fluido motriz: 2500 psi.
 - Caudal de inyección de fluido motriz: 2.3 BPM ó 3312 BPD.
 - Presión de cabeza: 300-400 psi.
 - Caudal de retorno: 4394 BPD.

Resultados:

1154 BFPD x 81%WC x Pwf: 3475 psi x IP: 2.72 BPD/p

5.1.3.2 Segunda Prueba con BOMBA JET

- Unidad de cable (WL) bajó Bomba Jet con registrador de presiones electrónico (memory gauge - ver figura 15) y sentó en posición de la camisa de circular a 3471.68 mts. (ver figura 16)

- Tiempo de prueba efectivo 32.5 horas.

- Los parámetros estabilizados de trabajo fueron:

- Presión de inyección fluido motriz: 2520 psi.

- Caudal de inyección de fluido motriz: 2.2 BPM ó 3168 BPD.

- Presión de cabeza: 340-400 psi.

- Caudal de retorno: 3737 BPD.

Resultados:

633 BFPD x 72 %WC x Pwf: 3783 psi x IP: 1.69 BPD/p

5.1.4 INSTALACION ACTUAL

Bajó la instalación electro sumergible (ESP) Reda DN3000-294 etapas, Intake a 3356.46 mts con tubo capilar de inyección de química de 3/8".

Fondo de instalación a 3437,56 mts.

RESULTADOS DE PRODUCCION

Producción pico:

670 BOPD x 74.2 % WC x NF: 1299' x IP: 2.6

Producción actual:

461 BOPD x 76.6 % WC x NF: 1762' X IP: 1.8

5.2 TRABAJO EN POZO CORRIENTES 1015H

5.2.1 SITUACION ANTES DE INTERVENCION

5.2.1.1 Completación (Dic. 2001)

El pozo se perforó horizontalmente en el reservorio Cético-2 quedando completado a hueco abierto con longitud de sección de 477 m utilizando lodo base aceite (OBM). Instaló bomba electro centrífuga (ESP) produciendo intermitentemente durante 2 días, parándose luego por bajo nivel de fluido debido a pobre aporte del reservorio.

5.2.1.2 Intervención (WO) # 1 (Ene-2002)

Retiró Equipo de bombeo electro centrífugo (ESP), las dos bombas superiores salieron con muestras de formación (arena y limolita) en la descarga y con giro duro. Se efectuó limpieza de hueco abierto desde el Zapato de 7" con lodo base aceite (OBM) de 8.9 lb/gal observando restricciones al ingresar al Zapato, recupera 40% Limolita y 60% arena; de 3442 a 3664 m rimó sin problemas observando estabilidad del hueco sin muestras de derrumbe por zaranda. Bajó Laina de 4 1/2" con 2 secciones ranuradas y 3 secciones ciegas, éstas últimas cubriendo las zonas de menor estabilidad. Bajó instalación de producción fluyente con empaque FH de 7" sentándolo a 2745.9 m, pozo quedó en producción sin lograr cerrar camisa de circular: 1100 BFPD x 32/64" extrangulador x 75 psi TP x 170 psi CP x 3% BSW x 25.1° API. Bajó Registro de presión Amerada y corrió Gradiente Fluyente determinándose un PI de 1.9 BPD/psi, desplazó 100 bls de pastilla salina (80,000 ppm Cl-) y se retiró Pkr FH; bajó ESP.

Producción : 1285 BOPD x 160 BAPD x 11.1% WC x 90 psi x 40 Hz.

Cambio de equipo de producción (WS) # 1 (Oct/Nov. 2002)

Retiró el Equipo electro centrífugo (ESP) quedando en el pozo 2 protectores de cable de 3 1/2" x 7", el ensayo de la bomba mostró baja eficiencia por presencia

de arena de formación; bajó broca de 6" con raspador de 7" hasta 3069.0 m sin circulación. Bajó nuevo equipo ESP.

5.2.1.3 Últimas Pruebas de Producción

Fecha	Arena	BOPD	BFPD	WC%	FL (m)	PI	ppmCl
01.10.02	CET-2	823	1171	30.0	491	1.1	80491
15.10.02	CET-2	838	1181	29.0	444	1.2	76569
08.11.02	CET-2	245	892	73.0	1455	0.4	66129
09.11.02	CET-2	214	913	77.0	1455	0.4	68520
10.11.02	CET-2	211	902	77.0	1455	0.4	68520

(Ver figuras 13 y 14)

5.2.1.4 Últimas Corridas de ESP

Run	Arena	Fecha	Bomba	INTK	Motor	Dias	Comentarios
1	CET-2	19.01.02	74,GC-2200	1841m	165 HP	281	Bomba con baja efic.
2	CET-2	03.11.02	294,FC-1800	1906m	165 HP	12	Corriendo

5.2.2 Resumen Operativo Corrientes 1015H

A las 16:00 hrs del 22 de Enero se dió por concluida la prueba de Jet Pump tal como sigue:

a. Se armó ensamble de fondo de pozo (BHA) de Prueba

Zapato de mula (Shoe Mule) 2 3/8" EUE 8RD.

1 Tubo de 2 3/8" EUE 8RD.

1 NIPPLE con asiento Tipo "R" 2 3/8" ID: 1.81"

Válvula de Retención 1.81" EN NO-GO 2 3/8"

Reducción 3 1/2" EUE 8RD. BOX 2 3/8" EUE 8RD. PIN

1 Tubo de 3 1/2" EUE 8RD.

Reducción: CAJA de 3 1/2" IF ; PIN de 3 1/2" EUE 8RD

Empaque

10 Collares de 3 1/2" IF

Reducción: CAJA de 3 1/2" EUE 8RD; PIN de 3 1/2" IF.

2 Tubos 3 1/2" EUE 8RD.

Camisa corrediza (Sliding Sleeve) 2 7/8" ID: 2.31"; Conexiones 3 1/2" EUE 8RD.

Tubería hasta superficie.

- b. Se bajó Conjunto de fondo de pozo. Conejeando tubería con pin OD: 2.40", probando con presión de 2500 PSI. Cada 500 m..
- c. Se sentó empaque a profundidad deseada.
- d. Se probó anular con 1200 PSI. Por 10 minutos.
- e. Se bajó con cable para abrir ventana "SLIDING SLEEVE" 2 7/8".
- f. Se comprobó nivel de fluido en anular y tubos (llenos).
- g. Se realizó prueba de líneas de inyección con 2500 psi en superficie hasta cabeza de prueba por 10 minutos.
- h. Se bajó BOMBA JET en reversa con registrador de presiones electrónico. (ver figura 17 y 18)

Luego, de acuerdo a la información obtenida se debió proceder con el siguiente programa:

- 1- Armar unidad de cable, bajar y recuperar la bomba Jet. Desarmar unidad de cable.
- 2- Descargar el empaque. Sacar tubería quebrando tubos.
- 3- Bajar molino de 3-3/8" OD con tubería de trabajo y perforar el Sello inferior (Seal Sub) que esta a 3384.23 m y el zapato guía que esta a 3387.39 mts (Fondo de la lana está a 3387.85 m). Circular.

3a- Si no se tiene dificultad al moler hasta 3387.85 m, continuar con la prueba de la bomba jet tal como se efectuó anteriormente.

3b- Si se tiene dificultad para moler o se encuentran obstrucciones, preparar lodo WBM de 8.5 ppg y moler hasta 3387.5 m. Limpiar hasta 3666 m (FTD). Sacar hasta el tope de la lana de 4-1/2" a 3092 mts y cambiar lodo WBM por fluido de retrabajo de 8.5 ppg. Sacar tubería. Continuar con la prueba de la bomba jet tal como se efectuó anteriormente.

- 4- Dependiendo de los resultados de la prueba de la bomba Jet se indicará el siguiente paso a seguir.

Debido a que el molino de 3-3/8" OD no pudo pasar de 3197.6 m se recomienda seguir con el siguiente programa:

- 1- Sacar el molino de 3-3/8" OD.
- 2- Bajar broca de 6" con raspador de 7" hasta el tope de la lana de 4-1/2" a 3092.0 m. Sacar quebrando la tubería de perforación.
- 3- Armar cañones de TCP de 3-3/8" OD con cabeza de presión diferencial modelo "K", niple perforado, empaque para prueba (champ packer) de 7", APCA, marca radioactiva (la marca radioactiva debe quedar en una zona de

máximo 40° de inclinación), niple con asiento "R" de 1.81", un tubo de 3-1/2" OD y camisa corrediza (sliding sleeve) de 2.31". Bajar con tubos de 3-1/2" OD.

Nota: Asegurarse que la tubería este limpia.

4- Colocar el empaque Champ en la profundidad de sentado. Armar HLS y corra GR-CCL de 1-11/16" OD y verifique la profundidad de los disparos.

5- Sentar el empaque. Una vez sentado probar con 500 psi de presión anular.

6- Presurizar forros con 2500 psi para accionar la cabeza de disparo y detonar los cañones, perforando los siguientes intervalos.

Cetico-1: 3135.0-3140.0 (5 mts) 4 spf

Cetico-1: 3148.0-3162.0 (14 mts) 4 spf

Cetico-2: 3169.0-3190.0 (21 mts) 4 spf

Nota: La correlación se efectuará con el registro ARC-5 corrido en el tramo de 8-1/2" en diciembre 2001.

7- Armar unidad de cable. Sentar empaque RB-2 de 1.81" en el niple No-Go "R". Abrir la camisa corrediza (sliding sleeve) de 2.31". Presurizar el anular para verificar apertura de la camisa corrediza (sliding sleeve).

8- Bajar la Jet Pump 11L (Reversa) y sentarlo en la camisa corrediza (sliding sleeve). Desarmar unidad de cable.

9- Bombear fluido de retrabajo por el espacio anular y efectúe la prueba con la bomba Jet.

10- Una vez concluida con la prueba, bajar con cable y recupere la bomba jet. Pescar el RB-2. Desarmar unidad de cable.

11- Desanclar el empaque. Sacar tubería. Desarmar ensamblaje de fondo.

12- Armar y bajar conjunto de bombeo electro sumergible (BES).

Nota: El dimensionamiento del conjunto BES se efectuó después de analizar la información del registrador de presión electrónico (prueba con la bomba Jet).

5.2.3 Resultados de Producción

Datos de la Prueba:

BFPD: 900	Gravedad Específica del Gas: 0.71
BPPD: 270	G.O.R. : 85.0 SCF/STB
Pwf : 3282 psia	Temp. Form. : 228° F
BSW : 0.7 fracción	Temp. Separ. : 150° F
API : 24	Pres. Separ. : 60 psia
PR : 4100 psia	

Resultados:

Curva IPR Vogel.	Curva IPR Compuesto
I.P.= 0.330	I.P.= 1.100 stb/dia/psia
Qob= 1098	Qbt= 3662 bls/dia @ Pb: 72 psia
Qomax= 1240	Qtmax= 4220 bls/dia @ Pwf: 0 psia

CAPITULO 6

EVALUACION TECNICA Y ECONOMICA

La evaluación económica se desarrolló por separado para cada pozo, debido a que los trabajos se desarrollaron en distintas fechas y en distintos lotes, por lo que los valores de regalía, impuestos, precios del crudo y costos operativos son distintos para cada uno.

El primer pozo será el Dorissa 1202, debido a que éste fue el primero en intervenirse en noviembre del 2002 y luego se concluirá con la corrida económica que se realizó para el pozo Corrientes 1015H, el cual no pudo completar la prueba debido al desmoronamiento de la sección de hueco abierto, procediendo a perforar otras formaciones.

6.1. EVALUACION ECONOMICA DORISSA 1202

El cuadro a continuación muestra la hoja de tiempos que se tomó en cuenta para calcular los días que demora cada operación, y de esta manera obtener el costo por el equipo.

Hoja de Tiempos para el Pozo Dorissa 1202

ITEM	LABOR	Horas	Acum.		Comentarios
			Días		
1	Movimiento y Colocación del equipo	72	3.0		
2	Defogar	4	3.2		
3	Circular DIESEL	10	3.6		
4	Desarmar Cabeza de POZO	3	3.7		
5	Amar BOP	3	3.8		
6	Amar línea de flujo (FLOW LINE)	1	3.9		
7	Sacar 348 JTS 3 1/2" TBG (8J/7"CG-10J/9 5/8"CG)	42	5.6		POOH TxT
8	Desarmar ESP	5	5.8		
9	Bajar RCJB hasta topar fondo	22	6.8		RIH TxT
10	Limpiar y circular pozo	3	6.9		Repetir de ser necesario.
11	Sacar cañería	12	7.4		
12	Bajar zapato rotario con 3½" DP hasta tope de Packer	13	7.9		
13	Empaque de molino	4	8.1		
14	Sacar Rotaría	12	8.6		

15	Bajar lanza "SPEAR" hasta tope de empaque FB-1	13	9.1	
16	Sellar empaque	3	9.3	
17	Sacar conjunto de fondo	12	9.8	
18	Bajar broca y rimador hasta el casing de 7"	12	10.3	
19	Empujar pescado (FISH) hasta el fondo	3	10.4	
20	Sacar conjunto de fondo	24	11.4	POOH TxT
21	Bajar empaque de 7" con tubería de 3½" hasta el fondo	20	12.2	RIH TxT
22	Tratamiento de limpieza de perforados	5	12.4	
23	Prueba de Bomba Jet	48	14.4	
24	Levantar cañería	6	14.7	
25	Prueba de Inyectividad	3	14.8	
26	Prueba a equipos y líneas de estimulación	1	14.8	
27	tratamiento acido	12	15.3	
28	Cerrar pozo y desfogar	3	15.5	
29	Sacar Cañería	22	16.4	
30	Amar ensamblaje don bomba electrosumergible	8	16.7	
31	Bajar Bomba electro sumergible	58	19.1	
32	Realizar trabajo de epoxica	3	19.3	
33	Desarmar BOP	2	19.3	
34	Desarmar línea de flujo (FLOWLINE)	2	19.4	
35	Sentar colagador de tubería	1	19.5	
36	Amar cabeza de pozo	2	19.5	
37	Desarmar equipo	10	20.0	
38	Encender la Bomba ESP y empezar la prueba de producción	4	20.1	
39	Prueba de producción	20	21.0	

Luego, podemos llenar el cuadro siguiente con los distintos costos del trabajo:

DORISSA DST 1202

ITEM	DIAS	US\$/DIA	TOTAL	TOTAL NETO
MOVIMIENTO	0	6683	0	
LABOR	21	7400	155400	
	21			155400

CASTILLO (DMA)			8500	
CUADRILLA PETREX (pasajes aereos)	2	700	1400	
CAMIONES			2000	
				11900

INSPECCION DE TUBERIA			8000	
BJ SERVICES + MATERIALES (TRATAMIENTO QUIMICO)			15000	
7" PACKER-BJ & SERVICIOS			10000	
SUPERVISOR DE POZO	21	200	4200	
BOMBA JET			10000	
BJ SERVICES - PRUEBA DE INYECTIVIDAD			3000	

SCHLUMBERGER TECNICO ESP	4	550	2200	
				52400

WOF (Diesel+Biocida+ Surfactante+Secuestrante)	25	1200	30000	
40 TUBOS DE TUBING 3.5" SEC-PROD	40	263	10520	
EQUIPO ESP			50000	
MATERIALES DE LA BOMBA ESP			15000	
CABLE REPARADO PARA BOMBA	0.36	11500	4140	
OTROS MATERIALES (REDUCCIONES & ACCESORIOS)			7000	
COMBUSTIBLE			2500	
				119160

ALIMENTACION Y HOSPEDAJE	21	600	12600	12600
--------------------------	----	-----	-------	-------

351,460.0

Por último llenamos la hoja de cálculo que utiliza la empresa tomando en cuenta los impuestos, regalia y precio del crudo en el momento del trabajo y para los meses y años futuros.

CAMPO: DORISSA

POZO: 1202

PRECIO DE CRUDO 1er AÑO 23.2 \$/Bbl

DIF 4.50 \$/Bbl

°API 41.8

CARGO DE TRANSPORTE 2.10 \$/Bbl

GASTOS DE OPERACION (COSTOS DIRECTOS) 1.50 \$/Bbl

POSIBILIDAD DE EXITO 80%

PAGOS POR VENTAS 30 days

INGRESOS & PAGOS DE TRANSPORTE 30 days

PRIMER AÑO			
1 TRIM	2 TRIM	3 TRIM	4 TRIM
24.0	23.0	23.0	23.0

ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5+
23.0	23.0	23.0	23.0

POR REGALIA 2.10 \$/Bbl

VARIACIONES DEL PRECIO DEL PETROLEO (%)		
ANO/ITEM	TRANS	OPER. EXP
2		0
4	0	

DATOS
PRIMER
AÑO

MES	RIESGO INV. (MUSD)	CAPEX (MUSD)	OPEX (G.O) (MUSD)	PROD. (MBOD) 100%	NO CAPITAL EXP.	
					FACTOR	NOCAP
1	0	351.46	0.0	0.000	100%	351
2	0	0	12.5	0.274	100%	0
3	0	0	12.0	0.264	100%	0
4	0	0	11.5	0.253	100%	0
5	0	0	11.1	0.243	100%	0
6	0	0	10.7	0.234	100%	0
7	0	0	10.3	0.225	100%	0
8	0	0	9.9	0.216	100%	0
9	0	0	9.5	0.208	100%	0
10	0	0	9.1	0.199	100%	0
11	0	0	8.8	0.192	100%	0
12	0	0	8.4	0.184	100%	0
TOTAL	0	351.46	114		1.00	351

A continuación se muestra los resultados de la corrida económica, observando un TIR del 100% y un tiempo de pago (pay out) de 6 meses con una tasa de descuento del 15%

RESULTADOS DE LA
EVALUACIÓN
ECONOMICA

LOTE

1AB

CAMPO

DORISSA

POZO

1202

PRECIO DE PETROLEO

1er Año 23.2 US\$/BBL
2do Año 23.0 US\$/BBL
3er Año 23.0 US\$/BBL

RESERVAS

0.163 MMBO

INVERSION

Intervención 351.46 MUS\$

RESUMEN DE RESULTADOS:

EXITOSO RIESGO

C.O.S.

100% 80%

IRR	>100%	>100%
TASA DE DESCUENTO:	15%	
VALOR PRESENTE NETO AL 15%	1,177	941
MAX. EXPOSICION AL 15%	(362)	(289)
TIEMPO DE PAGO AL 15% (años)	0.47	0.5
EFICIENCIA DE LA INVERSION AL 15%	3.3	3.3
RELACION GANACIA/INVERSION AL 15%	3.3	2.7

6.2. EVALUACION ECONOMICA CORRIENTES 1015H

El cuadro a continuación (tal como en el pozo de Dorissa) muestra la hoja de tiempos que se tomó en cuenta para calcular los días que demora cada operación, y de ésta manera obtener el costo por el equipo.

Hoja de Tiempos para el pozo Corrientes 1015H

ITEM	LABOR	HORAS	ACUM.	COMENTARIOS
			DIAS	
1	Movimiento y Armado de equipo	48	2.0	
2	Desfogue	4	2.2	
3	Circulación con fluido de workover	3	2.3	
4	Desarmar cabeza de pozo	1	2.3	
5	Amar BOP	2	2.4	
6	Amar línea de flujo (FLOW LINE)	1	2.5	
7	Bajar 192 TBGS 3 1/2" con ESP	16	3.1	Retirar ESP
8	Desarmar ESP	4	3.3	
9	Bajar Rimador de 7" con broca de 6" hasta tope de lana de 5" (3092.0 m)	10	3.7	Condicionar 7" LINER
10	Circular con fluido de workover y píldoras viscosas	6	4.0	
11	Sacar Broca de 6"	10	4.4	
12	Bajar molino plano de 3 3/4" (FLAT MILL) con/2 7/8"-3 1/2" TBG hasta tope de lana 5" (3092.0 m)	10	4.8	Limpieza de 4 1/2" LINER
13	Circular hasta superficie	4	5.0	
14	Continuar bajando hasta 2 3/8" Sello inferior (3387.6 m) CIRC. píldoras viscosas	8	5.3	
15	Sacar cañería con molino de 3 3/4"	10	5.7	
16	Bajar 7" empaque de prueba (CHAMP PACKER) con/DP & 3 1/2" TBG	12	6.2	Evaluar Producción
17	Sentar empaque a 3090.0 m & Acondicionar F/ BOMBEO HODRAULICO	4	6.4	
18	Prueba con bomba hidráulica	24	7.4	
19	Desentar PKR & Sacar	12	7.9	
20	Bajar con broca 3 3/4" con/2 7/8" MOTOR & 2 7/8"-3 1/2" TBG hasta 3387.6 m	12	8.4	Perforar equipo de flotación de fondo
21	Cambiar WOF por 8.5 ppg lodo	3	8.5	
22	Perforar sello inferior 2 3/8" & 4 1/2" Zapato guía.	4	8.7	

23	Sacar cañería con broca 3 3/4"	10	9.1	
24	Bajar broca de 3 3/4" con 2 7/8" - 3 1/2" TBG hasta PBTB (3391.0 m)	10	9.5	Limpieza de hueco abierto 6"
25	Continuar bajando con circulación dentro de hueco abierto hasta 3666 m	10	9.9	
26	Sacar cañería con broca de 3 3/4" hasta 3092 M	4	10.1	
27	Cambiar Lodo por WOF (fluido de WO)	3	10.2	
28	Sacar cañería hasta superficie	10	10.6	
29	Ensamblar ESP & Lubricar.	4	10.8	ESP
30	Bajar ESP (admisión a 1969 metros)	18	11.5	
31	Instalar Cabeza de pozo	1	11.6	
32	Trabajo de Epoxica	2	11.7	
33	Encender Bomba ESP y empezar prueba	4	11.8	
34	Pozo en producción	3	12.0	
35	Otros	72	15.0	Adherir trabajos

Luego, podemos llenar el cuadro siguiente con los distintos costos del trabajo:

POZO:

CORRIENTES 1015H

1.- EQUIPO	ITEM	DIAS	US\$/ DIA	TOTAL	TOTAL NETO
	MOVIMIENTO & RU	2	5720	11440	
	LABOR	13	6300	81900	
		15			93340.0
2.- TRANSPORTE					
	DISTANCIA DEL EQUIPO			3000	
	CAMIONES			2000	
	GRUA TEREX	15	250	3750	
	GUARDIA PETREX (Pasaje aereo)		660	1320	
	OTROS (QUIMICA/TRANSPORTE DE TUBULARES)			10000	
					20070.0
3.- SERVICIOS					
	EXTRACCION DE BOMBA	1.5	1100	1650	
	INSPECCION DE TUBERIA			2500	
	USO DEL MARTILLO	2	3000	6000	
	HERRAMIENTAS PARA MOLER ZAPATO GUIA DE 4 1/2" (RENTA-BAKER : 2 CORRIDAS)			30000	
	INGENIERO DE LODOS (MI-DRLG)	10	300	3000	
	OPERADOR ESPECIALISTA (BAKER)	5	1000	5000	
	EMPAQUE PARA PRUEBA (HALLIB.)			20000	
	BOMBEO HIDRAULICO			10000	
	BOMBEO & OTROS SERVICIOS DEL RIG 5824	15	2000	30000	
	INSTALACION DE ESP	1.5	1100	1650	
					109800.0
4.- MATERIALS					
	EQUIPO DE FONDO ESP. REPARACION (RE-CORRIDA)			60000	
	MATERIALES PARA BOMBA ESP			3500	
	BROCA DE 3 3/4" (1)			5000	
	FLUIDOS DE PERFORACION (1000 BLS WBM)			25000	

	FLUIDOS DE WORKOVER			3000	
	DIESEL			2000	
					98500.0
5.- LOCACION	REPARACION DE PLATAFORMA (100%)			5000	5000.0
6.- SUPERVISION					
7.- OTROS	ALIMENTACION Y HOSPEDAJE	15	1000	15000	15000.0
TOTAL					341710.0
(CON CONTINGENCIAS)					358795.5
TRABAJOS RELACIONADOS CON ESP					66800

COSTO NETO DE WO

291995.5

Por último llenamos la hoja de cálculo que utiliza la empresa tomando en cuenta los impuestos, regalia y precio del crudo en el momento del trabajo y para los meses y años futuros.

LOTE 8

CAMPO: CORRIENTES

POZO: CO-1015H

PRECIO DEL CRUDO 1er AÑO 25.0 \$/Bbl

DIFERENCIAL 3.5 \$/Bbl

°API 23.4 °

CARGO POR TRANSPORTE 1.773 \$/Bbl

GASTOS DE OPERACIÓN 1.0 \$/Bbl

PORCENTAJE DE ÉXITO 80%

PAGO A: 30 días

PAGOS DE INGRESOS & TRANSPORTE 30 días

PRIMER AÑO

MES	RIESGO INV. (MUSD)	CAPEX (MUSD)	OPEX PROD. (MUSD)	PROD. (MBOD)	NO Factor	CAPITAL No Cap
1	0	353.8	0.00	0.000	100%	353.8
2	0	0.0	18.01	0.592		0.0
3	0	0.0	15.85	0.521		0.0
4	0	0.0	13.96	0.459		0.0
5	0	0.0	13.69	0.450		0.0
6	0	0.0	13.45	0.442		0.0
7	0	0.0	13.23	0.435		0.0
8	0	0.0	13.02	0.428		0.0
9	0	0.0	12.84	0.422		0.0
10	0	0.0	12.69	0.417		0.0

PRIMER AÑO			
1 TRIM	2 TRIM	3 TRIM	4 TRIM
25.00	25.00	25.00	25.00

AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5+
23.00	20.00	20.00	20.00

PARA REGALIA 1.88 \$/Bbl

VARIACIONES EN EL PRECIO(%)			
AÑO/ RUBRO	TRANS	OPER.	EXP
2			0
4	0		

11	0	0.0	12.44	0.409		0.0
12	0	0.0	12.14	0.399		0.0
TOTAL	0	353.8	151.3		1.00	354

A continuación se muestra los resultados de la corrida económica, observando un TIR del 100% y un tiempo de pago (pay out) de 3.6 meses con una tasa de descuento del 15%

RESULTADOS DE EVALUACIÓN ECONOMICA

CAMPO

CORRIENTES

POZO:

CO-1015H

PRECIO DEL CRUDO

1er Año	25.0	US\$/BBL
2do Año	23.0	US\$/BBL
3er Año	20.0	US\$/BBL

RESERVAS

0.650 MMBO

INVERSION

WORKOVER

354 MUS\$

OTROS

5 MUS\$

TOTAL:

359 MUS\$

RESUMEN DE REULTADOS:

EXITO

RIESGO

C.O.S.

100%

100%

IRR

>100

>100

TASA DE DESCUENTO

15%

VALOR PRESENTE NETO AL

3541

2833

15%

MAX. EXPOSICION AL 15%

-369

-295

TIEMPO DE PAGO AL 15%

0.3

0.3

(años)

EFICIENCIA DE INVERSION AL 15%

9.6

9.6

RELACION GANANCIA/INVERSION AL

9.9

7.9

15%

CAPITULO 7

CONCLUSIONES

DORISSA 1202

- El empleo de la bomba jet para fines de limpieza de pozo cumplió con su objetivo por los efectos mecánico (succión) e hidráulico (venturi) sobre la instalación de fondo y los intervalos perforados de la formación Chonta en el Pozo Dorissa 1202D.
- Este efecto removió parcialmente el daño de la formación debido a incrustaciones producidas por la precipitación de materiales orgánicos (carbonatos) y deposición de asfaltenos, permitiendo un incremento sustancial de producción y reducción del corte de agua.
- Lo anterior se refleja en el incremento de índice de productividad de 0.7 a 1.8 BPD/psi después del empleo de la bomba jet en el pozo Dorissa 1202D.
- Observando los resultados de la primera y segunda prueba se puede decir que la disminución de producción en la segunda prueba fue debido a la presencia de gas en forma cíclica.
- La Bomba Jet 13 M seleccionada fue la óptima para los parámetros reales.

CORRIENTES 1015H

- Los Valores de presión fluyente (P_{wf}) e índice de producción (IP) obtenidos durante la evaluación, son similares a los obtenidos con los registradores de presión electrónico (Memory Gauges) y las últimas pruebas de producción con la anterior Bomba electro centrífuga (ESP).

Datos de registrador electrónico (Memory Gauges): P_{wf} : 2267 psi. IP: 0,245
Q: 450 blsd

- Los datos de la prueba se estabilizaron en corto tiempo por la no presencia de gas y la cercanía de la Bateria, lugar donde se contabilizó el fluido de retorno del pozo.
- No se consideró el rediseño de la Bomba JET, por la ausencia de variación de parámetros de superficie como presión de cabeza, inyección y fluido de retorno.
- Existió variación de la presión de operación en +/- 50 psi. Debido al tamaño de la Bomba de Superficie, en la que se utiliza la quinta parte de su capacidad.
- La variación de presión de operación se puede observar en el gráfico obtenido por los registradores de presión electrónicos (memory gauges). Y se deberá tomar en cuenta en la sensibilidad de comparación de los resultados.
- En las dos ocasiones que se reparó la Bomba JET se observó completamente limpio el chorro, comprobándose el taponamiento de la Bomba debido a la presencia de sólidos. Siendo ésta la razón principal de la baja de producción en el pozo.

CAPITULO 9

RECOMENDACIONES

- Aplicación en la limpieza de perforados en pozos de la formación Chonta que reporten reducción de su índice de productividad previa evaluación de los pozos candidatos.
- Para próximos trabajos extender el tiempo de prueba de producción por dos a tres días, pues permitirá un monitoreo representativo.
- Considerar como una alternativa de producción los equipos de bombeo hidráulico para pozos de baja producción en el Lote 1AB previa evaluación técnica-económica.

BIBLIOGRAFIA

1. **Juan Francisco Chung Ching,**
“Estudio de Velocidades en las Unidades Terciarias a Partir de Registros Sónicos del Lote 1AB Cuenca Marañón-Nor Oriente Peruano.” Tesis UNI 1995.
2. **Waldyr Rodriguez, Diego Venturo, Johanna Vargas,**
“Trompeteros Sur, Extensión de Corrientes o Nuevo Yacimiento”. Pluspetrol Peru Corporation S:A. 2002.
3. **F. Soto; BSGP,**
Tm 60; 1979. OXY; informe interno.
4. **Anónimo**
“Potencial Petrolífero de la Cuenca Marañón”, 1 Congreso Andino de Petróleo, tm. 1, 1977.
5. **Pluspetrol,**
“Petroleum Systems, Sequence Stratigraphy and Exploration Potencial in the Northern Marañón and Southern Oriente Basin”, January 2001.
6. **Jaime Caceres,**
“Dorissa 1202D – DST”. Informe de Reservorios. Formación Chonta, 2002
7. **Kermit E. Brown,**
“The Technology of Artificial Lift Methods”, Vol 1, 2, 1980
8. **Giambattista De Ghetto and Marco Riva,**
“Jet Pump Testing in Italian Heavy Oils”, Paper SPE 27595, 1994

9. J.F. Lea, Amoco Production Research, and H.W. Winkler

“New and Expected Developments in Artificial Lift”, Paper SPE 27990, 1994

10. Martin, J.M. and Coleman,

“Innovative Jet Pump Design Proves Beneficial in Coalbed Methane De-Watering Applications”, 1993, p. 34-43.

11. SERTECPET,

“Presentación Sertecpet, ecuaciones para el diseño de bombas Jet”, 2002

12. PLUSPETROL – SERTECPET,

“Análisis General del Proyecto de Bombeo Hidráulico”, 2002