ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES PARALELAS PARA UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRAULICO"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por

CARLOS PATRICIO ORTIZ ZAMBRANO

Guayaquil - Ecuador

2009

AGRADECIMIENTOS:

Agradezco a Dios por su eterna y bondadosa ayuda, a mis padres Luis y María por su apoyo y constante motivación, a mis hermanos Ana, María Cristina y Luis por su cooperación y a mis lindos sobrinos Luis David, Geovanna y Cristian, por sus sonrisas que me llenan de estimulo.

Un especial agradecimiento al Ing. Héctor Román por su inestimable colaboración con esta tesis. Y mi gratitud sincera al equipo de trabajo de SERTECPET en especial al Ing. Mario Muso colaborador de este proyecto.

Carlos Patricio Ortiz Zambrano.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos Orta

DECANO FICT

Ing. Héctor Román

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Tapia

VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral"

Carlos Patricio Ortiz Zambrano

RESUMEN

Este trabajo de investigación analiza la aplicabilidad de completaciones dobles paralelas con un Sistema Hidráulico para varios pozos de un Campo Petrolero de la Cuenca Oriente, para ello primero se estudian las propiedades de la roca y los fluidos del campo, luego se caracterizan los yacimiento y se estudian brevemente los métodos de empuje presentes en estos yacimientos. Entonces se revisa los fundamentos de los sistemas de producción más comúnmente utilizados en el país y su aplicabilidad en el campo. Con el respectivo análisis y estudio de los pozos seleccionados se realiza el diseño de la completación doble utilizando dos bombas Hidráulicas del tipo Jet Claw y con el uso del Software Claw, marca y software patentadas por SERTECPET. El software además de la selección de la bomba permite la creación de la curva IPR y el análisis Nodal. Después se compara esta especial completación con otros tipos de completaciones duales, así finalmente se realiza el análisis económico de la Completación Dual para su estudio y posible aplicación.

ÍNDICE GENERAL

CAPITULO IV

DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

B'UP: Build Up

BFPD: Barriles de fluido por día

BLS: Barriles

BPPD: Barriles de petróleo por día.

BOP: Blow Out Preventor, Preventor de Reventones.

BSW: Basic Sediments and wáter.

BT: Basal tena.

Cl −: ion negativo de Cloro.

CPF: Close power fluid, fluido motriz cerrado.

CSG: Casing.

FR: Factor de Recobro.

GOR: Gas Oil Ratio, relación gas/ petróleo.

H: Arena Hollín

Hi: Arena Hollín Inferior

Hs: Arena Hollín Superior

HP: Horse Power, caballos de potencia.

ID: Diámetro interior.

IPR: Grafica de afluencia del pozo.

J: Índice de productividad

K = permeabilidad promedio de la formación

mD: milidarcy.

OD: Diámetro exterior.

OPF: Open power fluid, fluido motriz abierto.

Pb = presión al punto de burbuja

POR: Porosidad

Ppm: Parte por millón

PSIA:Pound per square inch absolute, libras por pulgadas cuadradas absolutas.

PR: Presión de reservorio

PWF: Presión de fondo fluyente.

SSL: Sub sea level

T: Arena Napo T

TBG: Tubing.

U: Arena Napo U

SIMBOLOGÍA

‟: Pulgada

‘: Pie

$/Bbl WTI: Precio por barril de petróleo West Texas Intermidiate.

USD $: Dólares Americanos.

Ygas: Peso específico.

Ø: Porosidad

%RE = Eficiencia de recuperación

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE FIGURAS

"DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES PARALELAS PARA UN SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO"

INTRODUCCIÓN

Una de las funciones permanentes de toda empresa operadora petrolera es procurar la mayor eficiencia en la gestión empresarial y mejorar el nivel de producción del hidrocarburo, en el marco de una política de explotación técnica y racional de los yacimientos. Para mejorar el nivel de producción del hidrocarburo se trabaja en el incremento de sus reservas, debido a que esto incrementa sus ingresos, el cual es el motivo de creación de toda empresa. La operadora del campo como empresa de exploración y producción de Petróleo no es la diferencia; pero para mejorar el nivel de producción se necesita primero de investigación y consecuentemente del capital de inversión para implementar dicha tarea, esta tesis provee la primera parte de este trabajo, la investigación.

Para aumentar la producción de la compañía, se plantea la implementación de completaciones duales, esto permitirá producir dos zonas de un mismo pozo de manera simultánea a través de tuberías independientes lo cual permitirá su fiscalización separadamente, característica que es requerida por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH). De esta manera se aumenta la producción sin necesidad de invertir en nuevas perforaciones, además existe concordancia y cumplimiento con el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas de la DNH. Art. 30 Terminación múltiple.

En la actualidad el Ecuador al no incrementar su producción perdió la posibilidad de servirse de los altos precios del crudo, ahora los precios son bajos con tendencia a disminuir. El precio oscilo los $130/ barril en Julio 2008 y teniendo en $45/ barril en el presupuesto del estado 2008 se puede observar claramente que existieron buenas utilidades por el tiempo que duraron estos precios altos; sin embargo en el mes de Noviembre los precios han caído precipitadamente hasta los $51/barril. Esto demuestra que con respecto a precios las utilidades varían; pero algo que siempre será constante es que si se produce más se gana más por lo que implementar una completación doble para aumentar un horizonte de producción dentro de un pozo es de mucho interés.

Este tipo de completación disminuye riesgos y capitales de inversión, ya que se aprovechan zonas ya conocidas y con reservas calculadas, o se permite la producción de varias zonas en pozos recientemente perforados. Todo esto combinado con los buenos resultados provenientes del uso del sistema de levantamiento Artificial Hidráulico acredita el estudio de una completación Dual con un Sistema Hidráulico utilizando bombas Jet Claw marca registrada por Sertecpet, que por su versatilidad aseguran el éxito y una correcta operación de una Completación Dual.

Uno de los problemas presentados para el diseño es la restricción del espacio interior del pozo problemas que es remediado con la utilización del apropiado equipo de tubería y niples. Esta completación puede ser aplicada en pozos con casing de 7” y con mayor razón en pozos nuevos completados con casing de 9 5/8” en el cual se tiene mayor espacio dentro del casing; sin embargo para conocer realmente cuan aplicable es un proyecto se debe realizar un análisis económico, así para los dos pozos estudiados el análisis costo-beneficio demostrara la aplicabilidad de la completación dual con bombeo hidráulico para el Campo.

CAPITULO 1

GENERALIDADES

GENERALIDADES

1.1 Descripción Geológica de la Cuenca Oriente.

La Cuenca Oriente posee en su mayoría entrampamientos estructurales de hidrocarburos del tipo anticlinal asimétrico, constituido por un sistema de fallas de dirección Norte – Sur, además presentan un sistema de fallas secundarias de compensación como consecuencia del régimen transgresivo, las mismas que afectan hasta el nivel caliza "B" y un sistema adicional de compartimentos de dirección Suroeste – Noroeste. Muchos campos en la Cuenca Oriente poseen fallas que atraviesa el campo, posiblemente son antiguas fallas de tipo normal que luego fueron invertidas en el Cretácico Superior bajo un régimen transgresivo. Estas fallas en ocasiones profundizan en el basamento cristalino, reactivándose por más de una ocasión, conforme a las diversas etapas de deformación que llega hasta la Formación Hollín y en ocasiones, hasta la Caliza "M-2".

1.2 Propiedades de la roca reservorio y fluidos de producción.

Los reservorios del Campo generalmente son de areniscas cuarzosas, con valores de permeabilidad y porosidad que facultan la presencia de cantidades económicamente explotables de hidrocarburos. En esta misma cuenca sedimentaria también existen varias capas de calizas bien definidas como la M-1, M-2, A y B.

Las reservas de hidrocarburo del campo son de crudo mediano, un promedio de 25°API, el petróleo es dulce, no presenta grandes problemas de producción por escala, asfáltenos o arena. A partir de los datos obtenidos de evaluaciones petrofísicas se han determinado los parámetros que se presentan a continuación:

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ROCA RESERVORIO						
ARENA	DATUM SSL (pies)	Espesor neto promedio (pies)	POR	Saturación de agua inicial (%)	Permeabilidad (mD)	Salinidad (ppm Cl -)
H Inferior	-8975	12	0,171	30-40	350	<1000
H Superior	-8975	12	0,142	30-40	130	1000 - 4000
T	-8765	21	0,145	15-20	240	10000 - 20000
U	-8530	23	0,167	20-25	425	20000 - 25000
BT	-7800	9	0,18	25	433	18000 - 30000

Tabla.1.1 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA ROCA RESERVORIO, del Resumen Ejecutivo 2007, Pag. 3 Petroproducción. Editado por Carlos Ortiz.

Considerando los resultados obtenidos a partir de los análisis de PVT, realizados en varios pozos del campo y haciendo una generalización se obtienen los siguientes parámetros:

PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN										
ARENA	Presión inicial (psi)	Presión Actual (psi)	Presión burbuja (psi)	GOR (PCS/BN)	Gravedad API	Ty(ºF)	Coi (x 10 -6 psi-1)	Bo (RB/ STB)	Uoi (cp)	GE Gas
Hi	4450	3008	80	14.9	29,7	225	5,7	1,163	3,7	1,5767
Hs	4450	2389	550	93	27,3	225	9,2	1,133	1,4	1,3511
T	4116	1411	1310	389	30,3	221	9,02	1,373	1,6	1,2518
U	4054	1460	1170	284	22,8	219	8,02	1,23	1,8	1,1324
BT	3587	----	870	150	24,1	181	7	1,117	2,5	1,099

Tabla 1.2. PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN, del Resumen Ejecutivo 2007, Pag. 4, Petroproducción. Editado por Carlos Ortiz.

1.3 Descripción de los reservorios de la Cuenca Oriente.

Los yacimientos más importantes de la Cuenca Oriente por su acumulación de hidrocarburos son: Basal Tena, Napo y Hollín, son de origen Continental, Marino y Continental respectivamente, se formaron en el Mesozoico Cretácico. A continuación se realiza una breve descripción de estos yacimientos.

1.3.1 Yacimiento Hollín.

Es el principal yacimiento de petróleo de edad ALBIANO-CENOMANIANO y Paleo Ambiente de delta transicional. Se lo ha subdividido en superior e inferior.

1.3.1.1 Arenisca Hollín Inferior.

Está constituido por ARENISCA: Cuarzosa, café, subtransparente a subtranslúcida, moderadamente consolidada, grano medio a fino, selección moderada, no se observa matriz ni cemento, regular porosidad inferida. Con manchas de hidrocarburo color café oscuro. Bajo luz ultravioleta fluorescencia amarilla verdosa, corte rápido en forma de nube blanco amarillento, residuo grueso blanco azulado, bajo luz natural no se observa residuo. Regular a buena saturación de hidrocarburos. Tiene un espesor promedio saturado de 50 pies, porosidad de 17 %, saturación de agua del 25.9% con un esperado API de 28°.

Este reservorio está siendo afectado por un contacto agua petróleo original @ 9972’ (-9039’). El contacto agua petróleo actual es 10.267’ MD. Está separado de la formación Hollín Superior por una capa de lutita.

1.3.1.2 Arenisca Hollín Superior.

Se trata de una ARENISCA: Cuarzosa, café clara, subtransparente a subtranslúcida, moderadamente consolidada, grano medio a fino, selección moderada, cemento calcáreo, no se observa matriz, regular porosidad inferida, con inclusiones de glauconita. Con manchas de hidrocarburo color café oscuro. Bajo luz ultravioleta fluorescencia amarilla verdosa, corte rápido correntoso blanco azulado, residuo grueso blanco amarillento, bajo luz natural no se observa residuo. Pobre saturación de hidrocarburos. La formación Hollín Superior se encuentra separado de la arenisca T Inferior, formación Napo, por una gruesa capa de lutita.

1.3.2 Yacimiento Napo

La formación Napo es de edad Cretácico medio a superior (Albiano Superior – Campaniano) se encuentra sobre la formación Hollín y está constituida por una secuencia de lutitas, areniscas y calizas de ambiente marino, con los yacimientos principales de: zona “T” y zona “U”.

1.3.2.1 Arenisca Napo T

La formación T a su vez se subdivide en dos formaciones: T inferior y T superior.

1.3.2.1.1 Arenisca T inferior.

Este reservorio de edad Albiano Superior, en el área de estudio se trata de una ARENISCA: Cuarzosa, café claro, ocasionalmente en bloques, subtransparente a transparente, grano medio, friable, moderadamente dura, subangular a subredondeada, regular selección, matriz y cemento no visibles, regular porosidad inferida. Con manchas de hidrocarburo color café claro. Bajo luz ultravioleta fluorescencia amarilla, corte lento en forma de nubes blanco amarillento, residuo fino blanco azulado, bajo luz natural no presenta residuo. Regular a buena saturación de hidrocarburos. La base de la Arenisca T Inferior está limitada por una secuencia de calizas y lutitas.

LUTITA: Gris, gris oscura, subfisil, sublaminar, en parte astillosa, ligeramente calcárea, moderadamente dura a dura con inclusiones micáceas.

CALIZA: Lodosa, crema en parte gris, crema moteada con manchas negras, suave a moderadamente dura, en subbloques a en bloques, con inclusiones de glauconita. Este reservorio tiene un contacto agua petróleo original ubicado @ 10.065 MD (9.764’). Esta formación se encuentra separada de la formación T superior por una lutita.

1.3.2.1.2 Arenisca T Superior

Esta compuesta por una ARENISCA: Cuarzosa, transparente, subtransparente, suelta, en partes friable, grano medio a fino, subangular a subredondeado, moderada selección, matriz arcillosa y cemento calcáreo, regular porosidad inferida, con inclusiones de glauconita. Con manchas de hidrocarburo color café claro, bajo luz ultravioleta fluorescencia amarillo pálido, corte lento correntoso blanquecino, residuo fino blanco verdoso, bajo luz natural anillo residual no visible. Pobre saturación de hidrocarburos. Se encuentra separada de la formación Napo U por la caliza B y sobre esta por una capa gruesa de lutita.

1.3.2.2 Arenisca Napo U

La formación U a su vez se subdivide en dos formaciones: U inferior y U superior.

1.3.2.2.1 Arenisca U Inferior.

Este reservorio de edad Cenomaniano, está compuesta por ARENISCA: cuarzosa, café clara, subtransparente a transparente, friable a suelta, grano medio, subangular a subredondeado, moderada selección, en parte matriz arcillosa, cemento calcáreo, regular porosidad inferida. Con manchas de hidrocarburo color café claro, bajo luz ultravioleta fluorescencia amarillo pálido, corte lento nuboso blanco azulado, residuo amarillo verdoso, bajo luz natural no se observa anillo residual. Regular saturación de hidrocarburos. La base de la Arenisca U Inferior está limitada por un cuello lutítico.

LUTITA: Gris, gris oscura, sublaminar, subplanar, subastillosa, leñosa, moderadamente dura a dura, con inclusiones micáceas, no calcárea. Esta formación se encuentra separada de la formación U Superior por una delgada capa de lutita.

1.3.2.2.2 Arenisca U Superior.

Está compuesta por una ARENISCA: Cuarzosa, blanca a café clara, subtransparente a subtranslúcida, grano fino a medio, suelta, moderadamente friable, moderada selección, matriz no visible, con inclusiones de glaucomita. Con manchas de hidrocarburo color café claro. Bajo luz ultravioleta fluorescencia amarilla, corte rápido en forma de nubes color blanco azulado, residuo blanco amarillento, bajo luz natural no se observa residuo. Pobre saturación de Hidrocarburo. Esta formación se encuentra separada de la formación Basal Tena por un gran bloque que comprende la caliza A, la arenisca M-2, caliza M-2, la Caliza M-1 entre intercalaciones de lutitas.

1.3.3 Yacimiento Basal Tena

La Base de la Formación Tena está definida por un pequeño cuerpo de areniscas que marcan la entrada a la Formación Napo, esta compuesta por una ARENISCA: Cuarzosa, blanca, blanca amarillenta, subransparente a subtranslúcida, friable a moderadamente consolidada, grano medio a fino, subangular a subredondeada, selección moderada, matriz arcillosa. No se observa cemento, porosidad visible. Con manchas de hidrocarburo color café, bajo luz ultravioleta, residuo color amarillo muy pálido, corte muy lento en forma de nubes, en luz natural residuo no visible. Sin presencia de hidrocarburos.

1.4 Columna Estratigráfica.

A continuación la columna estratigráfica desarrollada por el departamento de Geología.

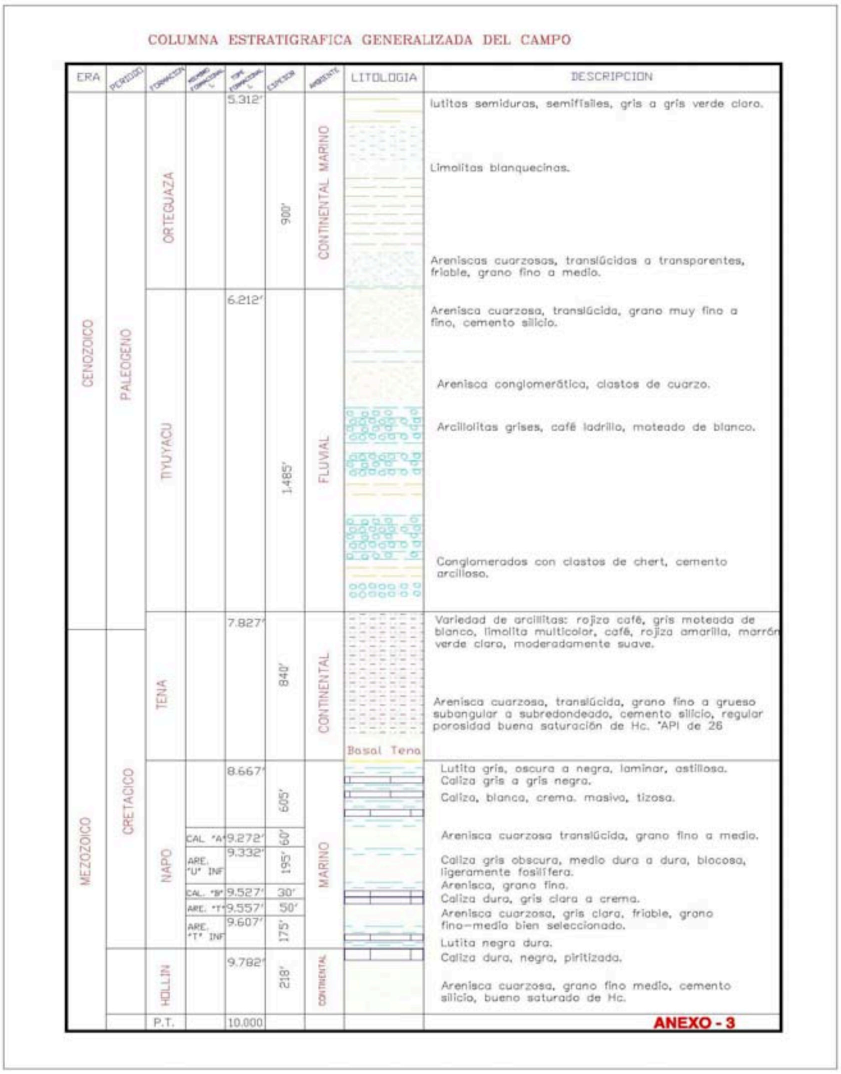


Fig. 1.1. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE. Se muestran las arenas más importantes: Hollín, Napo Y Tena. Fuente Dep. Geología Petroproducción.

1.5 Mecanismos de Empuje de Yacimientos.

Los mecanismos de empuje definen la fuente de la energía de presión que causa el flujo de petróleo o gas hacia el pozo, esto tiene un sustancial efecto en el rendimiento del reservorio y en el todo el sistema de producción.

1.5.1 Empuje por gas en solución.

El Empuje por Gas en Solución es a veces llamado Empuje por Gas Interno, Empuje por Gas Disuelto, Empuje por Depletación, Empuje Volumétrico o Empuje por Expansión de Fluidos. Este es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de todos los reservorios de petróleo del mundo.

En un reservorio de Empuje por Gas la saturación de agua promedia dentro del volumen poroso esta cerca al valor irreducible y la presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja. Si asumimos que la presión inicial esta sobre la presión del punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución. Este proceso es a menudo definido como Empuje por Expansión de Fluidos. Una vez que la presión ha declinado hasta la presión del punto de burbuja, la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio. Después que la saturación de gas excede la saturación crítica, este se hace móvil.

A fin de que no se forme una capa de gas, la permeabilidad vertical debe ser pequeña. Sobre la base de esto el gas libre fluirá en el reservorio y permitirá que se incremente el GOR observado en los pozos. El mecanismo principal se debe al empuje del gas y a la expansión del petróleo. El efecto de la expansión del agua y de la roca es pequeño si se compara a la energía de un gas libre altamente expansible. Arps desarrolló una ecuación para estimar la eficiencia de la recuperación para reservorios que se encuentran con una presión igual a la presión del punto de burbuja y declinan hasta la presión de abandono:

$$\%RE = 41.815\left(\frac{\text{Ø}.(1-\text{Sw})}{B_{ob}}\right)^{0.1611}.\left(\frac{K}{u}\right)^{0.0979}.Sw^{0.3722}.\left(\frac{P_b}{P_a}\right)^{0.1741}$$

Donde:

%RE = Eficiencia de recuperación, porcentaje

Ø= porosidad, fracción.

Sw = saturación de agua connata, fracción.

Bob = FVF del petróleo al punto de burbuja, bl/STB.

K = permeabilidad promedio de la formación, Darcys.

u = viscosidad del petróleo al punto de burbuja, Cp.

Pb = presión al punto de burbuja, psig.

Pa = presión de abandono, psig.

Esta ecuación es aplicable solo para reservorios donde el empuje por gas en solución es el único mecanismo de recuperación. Si la presión inicial del reservorio es mayor que la presión de burbuja, entonces se debe adicionar a la recuperación obtenida por la ecuación mostrada, la cantidad de petróleo producido por expansión líquida desde la presión inicial hasta la presión del punto de burbuja. La eficiencia de recuperación sobre el punto de burbuja esta normalmente en el rango de 3% o menos. La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de 5 a 30 % del petróleo original en-sitio.

Los factores que tienden a favorecer una alta recuperación incluyen alta gravedad API del crudo (baja viscosidad), alto GOR de solución y homogeneidad de la formación. Los métodos que han sido desarrollados para predecir la recuperación de petróleo incluyen el método de Muskat, diversas variaciones del método de Tarner, balance de materiales por diferencias finitas, técnicas estadísticas y Simulación Numérica.

RESERVORIOS DE GAS DISUELTO	
CARACTERÍSTICAS	TENDENCIA
Presión del Reservorio	Declina rápida y continuamente
GOR de superficie	Primero es bajo, luego se eleva hasta un máximo y después cae
Producción de agua	Ninguna
Comportamiento del pozo	Requiere bombeo desde etapa inicial
Recuperación esperada	5 al 30 % del OOIP

Tabla 1.3. CARACTERISTICAS DE RESERVORIOS DE GAS DISUELTO. Apuntes del Ing. Lucio Carrillo Barandiaran. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú

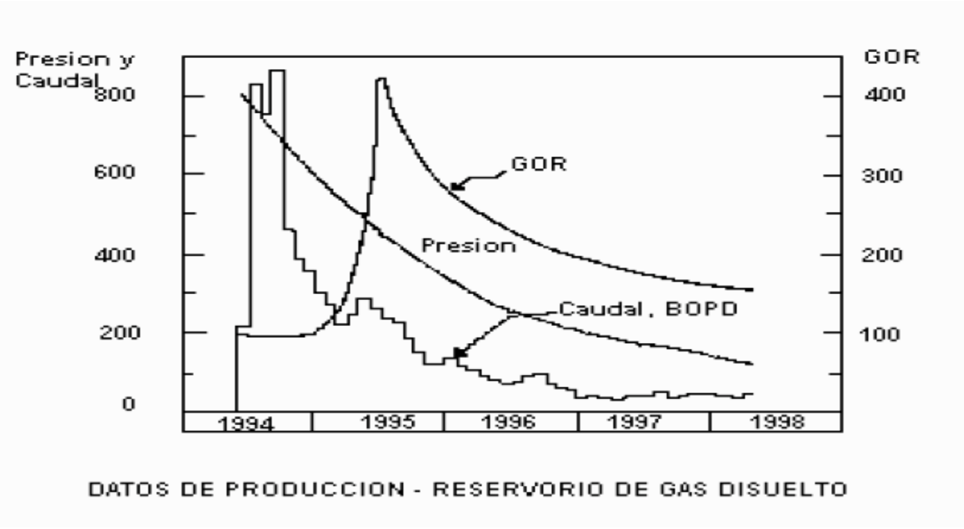


Fig.1.2 DATOS DE PRODUCCIÓN – RESERVORIO DE GAS DISUELTO, Apuntes del Ing. Lucio Carrillo Barandiaran. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería. Perú

El mecanismo de empuje de la arena Napo del Campo es por gas disuelto, influenciada también por un empuje lateral de agua.

1.5.2 Empuje hidráulico.

En este tipo de reservorio no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. De acuerdo con las leyes básicas de flujo de fluidos en medio poroso, el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

La Intrusión ocurre debido a:

(a) Apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

(b) El acuífero es parte de un sistema artesiano. El agua que rodea al reservorio de petróleo está en contacto con agua proveniente de la superficie. La eficiencia de recuperación para reservorios por empuje de agua está en el rango de 10 a 70

%. Arps desarrolló una ecuación para la eficiencia de la recuperación sobre la base de datos estadísticos:

$$\%RE = 54.898\left(\frac{Ø.(1-\mathrm{Sw})}{B_{oi}}\right)^{0.0422}.\left(\frac{K.u_w}{u_o}\right)^{0.077}.Sw^{-0.1903}.\left(\frac{P_i}{P_a}\right)^{0.2159}$$

Donde:

%RE = Eficiencia de recuperación, porcentaje

Ø = porosidad, fracción.

Sw = saturación de agua connata, fracción.

Boi = FVF inicial, bl/STB.

K = permeabilidad promedio de la formación, Darcys.

*u*o = viscosidad del petróleo a condición inicial, Cp.

*u*w = viscosidad del agua a condición inicial, Cp.

Pi = presión inicial del reservorio, psig.

Pa = presión de abandono, psig.

Esta ecuación ha sido desarrollada exclusivamente para reservorios con empuje por agua y no debe ser usada para procesos de inyección de agua. Dependiendo de la forma como ingresa el agua al reservorio de petróleo, los reservorios por empuje de agua se denominan:

(a) Reservorios por empuje de fondo, en la cual la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

(b) Reservorios por empuje lateral, en la cual el agua se mueve hacia el reservorio desde los lados.

Algunos indicadores para determinar la presencia de un empuje de agua son:

(a) El hidrocarburo (petróleo o gas) esta rodeado por agua.

(b)Debe existir suficiente permeabilidad para permitir el movimiento del agua (por lo menos 50 md).

(c) A medida que el tiempo transcurre, la producción de agua incrementa.

(d) El método de balance de materiales es el mejor indicador.

Entre los métodos para estimar la recuperación se tiene: Buckley-Leverett, la técnica de Dykstra-Parsons, el método de Stiles, Balance de Materiales, Correlaciones y Simulación Numérica. Para estimar el influjo tenemos las teorías de Van-Everdingen y Fetkovich.

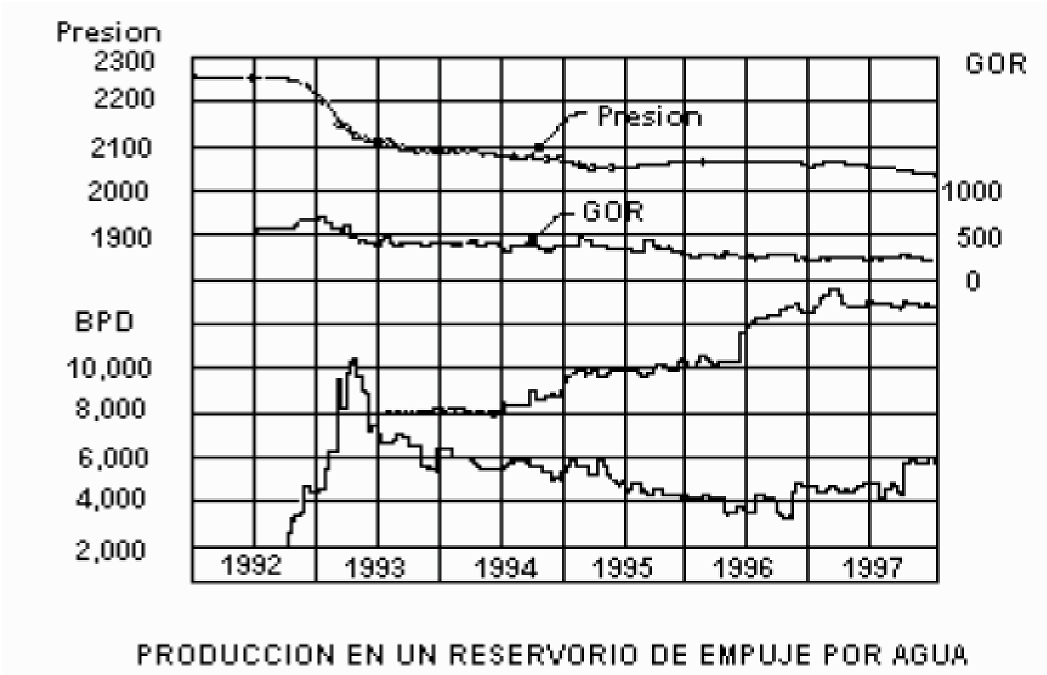


Fig. 1.3. PRODUCCIÓN DE UN RESERVORIO DE EMPUJE POR AGUA. Apuntes del Ing. Lucio Carrillo Barandiaran. Facultad de Ingeniería en Petróleo Universidad Nacional de Ingeniería.

RESERVORIOS DE IMPULSION POR AGUA	
CARACTERÍSTICAS	**TENDENCIA**
Presión del Reservorio	Permanece alta
GOR de superficie	Permanece bajo.
Producción de agua	Inicia muy temprano e incrementa a cantidades apreciables.
Comportamiento del pozo	Fluye hasta que la producción de agua es excesiva.
Recuperación esperada	10 al 70 % del OOIP

Tabla 1.4. CARACTERISTICAS DE RESERVORIOS CON IMPULSIÓN DE AGUA. Apuntes del Ing. Lucio Carrillo Barandiaran.

En la arena Hollín del Campo el comportamiento de las presiones de reservorio ha declinado muy poco en los últimos 30 años esto muestra que el principal mecanismo de empuje es por impulsión de agua desde el fondo.

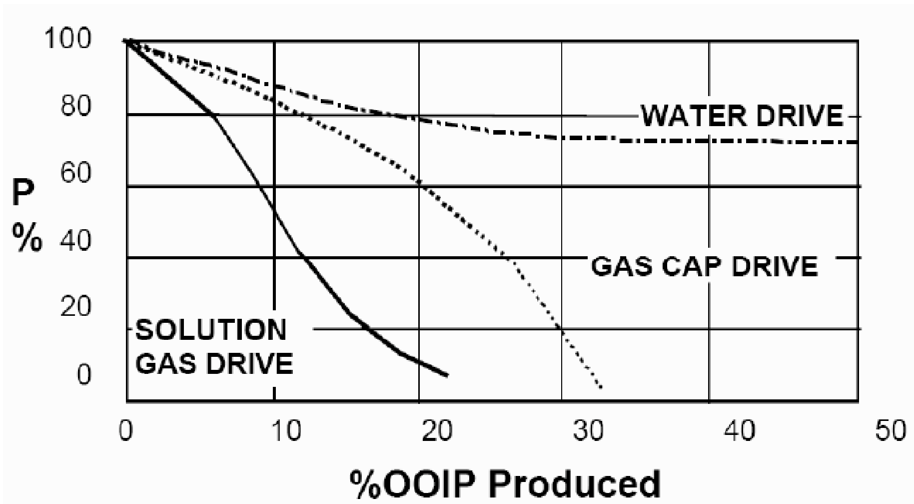


Fig. 1.4. FACTORES DE RECUPERACIÓN, Se observa los diferente FR por mecanismo de empuje en los yacimientos. Apuntes del Ing. Lucio Carrilllo Barandiaran.

CAPITULO II

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

DE POZOS

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS

En el capitulo anterior se ha mencionado los mecanismos de empuje y con ello se observo que la presión en un reservorio declina por la depleción y esto también disminuirá su capacidad de producción. Esta declinación será causada por la disminución de la habilidad del reservorio de suplir fluido al pozo y en algunos casos por un incremento de la presión requerida para elevar los fluidos a superficie. Esto debido a que las condiciones inflow y outflow podrían cambiar.

La única forma en la cual el inflow podría mantenerse una vez que empezó la producción y mantener la caída de presión del yacimiento al mínimo es por recuperación secundaria al inyectar fluidos al reservorio ya sea agua o gases inertes, de otra manera la presión y la capacidad del pozo para fluir por si solo a condiciones económicas decrecerá, sin embargo las condiciones outflow pueden cambiarse inclusive desde el inicio de la vida productiva de un pozo, al utilizar un sistema de levantamiento artificial que proveerá energía al sistema para lograr que el fluido del pozo llegue a las facilidades de superficie con una mayor presión y caudal. La completación del pozo dependerá del estado del yacimiento. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo, a continuación se detallan los sistemas de producción más comunes.

2.1 Flujo Natural

Si la energía de un yacimiento en un pozo es lo suficiente grande para permitir el flujo de sus fluidos desde el reservorio a las estaciones de producción a una taza de producción económicamente rentable este pozo se completa con una completación a flujo natural, una completación tipo de observa en la figura siguiente.

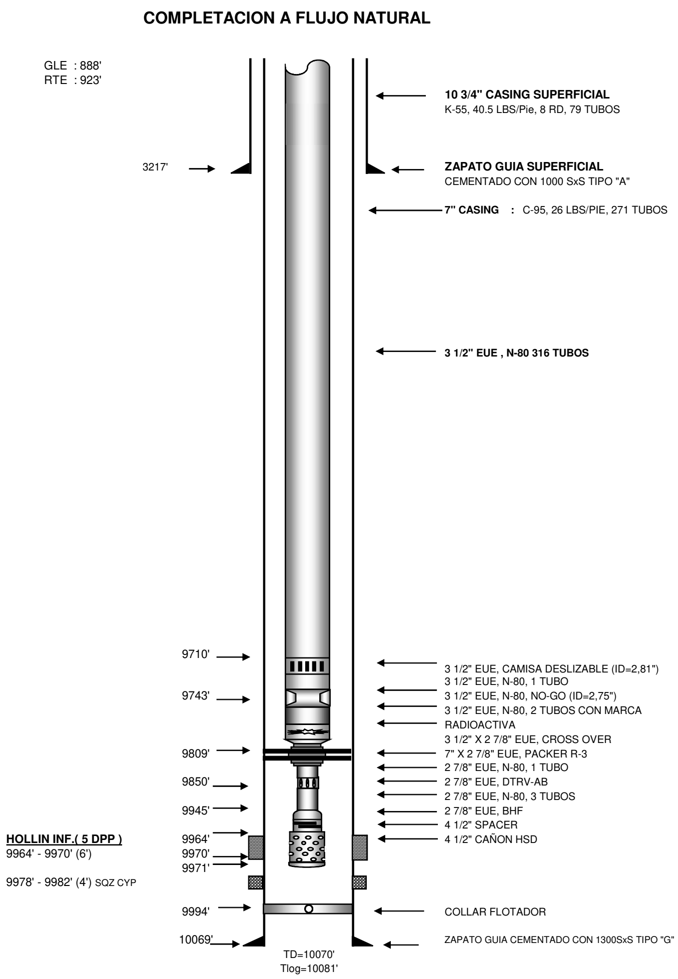


Fig.2.1 COMPLETACION PARA FLUJO NATURAL CON TCP. Por Carlos Ortiz.

2.2 Sistemas de Levantamiento Artificial.

La producción de petróleo por métodos artificiales es requerida cuando la energía natural asociada con los fluidos no produce una presión diferencial suficientemente grande entre el yacimiento y la boca del pozo como para levantar los fluidos del yacimiento hasta las instalaciones de superficie, o es insuficiente para producir a niveles económicos.

Existen cuatro sistemas básicos de levantamiento artificial, son: Bombeo Mecánico, Bombeo Neumático, Bombeo Hidráulico y Bombeo Electro–sumergible. La elección de uno de estos sistemas de extracción, depende de muchos otros factores tales como costos de instalación, operación y mantenimiento del equipo utilizado. La productividad resulta un parámetro muy importante para una primera elección y está basado en el potencial de producción del pozo como se muestra en la Tabla 2.1.

CAUDAL	**SISTEMA**
Más de 20,150 Bls/d	BES o GL
Entre 950 y 2,000 Bls/d	Cualquiera excepto BM.
Entre 95 y 950 Bls/d	Cualquiera.
Menos de 95 Bls/d	Cualquiera menos BES.

Tabla 2.1. RELACIÓN DE CAUDAL VS. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO.

Los pozos productores del Campo tienen un rendimiento desde 147 Bls/d hasta 2573 Bls/d, por ello para este campo se descarta la aplicación del Bombeo Mecánico en pozos con producciones altas.

También es importante la presión del reservorio; una vez que esta última desciende por debajo de 1/3 de la presión hidrostática a la profundidad en cuestión, el bombeo neumático continuo es cuestionable debido a que la cantidad de gas requerida para extraer el líquido se torna excesiva. Las bombas electro sumergibles pueden operar con pocas libras de presión y el Bombeo Hidráulico y Mecánico pueden operar esencialmente con cero de presión en la columna. La profundidad también puede ser una limitación muy importante como se aprecia en la Tabla 6.

PROFUNDIDAD	**SISTEMA**
Más de 12,000 ft	BH Solamente
Entre 12,000 ft y 10,000 ft	Cualquiera excepto BES. (está limitada por temperatura)
Menos de 8,500 ft	Cualquiera.

* *Tabla 2.2. RELACIÓN DE PROFUNDIDAD VS. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO*

Los yacimientos en el Campo se encuentran entre los 8500 y 11000ft de profundidad, esta variable permite el uso de casi cualquier levantamiento este Campo.

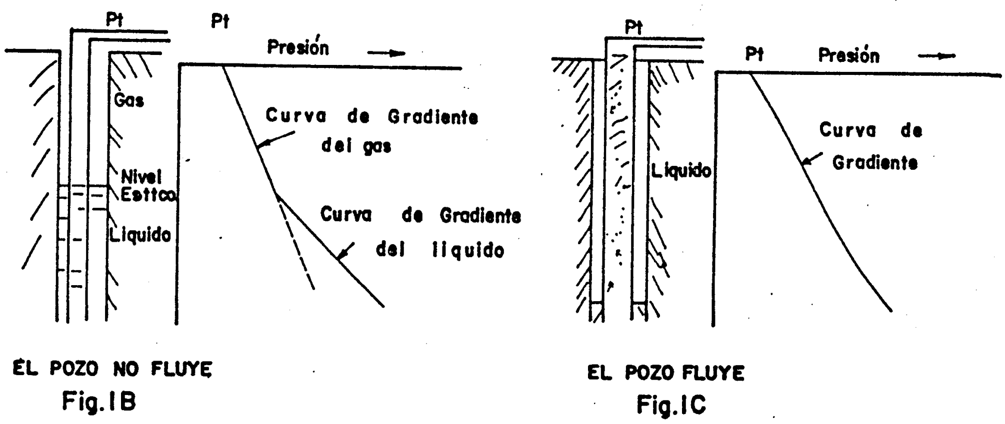


Fig. 2.2. POZO FLUYENTE Y NO FLUYENTE. Se muestra el perfil de presiones para pozos que fluyentes y no fluyentes.

2.2.1 Sistema de Bombeo Hidráulico

El principio fundamental aplicado para bombeo hidráulico en subsuelo es la "Ley de Pascal" "La presión aplicada sobre cualquier punto de un líquido contenido se transmite, con igual intensidad, a cada porción del fluido y las paredes del recipiente que lo contiene". La aplicación de este principio permite trasmitir presión desde un equipo de bombeo centralizado o individual en la superficie a través de una tubería llena de líquido, hasta cualquier número de pozos petroleros.

La ausencia de partes móviles estrechamente ajustadas permite a la bomba Jet Claw tolerar fluidos de producción y motriz abrasivos y corrosivos que para el caso de otros sistemas el levantamiento artificial son limitaciones importantes.

En este sistema, el poder es transmitido a una bomba hidráulica por medio de un fluido motriz el cual es bombeado desde la superficie hasta el pozo a través de una tubería extra o por el tubing.

2.2.1.1 Sistemas de Operación.

Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico: el sistema de fluido motriz cerrado y el sistema de fluido motriz abierto.

2.2.1.1.1 Sistema de Fluido Motriz Cerrado

En un sistema de fluido motriz cerrado CPF (Close Power Fluid) no se permite que el fluido producido se mezcle con el fluido motriz en ninguna parte del sistema, se requiere una sarta adicional de tubería tanto dentro del pozo como de superficie; una sarta para transportar la producción hasta los tanques y otra para que retorne el fluido motriz que ya cumplió su función dentro del pozo hasta el tanque respectivo para volverse a presurizar y recircular. Es un sistema muy costoso y complejo diseño, es recomendable cuando los fluidos son extremadamente corrosivos y abrasivos. La fig. 2.3 muestra como es su comportamiento en superficie hasta el fondo del pozo.

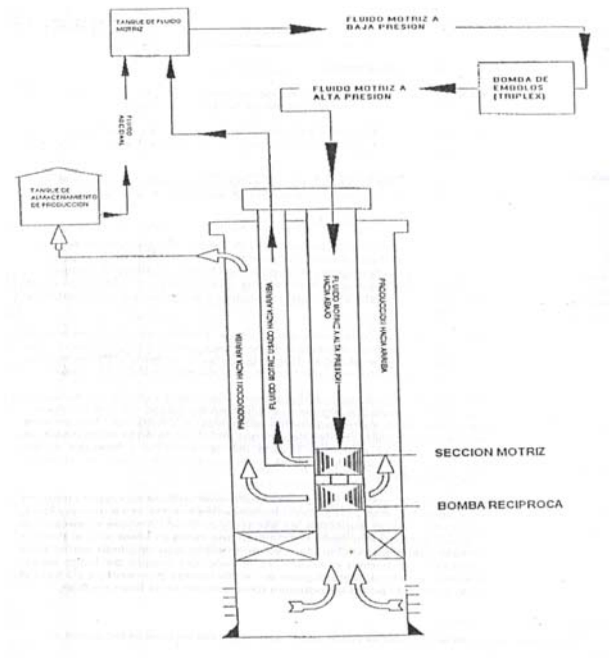


Fig. 2.3. SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ CERRADO, del Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R.2006

Frecuentemente los sistemas de fluido motriz cerrado usan agua como fluido motriz porque es menos peligroso y presentan menos problemas ecológicos que el petróleo a alta presión. Además puede resultar ligeramente preferente un sistema cerrado para una la plataforma marina y para algunas instalaciones industriales cuando el espacio disponible es escaso y costoso ya que el tanque requerido para el fluido motriz es pequeño y casi todo el fluido producido podrá ser trasladado por la línea de flujo hasta las facilidades de producción y almacenamiento.

2.2.1.1.2 Sistema de Fluido Motriz Abierto

Un sistema de fluido motriz abierto OPF (open power fluid) sólo requiere de dos conductos de fluido en el pozo; el primero para circular o contener el fluido motriz a presión y dirigirlo a la parte de la bomba, el segundo contiene el fluido motriz que acciona la bomba mas el fluido producido por el pozo en su retorno a superficie (llamado espacio anular). Este sistema es él más sencillo y económico, por esta razón actualmente es el más utilizado. Las líneas gruesas en la Fig. 8 muestran las instalaciones del sistema OPF desde superficie hasta llegar al fondo del pozo.

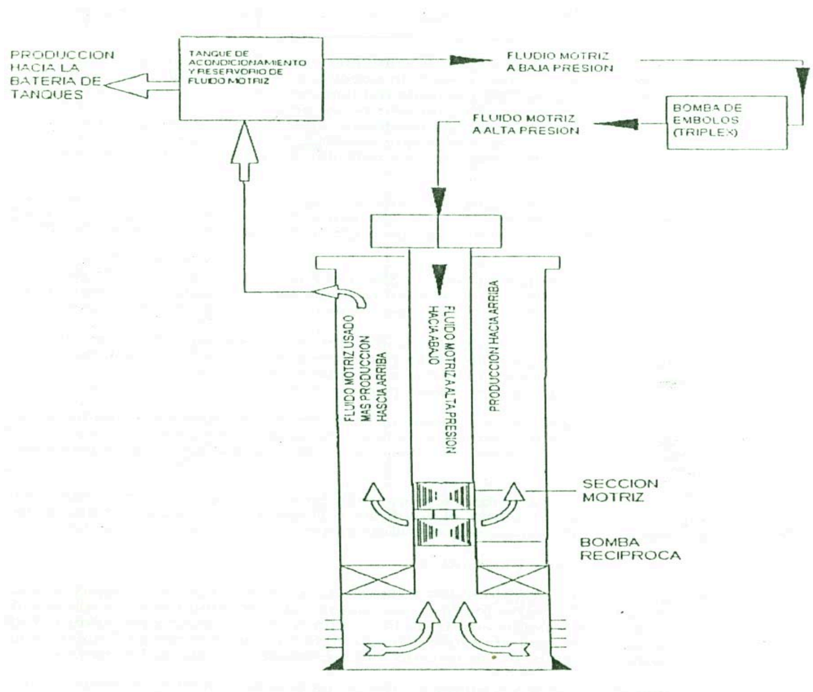


Fig. 2.4 SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO, del Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R.2006.

A más de la ventaja de economía del sistema abierto, hay otras ventajas inherentes al mezclar el fluido motriz más el producido y son:

- El fluido motriz circulante es el ideal para transportar aditivos químicos al fondo del pozo como los inhibidores de corrosión que pueden alargarle la vida útil de los equipos de subsuelo, o los antiemulsionantes que rompen la emulsión que forman los fluidos.

- El fluido motriz al mezclarse con el fluido producido actúa como diluyente, como en el caso de producir fluido viscoso, o cuando se levanta fluidos producidos que sean altamente corrosivos, este fluido motriz reduce hasta un 50% de su concentración. Cuando queremos producir un fluido muy viscoso, el fluido motriz inyectado puede bajar la viscosidad al fluido y es más factible levantar al crudo pesado.

2.2.1.2 Sistemas de Bombas

Básicamente para el bombeo hidráulico se pueden utilizar dos tipos de bombas: tipo pistón o jet.

Existen varios tipos de Sistemas de Bombeo Hidráulico:

- Sistema con bomba jet y Sistema con bomba pistón.

2.2.1.2.1 Sistema con Bomba Jet

Las características más importantes de esta bomba (ver Figura 9) es que no tiene partes móviles, la acción de bombeo está dada por la transferencia de energía que existe entre las dos corrientes de fluido, el fluido motriz a alta presión pasa a través del nozzle donde la energía potencial es convertida en energía cinética en la forma de fluido a gran velocidad.

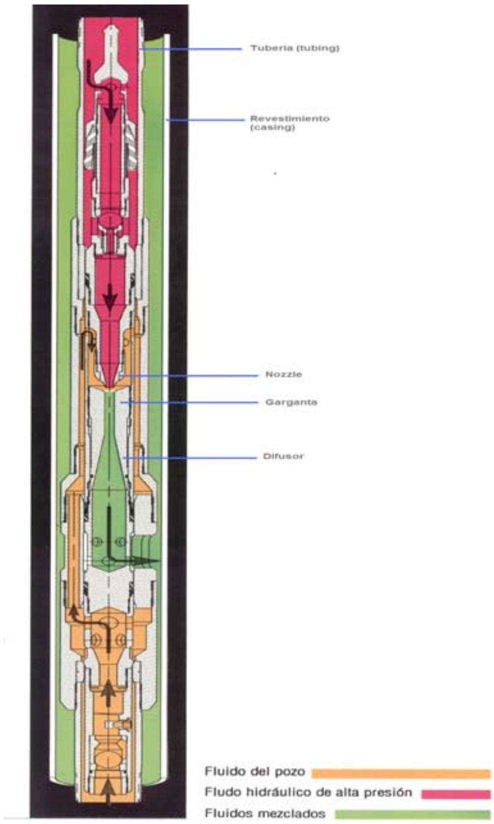


Fig. 2.5. BOMBA JET DIRECTA, Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R., Pag. 38. 2006

En la figura 2.5 se aprecian las partes más importantes de la bomba Jet, como son el nozzle, garganta y difusor. Los fluidos del pozo rodean al fluido motriz en la punta del nozzle, el nozzle es una herramienta fabricada de aleación para soportar grandes presiones, la característica de esta boquilla es que en el extremo superior tiene un diámetro más grande que en el extremo inferior, esto crea mayor velocidad y menor presión a la salida de la boquilla (extremo inferior). El fluido motriz pasa a través de esta boquilla donde virtualmente toda su presión se transforma en energía cinética.

El nozzle está espaciado de la garganta por un espaciador, la garganta es un agujero cilíndrico recto de 7 radios de largo con un borde de radio suavizado; el diámetro de la garganta es siempre mayor que el de la salida del nozzle, lo que permite que el fluido motriz entre en contacto con el fluido del pozo en la garganta, el fluido motriz y el fluido producido se mezclan y el momentum es transferido del fluido motriz al producido provocando que la energía se eleve en este último. Por el fin de la garganta los dos fluidos están íntimamente mezclados, pero todavía se encuentran a gran velocidad y la mezcla posee una energía cinética significativa. El fluido mezclado entra a un difusor que convierte la energía cinética en presión estática debido a que baja la velocidad del fluido, en este punto la presión del fluido es suficientemente alta como para alcanzar la superficie. Como la bomba Jet no tiene partes móviles, estas no tienen un acabado superficial fino, toleran los sólidos y la corrosión de los fluidos del pozo. La garganta y la boquilla son construidas de carburo de Tungsteno o de materiales cerámicos.

Con diferentes medidas de la boquilla y gargantas las bombas pueden producir menos de 50 BFPD hasta más de 12000 BFPD. Volúmenes significativos de gas libre pueden ser manejados sin el desgaste excesivo que se presenta en las bombas de desplazamiento positivo por el golpeteo de entrada que existe en las bombas centrifugas, y la vibración. Estas bombas son ideales para ser bajadas con elementos de presión, para monitorear las presiones de fondo fluyente a diferentes tasas de flujo (prueba de restauración de presión); en pozos con altos contenidos de sólidos ya que las partículas sólidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba jet.

Debido a la gran velocidad de la mezcla, se produce una significativa turbulencia y fricción en la bomba provocando que baje la eficiencia de la misma, es por esta razón que para operar un equipo de subsuelo de esta naturaleza se requiere de mayor potencia en la superficie. Estas bombas trabajan a una presión de operación de 3500 psi para alcanzar su máxima eficiencia, y se las utiliza cuando la presión de fondo fluyente del pozo es baja puesto que se requiere mayor presión en superficie para levantar la columna de fluido.

El principal beneficio de usar este tipo de bombas es el mantenimiento, ya que, por contener partes fijas su duración es mayor a las otras y su mantenimiento no es costoso, y se lo puede hacer en la locación del pozo; cambiar las partes dañadas por cavitación y ser nuevamente bajada al pozo para producción. Estas bombas tienen buena capacidad para manejar producción de gas. Los parámetros que caracterizan el funcionamiento de una bomba hidráulica jet son:

1. Caudal del fluido motriz
2. Caudal del fluido de producción
3. Presión del fluido motriz al entrar en la boquilla
4. Presión del fluido de producción a la entrada de la bomba
5. Presión de la mezcla a la salida de la bomba.

Las bombas Jet son propensas a la cavitación en la entrada de la garganta a bajas presiones de admisión de la bomba (Intake).

Fig. 2.6. BOMBA JET CLAW. Se aprecian las partes de la Bomba Jet Claw, marca patentada por SERTECPET. Del Manual de Operaciones SERTECPET.

2.2.1.2.1.1 Característica de Trabajo.

La relación entre el área del nozzle y el área de la garganta, es una variable importante, porque determina el intercambio entre la cabeza producida y la taza de flujo. La figura 2.7 muestra al nozzle y la garganta.

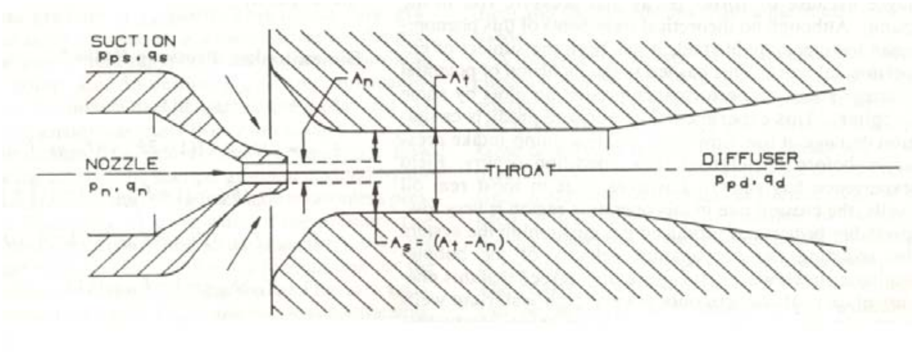


Fig. 2.7. NOMENCLATURA BOMBA JET, del Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R., Pag.39. 2006

Donde:

Pps= Presión del fluido de succión

Pn = Presión del nozzle

Ppd= Presión del fluido de descarga por el difusor

qs = Caudal de succión

qn = Caudal de inyección por el nozzle

qd = Caudal de descarga por el difusor

An = Área del nozzle

At = Área de la garganta

As = Área de succión.

Si para un nozzle dado se selecciona una garganta de modo que el área del nozzle An sea del 60% del área de la garganta At, existirá una producción grande y un bombeo lento de la bomba, el área As como se ilustra en la figura anterior (área de succión), sirve para que los fluidos del pozo pasen, si este valor disminuye esto provoca tasas de producciones bajas comparadas con las tasas de fluido motriz debido a que la energía del nozzle es transferida a una pequeña cantidad de producción. Si para un nozzle dado se selecciona una garganta, de modo que el área At sea el doble del área del nozzle An, existirá mucho más flujo para el área As; sin embargo, como la energía del nozzle es transferida a una producción más grande que la tasa del fluido motriz, existirá una producción más baja.

2.2.1.2.1.2 Cavitación en bombas jet

Debido a que la producción es acelerada hasta una velocidad (200 a 300 pie/seg) para entrar a la garganta, la cavitación es un problema potencial, la presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor del fluido a altas velocidades, en estas condiciones se producen las burbujas de vapor en la bomba y cuando éstas son arrastradas a zona de mayor presión se produce un colapso instantáneo de las mismas, con lo que el fluido circundante tiende a llenar rápidamente el vacío creado chocando con la garganta, esto forman hendiduras en las superficies limítrofes o cavidades bajas de vapor (cavitación), con rápido deterioro como resultado. Por lo que la producción no se puede aumentar aún cuando la tasa de fluido motriz y la presión sean incrementadas.

Se puede manifestar que con una taza de flujo cercana a cero, desaparece la cavitación debido a que las velocidades del fluido son bajas. Sin embargo bajo estas condiciones la diferencia de velocidades que existe entre el jet (chorro que sale del nozzle) y el fluido producido, hace que se produzca una zona de corte en los límites de los dos fluidos. Esta zona de corte entre los fluidos genera vórtices (torbellinos) que tienen una presión reducida, por lo tanto se forman cavidades de vapor en el alma de los vórtices, permitiendo la erosión de las paredes de la garganta a medida que las burbujas de vapor colapsan debido al decaimiento del vórtice y el aumento de presión en la bomba.

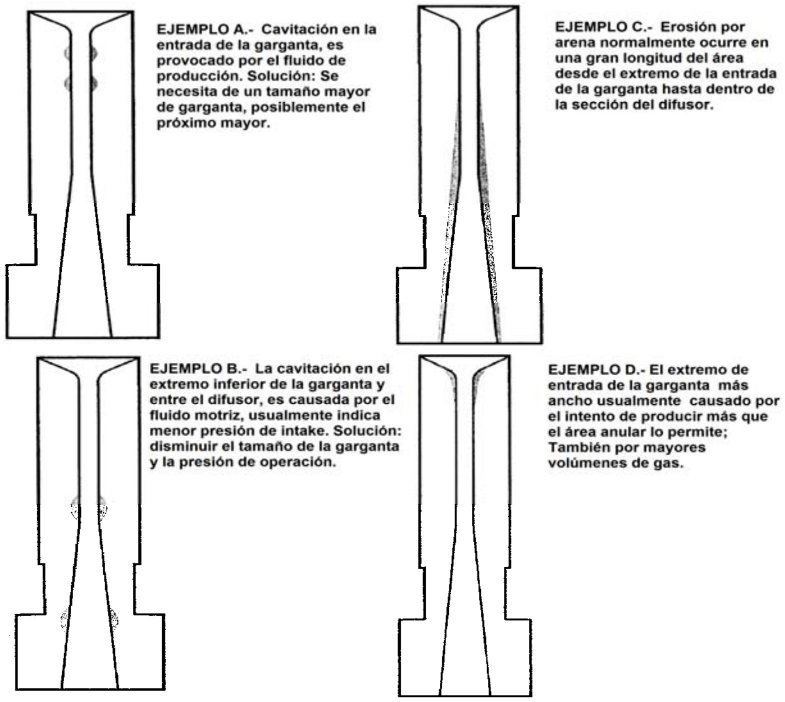


Fig. 2.8. EJEMPLOS DE CAVITACIÓN, del Manual de Operaciones con Bomba Jet. Ing. Jacobo T.

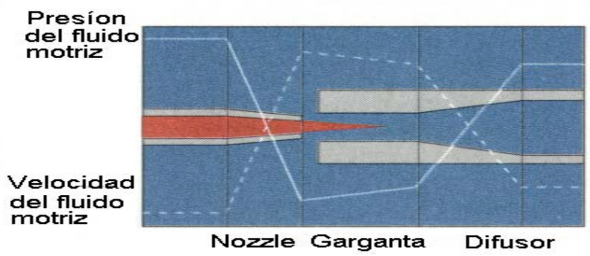


Fig. 2.9. RELACIÓN ENTRE PRESIÓN Y VELOCIDAD DEL FLUIDO MOTRIZ EN BOMBA JET. Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R., Pag.42, 2006

El rendimiento de las bombas jet depende en gran medida de la presión de descarga que a su vez es influenciado por la taza gas/líquido (GOR) en la columna de retorno hacia la superficie valores grandes de gas/líquido reducen la presión de descarga. La cantidad de fluido motriz depende del tamaño del nozzle y la presión de operación, a medida que la presión del fluido motriz aumenta, el poder de levantamiento de la bomba aumenta, la taza de fluido motriz adicional hace que el gas/líquido disminuya, provocando que aumente el levantamiento efectivo.

2.2.1.2.1.3 Designación de una bomba Jet Claw.

La designación de una bomba Jet Claw se realiza por el tipo de operación: directa o inversa, y por la geometría de sus componentes principales, el nozzle y la garganta.

GEOMETRIAS											
SERTECPET - CLAW				BLADER - GUIBERSON				OILWELL			
NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA		NOZZLE		GARGANTA	
DENOM.	AREA	DENOM.	AREA	DENOM.	AREA	DENOM.	AREA	DENOM.	AREA	DENOM.	AREA
1	0.0018	A	0.0046	DD	0.0016	000	0.0044	1	0.0024	A	0.0060
2	0.0030	B	0.0072	CC	0.0028	00	0.0071	2	0.0031	B	0.0077
3	0.0038	C	0.0140	BB	0.0038	0	0.0104	3	0.0040	C	0.0100
4	0.0054	D	0.0142	A	0.0055	1	0.0143	4	0.0052	D	0.0129
5	0.0074	E	0.0187	A+	0.0075	2	0.0189	5	0.0067	E	0.0167
6	0.0094	F	0.0239	BB	0.0095	3	0.0241	6	0.0086	F	0.0215
7	0.0108	G	0.0311	B+	0.0109	4	0.0314	7	0.0095	G	0.0272
8	0.0122	H	0.0376	CC	0.0123	5	0.0380	8	0.0136	H	0.0353
9	0.0148	I	0.0447	C+	0.0149	6	0.0452	9	0.0181	I	0.0456
10	0.0175	J	0.0526	D	0.0177	7	0.0531	10	0.0229	J	0.0593
11	0.0239	K	0.0654	E	0.0241	8	0.0661	11	0.0307	K	0.0764
12	0.0311	L	0.0796	F	0.0314	9	0.0804	12	0.0387	L	0.0989
13	0.0450	M	0.0957	G	0.0452	10	0.0962	13	0.0498	M	0.1242
14	0.0658	N	0.1119	H	0.0661	11	0.1125	14	0.0642	N	0.1668
15	0.0851	O	0.1445	I	0.0855	12	0.1452	15	0.0863	O	0.2107
16	0.1251	P	0.1763	J	0.1257	13	0.1777	16	0.1114	P	0.2783
17	0.1552	Q	0.2154	K	0.1588	14	0.2165	17	0.1439	Q	0.3594
18	0.1950	R	0.2593	L	0.1980	15	0.2606	18	0.1858	R	0.4642
19	0.2464	S	0.3127	M	0.2463	16	0.3127	19	0.2400	S	0.5995
20	0.3119	T	0.3780	N	0.3117	17	0.3750	20	0.3100	T	0.7743
21	0.3850	U	0.4515	O	0.3848	18	0.4513			U	1.000
		V	0.5426			19	0.5424			V	1.291
		W	0.6520			20	0.6518				

Tabla 2.3. GEOMETRIAS DE BOMBAS JET. Tabla de Geometrías de Bombas Hidráulicas tipo Jet de las principales fabricantes usados en Ecuador. Fuente Ing. de Producción, SERTECPET.

Así llamaremos por ejemplo a una Bomba Jet 10 J Directa, aquella que tiene un nozzle 10 con una garganta de tamaño J y trabaja con una completación que inyecta el fluido motriz por el tubing y se produce por el anular.

2.2.1.2.1.4 Relaciones Nozzle/Throat en volumen presión.

Tanto boquillas como gargantas Sertecpet Claw utilizan una estricta progresión de diámetro y orificios. La progresión establece áreas de relaciones entre el nozzle y diferentes gargantas. Al establecer un nozzle seleccionado con el mismo número de garganta se tendrá siempre la misma relación de área: 0.380 para Oilmaster y 0.400 para Kobe, esto se denomina relación "A", sucesivamente para mayores gargantas seleccionadas con un mismo nozzle se tendrán relaciones B, C, D y E. La relación de área comúnmente usada oscila entre 0.400 (A) y 0.235 (C). Las bombas que tienen las mismas relaciones de áreas tendrán también las mismas curvas de rendimiento. Relaciones de áreas mayores a 0.400 son usados normalmente en pozos de gran profundidad con altos levantamientos o solamente cuando es baja la presión del fluido motriz disponible, pequeñas áreas anulares son más propensas a cavitación.

Relaciones de áreas menores a 0.235 (C,D,E) son usadas en pozos pocos profundos o cuando es muy baja la presión de intake, se requiere de una mayor área anular para que pase el fluido reduciendo el potencial de cavitación. Las mayores relaciones de áreas (A,X (A-)) son instalados para altos levantamientos pero esto es solamente aplicable con relaciones de producción menores que la relación de fluido motriz. Las pequeñas relaciones de área (C,D,E) revelan menor cabeza pero pueden producir más fluidos que el usado como fluido motriz.

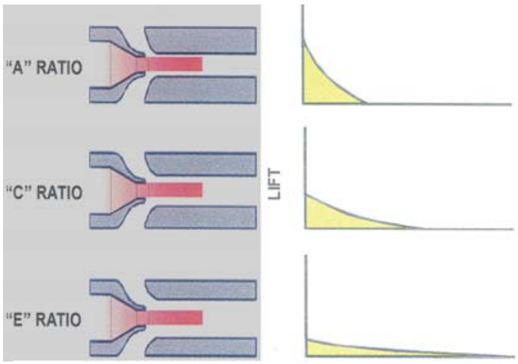


Fig. 2.10. LEVANTAMIENTO SEGUN RELACIONES DE GEOMETRIAS. Cada conjunto de nozzle y garganta tiene su curva de rendimiento y levantamiento. Ing. Luis Fernando E. R., Pag.45, 2006.

El volumen de fluido motriz utilizando será proporcional al tamaño de la boquilla. Por otro lado el área en la bomba que debe dar paso al caudal de producción es el espacio anular entre la boquilla y la garganta, las características de la bomba en cuanto a la cavitación responden sensiblemente a esta área. En la tabla 2.4 se observa que las tasas de inyección están en función del tamaño del nozzle y la producción según la geometría escogida.

TABLA INYECCION-PRODUCCION			
INYECCION MAX. APROX.		PRODUCCION MAX. APROX.	
NOZZLE	INYECCION	GEOMETRIA	PRODUCCION
	BIPD		BPPD
4	400	5E/5F	400
5	600	6F/6G	600
6	750	7G/7H	800
7	1000	8H/8I	1000
8	1250	9I/9J	1400
9	1450	10J/10K	1600
10	1600	11K/11L	2200
11	2400	12L/12M	3200
12	3400	13M/13N	4500
13	4500	14N/14O	6000
14	6000		

Tabla 2.4. INYECCIÓN-PRODUCCION SEGÚN GEOMETRIAS, Fuente Ing. de Producción, SERTECPET.

2.2.1.2.1.5 Ecuaciones para diseño de bombas Jet.

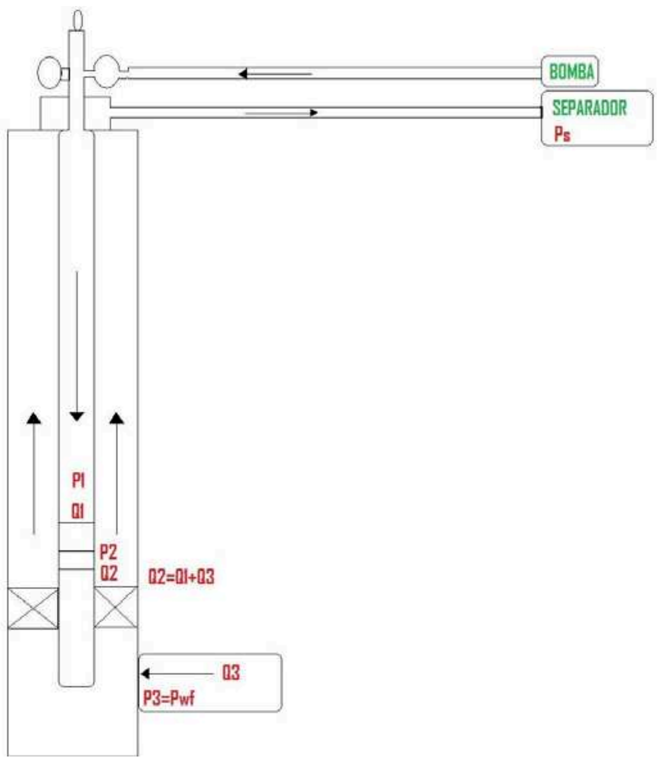


Fig. 2.11. SISTEMA DE FLUIDO MOTRIZ ABIERTO, Por Carlos Ortiz.

a) Ecuación de Continuidad

Q = V * A

Donde:

Q: Caudal

V: Velocidad

A: Área

b) Presiones

P1= P iny. + P hidrostática – ΔP fricción.

P2= P retorno + P hidrostática + ΔP fricción.

P3= Pr – Q3/IP

Donde:

Pr: Presión de reservorio.

IP: Índice de Productividad.

c) Eficiencia de una bomba Jet.

E= (P2 – P3)*Q3/ (P1 – P2)*Q1

Donde:

P2: Presión de descarga

P3: Presión de succión

P1: Presión Nozzle

Q3: Caudal de Producción

Q1: Caudal de Inyección.

d) Velocidad del Chorro

$$Vj = \left[\frac{2g(H1 - H3)}{(1 + kj) - (1 + ks)M^2 (R/(1 - R))^2} \right]^{\frac{1}{2}}$$

M= Q3/Q1

H1: P1 en pies de agua.

H3: P3 en pies de agua.

e) Rata de Flujo a través del Jet.

$$q_1 = Aj\left[\frac{2g(p_1 - p_3)}{\rho(1 + Kj)}\right]^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

Aj: Área del Nozzle.

ρ : Densidad fluido motriz.

f) Relación de Áreas Geométricas.

R = Aj/At

Donde:

At: Área de la Garganta

Aj: Área del Nozzle

g) Producción Neta y Total

Q3/Q2 = (1 - R)/R

Donde:

Q3: Producción neta de flujo

Q2: Producción total que pasa por el área de la garganta

Q2: Q1 + Q3

h) Valor límite de M en el punto de cavitación

$$Mc = \frac{1 - R}{R}(1 + Kj)^{1/2}\left[\frac{P3}{Ic(P1 - P3) + P3}\right]^{1/2}$$

Ic: entre 0.8 y 1.67 como límites, y el valor 1.35 es moderado.

Kj: 0.15

M < Mc: No producirán cavitación.

M > Mc: Producirá cavitación en la entrada del estrangulador y el rendimiento de la bomba se desviará de lo esperado de la curva de rendimiento.

i) Potencia

HP= (P.TRIPLEX)*(Q1)/ 1714

2.2.1.2.1.6 Ventajas y desventajas de utilizar bombas Sertecpet Claw.

Ventajas

- Con una bomba Sertecpet Claw se puede producir hasta 12.000 BFPD es decir mucho más que la capacidad de cualquier bomba alternativa adecuada.

- No adolece de problemas de golpes de fluido ni recalentamiento y el gas se puede liberar fácilmente.

- La bomba jet no tiene partes móviles, puede estar construida de piezas en donde se solucione problemas de producción para pozos altamente corrosivos.

- Las partículas sólidas abrasivas pasan fácilmente por la bomba jet.

- El recubrimiento de carburo de tungsteno de la boquilla y la garganta rinde larga duración efectiva en pozos de alto contenido de materiales sólidos.

- Resuelve problemas relacionados con la producción de crudos pesados de alto corte de parafina, con altas temperaturas de fondo de pozo y con pozos de gas invadidos por agua

- Bajos costos de mantenimiento

- Adaptabilidad para uso en una camisa deslizante y capacidad de manejar producción con gas.

Desventajas

- La bomba jet requiere de un alto caballaje para trabajar idóneamente.

- En pozos donde se tiene un alto corte de agua se requiere inyectar químicos para bajar emulsión producida por la jet en los tanques de almacenamiento.

2.2.1.2.2 Sistema con Bomba Pistón

La unidad consta de 2 elementos: motor (pistón) y bomba hidráulica (pistón), observe fig.15.

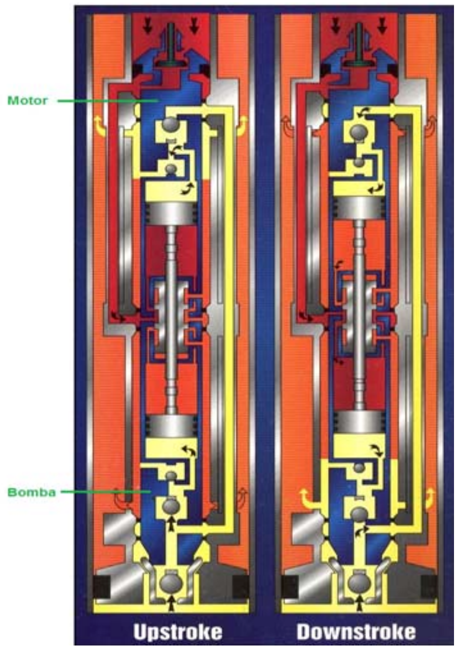


Fig. 2.12. BOMBA PISTON. Se observa la carrera ascendente y descendente del embolo dentro de la bomba.

En la carrera descendente del pistón el fluido motriz llega a alta presión en el extremo superior del motor, mientras que el fluido de retorno o sea de la parte inferior del pistón es llevado a la zona de alivio de la válvula del extremo del motor descargando al exterior de la bomba, cuando el pistón del motor llega al final de la carrera descendente, debido a la diferencia de áreas del vástago de la válvula, el fluido motriz entra a la parte inferior de la válvula motor y se inicia la carrera ascendente, aquí el fluido de producción entra en la parte inferior del cilindro mientras está siendo descargado desde la parte superior del cilindro, observe la fig. 2.12.

Estas bombas trabajan con baja presión de entrada, por lo tanto, existe un menor consumo de energía en superficie que las hace más eficiente que las jet. Se las utiliza en pozos con presiones de fondo fluyente considerables ya que alcanzan buen nivel de líquido. Estas bombas poseen partes móviles, por esto es que se vuelven más frágiles en el manejo de sólidos abrasivos. Su instalación en el pozo es fija, por tal razón su colocación y desalojo son costosos. Por lo complejo de sus partes también el mantenimiento es más costoso ya que estas bombas requieren de calibración, y sus piezas deben pasar las pruebas de tolerancia por desgaste y luego deben ser examinadas en un pozo de prueba, en donde se simulan las condiciones del subsuelo, para luego ser llevada al pozo y ser bajada para producción.

2.2.1.2.3 Razones para preferir bombas Pistón o Jet.

#	CONDICIONES LIMITANTES DE OPERACIÓN	PISTON	JET
1	Baja presión de entrada a la bomba	Sí	No
2	Mala calidad de fluido motriz	No	Sí
3	Alta relación Gas – Petróleo (GOR)	No	Sí
4	Alta corrosión	No	Sí
5	Utilización de agua como fluido motriz	No	Sí
6	Ahorro de potencia (HP) en superficie	Sí	No
7	Presencia de arena en la formación	≡	Sí
8	Pozos profundos	Sí	Sí
9	Restricción de producción	Sí	Sí
10	Bajo costo de operación	No	Sí

Tabla 2.5. CONDICIONES LIMITANTES DE OPERACIÓN CON BOMBAS HIDRÁULICAS.

2.2.1.3 Componentes Principales de un Sistema de Bombeo Hidráulico

El sistema de Bombeo Hidráulico posee equipos tanto en superficie como en el fondo que son exclusivos de este sistema de levantamiento. La continua revisión de estos componentes garantiza el buen funcionamiento del sistema.

2.2.1.3.1 Elementos de superficie

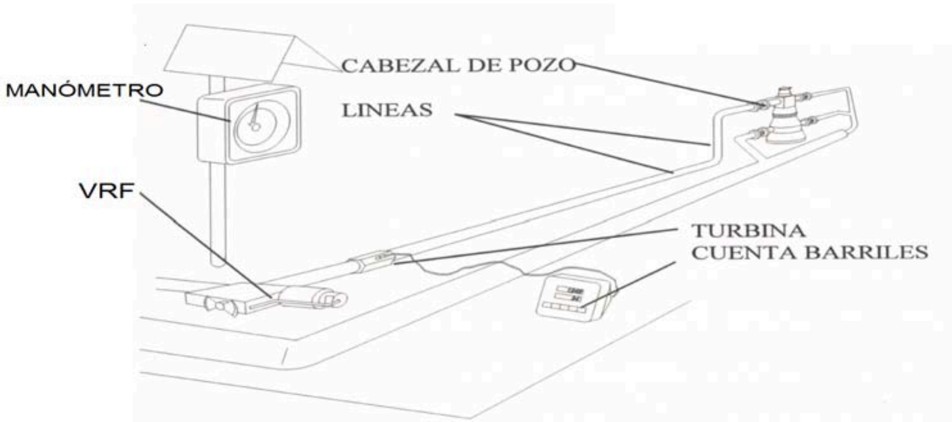


Fig.2.13. ELEMENTOS DE SUPERFICIE.

Los equipos de superficie del sistema hidráulico están expuestos a elevadas presiones, por lo que son construidos de materiales resistentes, además recordemos que estos equipos requieren de un continuo mantenimiento.

2.2.1.3.1.1 Sistema de Tuberías de Superficie

En el recorrido que realiza el fluido no siempre se encuentra con un mismo caudal ni con una presión constante (figura 18), por ello se utiliza dos tipos de tuberías en toda instalación de superficie las tuberías de alta presión y de baja presión.

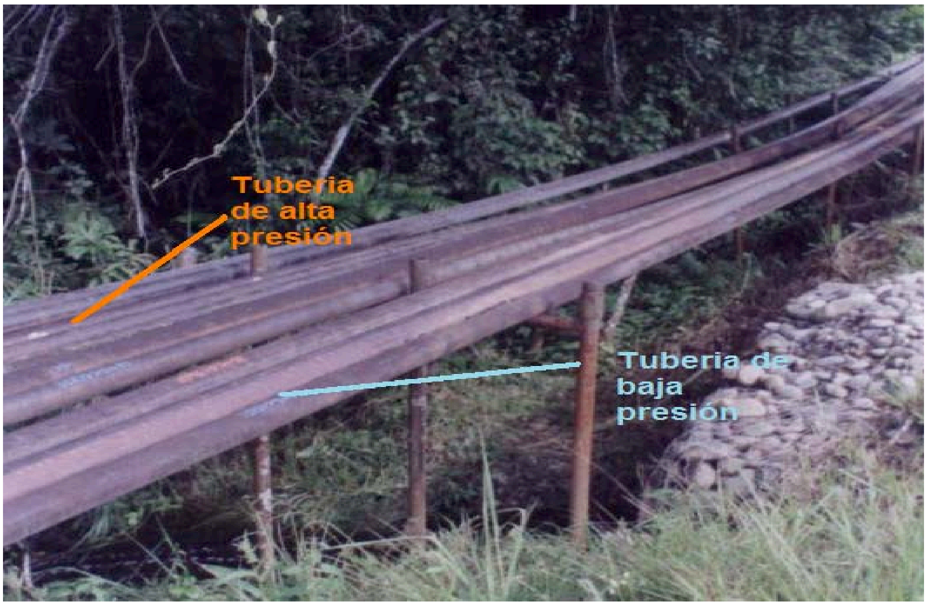


Fig. 2.14. TUBERIAS. Se observan las líneas de alta y baja presión tendidas junto a la vía.

2.2.1.3.1.1.1 Tubería de alta presión

Soporta hasta 5000 psi, y se utiliza para el fluido de inyección desde la planta hasta el cabezal del pozo, la sarta de tubería que se utiliza en la completación definitiva es también de alta presión.

2.2.1.3.1.1.2 Tuberías de baja presión

Tienen márgenes de resistencia menores (500-800 Psi), se encuentran instaladas desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento.

2.2.1.3.1.2 Bombas de Superficie

Las bombas de superficie (fig.2.15) comúnmente usadas son diseñadas específicamente para servicio de fluido motriz y son provistas por los fabricantes de bombas hidráulicas para servicios de petróleo líquido a alta presión. Estas bombas usualmente utilizan émbolos y camisas metal a metal y válvulas tipo bola, componentes que requieren poco mantenimiento. Para agua suele usarse émbolos y camisas empaquetadas, válvulas de disco. Las líneas de descarga de las válvulas de alivio y control de contrapresión deben conectarse a una línea independiente de retorno al tanque.

Fig.2.15. BOMBA DE SUPERFICIE. Se observa una bomba de desplazamiento positivo. Localizadas en la Estación Sacha Sur. Por Carlos Ortiz.

2.2.1.3.1.3 Cabezal del Pozo

Todo pozo posee un cabezal (fig. 2.16) dentro del bombeo hidráulico los cabezales del pozo tienen el mismo sistema de funcionamiento, esto es, el cabezal del pozo con válvulas de 4 vías y el tipo de árbol de navidad. El cabezal del pozo posee una válvula master, la cual está conectada directamente con la sarta de la tubería (Tubing) y la tubería de revestimiento (Casing), con las líneas de inyección y producción, por lo tanto la válvula master pilotea el movimiento de cualquier fluido en cualquier sentido dentro del pozo.

Las válvulas del casing, son válvulas por donde retornara la mezcla de los fluidos inyectados más el producido a la línea de retorno a la estación de producción en las bombas convencionales. Son válvulas de 3000 Psi o de 5000psi, dependiendo de los requerimientos. Las válvulas de Tubing son válvulas que nos permiten el paso del fluido de inyección hacia el tubing y consecuentemente a la bomba parte motor, son válvulas de 5000 Psi.

2.2.1.3.1.4 Válvula de Control del Pozo

Sirve para controlar la dirección del fluido motriz que acciona la bomba del pozo. Con solo mover la palanca hacia abajo, el fluido motriz baja por la tubería de inyección para activar y accionar la bomba. Para reversar la bomba, el movimiento de la palanca hacia arriba dirige el flujo hacia abajo por el espacio anular para que la empuje o saque la bomba por la tubería de inyección hasta superficie.

En la posición intermedia la válvula circula (by pass), es decir que el fluido de inyección pasa directamente a la línea de retorno a la estación. Con el giro a la derecha del handle (mariposa) presurizamos el pozo, la operación inversa es para despresurizar.

Fig. 2.16. CABEZAL Y VÁLVULA DE 4 VÍAS. Fuente archivos de clase. Producción II.

2.2.1.3.1.5 Válvula de Control de Flujo, VRF.

La válvula reguladora o de control de flujo (VRF) sirve específicamente para regular el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba. Esta válvula se instala entre la válvula block y el cabezal del pozo, la válvula reguladora de flujo Oilmaster y Kobe puede regular hasta 3000 BLS/DIA y 5000 BLS/DIA respectivamente

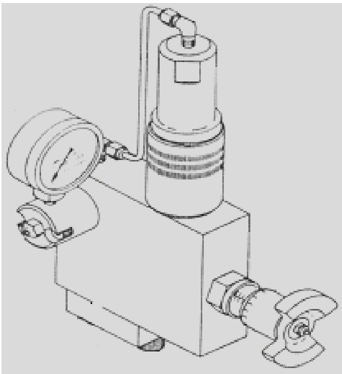


Fig. 2.17. VÁLVULA REGULADORA DE FLUJO (VRF).

2.2.1.3.1.6 Lubricador

Es una herramienta de apoyo que se acopla a la válvula de 4 vías y al cabezal tipo árbol de navidad, nos sirve para sacar la bomba y desplazar la bomba hacia el pozo sin necesidad de contaminar el medio ambiente facilitando al Técnico la operación del cambio de bomba y reduciendo el peligro de trabajar con el hueco abierto.

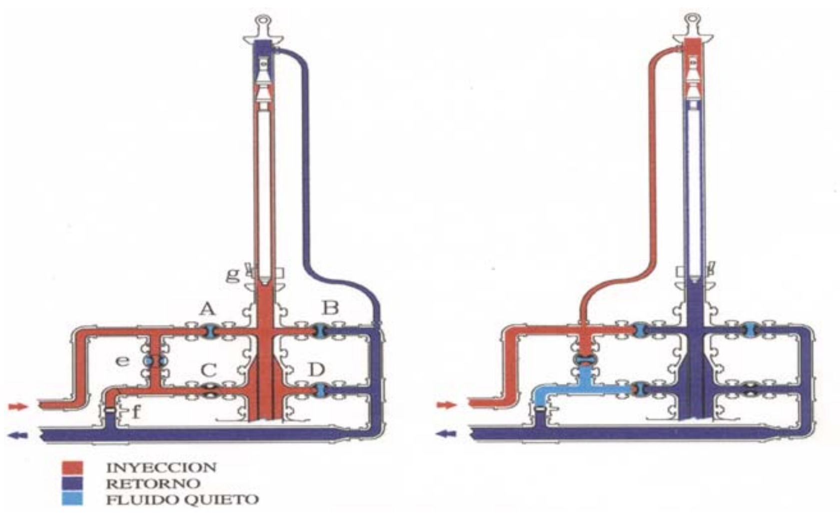


Fig. 2.18. LUBRICADOR. En la izquierda, trabajos al retirar bomba del pozo. Derecha, trabajos para correr la bomba dentro del pozo.

2.2.1.3.1.7 Turbina de Caudal.

Este elemento es indispensable dentro del circuito en la superficie, ya que mediante el movimiento de la turbina producido por la energía cinética del fluido motriz presurizado permite que en su parte interior los alabes giren a gran velocidad, estas pulsaciones son leídas por un sensor magnético que posee un instrumento electrónico que cuenta el paso del número de barriles que circulan hacia el pozo; La turbina se encuentra instalada directamente en la línea de inyección luego del VRF. Ver Fig.17.

2.2.1.3.1.8 Cuenta Barriles

Es un instrumento electromagnético que sirve para leer las pulsaciones que se producen el interior de la turbina, facilitando de esta manera determinar exactamente el número de barriles inyectados hacia la bomba, este elemento es portátil y no se lo encuentra instalado en la locación. Ver Fig.2.13.

2.2.1.3.1.9 Instrumentos

Como se trabaja con altas presiones se tiene que contar en las líneas de inyección y de retorno con manómetros de alta y baja presión (5000 psi y 600 psi respectivamente). Ver Fig.2.13. En la mayoría de los pozos se encuentra instalado un manómetro diferencial que es un registrador de carátula giratoria (denominado BARTON por la marca del fabricante), en el que se registran las presiones de operación de inyección y la presión de retorno, posee una carta que es cambiable y su giro es proporcional con el tiempo real, se gradúa a 24 horas o a 7 días según el tipo de reloj.

2.2.1.3.1.10 Válvulas de paso.

Las válvulas que conforman un circuito no son iguales aunque su principio es similar de apertura y cierre, las más utilizadas son:

2.2.1.3.1.10.1 Válvulas mariposa

Cierra con varias vueltas (sentido antihorario).

2.2.1.3.1.10.2 Válvulas de tipo Block

Es de rápida acción sirven para aperturas y cierre rápidos, su trabajo es en apertura y cierre con giro a 90°

2.2.1.3.2 Elementos de Fondo.

En una completación hidráulica simple se necesita una tubería para la inyección del fluido motriz y el espacio anular para el flujo de los fluidos producidos más el inyectado, (Sistema de fluido motriz abierto).

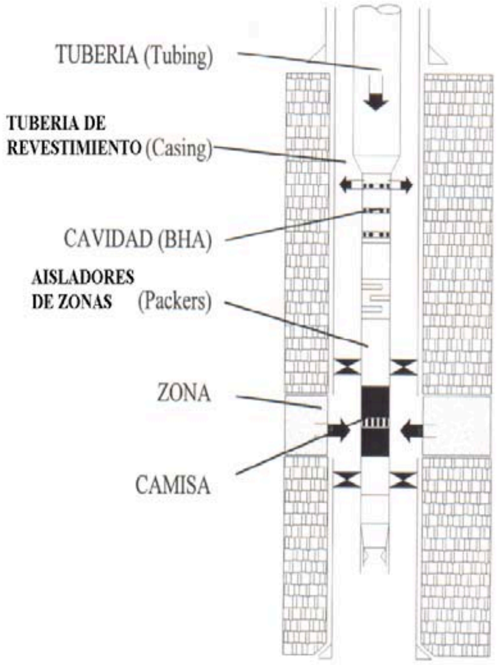


Fig.2.19. ELEMENTOS DE FONDO.

2.2.1.3.2.1 Tubing

Es la sarta de tubos que se encuentran instalados desde superficie hasta fondo del pozo, y son de alta presión (hasta 800 Psi dependiendo de la cedula a utilizar). A través de ella se inyecta el fluido motriz a la bomba. Su longitud aproximadamente es de 32pies siendo la más utilizada en el Distrito Amazónico los de 3 1/2" y 2 7/8". Ver Fig. 2.19.

2.2.1.3.2.2 Tubería de Revestimiento (Casing)

Es la tubería que va cementada a las paredes del pozo, en las profundidades donde se instala el conjunto de fondo se tienen diámetros de 5 ½", 7", 9 5/8" y 13 3/8". Es en el espacio anular entre el diámetro interior del casing y el exterior del tubing donde usualmente se mezclan los fluidos inyectados más los producidos y de esta forma circulan hasta superficie. Ver Fig. 2.19.

2.2.1.3.2.3 Cavidad

Es un conjunto de extensiones, camisas y acoples con agujeros dispuestos de manera especial para determinado tipo de bomba (pistón o jet), en el interior de la cavidad se aloja la bomba destinada a trabajar, cuando la bomba se encuentra alojada en la cavidad se tienen sellos que delimitan cámaras entre bomba y cavidad apropiadas para cada función y recorrido del fluido. La cavidad posee alrededor de ella agujeros en lugares destinados al paso del fluido. Independientemente del tipo de bomba los agujeros en el extremo inferior son utilizados para la extracción de la bomba. La bomba jet utiliza tres de los lugares agujereados. Cuando por algún motivo (corte de fluido sellos de cavidad) debe ser retirada la cavidad, obligatoriamente se tiene que sacar con toda la sarta de tubería y se tiene que utilizar una unidad de reacondicionamiento. Ver Fig. 2.19.

2.2.1.3.2.4 Aisladores de Zonas

O packers, son elementos cuyo mecanismo mecánico o hidráulico hacen que sellen las paredes del casing y el tubing, aislando independientemente de esta forma las arenas productoras. Ver Fig. 2.19.

2.2.1.3.2.5 Camisas

Son herramientas que van colocadas directamente en el intervalo de la zona o arena productora y que tiene como objetivo permitir que solo el fluido de la zona o arena en que dicho elemento se encuentra ingrese a través de él y llegue hasta la cavidad; estas herramientas tienen la particularidad de abrirse o cerrarse con la ayuda de una herramienta auxiliar llamada “Shifing tool”, ver fig. 2.20.

Fig. 2.20. CAMISA TIPO L. Fabricante SERTECPET. Tomado del catalogo SERTECPET. 2008.

2.2.1.3.2.6 Válvula de pie

O standing valve, esta herramienta que se aloja en el extremo inferior de la cavidad (seating ring), son necesarios en sistemas abiertos para crear el efecto "U" y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio. Esta válvula puede ser recuperada con una unidad auxiliar de wire line. Cuando el pozo está produciendo, sirve de asiento para las bombas, ver fig. 2.21.

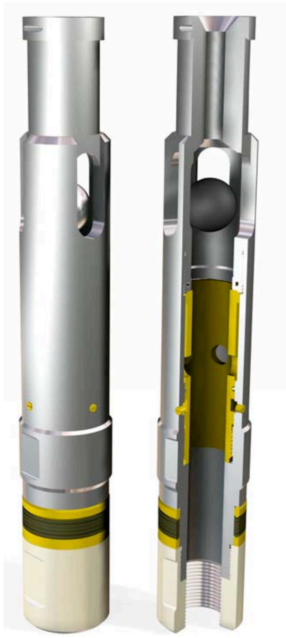


Fig. 2.21. STANDING VALVE. Fabricante SERTECPET. Tomado del catalogo SERTECPET. 2008.

2.2.1.3.2.7 Bombas Falsas

Son corridas para taponar los orificios de la cavidad, se utilizan para realizar pruebas en el fondo de la completación, asentamiento de empacaduras, chequeo de tubería o para realizar tratamientos a las formaciones, para realizar pruebas de inyectividad y admisión, ver fig. 2.22.

Fig. 2.22. SEPARATION TOOL o Bomba Falsa. Fabricante SERTECPET. Tomado del catalogo SERTECPET. 2008.

2.2.1.4 Sistema de Bomba Libre

No requiere de unidad especial para correr y reversar la bomba, esta bomba se desplaza dentro de la sarta de tubería del fluido motriz. Para colocar la bomba o correr la bomba Claw, Oilmaster o Kobe, se inserta en la sarta de la tubería en la superficie y se la hace circular hasta el fondo, donde se la aloja en el conjunto de fondo (BHA) con camisa o cavidad.

Para recuperar la bomba jet, se inyecta fluido motriz por el espacio anular, esta inyección de fluido invertida hace que accione la válvula de pie (Standing valve) y se presurice en el fondo desasentando la bomba de la cavidad, la presión queda atrapada en las copas que tiene la bomba en la parte superior y de esta forma permite circular hasta superficie para ser reemplazada; en ciertos casos se requiere de una unidad especial swab para recuperarla. Es una ventaja este sistema de bomba libre por cuanto permite cambiar o reemplazar equipos sin necesidad de una unidad de reacondicionamiento.

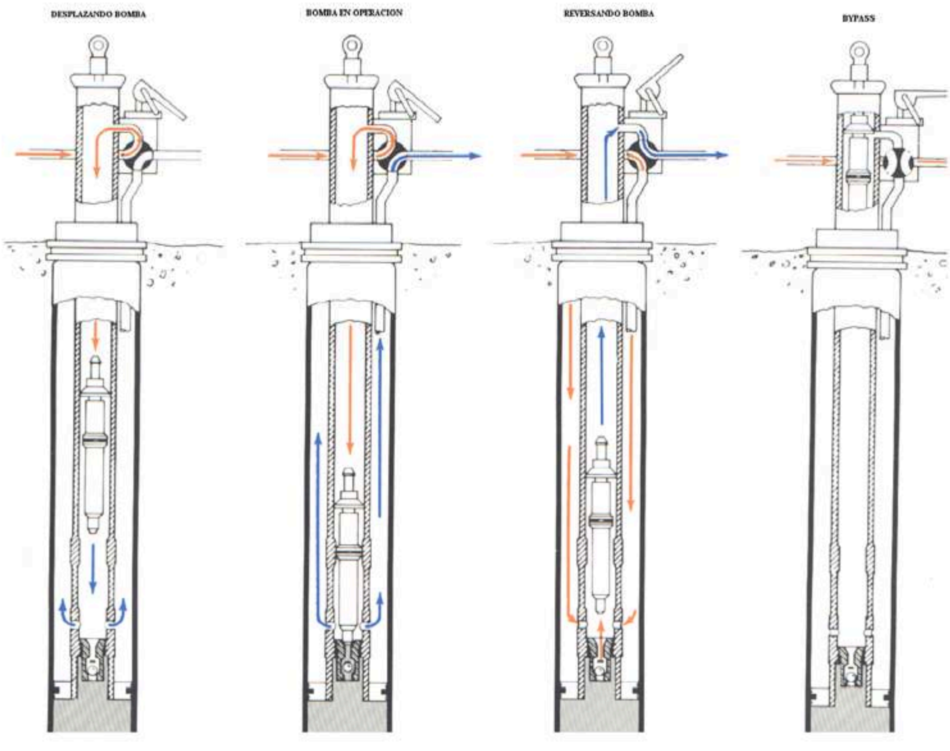


Fig.2.23. SISTEMA DE BOMBA LIBRE. Fuente National Oilwell.

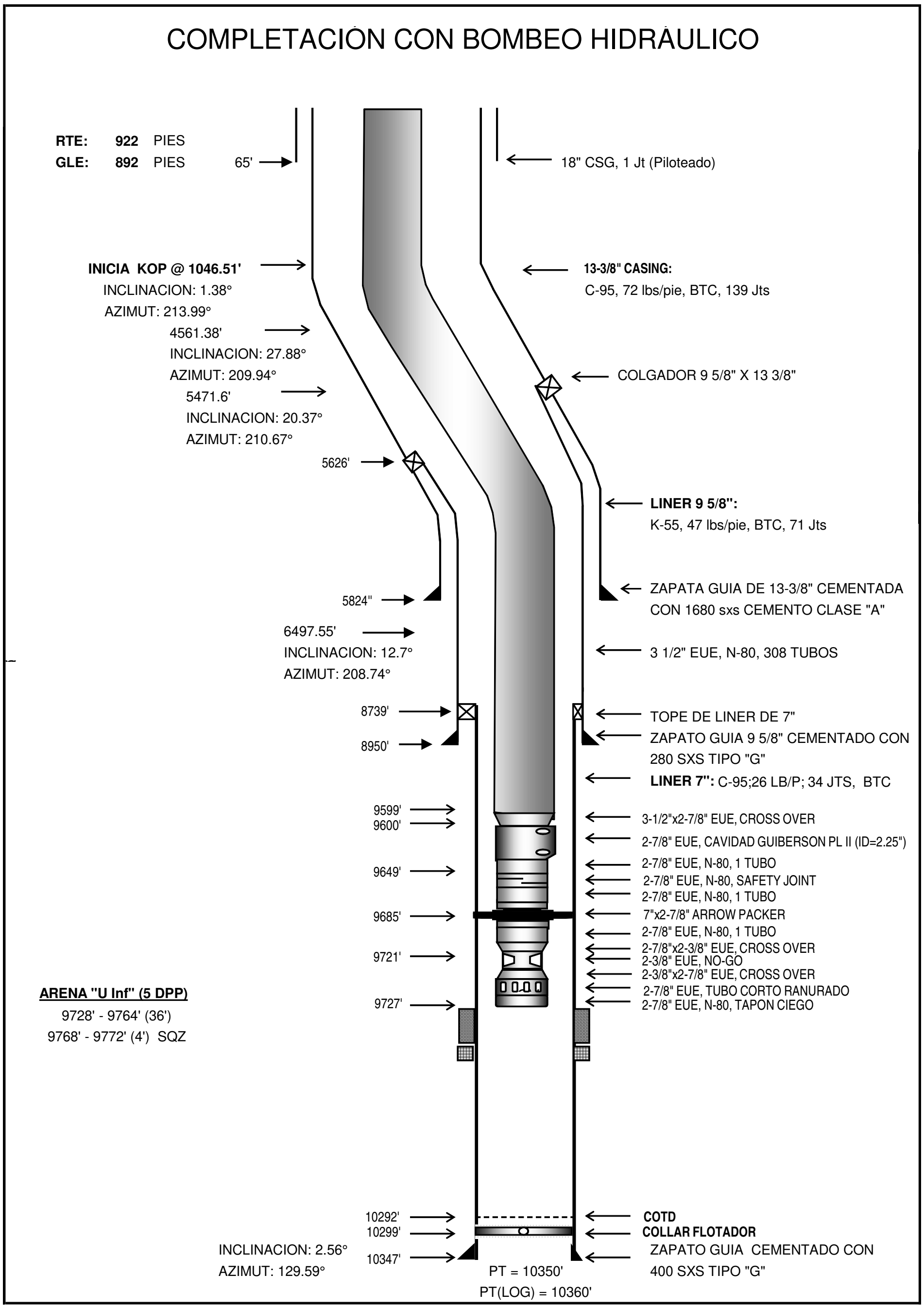


Fig.2.24. COMPLETACIÓN CON CAVIDAD. Completación de Fondo típica con bombeo Hidráulico con Cavidad Guiberson PL II. Realizado por Carlos Ortiz.

2.2.2 Sistema de Bombeo electro-sumergible

El Bombeo Electro-sumergible es un sistema integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio económico y efectivo para producir altos volúmenes de fluido desde grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

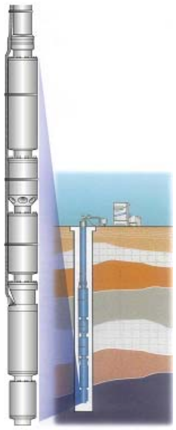


Fig. 2.25. EQUIPO BES EN POZO. La bomba y el motor del equipo BES van colocados dentro del pozo.

El Sistema eléctrico tiene los siguientes componentes:

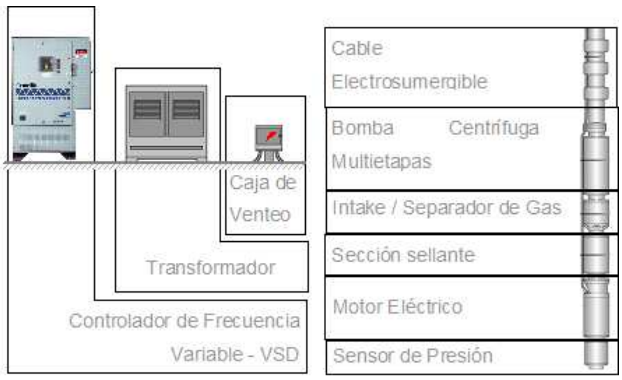


Fig. 2.26. COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRO-SUMERGIBLE. El sistema de levantamiento con BES requiere de equipos tanto dentro del pozo como en superficie.

2.2.2.1 Bomba Centrífuga

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido. La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor, entonces el difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

2.2.2.2 Separador de Gas

Posee una cámara rotativa de diseño especial que actúa como una centrífuga, obliga los fluidos pesados a dirigirse hacia las paredes exteriores y deja que el gas libre migre hacia el centro de la cámara entonces el gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador y el fluido rico en líquidos es dirigido hacia la toma de la bomba. La corriente rica en gas es venteada al espacio anular.

2.2.2.3 Sección Sellante

La función más importante del Sello es la de proteger el motor de la contaminación por los fluidos del pozo, el sello ecualiza la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evita la entrada al motor de los fluidos del pozo, por medio de: Sellos mecánicos, Sistema de bolsa y Sistema laberíntico. La cámara de empuje está diseñada para absorber la fuerza de empuje axial producida por la bomba, además transfiere el torque del motor a la bomba. El Sello compensa la expansión y contracción térmica del aceite del motor.

2.2.2.4 Motor Eléctrico

Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC. Esta construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado, una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que giran en el estator. Estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator. EL motor gira aproximadamente a 3,500 RPM a 60Hz, el número de revoluciones se puede controlar únicamente variando la frecuencia de operación.

2.2.2.5 Sensor de Presión

Existen sensores de fondo para el uso con el equipo. El sensor de fondo es un método eficaz de medir temperatura con precisión y mantener controlada la presión. El sensor de fondo es un valioso depósito de datos de operación del equipo BES, está disponible para supervisar presión de fondo y temperatura. Estos sistemas varían en diseño, costo, exactitud, confiabilidad, funcionamiento y capacidades. El sistema típico tiene la capacidad de:

- Supervisar presión de fondo y temperatura continuamente.
- Proporcionar la detección de fallas eléctricas.
- Puede actuar en interfase con los Controladores de Velocidad para regular frecuencia de operación.

2.2.2.6 Variador de Frecuencia

Permite controlar eficientemente el Desempeño del Sistema de Bombeo Electrosumergible, al arrancar el equipo el Variador aplica el voltaje y la corriente gradualmente para reducir la tensión mecánica y eléctrica en el sistema. Protege al equipo de fondo de fluctuaciones de corriente así como de desbalances de voltaje además puede compensar el desgaste de la bomba al aumentar la frecuencia de operación.

2.2.2.7 Transformador

Convierte el voltaje y corriente suministrados por el generador al voltaje y corriente requeridos por el equipo de fondo. Tiene 'Taps' múltiples para obtener el voltaje deseado. Debe ser diseñado apropiadamente para ser empleado con Variadores de Frecuencia además debe ser dimensionado para que su potencia nominal sea igual o mayor que la requerida por el equipo de fondo.

2.2.2.8 Caja de Venteo

Es el principal punto de conexión entre el cable de fondo y el cable de superficie. Provee un punto de separación para determinar fallas en el equipo de fondo o superficie. Ventea el gas que pueda contener el aislamiento y la chaqueta del cable de fondo.

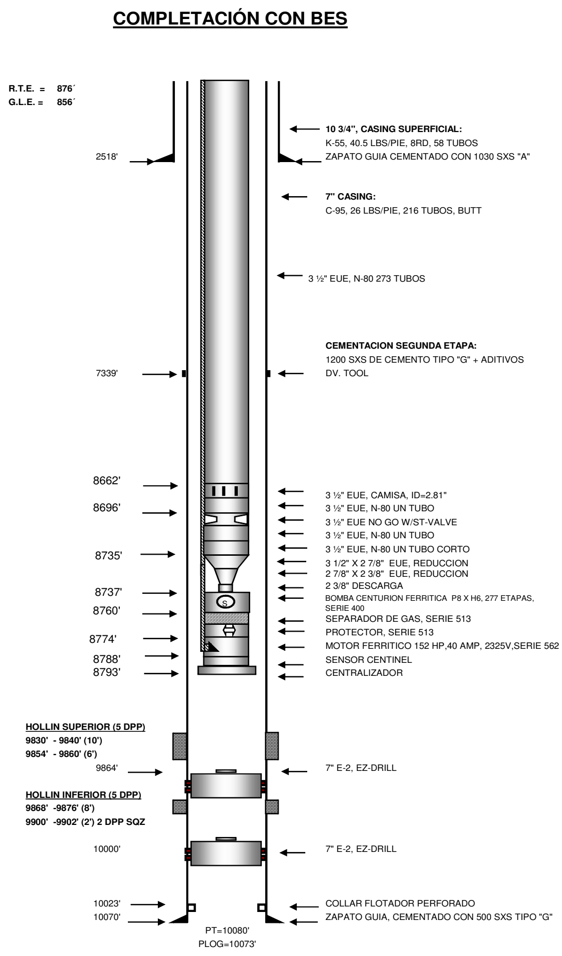


Fig. 2.27. COMPLETACIÓN CON BOMBEO ELECTRO-SUMERGIBLE. Realizado por Carlos Ortiz

CAPITULO III

INFORMACIÓN DE POZOS

INFORMACIÓN DE POZOS

En los años anteriores al 2000 los pozos en la Cuenca Oriente han sido completados en su mayoría utilizando casing de 7”, (lo que equivale a la mayoría de los pozos existentes) luego de este año se empieza a utilizar casing de 9 5/8”. Esto determina dos partes de importantes de esta investigación ya que se decide realizar dos diseños de completaciones duales paralelas para sistema hidráulico: un diseño para un pozo completado con casing de 7”, diseño que podría ser aplicado para cualquiera de la mayoría de los pozos existentes y otra completación para un pozo con casing de 9 5/8” pozo que brinda mayores facilidades para colocar el arreglo de completación dual.

Debido a que la completación dual requerirá de una inversión mayor a una completación normal la producción de los pozos se convierte también en un factor determinante para su elección. En pozos con bajas producciones no se realizan este tipo de inversiones, por los altos costos y el mayor tiempo de recuperación de la misma, en cambio en pozos con altas producciones, cambiar la completación existente es más aplicable. Por lo que es necesario un análisis de presiones y producciones en las aéreas del campo donde se encuentren los pozos para poder predecir de manera acertada si la arenas a ser disparadas tendrán producciones aceptables para el proyecto.

3.1 Información de pozos Seleccionados

Para realizar un correcto diseño de una completación es necesario analizar la información disponible de los pozos seleccionados (pozos A y B), será necesaria la información de Pruebas de restauración de presión (Build Up), registros eléctricos, Historiales de Producción, tratamiento químico y Reacondicionamiento, entre otros.

3.2.1 Pozo A.

El pozo A es perforado el 16 de abril del 2004, es del tipo vertical, llega a una profundidad de 10.000 pies con un casing de 7”.

3.2.1.1 Estado de la Completación.

Las especificaciones de su terminación son las siguientes:

POZO A										
TUBERIA DE REVESTIMIENTO										
	JTS	Grado	Peso (lbm/pie)	OD (pulg)	ID (pulg)	Área Efectiva (pulg^2)	Collapse Resistance (psi)	Internal Yield Pressure (psi)	Drift (pulg)	Profundidad (pie)
10 3/4 CASING	62	K-55	40,5	10,75	10,1	80,1	1580	3130	9,894	2504
7" CASING	165	C-95	26	7	6,28	30,96	5890	8600	6,151	9995

Tabla 3.1. TUBERIA DE REVESTIMIENTO DEL POZO A. Por Carlos Ortiz.

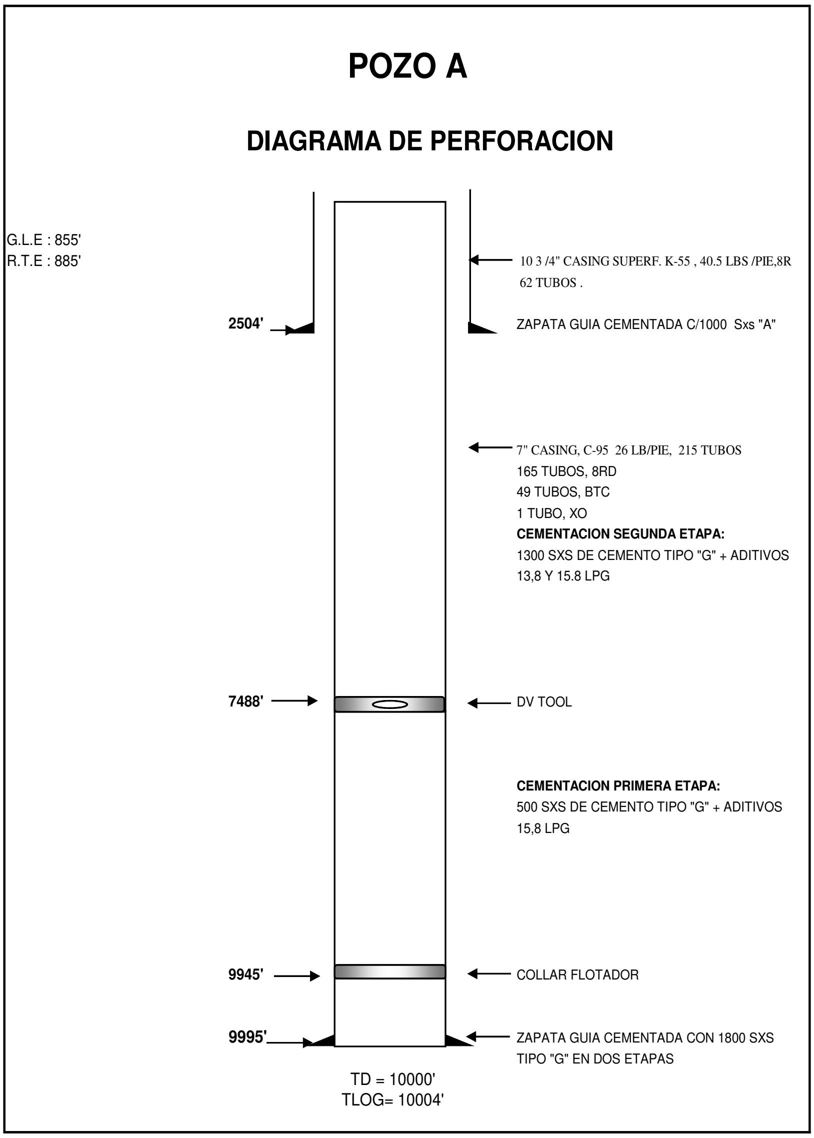


Fig. 3.1. DIAGRAMA DE PERFORACIÓN DEL POZO A, Se observan los revestimientos usados en el pozo y las profundidades de alcance. Realizado por Carlos Ortiz.

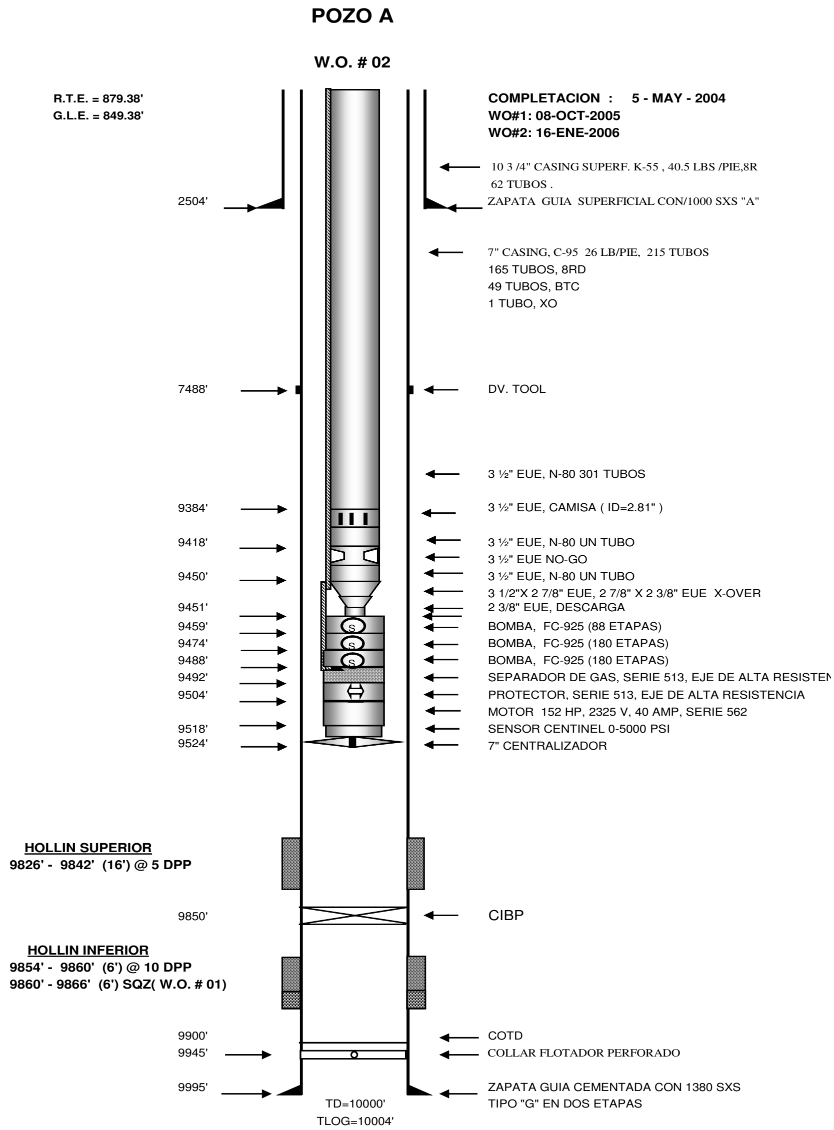
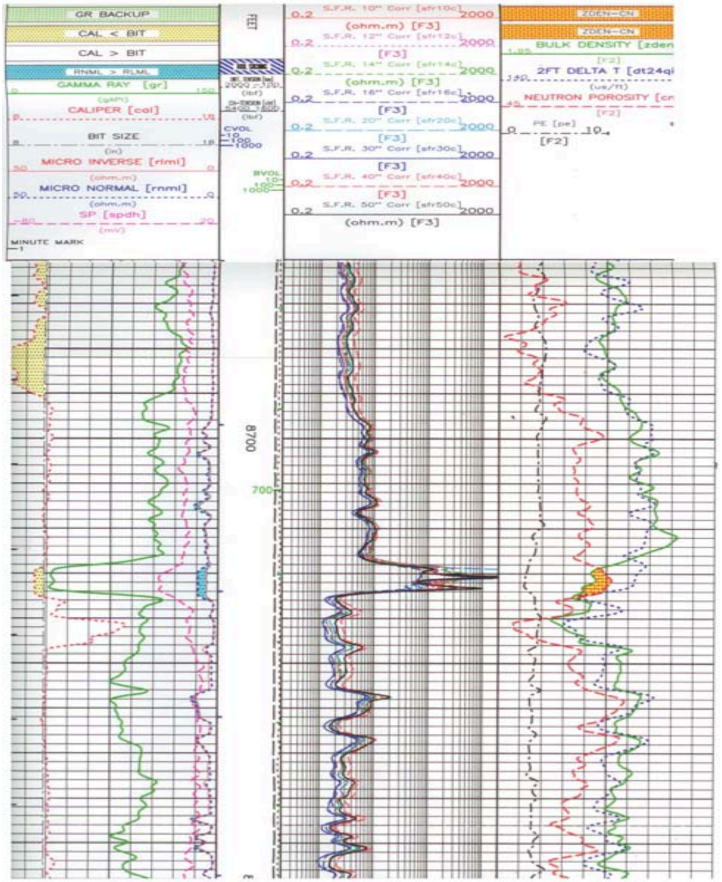


Fig. 3.2. COMPLETACIÓN SIMPLE DEL POZO A: Luego del WO #2 el pozo queda completado con la bomba eléctrica sumergible FC-225. Realizado por Carlos Ortiz.

3.2.1.2 Registros Eléctricos.

Se realiza una correlación con un pozo vecino, (Pozo B), el cual produce de la arena U inferior, arena que será la que disparemos en el pozo A, la correlación permitirá saber si los dos pozos tienen en sus arenas las propiedades petrofísicas similares; es decir si estamos en la mismo cuerpo estratigráfico para así realizar las comparaciones de manera acertada.

ZONA "Basal Tena" Pozo A



ZONA "Basal Tena" Pozo B

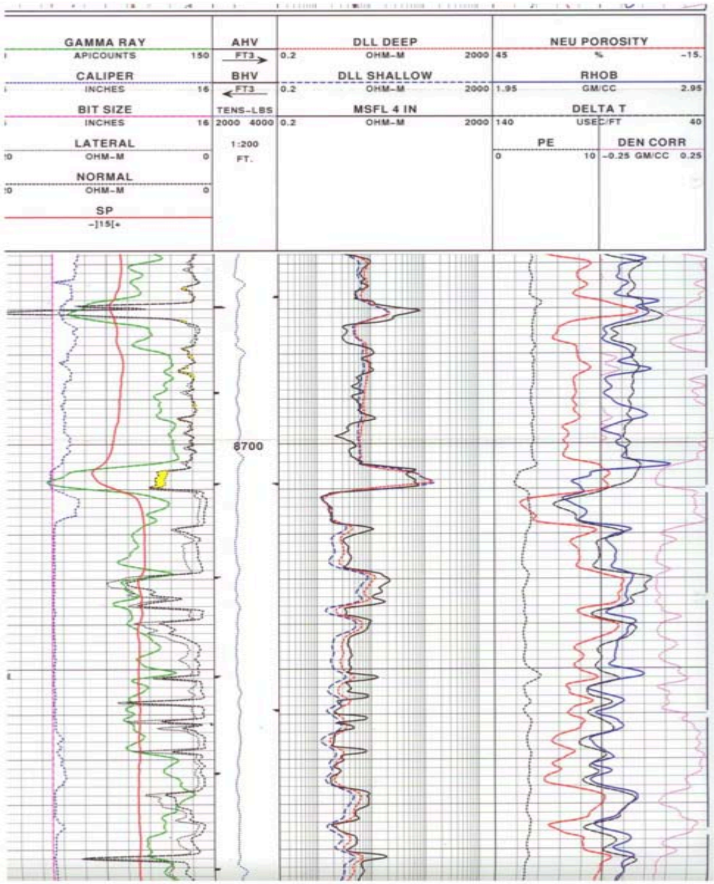
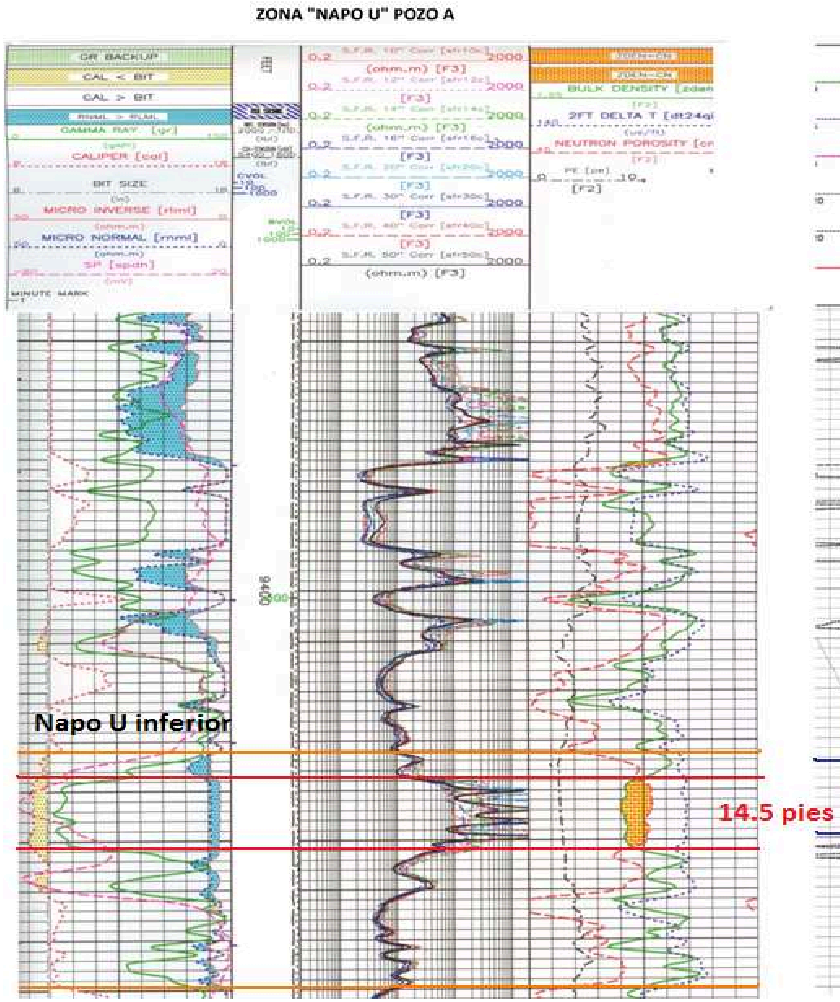


Fig.3.3 ZONA BASAL TENA POZOS A Y B, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

ZONA "Napo U" Pozo A **ZONA "Napo U" Pozo B**



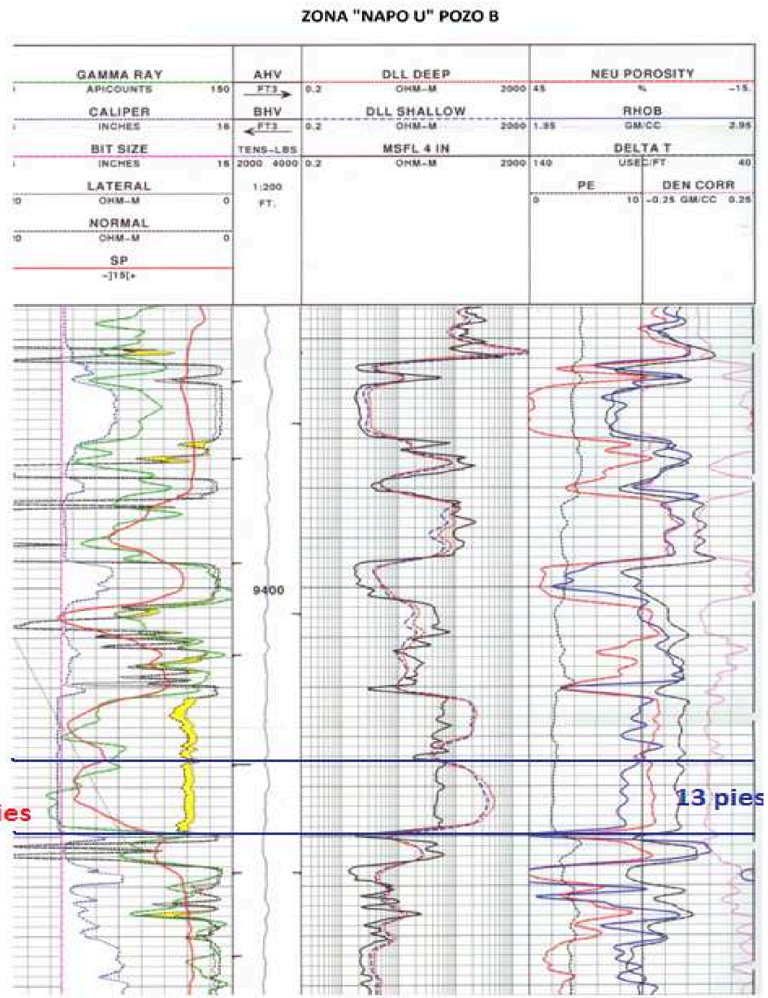
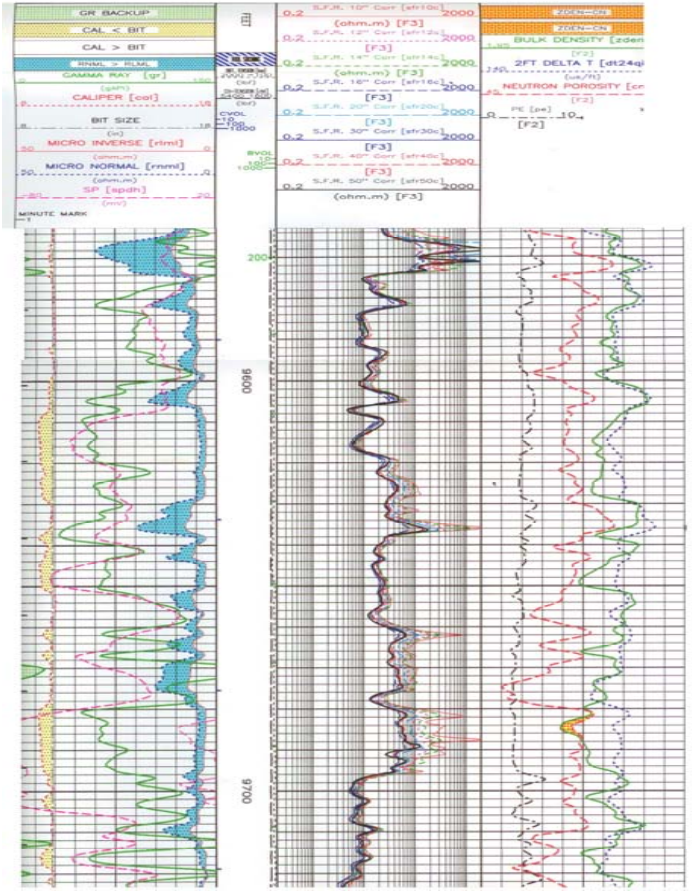


Fig.3.4 ZONA NAPO U POZOS A Y B, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

ZONA "Napo T" Pozo A



ZONA "Napo T" Pozo B

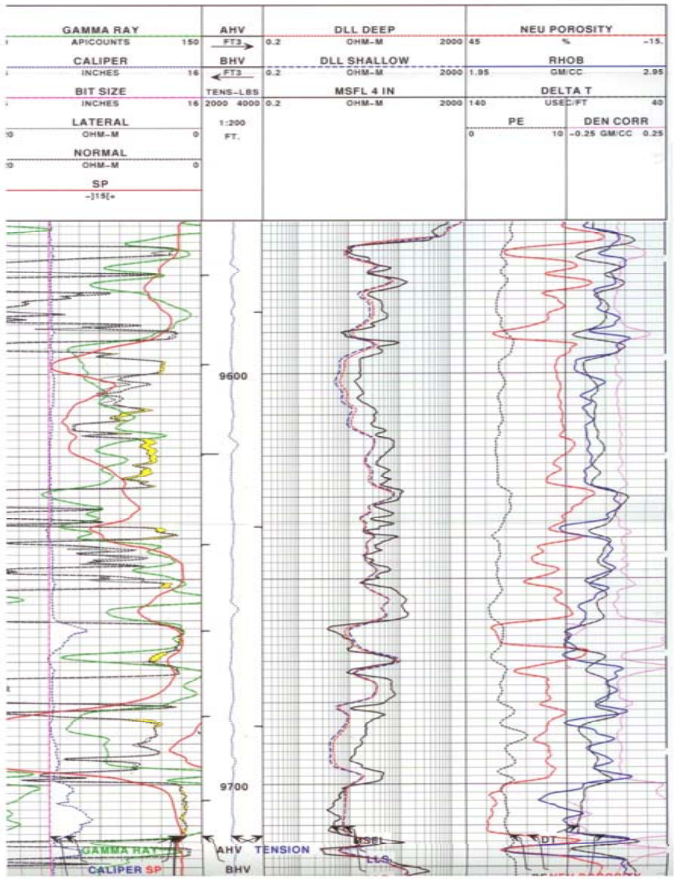
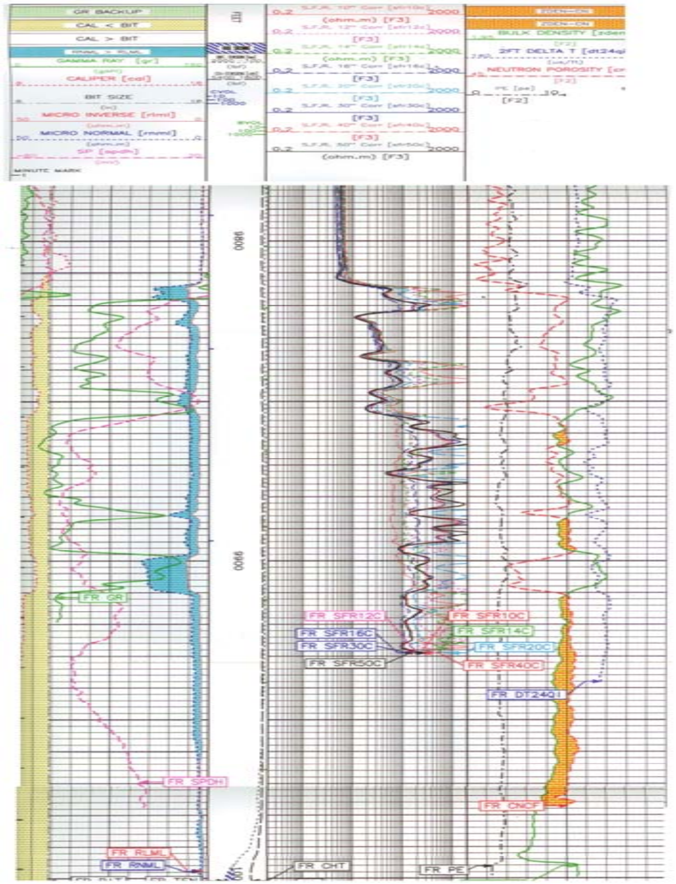


Fig.3.5 ZONA NAPO T POZOS A Y B, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

ZONA "Hollín" Pozo A



ZONA "Hollín" Pozo B

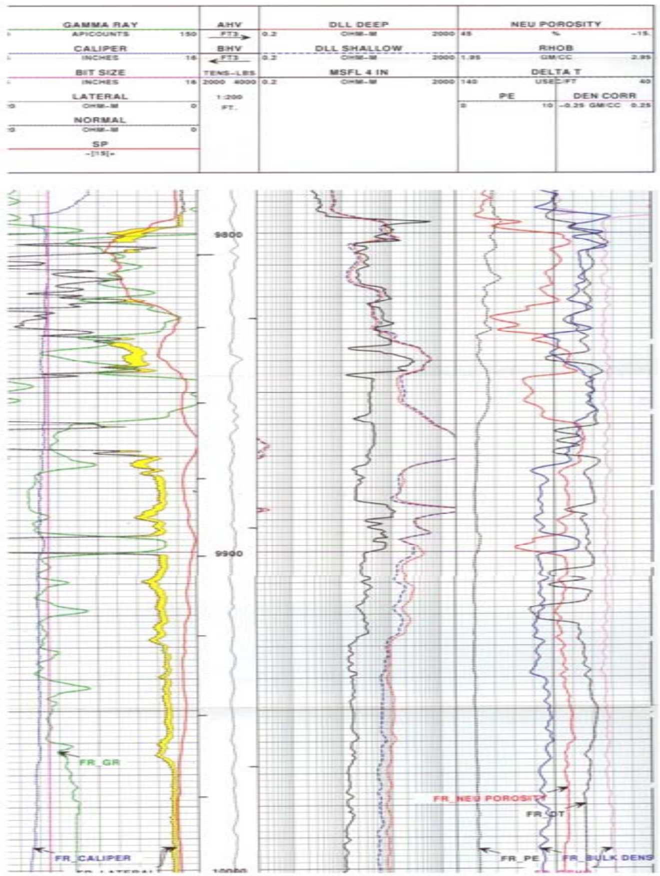


Fig.3.6 ZONA HOLLÍN POZOS A Y B, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

De la evaluación petrofísica de encuentran las siguientes arenas en el pozo A, recuérdese que este pozo se encuentra al sur del campo.

ARENA	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	GROSS (PIES)	Ht (PIES)
BASAL TENA	8727	8735	8	7
U INFERIOR	9432	9480	48	14.5
T INFERIOR	9642	9742	100	20.5
HOLLÍN SUP	9813	9853	40	21
HOLLÍN INFERIOR	9853	9986	133	36

Tabla. 3.2. TOPES Y BASES DE ARENISCAS POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

De la evaluación petrofísica del pozo A encontramos que en el intervalo de la arena U Inferior los registro SP y Gamma Rey muestran una arena limpia, además el registro Bulk Density supera al Neutron Porosity característica que indica buena porosidad, esto en un intervalo de 14.5 pies. Debido a estos indicadores se considera como zona productora la arena U Inferior. Las zonas de interés en el Pozo A y sus intervalos son las siguientes:

POZO	ZONA	INTERVAL0
A	H Superior	9826’ – 9842’
	U Inferior	9438’ – 9450’

Tabla 3.3. ZONAS DE INTERÉS POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

3.2.1.3. Datos petrofísicos y análisis PVT.

Parámetros del fluido		
Pozo A		
Arena Hs		
Bo	1,133	By/Bn
Bw	104,585	By/Bn
Rs	93	Scf/Bbl
Uo	1,4	Cps
Ct	9,2	10-6 psi^{-1}
GOR	93	Scf/Bbl
Ygas	1,3511	
API	28	
Parámetros del estrato		
Ht	40	ft
hn	21	Ft
Ø	13,7	%
Ty	225	°F

Tabla 3.4.DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO A.

Parámetros del fluido		
Pozo B, pozo vecino al pozo A		
Arena: U		
Bo	11,939	By/Bn
Bw	10,324	By/Bn
Rs	256	Scf/Bbl
Uo	35,325	Cps
Ct	2,22	e-5 psi^{-1}
GOR	256	Scf/Bbl
Ygas	11.324	
API	17,5	
Parámetros del estrato		
Ht	108	ft
hn	19	ft
Ø	18	%
Ty	219	°F

Tabla 3.5. DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO B.

3.2.1.4 Historial de producción.

HISTORIAL DE PRODUCCION									
POZO A									
API :	28,0								
FECHA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	PC	Hz	ARENA	BOMBA	OBSERVACIONES
16-abr-04	**Perforación**								
05-may-04	**Completación y pruebas iniciales.**								
06-may-04	FN	2112	**2087**	1,2	110		Hi		
07-may-04	FN	2101	**2076**	1,2	85		Hi		
08-may-04	FN	2088	**2067**	1,0	85		Hi		
09-may-04	FN	2110	**2089**	1,0	90		Hi		
10-may-04	FN	2088	**2067**	1,0	85		Hi		
11-may-04	FN	2017	**1997**	1,0	95		Hi		
12-may-04	FN	2025	**1972**	2,6	100		Hi		**Salinidad = 2400 ppm Cl-.**
26-may-04	FN	1753	**1578**	10,0	110		Hi		
10-jun-04	FN	1643	**1380**	16,0	100		Hi		**Salinidad = 2200 ppm Cl-.**
20-jun-04	FN	1521	**1156**	24,0	110		Hi		
04-jul-04	FN	1261	**857**	32,0	115		Hi		**Salinidad = 1000 ppm Cl-.**
15-jul-04	FN	1282	**705**	45,0	108		Hi		
27-ago-04	FN	1147	**596**	48,0	84		Hi		**Salinidad = 1200 ppm Cl-.**
25-sep-04	FN	1127	**451**	60,0	92		HI		
14-oct-04	FN	1064	**426**	60,0	90		Hi		**Salinidad = 1100 ppm Cl-.**
25-nov-04	FN	1028	**308**	70,0	85		Hi		
21-dic-04	FN	957	**287**	70,0	85		Hi		**Salinidad = 1000 ppm Cl-.**
09-ene-05	FN	827	**165**	80,0	90		Hi		
26-ene-05	FN	702	**140**	80,0	120		Hi		
02-feb-05	FN	693	**139**	80,0	116		Hi		
28-feb-05	FN	701	**140**	80,0	110		Hi		
03-mar-05	FN	709	**142**	80,0	110		Hi		
08-abr-05	FN	725	**145**	80,0	108		Hi		
19-abr-05	FN	772	**154**	80,0	100		Hi		
05-may-05	FN	810	**162**	80,0	78		Hi		
18-may-05	FN	804	**161**	80,0	85		Hi		
30-may-05	FN	749	**150**	80,0	76		Hi		
01-jun-05	FN	733	**147**	80,0	70		Hi		
14-jun-05	FN	827	**165**	80,0	82		Hi		
23-jun-05	FN	851	**170**	80,0	75		Hi		
10-jul-05	FN	804	**161**	80,0	80		Hi		
29-jul-05	FN	709	**142**	80,0	58		Hi		
06-ago-05	FN	740	**148**	80,0	71		Hi		
14-ago-05	FN	709	**142**	80,0	76		Hi		
01-sep-05	FN	749	**150**	80,0	60		Hi		
18-sep-05	Inicia WO#1, SQZ A "Hi" de acuerdo a resultados bajar BES, alternativa punzonar Hs, Evaluar ,								
08-oct-05	Sale de WO#1, baja bomba BES-TD-850, Motor=160 Hp, Volt=1115,88.5 Amp								
09-oct-05	PPS	834	**701**	16,0	100	57	Hi	TD-850	SAL=2000 ppmcl-
31-oct-05	PPS	464	**390**	16,0	65	57	Hi	TD-850	
17-nov-05	PPS	544	**452**	17,0	75	59	Hi	TD-850	15-Nov-05 , se Cheq TBG + C/Std/V,N-Fi=1300', N-Ff=2700'
26-nov-05	BES Off, tecncos de Wood Group Cheq parametros , BES arranca con dificultad								
27-nov-05	PPS	465	**386**	17,0	78	58	Hi	TD-850	
04-dic-05	Se realiza limpieza a la BES, con solventes , arranca a 50 Hz se sube a 57 HZ								
12-dic-05	PPS	410	**340**	17,0	54	57	Hi	TD-850	
17-dic-05	Se apaga BES por Sobrecarga , BES atascada, arranca con dificultad , queda con 55 Hz								
19-dic-05	PPS	426	**354**	17,0	72	55	Hi	TD-850	Se arranca con 55 Hz luego de la tormenta , produce bajo rango
24-dic-05	PPS	224	**186**	17,0	45	55	Hi	TD-850	Sensor de fondo descalibrado, bajo aislamiento electico
16-ene-06	Inicia WO#2. Se cambia la produccion a la zona Hs								
23-dic-06	PPS	852	**837**	1,8	135	56	Hs	FC-925	
08-ene-07	PPS	838	**823**	15,0	140	56	Hs	FC-925	
20-feb-07	PPS	839	**824**	1,8	140	56	Hs	FC-925	
18-mar-07	PPS	838	**811**	3,2	130	56	Hs	FC-925	
05-abr-07	PPS	836	**810**	3,1	135	55	Hs	FC-925	
24-may-07	PPS	835	**820**	1,8	130	55	Hs	FC-925	
07-jun-07	PPS	835	**820**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
10-jul-07	PPS	833	**818**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
12-ago-07	PPS	830	**816**	1,7	105	55	Hs	FC-925	
15-sep-07	PPS	831	**816**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
08-oct-07	PPS	825	**809**	1,9	105	55	Hs	FC-925	
12-nov-07	PPS	820	**805**	1,8	130	56	Hs	FC-925	
23-dic-07	PPS	810	**795**	1,8	135	55	Hs	FC-925	
20-feb-08	PPS	804	**789**	1,8	140	56	Hs	FC-925	
18-mar-08	PPS	775	**761**	1,8	130	56	Hs	FC-925	
05-abr-08	PPS	809	**794**	1,8	135	55	Hs	FC-925	
24-may-08	PPS	821	**806**	1,8	130	55	Hs	FC-925	
07-jun-08	PPS	825	**804**	2,5	105	55	Hs	FC-925	
10-jul-08	PPS	832	**817**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
12-ago-08	PPS	821	**806**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
15-sep-08	PPS	828	**813**	1,8	105	55	Hs	FC-925	
08-oct-08	PPS	832	**817**	1,8	105	55	Hs	FC-925	

Tabla. 3.6. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO A.

PRODUCCION POZOS VECINOS AL A					
POZOS	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	METODO
ARENA T					
E	583	437	146	25	PPS
F	205	165	40	19,5	HJ
Promedio	394	301	93		
ARENA Ui					
B	673	670	3	0,4	PPS
ARENA Hi					
H	850	425	425	50	FN
ARENA Hs					
G	557	321	236	42,3	HJ

Tabla 3.7. ***PRODUCCION POZOS VECINOS AL A. Realizado por Carlos Ortiz.***

POSIBLE CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO A			
	ARENA	BFPD	BPPD
Zona productor actual	Hs	832	817
Promedio producción pozos vecinos	U Inferior	673	670
TOTAL	**Hs y U**	**1505**	**1487**

Tabla 3.8. ***POSIBLE CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO A. Realizado por C. Ortiz.***

La producción de 673 BFPD del pozo C productor de la arena U Inferior y vecino al pozo A evidencia la buena saturación de hidrocarburos y existencia de presiones considerables en esta área para la arena U Inferior.

TENDENCIAS DE SATURACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO										
POZO	Fecha Muestreo	Arena	SI Superficie	SI Formación	PTB	Salinidad ppm	H2S ppm	BSW %	CO2 %	TENDENCIA
A	20 –Jun-08	Hs						1,8		NA

Tabla 3.9. TENDENCIAS DE SATURACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO DEL POZO A. En pozos con valores bajos de BSW difícilmente se presentan problemas de incrustaciones o escala. ***Realizado por Carlos Ortiz.***

SALINIDADES			
POZO A	13-dic-06	Hs	BSW bajo
	22-ene-06	Hs	BSW bajo
	31-oct-05	Hi	2300
POZO C	29-dic-06	Ui	BSW bajo
	10-jun-06	Ui	BSW bajo
	31-oct-05	Ui	BSW bajo

Tabla 3.10. SALINIDADES DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Correlacionando los datos salinidades de la arena U inferior del Pozo B con el Pozo A, encontramos que el fluido de la arena U Inferior tiene un bajo BSW en esta área del campo, esto disminuye la tendencia corrosiva e incrustante del pozo, y debido a que la arena H Superior del pozo A también tiene un bajo BSW no se considerará la inyección de químicos antiescala o anticorrosivos al inicio de la producción del pozo A. Recordemos que el sistema Jet requiere de inyección de químico antiemulsionante, debido a las elevadas emulsiones que se tienen por la turbulencia en la bomba.

3.2.1.5 Pruebas de restauración de presión.

REGISTROS DE BUILD 'UP													
POZO A													
ARENA	FECHA	INTERVALO	BFPD	BPPD	BSW %	Pwf	Pws	Sf	S total	K	IPA	API	u
Hi	05-ene-06	9854-9866	480	240	50	1936	4245	15	15	265	0,21	28	23,6
Hs	11-ene-06	9826-9842	768	760	1	1683	3633	1	1	38	0,44	----	----

Tabla 3.11. REGISTROS DE BUILD 'UP DEL POZO A. Realizado Carlos Ortiz.

POZOS VECINOS AL POZO A												
ARENA T												
POZOS	**FECHA**	**Intervalo**	**BFPD**	**BPPD**	**BSW %**	**Pwf**	**Pr**	**Sf**	**S Total**	**K**	**IPA**	**API**
E	30-may-08	10314-10340	696	390	44	1139	1290	7,8	7,8	486	4,61	24
F	20-oct-07	9634-9646 9654-9668	336	171	49,1	627	1287	0,48	0,48	15,5	0,51	28
Promedio			516	280,5	46,55	883	1288,5	4,14				12
ARENA Ui												
B	08-ago-05	9836-9863	959	844	12	2187	2557	------	------	------	2,59	17,5
ARENA Hs												
G	02-mar-99	9823-9828 9834-9840 9846-9852	350	330	5,7	644	3757	22,50	22,50	73,0	0,11	27,4

Tabla 3.12. REGISTROS DE BUILD 'UP DE POZOS VECINOS AL A. Realizado Carlos Ortiz.

3.2.1.6 Reacondicionamientos y Estimulaciones

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS Y ESTIMULACIONES											
POZO A											
W.O. N°	YACIMIENTO	INTERVALO	FECHA	OBJETIVO DEL W.O.	PRUEBA ANTES			PRUEBA DESPUES			RESULTADOS DEL W.O.
					BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	
1	Hi	9854 - 9860	08-oct-05	Realizar cementacion forzada a la "Hi", deacuerdo a resultados bajar BES. Alternativa , punzonar "Hs" y evaluar. Bajar BES.	740	148	80	543	456	16	Trabajo exitoso, se logro controlar el avance del corte de agua de la arena “Hi”, recuperando la producción esperada. Se baja BES TD -850 cambiando el sistema de levantamiento de Natural a BES.
2	Hs	9826– 9842	16-ene-06	Reparar BES por bajo aislamiento eléctrico, repunzonar con TCP arena Hi, evaluar, redisenar BES, alternativa: punzonar Hs y evaluar.	359	298	17.0	880	792	10.0	Trabajo exitoso, el pozo queda produciendo de arena Hs con un aporte de producción de +/-800 BPPD. Se cambia de bomba de una TD-859 a la FC-925

Tabla 3.13. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS Y ESTIMULACIONES DEL POZO A. El pozo A no ha sido estimulado. Realizado por Carlos Ortiz.

El pozo A inicia su producción a flujo natural con una producción de 2212 BFPD con 2087 BPPD de la arena H inf.; sin embargo, en la actualidad produce de la arena H sup. Ahora conociendo que sus pozos vecinos tienen producciones de 673 BFPD de las arenas U inferior, se puede afirmar con mejores bases que el Pozo A puede ser productor de más de una arena por lo que es buen candidato para ser completado dualmente.

3.2.2 Pozo C.

El Pozo C se perforó partiendo de una plataforma de pozos, es del tipo direccional y alcanzo una profundidad de 10.370' MD con un liner de 9 5/8".

3.2.2.1 Estado de la completación.

El pozo C fue perforado con las siguientes especificaciones:

POZO C										
TUBERIA DE REVESTIMIENTO										
	JTS	Grado	Peso (lbm/pie)	OD (pulg)	ID (pulg)	Área Efectiva (pulg^2)	Collapse Resistance (psi)	Drift (pulg)	Profundidad (pie)	Colgador a (pie)
13 3/8 CASING	137	C-95	72	13,385	12,347	119,71	1820	12,191	5761	
9 5/8 LINER	102	K-55	47	9,625	8,681	59,18	4101	8,525	10370	5576

Tabla 3.14. TUBERIA DE REVESTIMIENTO DEL POZO C. Por Carlos Ortiz.

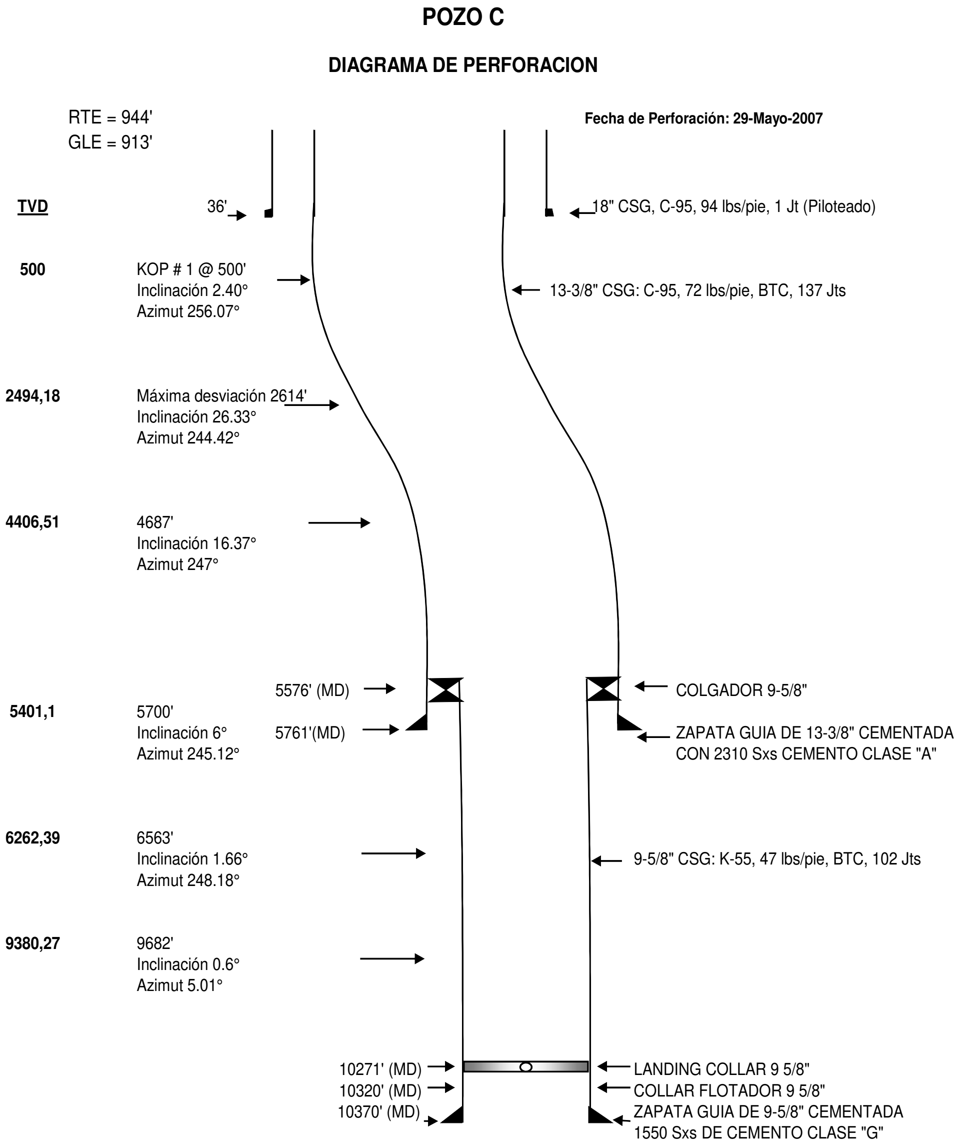


Fig. 3.7. DIAGRAMA DE PERFORACION POZO C, Se observan los revestimientos usados en el pozo y las profundidades de alcance, el 29 de mayo del 2007 queda listo para su evaluación. Realizado por Carlos Ortiz.

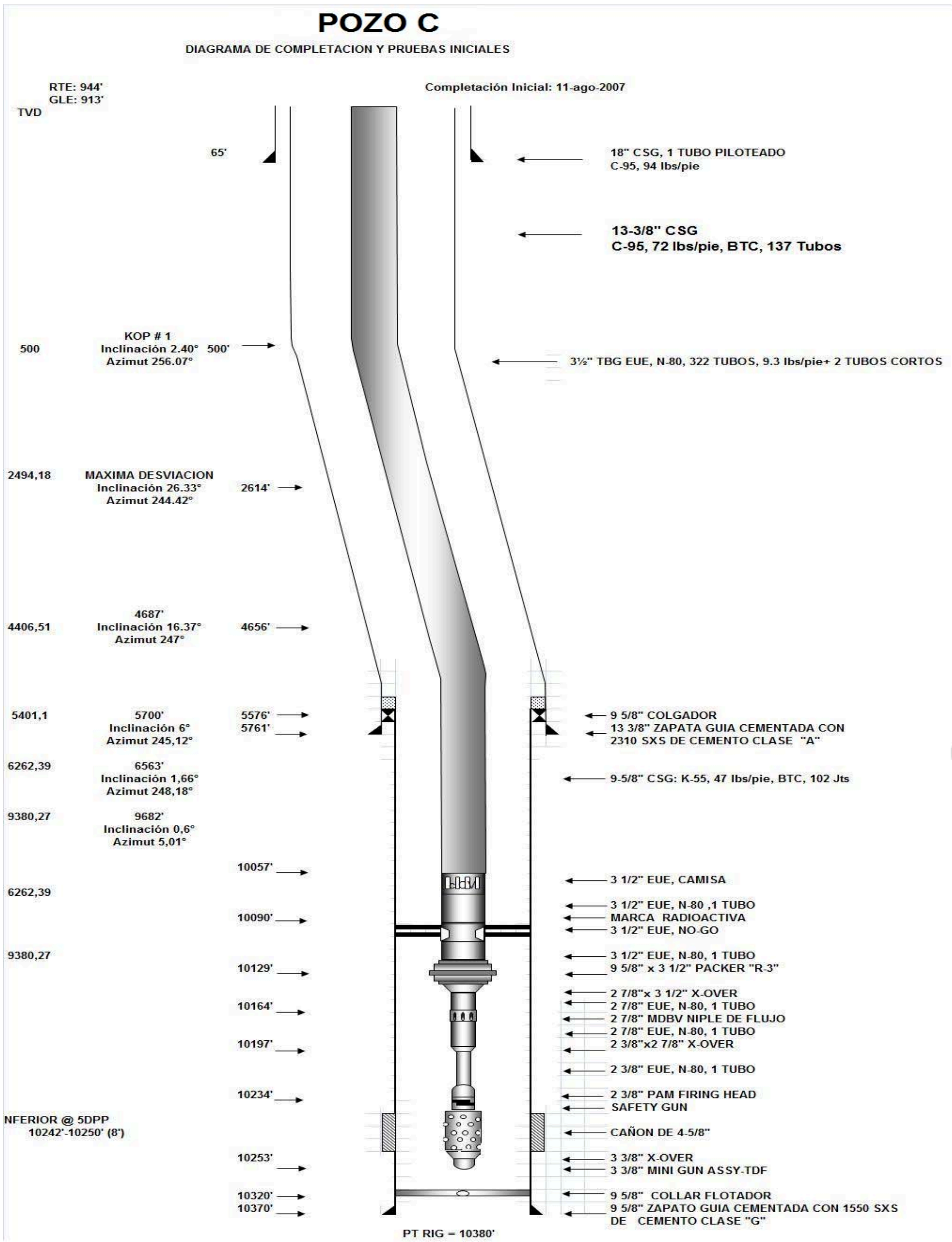
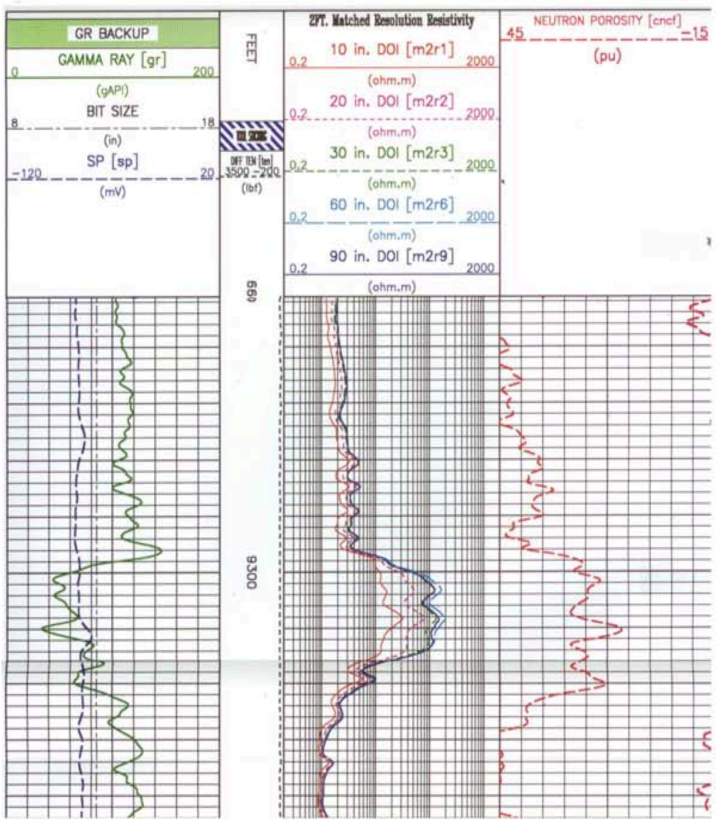


Fig. 3.8. COMPLETACIÓN SIMPLE DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

3.2.2.2 Registros Eléctricos

La correlación en el pozo C se la realiza con el pozo D, el cual es vecino y parte de la misma plataforma del pozo C.

ZONA "BASAL TENA Pozo C



ZONA "BASAL TENA" Pozo D

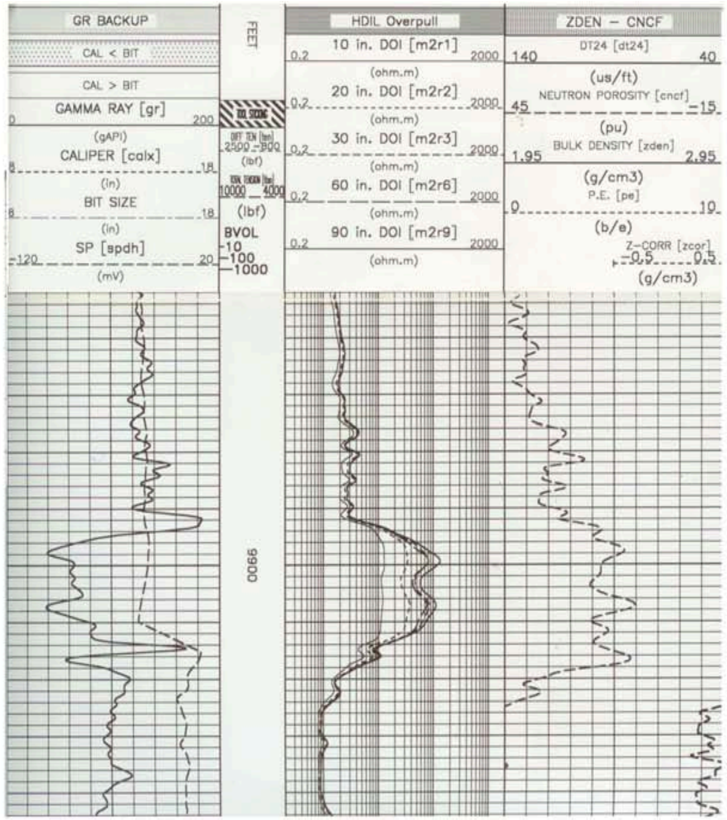
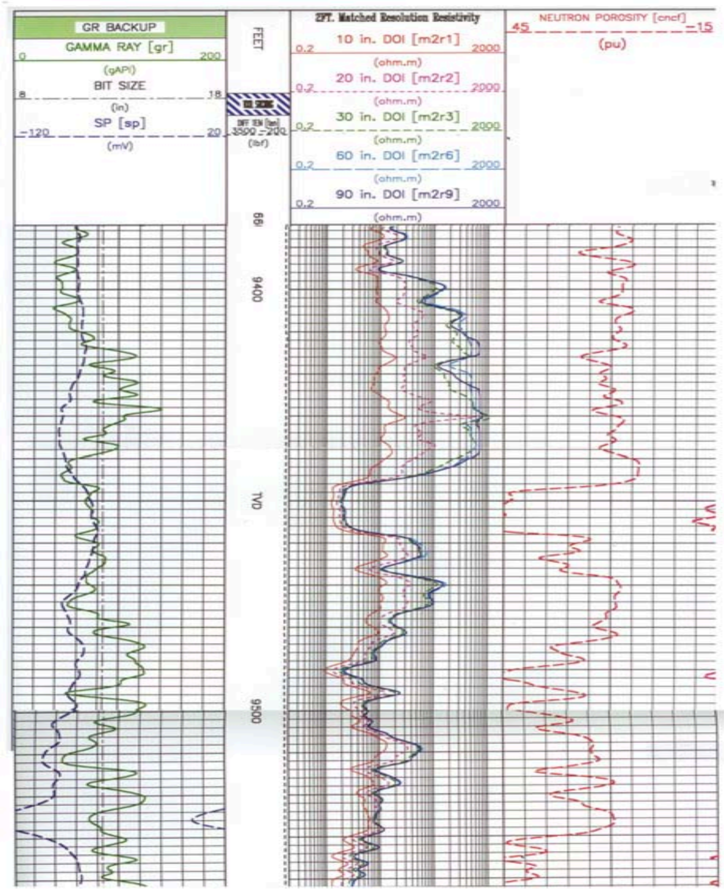


Fig.3.9. ZONA BASAL TENA POZOS C y D, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

ZONA "Napo U" Pozo C



ZONA "Napo U" Pozo D

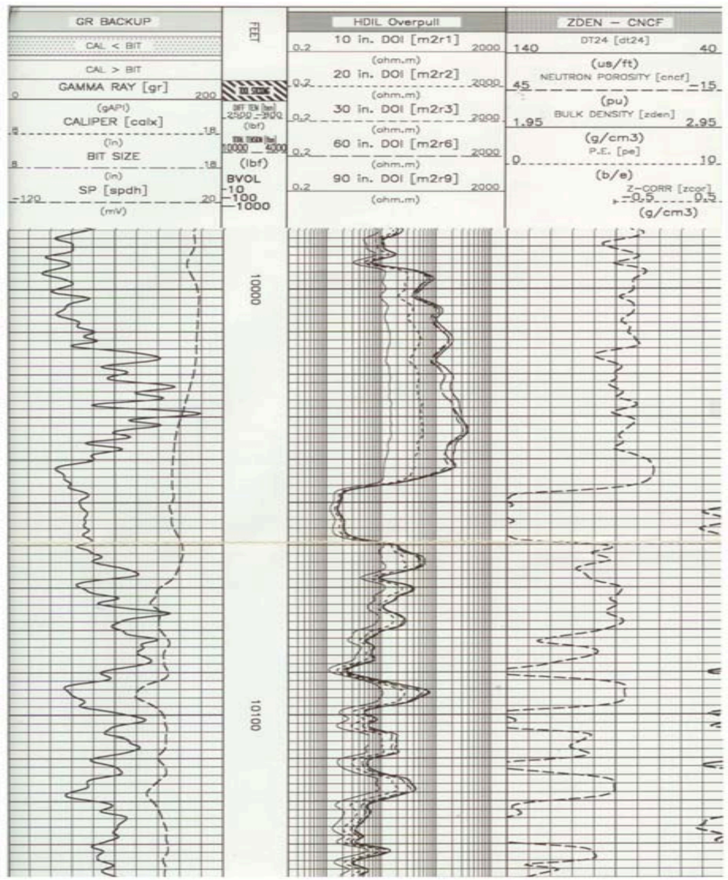
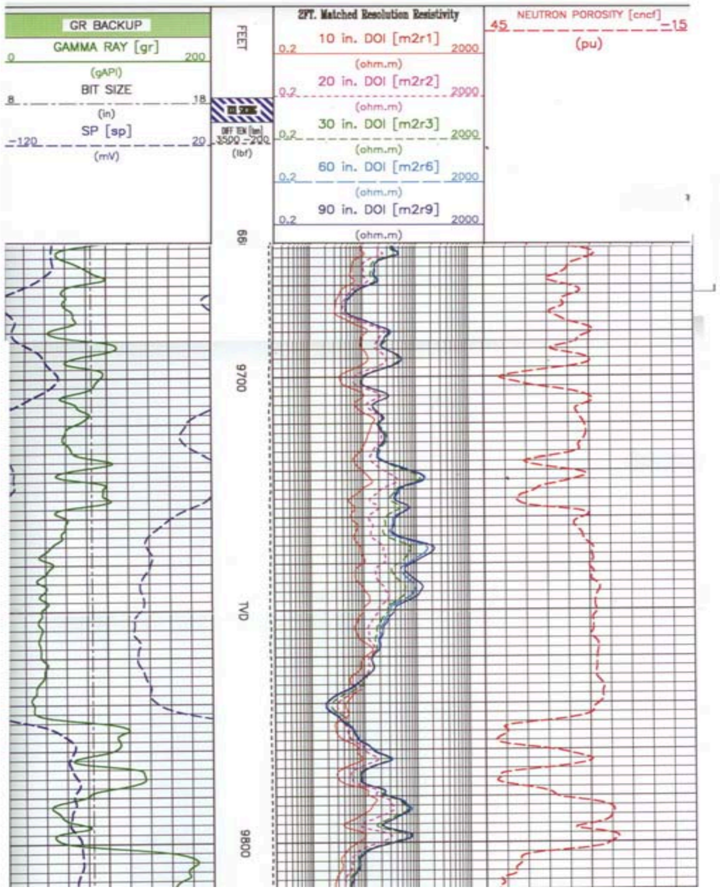


Fig.3.10. ZONA NAPO U POZOS C Y D, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto

ZONA “Napo T” Pozo C



ZONA “Napo T” Pozo D

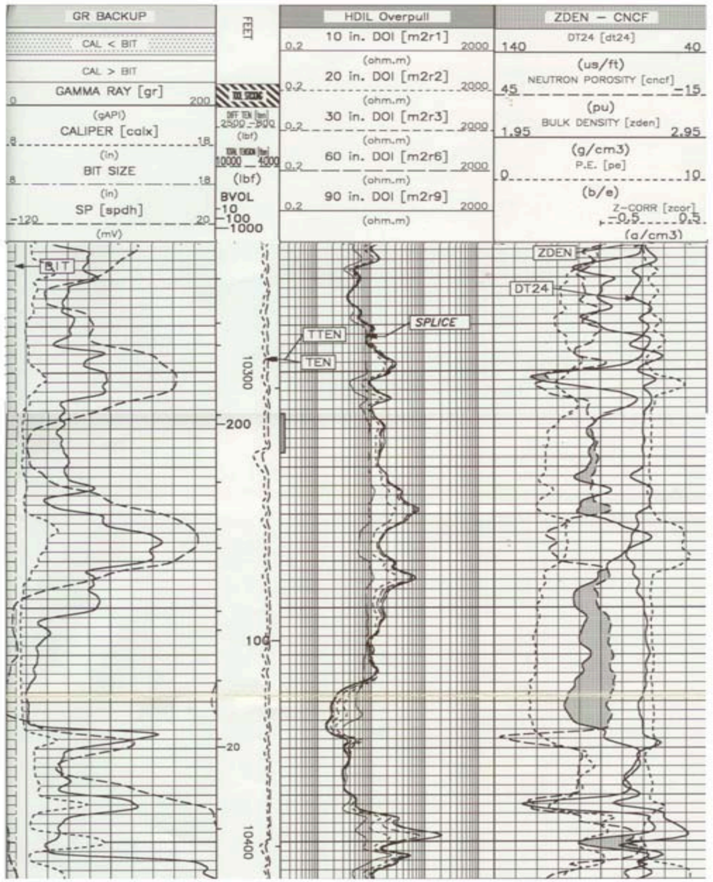
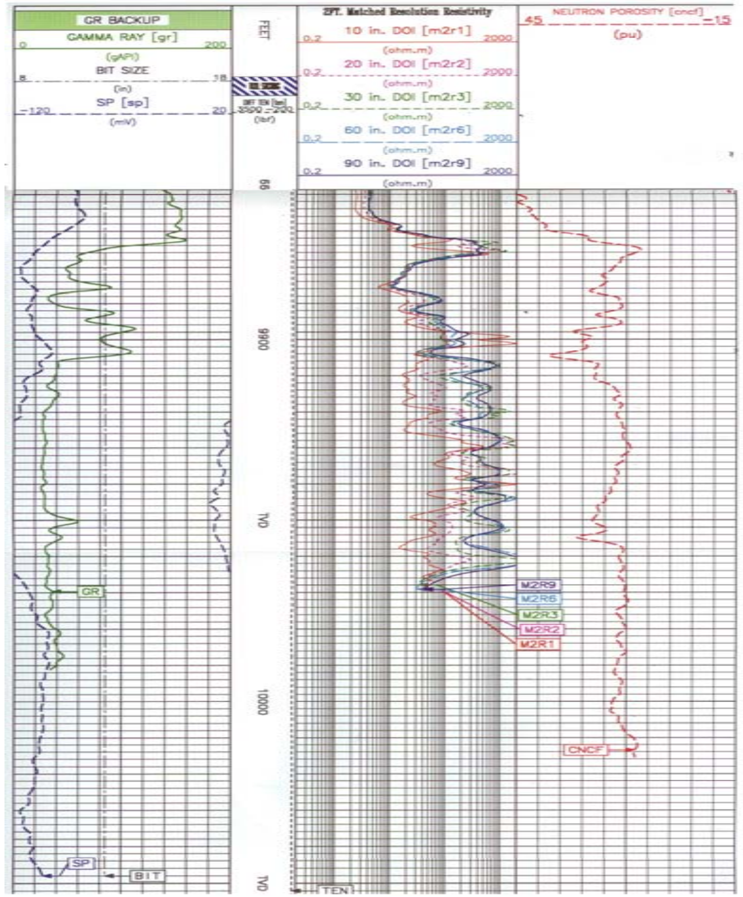


Fig.3.11. ZONA NAPO T POZOS C y D, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

ZONA "Hollín" Pozo C.



ZONA "Hollín" Pozo D

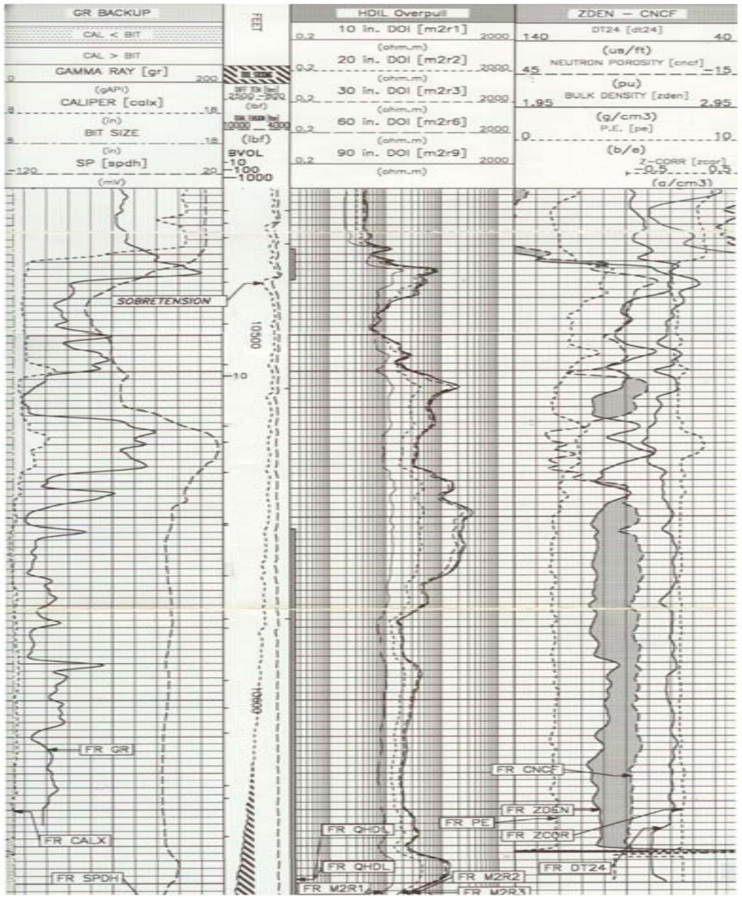


Fig.3.12. ZONA HOLLÍN POZOS C y D, Registro Eléctrico corrido a hueco abierto.

De la evaluación petrofísica de encuentran las siguientes arenas en el Pozo C.

ARENA	TOPE MD (PIES)	TOPE TVD (PIES)	BASE MD (PIES)	BASE TVD (PIES)	GROSS (PIES)	Ht (PIES)
BASAL TENA	9010	8710	9060	8760	50	6
U SUPERIOR	9758	9460	9789	9490	31	1.25
U INFERIOR	9789	9490	9839	9540	50	6.5
T SUPERIOR	9952	9652	9991	9691	39	0
T INFERIOR-1	9991	9691	10052	9755	63	27
T INFERIOR - 2	10052	9755	10088	9789	34	0
HOLLÍN SUP	10156	9857	10191	9892	35	5
HOLLÍN INFERIOR	10191	9892	10363	10060	179	116

Tabla. 3.15. TOPES Y BASES DE ARENISCAS POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

Al evaluar petrofísicamente al Pozo C con registros eléctricos podemos observar en el intervalo de la arena T inferior los registros SP y Gamma Ray muestran una arena limpia, en un intervalo de 27 pies, además se presenta una buena saturación de fluidos de la arena T en un espesor considerable del Pozo C, observada por el comportamiento de la línea de Neutron Porosity. Al correlacionar con el Pozo B encontramos que las curvas tienen igual comportamiento, el pozo D también muestra buena porosidad en la arena T, y de hecho este pozo un flujo promedio de 730 BFPD y 450 BPPD en sus primeros tres meses de producción

Se recomienda la penetración del Pozo C en los intervalos (10010-10017), (10020-10040) pies MD correspondientes a T inferior. Entonces las zonas de interés y sus intervalos son los siguientes:

POZO	ZONA	INTERVAL0 (pies MD)	INTERVAL0 (pies TVD)
Pozo C	Hi	10242-10250	9940-9948
	Ti	10010-10017	9719-9726
		10020-10040	9734-9754

Tabla 3.16. ZONAS DE INTERÉS POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

El pozo C con su completación inicial produjo de la arena Hollín Inferior a Flujo Natural 3231 BFPD, 3218 BPPD con un BSW de 0.4%; pero su corte de agua ha aumentado hasta un BSW de 80%, reduciendo la producción de petróleo. Debido a esto la implantación de la completación dual paralela con sistema Hidráulico será de mucho beneficio para el Pozo C ya que podrá elevar la producción de hidrocarburo de este pozo.

3.2.2.3 Datos petrofísicos y análisis PVT.

Parámetros del fluido		
Pozo C		
Arena: Hi		
Bo	10,435	By/Bn
Bw	10,434	By/Bn
Rs	20	Scf/Bbl
Uo	7,8	Cps
Ct	6,231	e-6 psi^{-1}
GOR	24	Scf/Bbl
Ygas	1,756	
API	26,3	
Parámetros del estrato		
Ht	38,5	ft
Hn	8	ft
Ø	17	%
Ty	226	°F

Tabla 3.17.DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO C.

Parámetros del fluido		
Pozo D, es vecino al Pozo C		
Arena: T		
Bo	118,538	By/Bn
Bw	104,608	By/Bn
Rs	329	Scf/Bbl
Uo	0,815	Cps
Ct	12,983	e-6 psi^{-1}
GOR	329	Scf/Bbl
Ygas	1,2518	
API	28	
Parámetros del estrato		
Ht	72	Ft
Hn	34	Ft
Ø	13,2	%
Ty	228	°F

Tabla 3.18. DATOS PETROFÍSICOS DEL POZO D.

3.2.2.4 Historial de producción.

HISTORIAL DE PRODUCCION
POZO C

METODO : **F.N** 26,3 **21-jul-08**

FECHA	BFPD	BPPD	BSW	ARENA	BOMBA	OBSERVACIONES
17-abr-07	INICIA PERFORACION DIRECCIONAL					
29-may-07	FINALIZA PERFORACION.E.W.O.					
30-jul-07	INICIA COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES.					
11-ago-07	SALE DE COMPLETACION Y PRUEBAS INICIALES.					
13-ago-07	INTENTAN RECUPERAR ELECTRONICAS SIN ÉXITO , CORTAN CABLE PRODUCE ESTRANGULADO					
16-ago-07	3231	**3218**	0,4	Hi	FN	
20-ago-07	BAJAN NUEVA ELECTRONICA , COLGADOS A 8000'					
21-ago-07	3965	**3949**	0,4	Hi	FN	PRUEBA DE BUP, ESTRANGULADO PARA 4000 BFPD
22-ago-07	SACAN ELEMENTOS DE PRESION					
22-ago-07	3985	**3969**	0,4	Hi	FN	
31-ago-07	3073	**3061**	0,4	Hi	FN	
06-sep-07	4728	**4709**	0,4	Hi	FN	
12-sep-07	4586	**4568**	0,4	Hi	FN	
14-sep-07	4580	**4525**	1,2	Hi	FN	
18-sep-07	4589	**4442**	3,2	Hi	FN	SAL=1850 PPMCL-
28-oct-07	4693	**3661**	22,0	Hi	FN	SAL=1350 PPMCL-
26-nov-07	4468	**2681**	40,0	Hi	FN	SAL=1300 PPMCL-
29-dic-07	4452	**2137**	52,0	Hi	FN	SAL=1350 PPMCL-
26-ene-08	3664	**1356**	63,0	Hi	FN	
01-feb-08	3507	**1298**	63,0	Hi	FN	
03-feb-08	3475	**1286**	63,0	Hi	FN	
04-feb-08	DECLINA PRODUCCION , WIRE LINE CHEQUEA TUBERIA SIN ÉXITO, DEBIDO A ESCALA EN CABEZAL Y LINEA DE FLUJO					
05-feb-08	3475	**1112**	68,0	Hi	FN	
06-feb-08	Limpieza a la linea de flujo					
07-feb-08	3916	**1449**	63,0	Hi	FN	
08-feb-08	Limpieza de cabezal + CTU con HCl al 15%					
10-feb-08	4391	**1625**	63,0	Hi	FN	
15-feb-08	4633	**1483**	68,0	Hi	FN	**Incrementa BSW de 63 a 68%**
29-feb-08	4397	**1407**	68,0	Hi	FN	
08-mar-08	4232	**1354**	68,0	Hi	FN	
13-mar-08	4019	**965**	76,0	Hi	FN	**Incrementa BSW de 68 a 76%**
21-mar-08	4125	**990**	76,0	Hi	FN	
08-abr-08	3735	**896**	76,0	Hi	FN	
25-abr-08	3700	**888**	76,0	Hi	FN	
26-abr-08	3168	**760**	76,0	Hi	FN	**Declina producción**
05-may-08	2742	**658**	76,0	Hi	FN	
07-may-08	W/L chequea tbg, escala a 6'					
07-may-08	Con camion bomba B.J se limpia Tbg con 18 bls de HCL al 15%.					
10-may-08	3995	**959**	76,0	Hi	FN	
13-may-08	3993	**799**	80,0	Hi	FN	**Incrementa BSW de 76 a 80%.**
15-may-08	3901	**780**	80,0	Hi	FN	
16-may-08	3924	**785**	80,0	Hi	FN	
19-may-08	3889	**778**	80,0	Hi	FN	
29-may-08	3995	**799**	80,0	Hi	FN	
07-jun-08	3881	**776**	80,0	Hi	FN	
13-jun-08	3593	**719**	80,0	Hi	FN	
18-jun-08	3113	**623**	80,0	Hi	FN	
20-jun-08	2987	**597**	80,0	Hi	FN	
23-jun-08	2766	**553**	80,0	Hi	FN	
24-jun-08	Se realiza estimulaciòn con camiòn bomba, se limpia Tbg con 18 bls de HCL al 15%.					
01-jul-08	4121	**824**	80,0	Hi	FN	
07-jul-08	4058	**812**	80,0	Hi	FN	
17-jul-08	3272	**654**	80,0	Hi	FN	Declina producción
20-jul-08	3274	**655**	80,0	Hi	FN	
21-jul-08	W/L chequea tuberìa, presencia de escala en la válvula master					
13-ago-08	4121	**824**	80,0	Hi	FN	
23-sep-08	4058	**812**	80,0	Hi	FN	
10-oct-08	3274	**655**	80,0	Hi	FN	

Tabla 3.19. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POZO C.

POZOS VECINOS AL POZO C						
POZOS	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	API	METODO
ARENA T						
I	696	599	97	14	28,6	PPS
J	483	464	19	4	28,6	PPS
Promedio	590	532	58			
ARENA Hi						
K	1040	208	832	80	28,6	PPS
L	820	328	492	60	28,6	PPS
D	1824	405	1419	77,8	28,4	HJ
M	2238	806	1432	64	28,6	PPS
Promedio	1480,5	436,75	1043,75			
ARENA U						
N	913	906	7	0,8	24	PPS

Tabla 3.20. ***PRODUCCION POZOS VECINOS AL C. Realizado por Carlos Ortiz.***

POSIBLE CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO C			
	ARENA	BFPD	BPPD
Zona productor actual	Hi	3274	655
Promedio producción pozos vecinos	T	590	532
TOTAL	Hi y T	**3864**	**1187**
Zona productor actual	Hi	3274	655
Promedio producción pozos vecinos	U	913	906
TOTAL	Hi y U	**4187**	**1561**

Tabla 3.21. ***POSIBLE CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO A. Realizado por C.Ortiz.***

La historia de producción de los pozos I y J productores de la arena Napo T confirman la existencia de buenas saturaciones de hidrocarburo y presiones de la arena Napo T en esta área del yacimiento.

TENDENCIAS DE SATURACION DE CARBONATO DE CALCIO										
	Fecha Muestreo	**Arena**	**SI Superficie**	**SI Formación**	**PTB**	**Salinidad ppm**	**H2S ppm**	**BSW %**	**CO2 %**	**TENDENCIA**
Pozo C	29-nov-07	Hi	3,15	2,28	450	1100	18	76	60	INCRUSTANTE-INCRUSTANTE

Tabla 3.22. TENDENCIAS DE SATURACIÓN DE CARBONATO DE CALCIO DEL POZO C. ***Realizado por Carlos Ortiz.***

Debido a la tendencia incrustante del pozo C por su arena Hollín Inferior se considerara realizar bacheos periódicos de ácidos antiescala.

SALINIDADES			
Pozo C	18-jul-08	Hi	1100
	17-mar-08	Hi	1250
	22-ene-08	Hi	1350
I	02-oct-07	T	46050
	01-ago-07	T	40200
	27-may-06	T	45200
J	21-jun-07	T	5600
	07-ago-05	T	8600

Tabla 3.23. SALINIDADES DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

A diferencia del Pozo A, en el Pozo C tenemos que las arenas de interés (Hollín y Napo T) tienen tendencia incrustante y elevados valores de Salinidad, por ello se planea la inyección de químicos para este pozo, a más del demulsificante el cual es muy útil y necesario en sistemas con bomba Jet.

3.2.2.5 Pruebas de restauración de presión.

REGISTROS DE BUILD 'UP													
Pozo C													
Arena	FECHA	INTERVALO	BFPD	BPPD	BSW %	Pwf	Pwr	Sf	S total	K	IPA	API	u
Hi	22-ago-07	10242-10250	4899	4703	4	3910	4340	5	5	4070	11,39	26,3	7,8

Tabla 3.24. REGISTROS DE BUILD 'UP DEL POZO C. Realizado Carlos Ortiz.

POZOS VECINOS AL POZO C													
T													
POZOS	FECHA	INTERVALO	BFPD	BPPD	BSW %	Pwf	Pr	Sf	S Total	K	IPA	API	u
I	25-sep-03	9670-9678 9704-9708 9716-9730 9730-9756	1104	640	36.7	1903	2299	10	10	131	6.94	28	0,815
J	12-jul-03	9668-9672 9698-9704 9708-9714 9734-9760	672	511	43.2	1926	3399	0.92	0.92	23	0.26	28,5	1,198
Pozo D	09-nov-06	10306-10330	480	413	14	1451	2332	-----	------	------	0.54	28	0,815
U													
N	26-jun-92	9548-9565	1344	1008	25	1543	2241	6.2	2.7	179	1.93	29	1,8

Tabla 3.25. REGISTROS DE BUILD 'UP DE POZOS VECINOS AL C. Realizado Carlos Ortiz.

3.2.2.6 Reacondicionamientos y Estimulaciones

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS											
POZO: C											
W.O. N°	YACIMIENTO	INTERVALO	FECHA	OBJETIVO DEL W.O.	PRUEBA ANTES			PRUEBA DESPUES			RESULTADOS DEL W.O.
					BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	BSW	
NA	Hi		22-jul-08	Limpieza de tubing y cabezal utilizando HCl	**3274**	655	80	4263	853	80	Exitoso, en cada limpieza se recupera la producción.
			25-jun-08		2766	553	80	4563	913	80	
			8-may-08		2719	653	76	4019	965	76	
			8-feb-08		3475	1286	63	3916	1449	63	

Tabla 3.26. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS Y ESTIMULACIONES DEL POZO C. El pozo C no ha sido estimulado.

Realizado por Carlos Ortiz.

CAPITULO IV

DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES

DISEÑO DE COMPLETACIONES DUALES

4.1 Marco legal.

El Art. 30 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas dice:

"Terminación Múltiple: En caso de haber más de un yacimiento productivo y que sea conveniente explotarlo simultáneamente, los pozos deberán tener terminación múltiple y equiparse de manera que garanticen la producción separada e independiente de los yacimientos, y la realización de los trabajos de mantenimiento.
No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, en determinadas circunstancias técnicamente justificadas y solamente con la aprobación previa de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, se permitirá la explotación conjunta de dos o más yacimientos, de acuerdo con lo que dispuesto en el artículo 32 de este reglamento."

"Art. 32.- Explotación de yacimientos: Todo yacimiento de petróleo o gas natural, se explotará individualmente y sus pozos deberán ser terminados, mantenidos y operados de acuerdo con las características de cada yacimiento en particular.

En el caso de existir dos o más yacimientos con características diferentes y si su explotación separada resulta antieconómica, la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH) autorizará su explotación simultánea, para lo cual PETROECUADOR o la contratista, según el caso, presentará los justificativos técnicos y económicos correspondientes.

"Cualquier cambio de yacimiento productor de un pozo será autorizado por la Dirección Nacional de Hidrocarburos."

La completación dual utilizando dos sartas paralelas cumple con lo dispuesto por la ley, cada arena tendrá una bomba jet en función de las características de cada yacimiento, además esta completación permite que no exista comunicación entre las arenas reservorio; es decir las arenas están aisladas. Por lo que no debería existir ningún impedimento en su implementación.

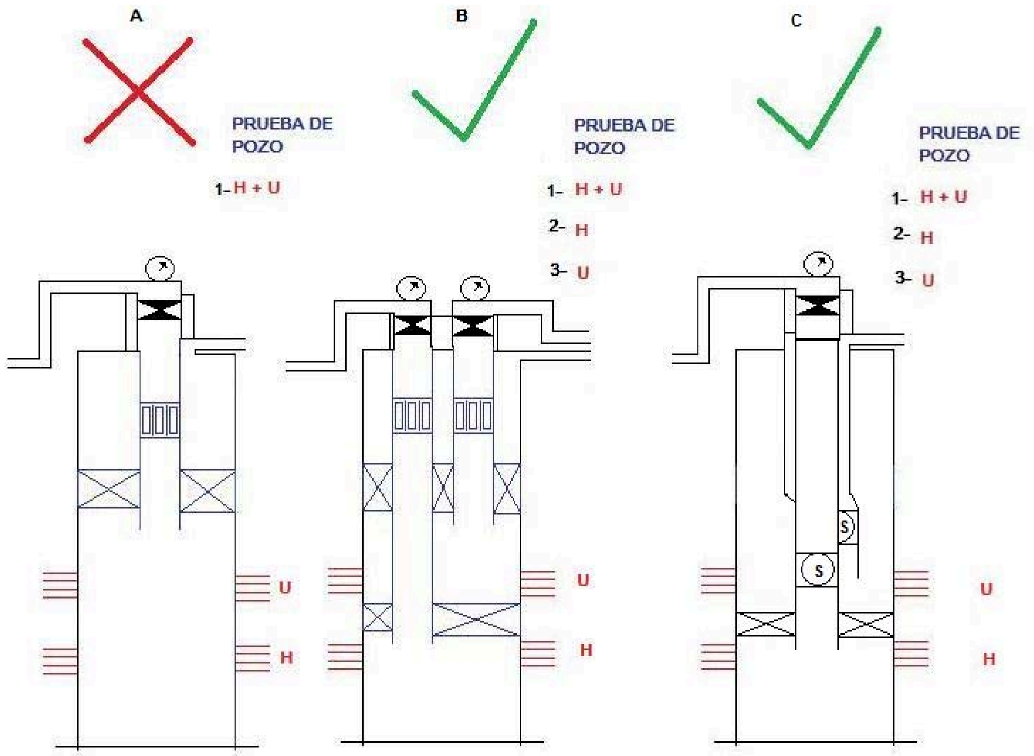


Fig.4.1. COMPLETACIONES PARA DOS ARENAS. Por Carlos Ortiz.

Se observa en la Fig. 4.1 tres tipos de completaciones para producir de dos yacimientos, el tipo de completación A no es permitida por la DNH, debido a que en esta los dos yacimientos están en comunicación y el flujo de las dos arenas entra ya mezclado a la bomba. En la completación B (Completación Dual Paralela para Bombeo Hidráulico) las arenas están aisladas por un packer, no es posible el flujo entre yacimientos y es posible la evaluación de cada arena. La completación C (Completación Dual Concéntrica con Bombas BES) muestra una completación dual con dos bombas Eléctricas Sumergible, aquí los yacimientos también se encuentran asilados, esta completación dual es la más común y aplicada en los pozos del Oriente ecuatoriano.

Las completaciones diseñadas posteriormente serán para un sistema de fluido motriz abierto (OPF), con bomba jet, descritos en el Capítulo 2.

4.2 Selección del equipo de fondo para pozo A.

La completación dual para el pozo A debe ser lo más sencilla posible, el espacio interior del casing es la mayor limitante en el fondo del pozo, sin embargo la completación debe tener todos los componentes necesarios para realizar futuras operaciones de mantenimiento y pruebas a la formación y al equipo de fondo.

4.2.1 Uso del software Claw.

El Software Claw de la compañía SERTECPET es usado para la generación del IPR del pozo, la Selección de Bombas Jet y para el análisis nodal, este análisis es imprescindible para realizar una correcta selección de bomba y de las tuberías usadas en la completación. El Software Claw tiene las siguientes características:

- Software amigable.
- Trabaja en ambiente Windows.
- Brinda resultados fácil de interpretar.
- Fácil de exportar resultados a archivos PDF.
- Posee una estructura básica.

- Determina curvas de afluencia de pozo IPR Voguel y Compuesto.
- Selecciona Bombas Jet Claw.
- Permite realizar análisis mediante técnica nodal.

Se recolecto toda la información de los pozos aledaños para el respectivo análisis que se usarán en el diseño. Se ha tomado las siguientes condiciones para el diseño.

Datos principales requeridos:

a. Tamaño y peso de la tubería de revestimiento y tubing.
b. Intervalo de las perforaciones.
c. Profundidad de colocación de la bomba (MD y TVD).
d. Presión de entrada a la bomba.
e. Presión estática de fondo del reservorio.
f. Temperatura de fondo de pozo.
g. Tasa de producción deseada.
h. Relación gas-aceite.
i. Corte de agua.
j. API del petróleo o gravedad específica
k. Punto de burbuja

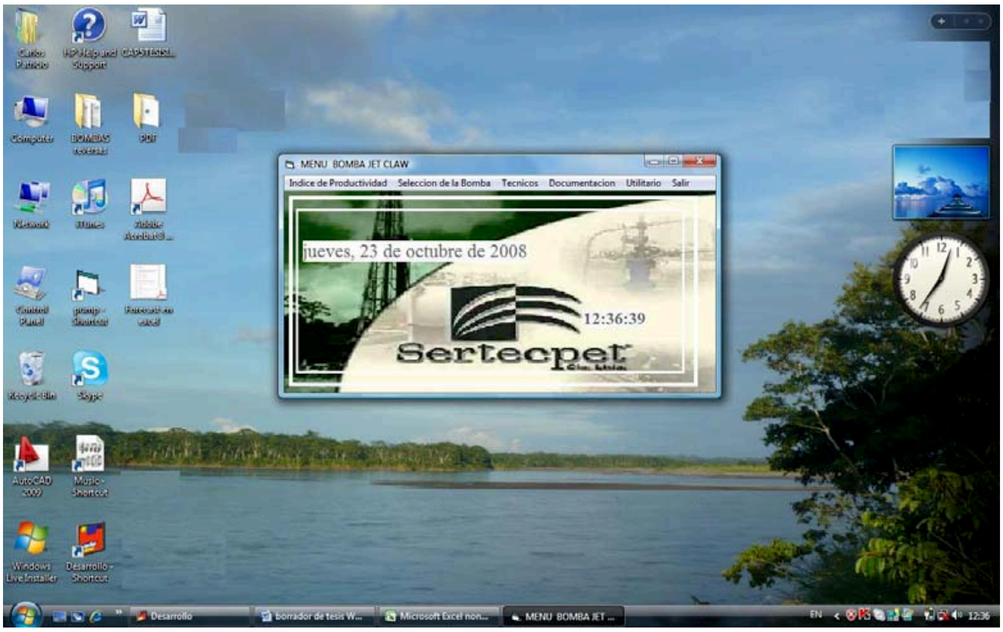


Fig. 4.2. PAGINA PRINCIPAL DEL SOFTWARE CLAW, El Software Claw es una patente registrada por SERTECPET. Realizado por Carlos Ortiz

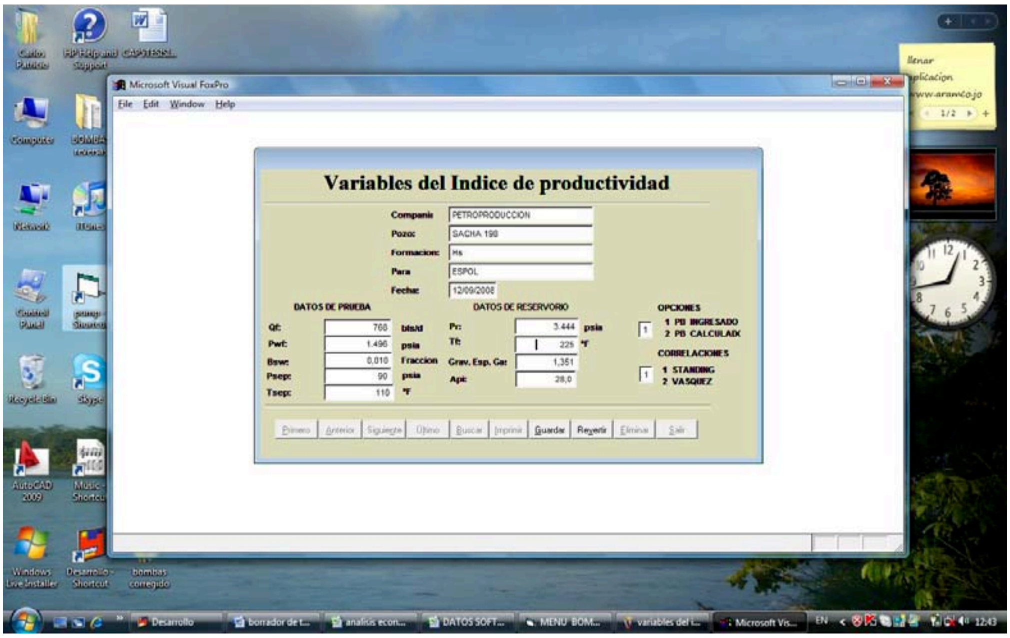


Fig.4.3. VARIABLES DEL IPR EN EL SOFTWARE CLAW. Realizado por Carlos Ortiz.

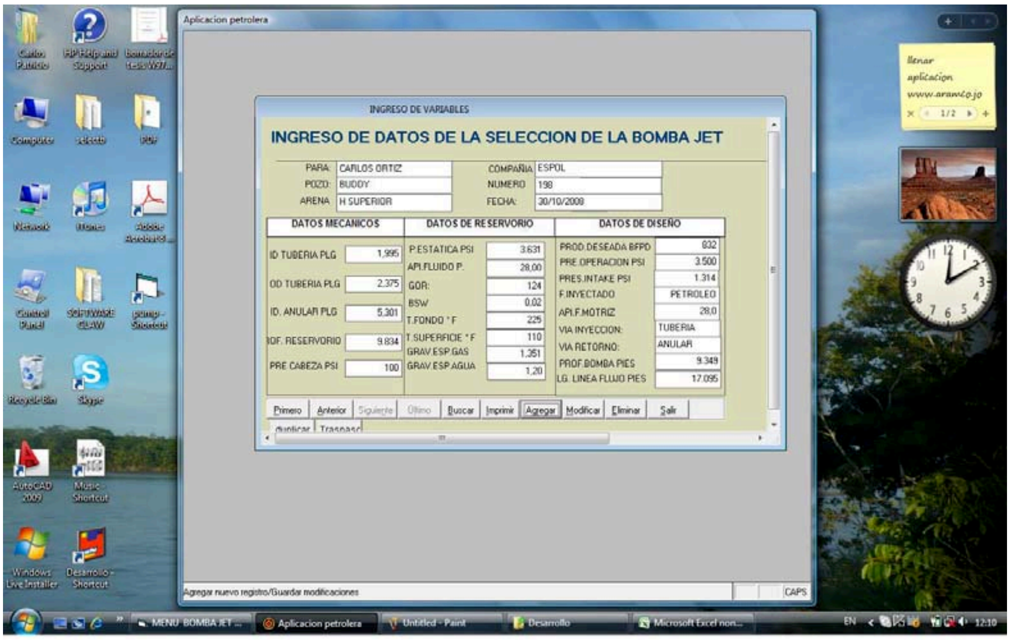


Fig.4.4. DATOS PARA SELECCIÓN DE BOMBA JET DEL SOFTWARE CLAW. Realizado por Carlos Ortiz.

4.2.1.1 Curva del IPR.

Los gráficos de IPR son realizados tomando la información de las pruebas de Build Up de los pozos en sus arenas correspondientes, para las arenas que no han sido disparadas la información para generar sus IPR ha sido obtenida mediante correlación con los datos de Build Up de los pozos vecinos.

Para tener el valor de las presiones a la profundidad de las camisas o presión de intake, se corrigieron las presiones de fondo fluyente utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Grad.fluido = 0.433\left[\gamma agua \times BSW + (1 - BSW) \times \gamma oil\right]$$
$$\Delta h = prof.arena - prof.camisa$$
$$P\text{int}ake = Pwf - \Delta h \times Grad.fluido$$

Donde:

Grad.fluido: Gradiente de presión del fluido de formación, psi/pie.

$\gamma agua$: Peso específico del agua, adimensional.

γoil = Peso específico del petróleo, adimensional.

BSW: porcentaje de agua en el fluido, fracción.

prof.arena: Profundidad de la arena en TVD, pie.

prof.camisa: Profundidad de la camisa en TVD, pie

Pwf: Presión de fondo fluyente, psi.

Pintake: Presión de entrada a la bomba ó presión en la camisa, psi.

El IPR es generado a la profundidad de las camisas, para poder realizar posteriormente el análisis Nodal.

a) Pozo A, Arena Hollín Superior.

El IPR se genera tomando los datos del B'UP realizado el 11-ene-06.

Sertecpet Cía. Ltda.	REPORTE DEL IPR	CODIGO OP.75.RE.06 FECHA:2003/11/12 REV:02

IPR VOGUEL / **IPR COMPUESTO**

	Qo BLS/DIA	PWF PSIA		Qt BLS/DIA	PWF PSIA
	0.0	3444.0		0.0	3444.0
	75.3	3251.1		114.1	3154.6
	113.0	3154.6		171.1	3009.9
	150.6	3058.1		228.2	2865.2
	188.3	2961.7		285.2	2720.5
	225.9	2865.2		342.3	2575.8
	263.6	2768.7		399.3	2431.1
	301.2	2672.3		456.4	2286.4
	338.9	2575.8		513.4	2141.7
	376.5	2479.3		570.5	1997.0
	414.2	2382.9		627.5	1852.3
	451.8	2286.4		684.6	1707.6
	489.5	2189.9		741.6	1562.9
	527.1	2093.5		798.7	1418.2
	564.8	1997.0		855.7	1273.5
	602.4	1900.5		912.8	1128.8
	640.1	1804.1		969.8	984.1
	677.7	1707.6		1026.9	839.4
	715.4	1611.1		1083.9	694.7
	753.0	1514.7	Qbt	1141.0	550.0
	790.7	1418.2		1147.0	534.5
	828.3	1321.7		1153.0	518.7
	866.0	1225.3		1159.0	502.3
	903.6	1128.8		1165.1	485.6
	941.3	1032.3		1171.1	468.3
	978.9	935.9		1177.1	450.4
	1016.6	839.4		1183.1	431.9
	1054.2	742.9		1189.1	412.7
	1091.9	646.5		1195.2	392.6
Qob	1129.6	550.0		1201.2	371.7
	1133.5	539.7		1207.2	349.8
	1137.5	529.3		1213.2	326.6
	1141.5	518.7		1219.3	302.0
	1145.5	507.8		1225.3	275.6
	1149.4	496.8		1231.3	247.0
	1153.4	485.5		1237.3	215.6
	1157.4	474.0		1243.4	180.2
	1161.4	462.3		1249.4	138.9
	1165.3	450.3		1255.4	86.7
	1169.3	438.0		1261.4	2.4
	1173.3	425.4		1261.4	2.3
	1177.3	412.5		1261.4	2.2
	1181.2	399.2		1261.4	2.1
	1185.2	385.6		1261.5	2.0
	1189.2	371.5		1261.5	1.8
	1193.2	356.9		1261.5	1.7
	1197.1	341.8		1261.5	1.6
	1201.1	326.2		1261.5	1.5
	1205.1	309.9		1261.5	1.3
	1209.1	292.9		1261.5	1.2
	1213.0	275.0		1261.5	1.1
	1217.0	256.1		1261.5	1.0
	1221.0	236.1		1261.5	0.9
	1225.0	214.7		1261.5	0.7
	1228.9	191.5		1261.5	0.6
	1232.9	166.1		1261.5	0.5
	1236.9	137.5		1261.5	0.4
	1240.9	104.3		1261.5	0.2
	1244.8	62.9		1261.5	0.1
Qomax	1248.8	0.0	Qtmax	1261.6	0.0

INFORMACION GENERAL

COMPANIA:	ESPOL
POZO:	A
FORMACION:	H SUPERIOR
PARA:	CARLOS ORTIZ
FECHA:	10/30/08

DATOS DE PRUEBA

BFPD:	768		GRAVEDAD GAS:	1.351	ADIMENSIONAL
BPPD:	760		G.O.R :	124.4	STD CU FT/RB
PWF:	1496	PSIA	TEMP. FORM :	225	° F
BSW:	0.010	FRACCION	TEMP.SEPARADOR:	110	° F
API:	28.0		PRES.SEPARADOR:	90	PSIA
PR:	3444	PSIA			

RESULTADOS

CURVA IPR VOGUEL			CURVA IPR COMPUESTO					
I.P. :	0.390		I.P.:	0.394		STB/DIA/PSIA		
Qob:	1130	BLS/DIA	Qbt:	1141	BLS/DIA	@ Pb	550	PSIA
Qomax:	1249	BLS/DIA	Qtmax:	1262	BLS/DIA	@ Pwf	0	PSIA

PB CALCULADO CON CORRELACION DE STANDING

CURVA IPR VOGUEL

CURVA IPR COMPUESTO

Fig.4.5. IPR DE ARENA H SUPERIOR EN POZO A, Realizado por Carlos Ortiz.

b) Pozo A, Arena U Inferior

Los datos de presiones (Pwf, Pr) y tazas (Qf, BSW) son tomados del BÙP realizado a la arena U Inferior del pozo

Pozo B el 08-ago-05, es la más reciente prueba de BÙP realizada a la arena U Inferior en los pozos vecinos.

Sertecpet Cía. Ltda.	REPORTE DEL IPR	CODIGO OP.75.RE.06 FECHA:2003/11/12 REV:02

INFORMACION GENERAL

COMPANIA:	ESPOL
POZO:	A
FORMACION:	U INFERIOR
PARA:	CARLOS ORTIZ
FECHA:	10/29/08

DATOS DE PRUEBA

BFPD:	959		GRAVEDAD GAS:	1.132	ADIMENSIONAL
BPPD:	844		G.O.R :	182.6	STD CU FT/RB
PWF:	2137	PSIA	TEMP. FORM :	219	° F
BSW:	0.120	FRACCION	TEMP.SEPARADOR:	110	° F
API:	17.5		PRES.SEPARADOR:	90	PSIA
PR:	2507	PSIA			

RESULTADOS

CURVA IPR VOGUEL			CURVA IPR COMPUESTO						
I.P. :	2.281		I.P.:	2.592		STB/DIA/PSIA			
Qob:	3050	BLS/DIA	Qbt:	3465	BLS/DIA	@	Pb	1170	PSIA
Qomax:	4532	BLS/DIA	Qtmax:	5171	BLS/DIA	@	Pwf	0	PSIA

PB CALCULADO CON CORRELACION DE STANDING

	IPR VOGUEL Qo BLS/DIA	IPR VOGUEL PWF PSIA		IPR COMPUESTO Qt BLS/DIA	IPR COMPUESTO PWF PSIA
	0.0	2507.0		0.0	2507.0
	203.3	2417.9		346.5	2373.3
	305.0	2373.3		519.8	2306.5
	406.6	2328.7		693.1	2239.6
	508.3	2284.2		866.3	2172.8
	609.9	2239.6		1039.6	2105.9
	711.6	2195.0		1212.9	2039.1
	813.2	2150.5		1386.1	1972.2
	914.9	2105.9		1559.4	1905.4
	1016.5	2061.3		1732.7	1838.5
	1118.2	2016.8		1905.9	1771.7
	1219.8	1972.2		2079.2	1704.8
	1321.5	1927.6		2252.5	1638.0
	1423.1	1883.1		2425.8	1571.1
	1524.8	1838.5		2599.0	1504.3
	1626.4	1793.9		2772.3	1437.4
	1728.1	1749.4		2945.6	1370.6
	1829.7	1704.8		3118.8	1303.7
	1931.4	1660.2		3292.1	1236.9
	2033.0	1615.7	Qbt	3465.4	1170.0
	2134.7	1571.1		3549.6	1137.1
	2236.3	1526.5		3633.8	1103.5
	2338.0	1482.0		3718.1	1069.1
	2439.6	1437.4		3802.3	1033.7
	2541.3	1392.8		3886.5	997.4
	2642.9	1348.3		3970.8	960.0
	2744.6	1303.7		4055.0	921.4
	2846.2	1259.1		4139.3	881.4
	2947.9	1214.6		4223.5	839.9
Qob	3049.5	1170.0		4307.7	796.8
	3098.9	1148.2		4392.0	751.7
	3148.4	1125.9		4476.2	704.2
	3197.8	1103.3		4560.4	654.1
	3247.2	1080.3		4644.7	600.6
	3296.6	1056.8		4728.9	543.0
	3346.0	1032.9		4813.1	479.9
	3395.4	1008.4		4897.4	409.4
	3444.9	983.4		4981.6	327.6
	3494.3	957.9		5065.9	225.4
	3543.7	931.8		5150.1	62.4
	3593.1	905.0		5151.2	59.3
	3642.5	877.5		5152.2	56.2
	3692.0	849.3		5153.3	53.0
	3741.4	820.2		5154.3	49.9
	3790.8	790.2		5155.4	46.8
	3840.2	759.2		5156.5	43.7
	3889.6	727.2		5157.5	40.6
	3939.1	693.9		5158.6	37.4
	3988.5	659.2		5159.7	34.3
	4037.9	623.0		5160.7	31.2
	4087.3	585.0		5161.8	28.1
	4136.7	544.9		5162.8	25.0
	4186.1	502.3		5163.9	21.8
	4235.6	456.8		5165.0	18.7
	4285.0	407.4		5166.0	15.6
	4334.4	353.3		5167.1	12.5
	4383.8	292.5		5168.2	9.4
	4433.2	221.8		5169.2	6.2
	4482.7	133.8		5170.3	3.1
Qomax	4532.1	0.0	Qtmax	5171.3	0.0

Fig.4.6. IPR DE ARENA U INFERIOR EN POZO A, Realizado por Carlos Ortiz.

4.2.1.2 Selección de bomba

Dentro de la selección de la bomba se necesita conocer la presión de operación, la cual es la presión disponible en la locación del pozo, por ello se calcula la caída de presión del fluido motriz desde las unidades de bombeo hasta la cabeza del pozo, para esto de utiliza las ecuaciones de flujo monofásico siguientes.

$$v = \frac{Q}{A}$$

$$N_{\mathrm{Re}} = \rho v d / u$$

$$f = 64 / N_{\mathrm{Re}}$$: Si NRe < 2000

$$f = \left[1.14 - 2\log\left(\varepsilon / d - 21.45 / N^{0.9}{}_{\mathrm{Re}}\right)\right]^{-2}$$: Si NRe > 2100 Ecuación de Jain.

$$\Delta p = f \rho v^2 L / 2 g_c d$$

Donde:

Q: Taza de inyección m3/s

A: Área interna tubería m2.

v: velocidad del flujo m/s

ρ : Densidad Kg/m3

u: Viscosidad Kg/m.s

d: Diámetro interno de la tubería.

NRe: Número de Reynolds

f: Factor de fricción.

ε : Rugosidad, m

CAIDA DE PRESIÓN EN LINEAS DE INYECCIÓN		
OD Líneas de Alta presión	Longitud (pie)	Δ P (psi)
6"	1804	23
4"	7255	65
3"	5084	160
**3"	2952	102
TOTAL	17095	350

Tabla 4.1. CAIDA DE PRESIÓN EN LINEAS DE INYECCIÓN DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

**Sección de tubería que debe ampliarse en el Sistema Power Oil del Campo.

	DISTANCIA AL POZO (pie)	PRESION SALIDA DE LA ESTACION (psi)	Δ P (psi)	PRESION EN LOCACION -Presión Operación- (psi)
Pozo A	17095	3850	350	3500

Tabla. 4.2. PRESIÓN EN LOCACIÓN DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Entonces para el diseño de las bombas en el pozo A utilizaremos una presión de operación de 3500psi, cabe mencionar que la presión de operación es proporcional a la tasa de flujo inducida por las bombas. Para realizar una correcta selección de bomba se deben tener las siguientes consideraciones:

1.- Se debe escoger entre las geometrías que tengan una menor presión de entrada (presión de intake), esta es la presión a la entrada de la bomba, menores presiones intake corresponden a menores presiones de fondo fluyente, pwf, lo que genera mayor caída de presión en el reservorio y por ende mayor aportación de fluidos desde el pozo.

2.- El rango de cavitación de la bomba debe ser por lo menos un 25% mayor a la producción deseada, una mayor diferencia entre el rango de cavitación y la producción deseada con la bomba representara en una mayor prevención contra la cavitación de la bomba, la cavitación es una de las principales causas de avería en las bombas lo que provoca la disminución de producción y tiempos de logística por los cambios de bombas requeridos.

3.- La cantidad de barriles inyectado por día es otro concepto que debe analizarse al momento de seleccionar una bomba con el software Claw, en ocasiones las facilidades de superficie no poseen todo el fluido motriz necesario por lo que la atención sobre este factor es importante.

4.- La potencia es un dato que también debe ser considerado, en sistemas en los que se tiene una unidad particular de bombeo para el pozo sea esta fija ó MTU una mayor potencia demandara un mayor consumo de energía sea que se trabaje con motores eléctricos o a diesel y por ende los costos de operación se elevan.

a) Pozo A, Arena Hollín Superior.

Los valores de Producción bruta BPPD y BSW corresponden a la última producción del pozo de su arena Hs.

SERTECPET Cia Ltda.	SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW ®	CODIGO OP.75.RE.04 FECHA:2003:02:05 REV:01

(OP.75.RE.04:)

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	A
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**30/01/08 01:40:50 PM**	**Arena:**	**H SUPERIOR**

DATOS DEL POZO

DATOS MECANICOS		DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE DISEÑO	
ID DE TUBERIA (PLG):	1.995	PRESION ESTATICA (PSI):	3631	PRODUCCION BRUTA (BFPD) :	832
OD DE TUBERIA (PLG):	2.375	API FLUIDO PRODUCIDO :	28.0	PRESION DE OPERACION (PSI) :	3500
ID REVESTIMIENTO (PLG):	5.301	GOR (PCPB) :	124	PRESION DE ENTRADA (PSI) :	1314
PROF. DE TUBERIA (PIES) :	9834	BSW (%) DECIMAL:	0.020	FLUIDO MOTRIZ USADO:	PETROLEO
PRESION CABEZA (PSI) :	100	TEMPERATURA DE FONDO (°F) :	225	API FLUIDO MOTRIZ:	28.0
		TEMPERATURA SUPERFICIE (°F) :	110	PROFUNDIDAD BOMBA (PIES) :	9349
VIA DE INYECCION :	TUBERIA	GRAVEDAD ESP. DEL GAS:	1.351	LONGITUD DE TUBERIA (PIES)	17095
VIA DE RETORNO :	ANULAR	GRAVEDAD ESP. DEL AGUA :	1.200		

RESULTADOS

TIPO BOMBA	AREA NOZZLE	AREA GARGANTA	INYEC. BIPD.	PROD. BFPD	PRESION ENTRADA	PRESION TRIPLEX	PRESION DESCARGA	RANGO CAVIT.	RETORNO BFPD	EFICIENCIA BOMBA	POTENCIA HP
9 H	0.0148	0.0376	1382	832	2212	3500	3879	1199	2214	29	90
10 I	0.0175	0.0447	1666	832	1871	3500	4001	1303	2498	31	109
11 J	0.0239	0.0526	2301	832	1505	3500	4291	1215	3133	29	150
10 I	0.0175	0.0447	1666	832	1872	3500	4001	1303	2498	31	109
10 J	0.0175	0.0526	1669	832	1839	3500	4003	1664	2501	31	109
11 K	0.0239	0.0654	2302	832	1499	3500	4292	1753	3134	29	150
10 K	0.0175	0.0654	1648	832	2030	3500	3993	2401	2480	28	107
8 H	0.0122	0.0376	1135	832	2317	3500	3776	1371	1967	32	74
11 L	0.0239	0.0796	2263	832	1761	3500	4275	2578	3095	26	148
10 M	0.0175	0.0957	1590	832	2524	3500	3967	4427	2422	21	104

LA MEJOR GEOMETRIA CON OPTIMAS CONDICIONES ES **11K**

ELABORADO : CARLOS ORTIZ

GRACIAS POR PREFERIRNOS Y USAR NUESTROS SERVICIOS ©.

APROBADO: : MARIO MUSO

Tabla. 4.3. SELECCIÓN DE BOMBA JET CLAW PARA ARENA H SUPERIOR. Realizado por Carlos Ortiz.

Se escoge la geometría 11K debido a que posee la menor presión de entrada (1499psi) lo que provocara un mayor drawdown en el reservorio, además esta geometría tiene una taza de inyección similar a la de la 11J cuya presión de entrada es levemente mayor a la de la 11K, a todo esto podemos añadir que la 11K posee un buen rango de cavitación, (1753, mayor al 200% de la taza deseada, 832BPPD y superior a los 1215 de la 11J, lo cual le brindara a la bomba 11K una correcta protección contra la cavitación.

b) Pozo A, Arena Napo U Inferior.

Valor de BPPD y BSW corresponden a los datos de BÚP realizado al inicio de la vida productiva del pozo B.

SERTECPET Cia Ltda	**SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW ®**	**CODIGO OP.75.RE.04** **FECHA:2003:02:05** **REV:01**

(OP.75.RE.04:)

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	A
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**30/01/08 04:15:01 PM**	**Arena:**	**U INFERIOR**

DATOS DEL POZO

DATOS MECANICOS		DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE DISEÑO	
ID DE TUBERIA (PLG):	1.995	PRESION ESTATICA (PSI):	2557	PRODUCCION BRUTA (BFPD) :	959
OD DE TUBERIA (PLG):	2.375	API FLUIDO PRODUCIDO :	17.5	PRESION DE OPERACION (PSI) :	3500
ID REVESTIMIENTO (PLG):	5.301	GOR (PCPB) :	182	PRESION DE ENTRADA (PSI) :	2187
PROF. DE TUBERIA (PIES) :	9445	BSW (%) DECIMAL:	0.120	FLUIDO MOTRIZ USADO:	PETROLEO
PRESION CABEZA (PSI) :	100	TEMPERATURA DE FONDO (°F) :	219	API FLUIDO MOTRIZ:	28.0
		TEMPERATURA SUPERFICIE (°F) :	110	PROFUNDIDAD BOMBA (PIES) :	9328
VIA DE INYECCION :	TUBERIA	GRAVEDAD ESP. DEL GAS:	1.132	LONGITUD DE TUBERIA (PIES)	17095
VIA DE RETORNO :	ANULAR	GRAVEDAD ESP. DEL AGUA :	1.200		

RESULTADOS

TIPO BOMBA	AREA NOZZLE	AREA GARGANTA	INYEC. BIPD.	PROD. BFPD	PRESION ENTRADA	PRESION TRIPLEX	PRESION DESCARGA	RANGO CAVIT.	RETORNO BFPD	EFICIENCIA BOMBA	POTENCIA HP
10 J	0.0175	0.0526	1632	959	2129	3500	3990	1716	2591	32	106
9 I	0.0148	0.0447	1364	959	2366	3500	3866	1553	2323	31	89
10 I	0.0175	0.0447	1610	959	2323	3500	3979	1398	2569	28	105
10 K	0.0175	0.0654	1627	959	2173	3500	3988	2369	2586	31	106
10 L	0.0175	0.0796	1608	959	2341	3500	3978	3206	2567	28	105
10 I	0.0175	0.0447	1610	959	2324	3500	3979	1398	2569	28	105
9 I	0.0148	0.0447	1364	959	2366	3500	3866	1553	2323	31	89
9 K	0.0148	0.0654	1362	959	2384	3500	3865	2639	2321	31	89
11 K	0.0239	0.0654	2190	959	2185	3500	4487	2059	3149	31	143

LA MEJOR GEOMETRIA CON OPTIMAS CONDICIONES ES **10J**

ELABORADO : **CARLOS ORTIZ**

APROBADO: : **MARIO MUSO**

GRACIAS POR PREFERIRNOS Y USAR NUESTROS SERVICIOS ©.

Tabla. 4.4. SELECCIÓN DE BOMBA JET CLAW PARA ARENA U INFERIOR. Realizado por Carlos Ortiz.

Se escoge la geometría 10 J debido a que tiene la menor presión de entrada (2129psi) incluso menor que la presión de intake de, 2187psi, correspondiente a la producción de 959 BFPD tomada del IPR. Además la tasa de inyección es similar a la del la siguiente geometría con menor presión de entrada, la 10K. En adición la geometría 10J posee un buen rango de cavitación y la mejor eficiencia de las bombas seleccionadas. Se observa que la geometría 9K tiene la menor taza de inyección lo que despierta interés sin embargo la presión de entrada es superior a la presión intake del IPR.

4.2.1.3 Análisis nodal

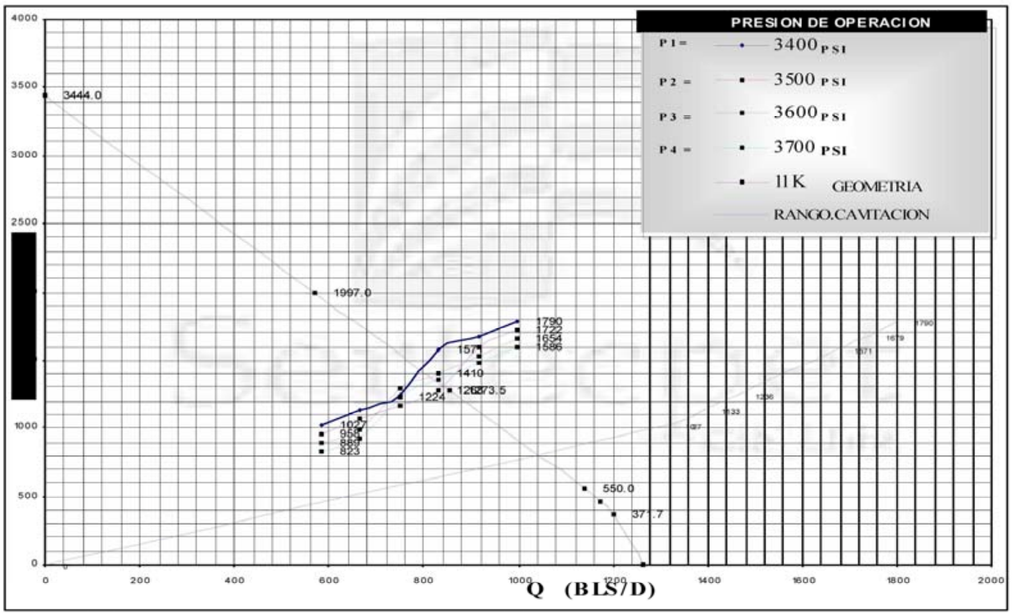
Este método analiza el rendimiento del pozo en función de la afluencia del reservorio y de los diferentes componentes de la completación y facilidades de superficie los cuales interactúan entre sí. El Software Claw toma como nodo la entrada a la bomba, P intake, de esta manera divide el pozo entre un componente dominado estrictamente por el reservorio, sección inflow, y otro dominado por el sistema de tuberías, sección outflow.

a) Pozo A Hollín Superior

Se presenta la gráfica de la bomba escogida, 11K.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante: CARLOS ORTIZ **Pozo:** A
Empresa: ESPOL **Numero**
Fecha : 30/01/08 02:06:43 PM **Arena:** H SUPERIOR



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
2324	582	1027	3400	4233	1314	25	147
2306	666	1133		4248	1390	26	146
2288	749	1236		4263	1461	28	145
2225	832	1571		4407	1674	29	141
2205	915	1679		4434	1738	30	140
2188	998	1790		4464	1801	31	139
2356	582	958	3500	4247	1262	25	154
2337	666	1064		4262	1341	26	152
2319	749	1168		4278	1415	28	151
2302	832	1268		4292	1483	29	150
2243	915	1601		4451	1692	30	146
2221	998	1722		4479	1763	31	145
2386	582	889	3600	4261	1209	25	160
2368	666	996		4277	1291	26	159
2317	749	1292		4410	1499	28	155
2296	832	1410		4437	1575	29	154
2275	915	1533		4465	1651	30	153
2253	998	1654		4493	1723	31	151
2416	582	823	3700	4275	1156	25	167
2398	666	931		4291	1242	26	165
2348	749	1224		4423	1453	28	162
2326	832	1352		4450	1538	29	160
2304	915	1476		4478	1616	30	159
2285	998	1586		4508	1683	31	158

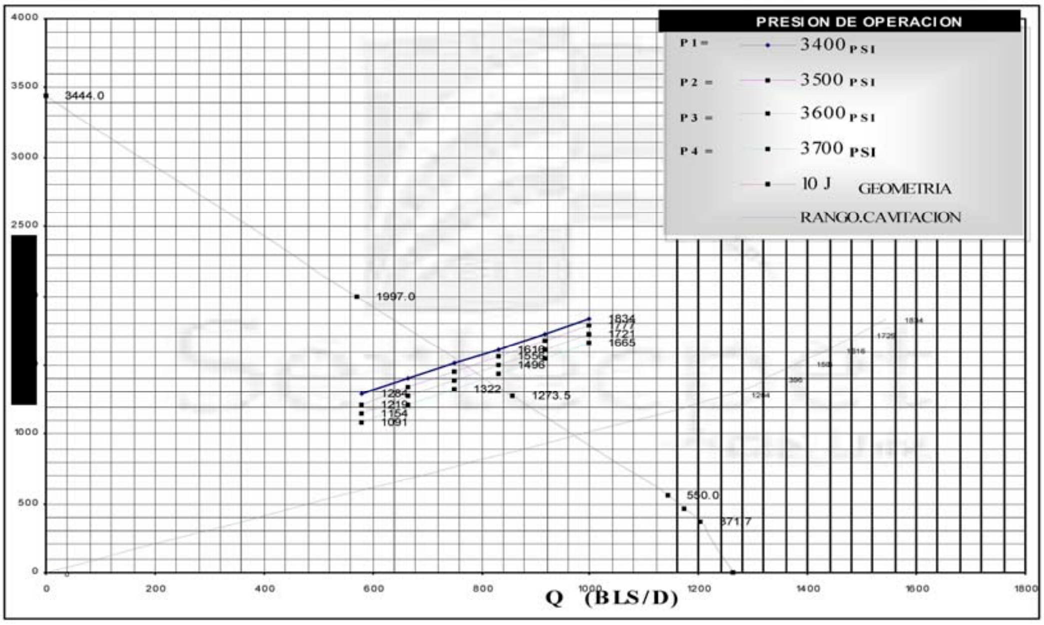
30/01/08 02:06:43 PM **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig. 4.7. ANÁLISIS NODAL CON BOMBA 11K EN ARENA H SUPERIOR. Por Carlos Ortiz.

A continuación se analiza el comportamiento del sistema si se cambia la bomba con la siguiente geometría de preferencia, 10J.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	A
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**06/02/08 02:56:19 PM**	**Arena:**	**H SUPERIOR**



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1691	582	1284	3400	3965	1263	27	107
1676	666	1396		3973	1324	29	106
1661	749	1506		3982	1382	30	105
1647	832	1616		3993	1438	31	104
1632	915	1725		4005	1492	32	103
1617	998	1834		4018	1544	32	102
1714	582	1219	3500	3975	1226	27	112
1699	666	1332		3983	1290	29	111
1684	749	1444		3992	1350	30	110
1669	832	1556		4003	1408	31	109
1655	915	1667		4015	1464	32	108
1640	998	1777		4028	1518	32	107
1736	582	1154	3600	3984	1189	27	117
1721	666	1270		3992	1255	29	116
1707	749	1383		4002	1318	30	115
1692	832	1496		4013	1377	31	114
1677	915	1609		4026	1435	32	113
1662	998	1721		4039	1490	32	112
1758	582	1091	3700	3993	1151	27	121
1744	666	1207		4002	1220	29	120
1729	749	1322		4012	1284	30	119
1714	832	1437		4023	1346	31	118
1699	915	1551		4036	1406	32	117
1684	998	1665		4049	1463	32	116

06/02/08 02:56:20 PM **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig. 4.8. ANÁLISIS NODAL COM BOMBA 10J EN ARENA H SUPERIOR. Por Carlos Ortiz.

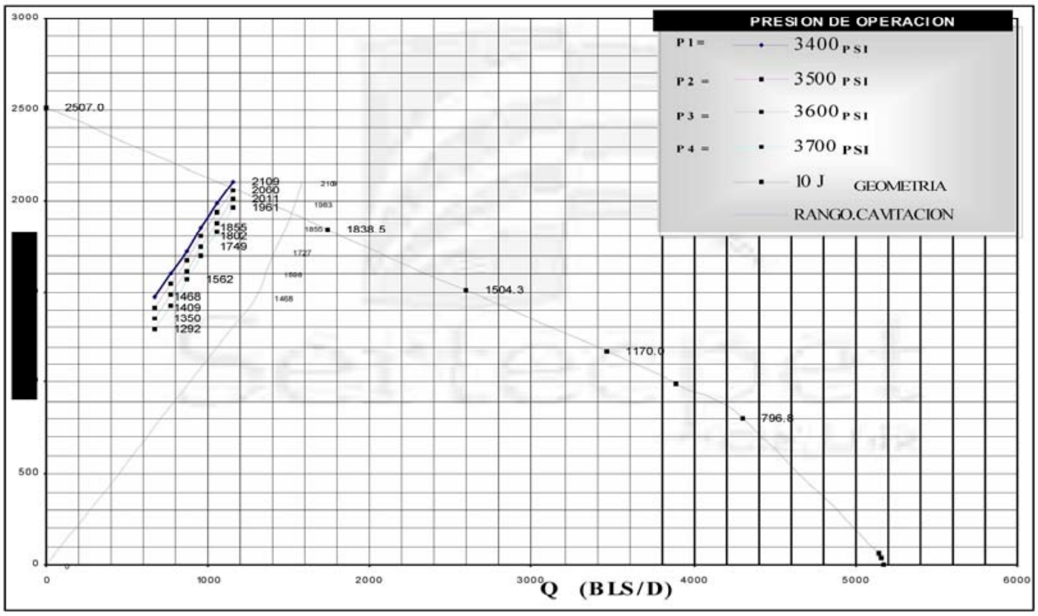
Se encuentra que con la bomba 11K se tiene una mayor capacidad de flujo en el sistema; es decir una mayor producción que con la bomba de geometría 10J a la misma presión de operación 3500psi ya que trabaja a una menor presión de entrada lo que genera un mayor drawdown.

b) Pozo A, Arena U Superior.

Se presenta la gráfica de la bomba escogida, 10J.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	**A**
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**30/01/08 07:58:48 PM**	**Arena:**	**U INFERIOR**



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1662	671	1468	3400	3947	1290	30	105
1645	767	1598		3956	1355	31	104
1627	863	1727		3967	1417	32	103
1610	959	1855		3980	1477	32	102
1592	1055	1983		3994	1534	31	101
1575	1151	2109		4010	1589	30	100
1685	671	1409	3500	3957	1259	30	110
1667	767	1541		3966	1326	31	109
1650	863	1672		3977	1391	32	108
1632	959	1802		3990	1452	32	106
1615	1055	1931		4005	1511	31	105
1597	1151	2060		4021	1568	31	104
1707	671	1350	3600	3966	1228	30	115
1690	767	1484		3976	1298	31	113
1672	863	1617		3988	1364	32	112
1654	959	1749		4001	1427	32	111
1637	1055	1880		4016	1488	32	110
1619	1151	2011		4032	1546	31	109
1729	671	1292	3700	3976	1197	30	119
1711	767	1427		3986	1269	31	118
1694	863	1562		3998	1337	32	117
1676	959	1696		4011	1402	32	116
1658	1055	1829		4027	1464	32	114
1641	1151	1961		4043	1524	31	113

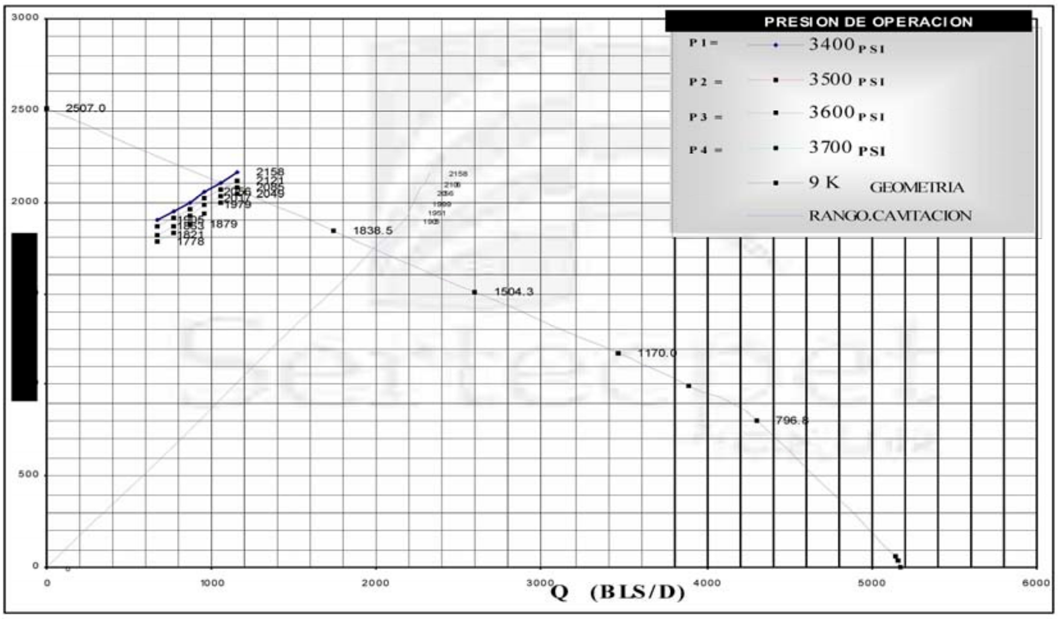
30/01/08 07:58:49 PM **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig. 4.9. ANÁLISIS NODAL CON BOMBA 10J EN ARENA U INFERIOR. Por Carlos Ortiz.

Luego se analiza el comportamiento del sistema si se coloca una bomba, de menor tamaño la 9K.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	A
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**30/01/08 08:03:22 PM**	**Arena:**	**U INFERIOR**



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1362	671	1905	3400	3822	2161	25	86
1357	767	1951		3831	2190	28	86
1351	863	1999		3843	2221	29	86
1345	959	2056		3857	2257	31	85
1339	1055	2106		3873	2288	32	85
1332	1151	2158		3891	2320	33	84
1380	671	1863	3500	3829	2133	25	90
1375	767	1910		3839	2164	27	90
1369	863	1959		3851	2196	29	89
1362	959	2017		3865	2233	31	89
1356	1055	2069		3882	2265	32	88
1350	1151	2121		3900	2298	33	88
1398	671	1821	3600	3837	2106	25	94
1392	767	1869		3847	2137	27	93
1387	863	1919		3859	2170	29	93
1380	959	1979		3873	2209	31	93
1373	1055	2031		3890	2242	32	92
1367	1151	2085		3909	2276	33	92
1415	671	1778	3700	3844	2077	25	98
1410	767	1828		3854	2110	27	97
1404	863	1879		3867	2144	29	97
1397	959	1940		3881	2184	30	96
1391	1055	1994		3898	2218	32	96
1384	1151	2049		3917	2253	32	95

30/01/08 08:03:22 PM **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig.4.10. ANÁLISIS NODAL COM BOMBA 9K EN ARENA U INFERIOR. Por Carlos Ortiz.

Se observa que con la bomba 10J la capacidad de flujo del sistema es 1151BPPD mientras que con la bomba 9K se tiene un poco menos 1055BPPD; es decir se tendrá mayor producción con la bomba 10J.

POZO A								
ARENA	BOMBA	INYECCION (BFPD)	PRODUCCION (BFPD)	RETORNO (BFPD)	PRESION OPERACION (psi)	PRESIÓN DE DESCARGA (psi)	RANGO CAVITACION (BPPD)	EFICIENCIA (%)
H SUPERIOR	11K	2302	832	3134	3500	4292	1483	29
U INFERIOR	10J	1597	1151	2748	3500	4021	1568	31
TOTAL		3899	1983	5882				

Tabla 4.5. VALORES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DUAL CON BOMBEO HIDRÁULICO DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

El valor de 1151BPPD corresponde a la posible producción de la arena U inferior, lo cual representa el ingreso del proyecto de completación dual paralela con bombeo hidráulico del Pozo A.

4.2.2 Completación mecánica

El tipo de tubería de producción que debe utilizarse en el pozo para instalar la completación doble considera el cálculo de las áreas y diámetros correspondientes: El diámetro interno (I.D. casing) y el área efectiva disponible en la tubería de revestimiento. Recordemos que las medidas de tubing de 2 3/8″, 2 7/8″, 3 1/2″ y 4 1/2″ son las más disponibles y utilizadas en el campo, por ello el análisis se enfocara para estas medidas de tubing.

4.2.2.1 Análisis Casing-Tubing

Así para el Pozo A tenemos las siguientes especificaciones de la tubería de revestimiento.

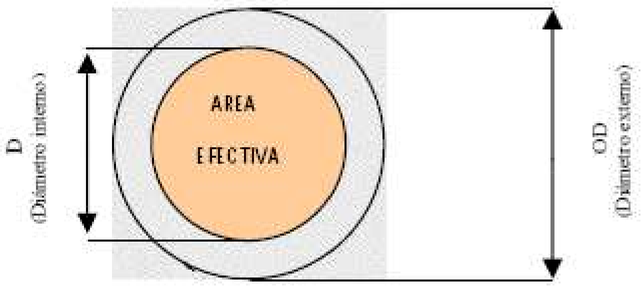


Fig. 11. AREA EFECTIVA. Cortesía de SERTECPET.

ESPECIFICACIONES DEL CASING									
Tamaño (pulg)	OD (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)	Drift (pulg)
7	7	26	C-95	6.276	30.935	5890	717000	8600	6.151

Tabla 4.6. ESPECIFICACIONES DE CASING DE 7". Realizado por Carlos Ortiz.

Para la completación del Pozo C se utilizaran dos sartas de 2 3/8" debido a que cumple las especificaciones técnicas y se acoplan con las medidas de los demás componentes de la completación dual.

ESPECIFICACIONES DEL TUBING										
Tamaño (pulg)	OD (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	Collapse Resist. (psi)	Pipe Body Yield (lbm)	Pipe Body Internal Yield (psi)	Drift (pulg)	Joint Type
2 3/8	2.375	4.7	N-80	1.995	3.126	11780	104300	11200	1.901	EUE

Tabla 4.7. ESPECIFICACIONES DE TUBING DE 2 3/8". Realizado por Carlos Ortiz.

Configuración de la Tubería de Revestimiento con dos tuberías de producción.

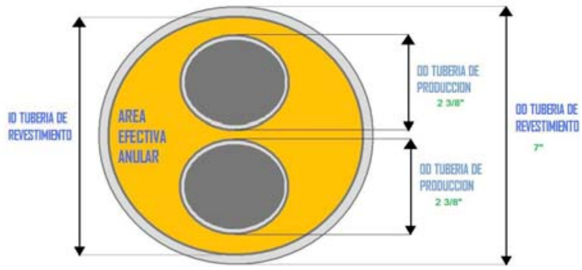


Fig. 4.12. SECCIÓN TRANSVERSAL EN COMPLETACION DUAL PARALELA POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS SARTAS DE PRODUCCION PARA COMPLETACION DOBLE													
CASING							TUBING						
Tamaño (pulg)	OD (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Drift (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	Tamaño (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	OD (pulg)	Área Efectiva OD (pulg^2)
7	7	26	C-95	6.276	6.151	30.935	2 3/8	4.7	N-80	1.995	3.126	2.375	4.430
							2 3/8	4.7	N-80	1.995	3.126	2.375	4.430
AREA EFECTIVA ID CASING						30.935	TOTAL AREA EFECTIVA OD (Tubing + Tubing)						8.860
AREA EFECTIVA ANULAR Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva OD (Tubing + Tubing)													22.075
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR													5.301

Tabla 4.8. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE TUBING DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

El diámetro efectivo del anular equivale al diámetro interno del casing en los datos de selección de bomba Jet Claw en el Software Claw. Para el siguiente análisis se toma en cuenta las características de las juntas de unión, y se utilizarán las uniones de OD mínimo disponible. En la siguiente tabla se presentan 2 valores para el OD del coupling:

OD *normal* correspondiente al diámetro Standard, como se lo encuentra normalmente y el OD *mínimo* considera un diámetro exterior especial que se obtiene al realizar un rebajamiento sobre el OD normal del coupling.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS COUPLING EN LA COMPLETACION DUAL													
CASING							COUPLING						
Tamaño pulg	OD pulg	Peso lbm/ft	Grado	ID pulg	Drift pulg	Área Efectiva ID pulg^2	Tamaño pulg	Peso lbm/ft	Grado	OD Normal pulg	Área Efectiva OD Normal pulg^2	OD Especial pulg	Área Efectiva OD Especial pulg^2
7	7	26	C-95	6.276	6.151	30.935	2 3/8	4.7	N-80	3.063	7.368	2.91	6.651
							2 3/8	4.7	N-80	3.063	7.368	2.91	6.651
							TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING ESPECIAL						13.302
AREA EFECTIVA ID CASING						30.935	TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING NORMAL						14.737
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING NORMAL) pulg^2 Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Normal													16.198
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													4.541
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING ESPECIAL) pulg^2 Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Especial													17.634
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													4.738

Tabla 4.9. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE COUPLINGS DEL POZO A.

Realizado por Carlos Ortiz.

Considerando el sistema de levantamiento artificial hidráulico, para producir el pozo mediante el sistema de completaciones dobles, es necesario también considerar el cálculo de áreas y diámetros de las camisas deslizables, dentro de las cuales irán asentadas las bombas hidráulicas tipo jet.

CAMISA DESLIZABLE TIPO L W/JET PUMP 2 3/8" X 1,87"				
NOMINAL	ID (pulg)	AREA ID (pulg^2)	OD (pulg)	AREA OD (pulg^2)
2 3/8"	1,873	2,755	2,91	6,65

Tabla 4.10. ESPECIFICACIONES DE CAMISA TIPO L PARA BOMBEO HDRÁULICO DE 2 3/8". Realizado por Carlos Ortiz.

4.2.2.2 Cálculo del espacio disponible para correr un arreglo de completación doble.

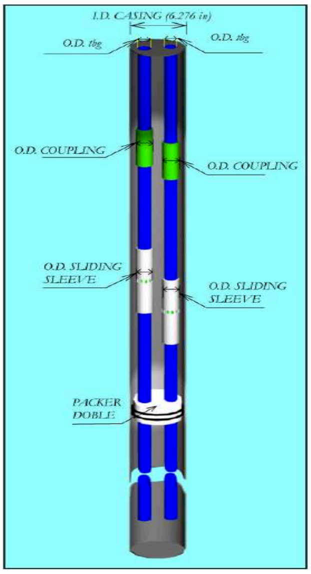


Fig. 4.13. COMPLETACIÓN DUAL PARALELA BASICA EN CASING DE 7". Cortesía de SERTECPET.

ESPACIO ENTRE CASING – TUBING					
CASING		TUBING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
7"	6,276	2 3/8"	2,375		
		2 3/8"	2,375	4,75	1,526
ESPACIO ENTRE CASING - COUPLING NORMAL					
CASING		COUPLING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
7"	6,276	2 3/8"	3,063		
		2 3/8"	3,063	6,126	0,15

ESPACIO ENTRE CASING - COUPLING ESPECIAL					
CASING		**COUPLING**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID (pulg)**	**NOMINAL**	**OD (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
7"	6,276	2 3/8"	2,91	5,82	0,456
		2 3/8"	2,91		
ESPACIO ENTRE CASING-COUPLING ESPECIAL-CAMISA					
CASING		**COUPLING/ CAMISA**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID**	**NOMINAL**	**OD (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
7"	6,276"	2 3/8"	2,91 (Camisa)	5,82"	0,456"
		2 3/8"	2,91(Coupling)		

Tabla 4.11. ESPACIOS DEL ANULAR EN COMPLETACION DUAL PARALELA DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Se recomienda el uso de la tubería de producción con coupling especial ya que brinda mayor luz entre las tuberías de producción y el interior del casing. Se observa también que el espacio del anular en la sección de coupling es reducido, esto muestra que las combinaciones de tuberías de mayor diámetro no son aplicables para la completación dual con un casing de 7”.

Para tener una mayor luz entre el casing y las sartas se colocara un tubo corto para evitar la ubicación de las camisas a la misma profundidad. Se verifica que el espacio interno del casing de 7” permite la corrida de dos sartas paralelas de 2 3/8”.

4.2.2.3 Completación Dual

Conociendo las sartas ha utilizar seleccionamos entonces el packer y el cabezal dual, el cabezal tendrá una conexión de Clam a brida bajo la sección C del cabezal.

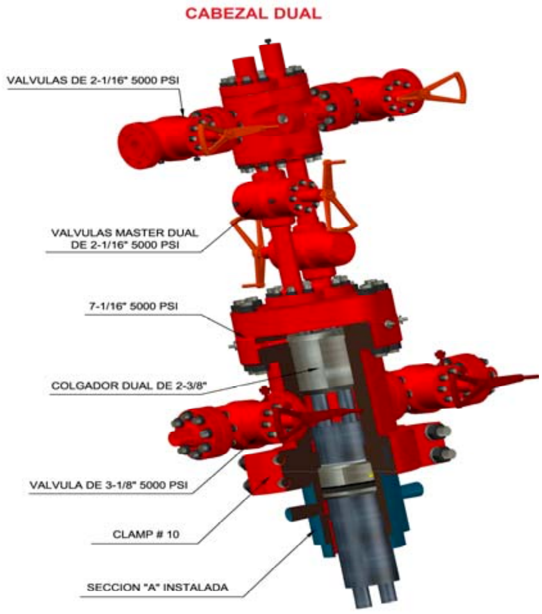


Fig. 4.14. CABEZAL DUAL PARA POZO A. Cortesía de Mission Petroleum.

Fig. 4.15. PACKERS PARA POZO A. 1.- Packer Dual para sartas paralelas 2.- Packer Simple.

POZO A

DIAGRAMA DE COMPLETACION DUAL

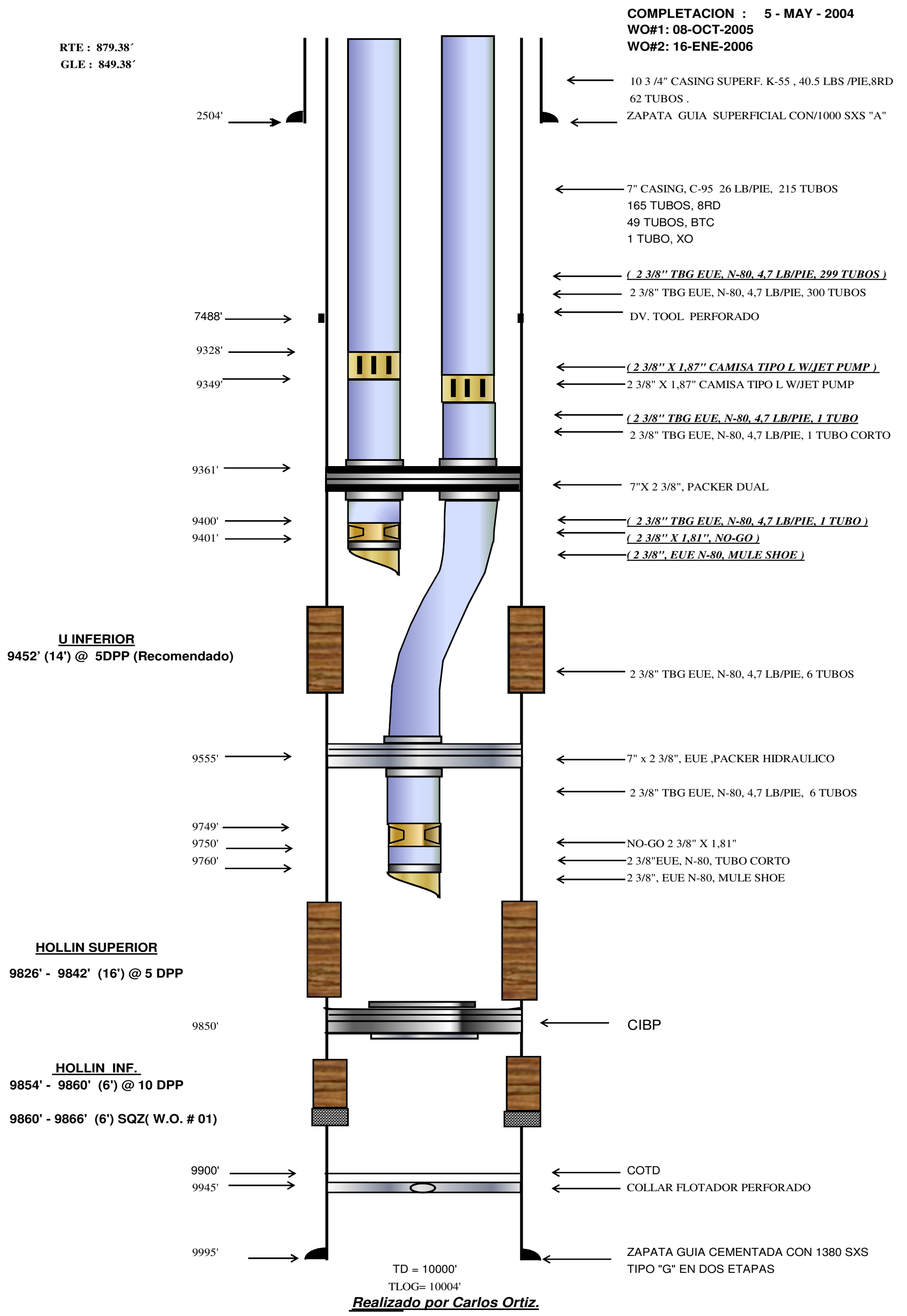


Fig. 4.16. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DUAL DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

4.2.3 Equipo de superficie.

En superficie se cuenta actualmente con el siguiente equipo.

LINEA DE ALTA PRESIÓN		
Pozo A	Diámetro (pulg)	Longitud (pie)
	6	1804
	4	7255
	3	5084
	*3	2952
	TOTAL	17095

Tabla 4.12. LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN PARA EL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Se deben ampliar 2952 pies de línea de alta presión de 3" para alimentar de fluido motriz el sistema del Pozo A.

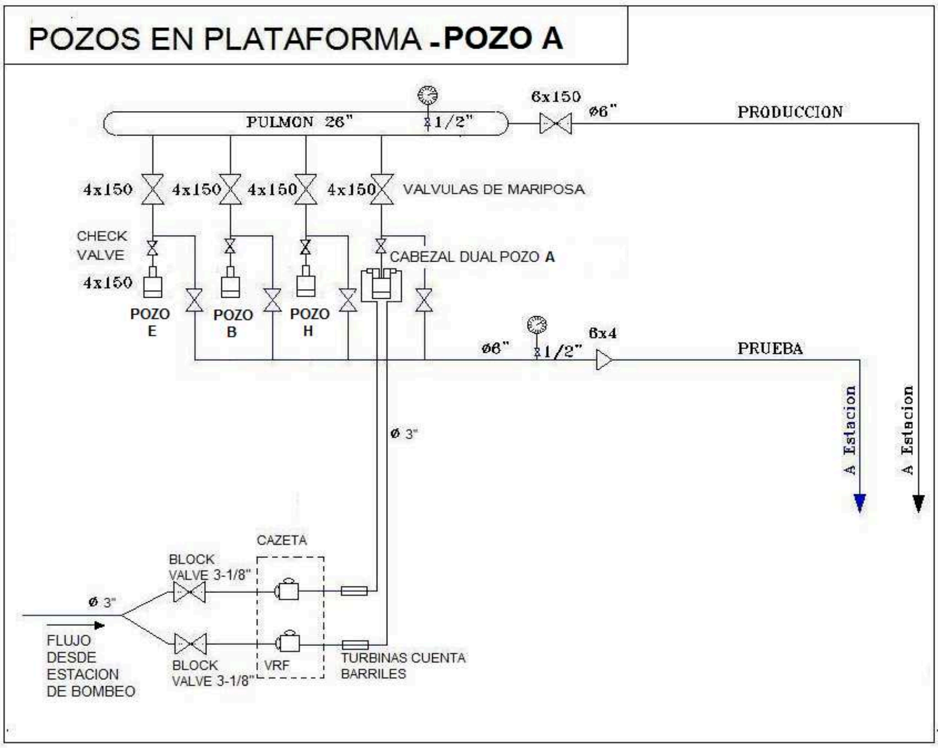


Fig. 4.17. LOCACIÓN DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

En superficie se encuentran todos los componentes necesarios en un sistema de fluido motriz abierto, descritos en el capítulo 2.

4.3 Selección del equipo de fondo para Pozo C.

El Pozo C al contrario del Pozo A posee un revestimiento más amplio esto facilita las operaciones de completación; sin embargo, este pozo es desviado por lo que se deberán tomar las precauciones debidas. De manera similar al pozo anterior esta completación debe ser sencilla; sin embargo la completación debe tener todos los componentes necesarios para realizar futuras operaciones de mantenimiento y pruebas a la formación y al equipo de fondo.

4.3.1 Uso del Software Claw.

Con el uso del Software Claw determinaremos el IPR de las arenas del Pozo C, seleccionaremos la bomba y escogeremos la mejor combinación de los componentes de completación al realizar el análisis nodal.

4.3.1.1 Curva del IPR.

El IPR del Pozo C es generado en H Inferior a la cara de la arena, debido a que no se realizara un análisis nodal con bomba jet ya que esta arena seguirá fluyendo a flujo natural; mientras que para su arena T inferior es generado a la profundidad de la camisa para posteriormente realizar el análisis Nodal con bomba jet.

a) Pozo C, Arena H Inferior. El IPR se genera tomando los datos del B'UP realizado el 22-ago-07.

Sertecpet Cía. Ltda.	**REPORTE DEL IPR**	**CODIGO OP.75.RE.06** **FECHA:2003/11/12** **REV:02**

IPR VOGUEL

	Qo BLS/DIA	PWF PSIA
	0.0	4197.0
	3001.9	3922.5
	4502.9	3785.3
	6003.8	3648.1
	7504.8	3510.8
	9005.8	3373.6
	10507	3236.4
	12008	3099.1
	13509	2961.9
	15010	2824.7
	16511	2687.4
	18012	2550.2
	19513	2413.0
	21013	2275.7
	22514	2138.5
	24015	2001.3
	25516	1864.0
	27017	1726.8
	28518	1589.6
	30019	1452.3
	31520	1315.1
	33021	1177.9
	34522	1040.6
	36023	903.4
	37524	766.2
	39025	628.9
	40526	491.7
	42027	354.5
	43528	217.2
Qob	45029	80.0
	45045	78.5
	45061	77.0
	45077	75.4
	45094	73.9
	45110	72.3
	45126	70.6
	45142	69.0
	45159	67.2
	45175	65.5
	45191	63.7
	45207	61.9
	45223	60.0
	45240	58.1
	45256	56.1
	45272	54.0
	45288	51.9
	45304	49.7
	45321	47.4
	45337	45.1
	45353	42.6
	45369	40.0
	45385	37.3
	45402	34.3
	45418	31.2
	45434	27.9
	45450	24.2
	45466	20.0
	45483	15.2
	45499	9.1
Qomax	45515	0.0

IPR COMPUESTO

	Qt BLS/DIA	PWF PSIA
	0.0	4197.0
	4690.5	3785.3
	7035.8	3579.5
	9381.0	3373.6
	11726	3167.8
	14072	2961.9
	16417	2756.1
	18762	2550.2
	21107	2344.4
	23453	2138.5
	25798	1932.7
	28143	1726.8
	30488	1521.0
	32834	1315.1
	35179	1109.3
	37524	903.4
	39869	697.6
	42215	491.7
	44560	285.9
Qbt	46905	80.0
	46930	77.8
	46956	75.4
	46981	73.1
	47006	70.6
	47032	68.1
	47057	65.5
	47082	62.9
	47108	60.1
	47133	57.2
	47158	54.2
	47184	51.0
	47209	47.7
	47234	44.1
	47260	40.4
	47285	36.3
	47310	31.8
	47335	26.7
	47361	20.8
	47386	13.4
	47411	1.4
	47412	1.4
	47412	1.3
	47412	1.2
	47412	1.1
	47412	1.1
	47413	1.0
	47413	0.9
	47413	0.9
	47413	0.8
	47413	0.7
	47413	0.6
	47414	0.6
	47414	0.5
	47414	0.4
	47414	0.4
	47414	0.3
	47415	0.2
	47415	0.1
	47415	0.1
Qtmax	47415	0.0

INFORMACION GENERAL

COMPANIA:	ESPOL
POZO:	C
FORMACION:	H INFERIOR
PARA:	CARLOS ORTIZ
FECHA:	10/29/08

DATOS DE PRUEBA

BFPD:	4899		GRAVEDAD GAS:	1.756	ADIMENSIONAL
BPPD:	4703		G.O.R :	14.9	STD CU FT/RB
PWF:	3767	PSIA	TEMP. FORM :	226	° F
BSW:	0.040	FRACCION	TEMP.SEPARADOR:	110	° F
API:	26.3		PRES.SEPARADOR:	90	PSIA
PR:	4197	PSIA			

RESULTADOS

CURVA IPR VOGUEL			CURVA IPR COMPUESTO					
I.P. :	10.937		I.P.:	11.393		STB/DIA/PSIA		
Qob:	45029	BLS/DIA	Qbt:	46905	BLS/DIA	@ Pb	80	PSIA
Qomax:	45515	BLS/DIA	Qtmax:	47415	BLS/DIA	@ Pwf	0	PSIA

PB CALCULADO CON CORRELACION DE STANDING

Fig. 4.18. IPR DE ARENA H INFERIOR EN POZO C, Realizado por Carlos Ortiz.

b) Pozo C, Arena T Inferior. Los datos de presiones (Pwf, Pr) y tazas (Qf, BSW) son tomados del BÙP realizado a la arena T Inferior del pozo D, pozo vecino al Pozo C, es la más reciente prueba de BÙP realizada a la arena T Inferior en los pozos vecinos.

Sertecpet Cía. Ltda.	REPORTE DEL IPR	CODIGO OP.75.RE.06 FECHA:2003/11/12 REV:02

	IPR VOGUEL Qo BLS/DIA	IPR VOGUEL PWF PSIA		IPR COMPUESTO Qt BLS/DIA	IPR COMPUESTO PWF PSIA
	0.0	2258.0		0.0	2258.0
	29.6	2194.8		51.7	2163.2
	44.4	2163.2		77.5	2115.8
	59.2	2131.6		103.3	2068.4
	74.0	2100.0		129.1	2021.0
	88.8	2068.4		155.0	1973.6
	103.6	2036.8		180.8	1926.2
	118.5	2005.2		206.6	1878.8
	133.3	1973.6		232.4	1831.4
	148.1	1942.0		258.3	1784.0
	162.9	1910.4		284.1	1736.6
	177.7	1878.8		309.9	1689.2
	192.5	1847.2		335.7	1641.8
	207.3	1815.6		361.6	1594.4
	222.1	1784.0		387.4	1547.0
	236.9	1752.4		413.2	1499.6
	251.7	1720.8		439.0	1452.2
	266.5	1689.2		464.9	1404.8
	281.3	1657.6		490.7	1357.4
	296.1	1626.0	Qbt	516.5	1310.0
	310.9	1594.4		536.3	1273.2
	325.7	1562.8		556.2	1235.6
	340.5	1531.2		576.0	1197.1
	355.4	1499.6		595.8	1157.6
	370.2	1468.0		615.6	1117.0
	385.0	1436.4		635.5	1075.2
	399.8	1404.8		655.3	1032.1
	414.6	1373.2		675.1	987.6
	429.4	1341.6		694.9	941.4
Qob	444.2	1310.0		714.8	893.4
	455.6	1285.5		734.6	843.1
	466.9	1260.7		754.4	790.4
	478.3	1235.3		774.2	734.7
	489.7	1209.5		794.1	675.4
	501.0	1183.3		813.9	611.5
	512.4	1156.4		833.7	541.7
	523.8	1129.1		853.5	463.7
	535.1	1101.1		873.4	373.4
	546.5	1072.5		893.2	260.7
	557.9	1043.3		913.0	81.5
	569.2	1013.3		913.3	77.4
	580.6	982.5		913.6	73.4
	592.0	950.9		913.9	69.3
	603.3	918.3		914.2	65.2
	614.7	884.8		914.5	61.1
	626.1	850.1		914.8	57.1
	637.4	814.2		915.1	53.0
	648.8	776.9		915.4	48.9
	660.2	738.1		915.7	44.8
	671.5	697.6		916.0	40.8
	682.9	655.0		916.3	36.7
	694.3	610.1		916.6	32.6
	705.6	562.4		916.8	28.5
	717.0	511.4		917.1	24.5
	728.4	456.2		917.4	20.4
	739.7	395.6		917.7	16.3
	751.1	327.5		918.0	12.2
	762.5	248.3		918.3	8.2
	773.8	149.8		918.6	4.1
Qomax	785.2	0.0	Qtmax	918.9	0.0

INFORMACION GENERAL

COMPANIA:	ESPOL
POZO:	D
FORMACION:	T INFERIOR
PARA:	CARLOS ORTIZ
FECHA:	10/29/08

DATOS DE PRUEBA

BFPD:	480		GRAVEDAD GAS:	1.252	ADIMENSIONAL
BPPD:	413		G.O.R :	325.6	STD CU FT/RB
PWF:	1377	PSIA	TEMP. FORM :	228	° F
BSW:	0.140	FRACCION	TEMP.SEPARADOR:	110	° F
API:	28.0		PRES.SEPARADOR:	90	PSIA
PR:	2258	PSIA			

RESULTADOS

CURVA IPR VOGUEL			CURVA IPR COMPUESTO					
I.P. :	0.469		I.P.:	0.545	STB/DIA/PSIA			
Qob:	444	BLS/DIA	Qbt:	517	BLS/DIA	@ Pb	1310	PSIA
Qomax:	785	BLS/DIA	Qtmax:	919	BLS/DIA	@ Pwf	0	PSIA

PB CALCULADO CON CORRELACION DE STANDING

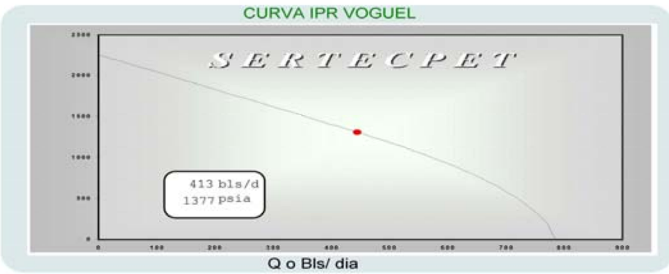


Fig. 4.19. IPR DE ARENA T INFERIOR EN POZO D, Realizado por Carlos Ortiz.

4.3.1.2 Selección de bomba

Usando las ecuaciones de de caída de presión para flujo monofásico mostradas en la sección 4.2.1.2 determinamos la presión en la locación.

CAIDA DE PRESION EN LINEAS DE INYECCION		
OD Líneas de Alta presión	**Longitud (pie)**	**Δ P (psi)**
6	15114	42
4	6560	52
**3	11152	155
TOTAL	32826	249

Tabla 4.13. CAIDA DE PRESIÓN EN LINEAS DE INYECCIÓN DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

**Sección de tubería que debe ampliarse al Sistema Power Oil.

	DISTANCIA AL POZO (pie)	PRESION SALIDA DE LA ESTACION (psi)	DELTA P (psi)	PRESION EN LOCACION -Presión Operación- (psi)
POZO C	32826	3850	249	3601

Tabla. 4.14. PRESIÓN EN LOCACIÓN DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

Al igual que para el Pozo A aquí los cálculos de caída de presión solo analiza la caída de presión por fricción. El valor de la presión en la locación equivale a la presión de operación en el Software Claw.

a) Pozo C, Arena T Inferior.

Los valores de BFPD deseada y BSW se obtienen del registro de Buil Up del pozo D.

SERTECPET Cia Ltda	**SELECCION DE LA BOMBA JET CLAW ®**	**CODIGO OP.75.RE.04** **FECHA:2003:02:05** **REV:01**

(OP.75.RE.04:)

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	C
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**06/02/08 10:07:10 AM**	**Arena:**	**T INFERIOR**

DATOS DEL POZO

DATOS MECANICOS		DATOS DE RESERVORIO		DATOS DE DISEÑO	
ID DE TUBERIA (PLG):	2.259	PRESION ESTATICA (PSI):	2332	PRODUCCION BRUTA (BFPD) :	480
OD DE TUBERIA (PLG):	2.875	API FLUIDO PRODUCIDO :	28.0	PRESION DE OPERACION (PSI) :	3600
ID REVESTIMIENTO (PLG):	7.400	GOR (PCPB) :	326	PRESION DE ENTRADA (PSI) :	1377
PROF. DE TUBERIA (PIES) :	10035	BSW (%) DECIMAL:	0.140	FLUIDO MOTRIZ USADO:	PETROLEO
PRESION CABEZA (PSI) :	70	TEMPERATURA DE FONDO (°F) :	228	API FLUIDO MOTRIZ:	28.0
		TEMPERATURA SUPERFICIE (°F) :	110	PROFUNDIDAD BOMBA (PIES) :	9851
VIA DE INYECCION :	TUBERIA	GRAVEDAD ESP. DEL GAS:	1.252	LONGITUD DE TUBERIA (PIES)	400
VIA DE RETORNO :	ANULAR	GRAVEDAD ESP. DEL AGUA :	1.200		

RESULTADOS

TIPO BOMBA	AREA NOZZLE	AREA GARGANTA	INYEC. BIPD.	PROD. BFPD	PRESION ENTRADA	PRESION TRIPLEX	PRESION DESCARGA	RANGO CAVIT.	RETORNO BFPD	EFICIENCIA BOMBA	POTENCIA HP
9 H	0.0148	0.0376	1505	480	1386	3600	3586	764	1985	31	101
10 I	0.0175	0.0447	1794	480	1201	3600	3624	832	2274	30	120
9 I	0.0148	0.0447	1499	480	1453	3600	3585	1032	1979	29	101
10 H	0.0175	0.0376	1785	480	1286	3600	3623	642	2265	28	120
10 G	0.0175	0.0311	1730	480	1796	3600	3615	536	2210	21	116
10 J	0.0175	0.0526	1781	480	1332	3600	3622	1146	2261	28	119
8 I	0.0122	0.0447	1166	480	2370	3600	3908	1522	1646	28	78
8 K	0.0122	0.0654	1122	480	2905	3600	3910	2820	1602	20	75
11 K	0.0239	0.0654	2457	480	1035	3600	3682	1151	2937	26	165

LA MEJOR GEOMETRIA CON OPTIMAS CONDICIONES ES 10I

ELABORADO : CARLOS ORTIZ

APROBADO: : MARIO MUSO

GRACIAS POR PREFERIRNOS Y USAR NUESTROS SERVICIOS ©

Tabla. 4.15. SELECCIÓN DE BOMBA JET CLAW PARA ARENA T INFERIOR. Realizado por Carlos Ortiz.

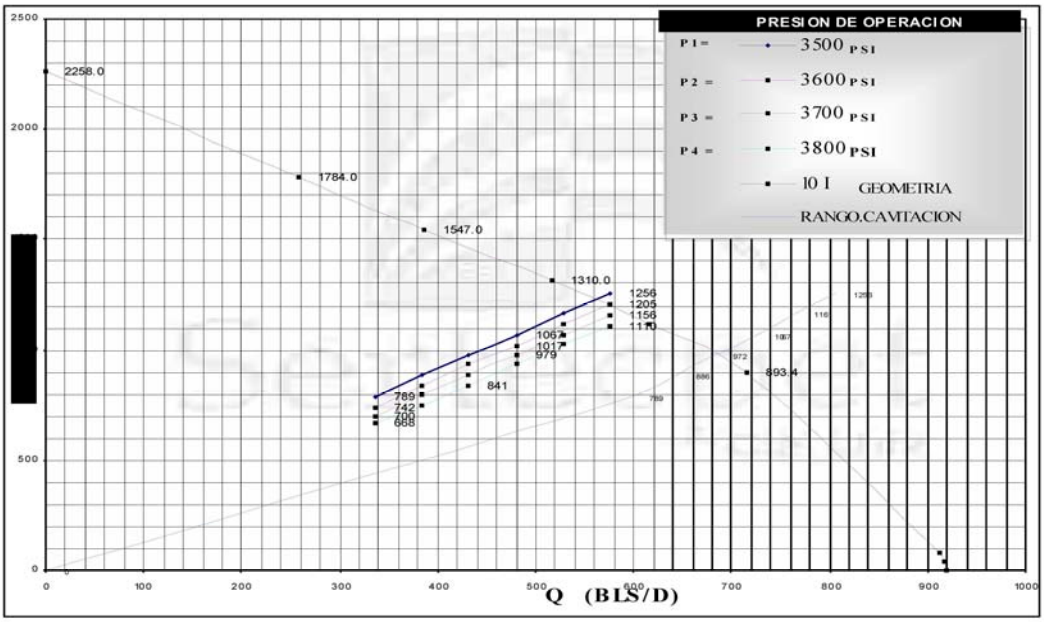
Se escoge la geometría 10I debido a que tiene una presión de entrada (1201psi) menor a la equivalente del IPR a la taza deseada de 480BFPD la cual es 1377psi, esto brindara el suficiente drawdown para así obtener un buen flujo de fluidos desde el reservorio, al comparar la geometría 10I con la 10H que también posee una baja presión de entrada se tiene que ambas geometrías necesitan similares taza de inyección; sin embargo, la geometría 10I posee un mayor rango de cavitación lo que incentiva su elección. La geometría 11K también requiere de una baja presión de entrada pero por contrario necesita una mayor taza de inyección que las geometrías antes mencionadas.

4.3.1.3 Análisis nodal

Se realiza el análisis nodal para escoger la mejor geometría de la bomba Jet y así poder optimizar la producción del pozo. Se presenta la grafica de la bomba escogida, 10I.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	**C**	
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**		
Fecha :	**06/02/08 10:09:44 AM**	**Arena:**	**T INFERIOR**	



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1809	336	789	3500	3686	597	27	118
1797	384	886		3663	644	28	117
1786	432	972		3642	683	29	117
1774	480	1067		3621	726	30	116
1762	528	1161		3601	766	30	115
1750	576	1256		3581	805	31	114
1829	336	742	3600	3687	573	28	123
1817	384	837		3666	620	29	122
1805	432	932		3644	665	29	121
1794	480	1017		3624	704	30	120
1783	528	1111		3604	745	30	120
1771	576	1205		3584	784	31	119
1847	336	700	3700	3689	551	28	127
1836	384	792		3668	598	29	127
1825	432	885		3647	643	29	126
1813	480	979		3626	687	30	125
1802	528	1063		3606	724	30	124
1791	576	1156		3587	764	31	124
1865	336	668	3800	3691	534	28	132
1855	384	751		3669	577	29	131
1844	432	841		3649	622	30	131
1832	480	933		3628	666	30	130
1821	528	1026		3608	708	30	129
1810	576	1110		3590	744	31	128

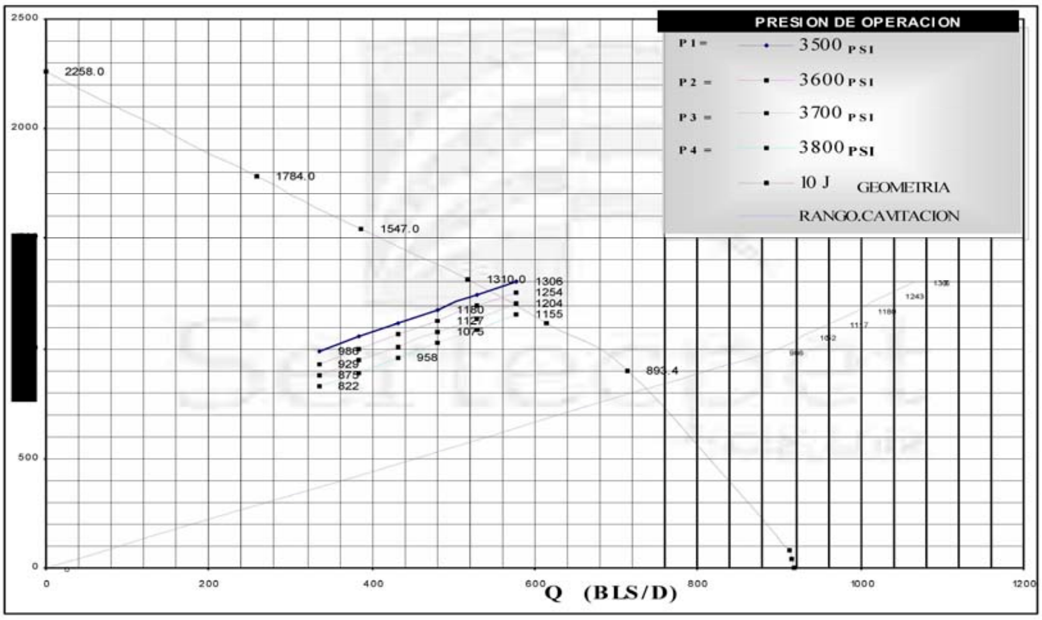
06/02/08 10:09:45 AM — **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig. 4.20. ANÁLISIS NODAL CON BOMBA 10I EN ARENA T INFERIOR. Por Carlos Ortiz.

Luego se analiza el comportamiento de la completación si se coloca una bomba con la geometría 10J la cual es otra de las geometrías de interés.

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

Representante:	**CARLOS ORTIZ**	**Pozo:**	**C**
Empresa:	**ESPOL**	**Numero**	
Fecha :	**06/02/08 10:10:42 AM**	**Arena:**	**T INFERIOR**



INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1784	336	986	3500	3683	890	23	116
1776	384	1052		3661	928	25	116
1768	432	1117		3640	964	26	115
1760	480	1180		3619	999	28	115
1752	528	1243		3599	1033	29	114
1743	576	1306		3580	1065	30	114
1805	336	929	3600	3685	857	23	121
1797	384	996		3663	896	25	121
1789	432	1062		3642	934	27	120
1781	480	1127		3622	970	28	119
1772	528	1191		3602	1005	29	119
1764	576	1254		3583	1038	30	118
1826	336	875	3700	3687	823	24	126
1818	384	943		3665	864	25	125
1809	432	1009		3645	904	27	125
1801	480	1075		3624	941	28	124
1793	528	1139		3605	977	29	124
1785	576	1204		3586	1011	30	123
1846	336	822	3800	3689	791	24	131
1838	384	891		3667	834	26	130
1829	432	958		3647	874	27	130
1821	480	1024		3627	912	28	129
1813	528	1090		3607	949	29	128
1805	576	1155		3589	985	30	128

06/02/08 10:10:42 AM **Sertecpet Calidad en Servicios. Ver 3.01**

Fig. 4.21. ANÁLISIS NODAL COM BOMBA 11K EN ARENA H SUPERIOR. Por Carlos Ortiz.

Se encuentra que la geometría 10I produce más fluidos del pozo que la 10J, a la misma presión de operación de 3600psi corta la curda IPR mas a la derecha, esto provoca en el yacimiento un mayor drawdown por lo que aporta una mayor cantidad de fluidos. Debido a esto se mantiene la primera opción de bomba.

POZO C								
ARENA	BOMBA	INYECCIÓN (BFPD)	PRODUCCIÓN (BFPD)	RETORNO (BFPD)	PRESIÓN OPERACIÓN (psi)	PRESIÓN DE DESCARGA (psi)	RANGO CAVITACIÓN (BPPD)	EFICIENCIA %
*H SUPERIOR		--------	3274	--------	--------	--------	--------	--------
T INFERIOR	10I	1771	576	2347	3600	3584	784	31
TOTAL		1771	3850					

Tabla 4.16. VALORES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DUAL CON BOMBEO HIDRÁULICO DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

** Produce a flujo natural.*

Luego de realizar los respectivos análisis Nodal encontramos que 576 BPPD es la posible capacidad de flujo de la arena T inferior, entonces recordemos que la venta de petróleo con esta tasa representa el ingreso del proyecto.

4.3.2 Completación mecánica

Así para el Pozo C tenemos las siguientes especificaciones de la tubería de revestimiento a la profundidad de las arenas productoras (zona más angosta del pozo):

4.3.2.1 Análisis Casing-Tubing.

ESPECIFICACIONES DEL CASING									
Tamaño (pulg)	**OD (pulg)**	**Peso (lbm/ft)**	**Grado**	**ID (pulg)**	**Área Efectiva ID (pulg^2)**	**Collapse Resist. (psi)**	**Pipe Body Yield (lbm)**	**Pipe Body Internal Yield (psi)**	**Drift (pulg)**
9 5/8	9.625	47	K-55	8.681	59.19	5090	1289000	8150	8.525

Tabla 4.17. ESPECIFICACIONES DE CASING DE 9 5/8". Realizado por Carlos Ortiz.

Para la completación del Pozo C se analizará la colocación de dos sartas de 3 1/2″ u otra combinación, una de 3 1/2″ con otra de 2 7/8″, se verificara si espacialmente caben en el casing de 9 5/8″ y si se acoplan con las medidas de los demás componentes de la completación dual.

ESPECIFICACIONES DEL TUBING										
Tamaño (pulg)	**OD (pulg)**	**Peso (lbm/ft)**	**Grado**	**ID (pulg)**	**Área Efectiva ID (pulg^2)**	**Collapse Resist. (psi)**	**Pipe Body Yield (lbm)**	**Pipe Body Internal Yield (psi)**	**Drift (pulg)**	**Joint Type**
3 1/2	3.5	9.3	N-80	2.992	7.031	10540	207200	10160	2.864	EUE
2 7/8	2875	8 2/3	N-80	2259	40079	15300	15000	198700	2165	EUE

Tabla 4.18. ESPECIFICACIONES DE TUBING DE 2 7/8″ y 3 1/2″. Realizado por Carlos Ortiz.

Configuración de la Tubería de Revestimiento con dos tuberías de producción.

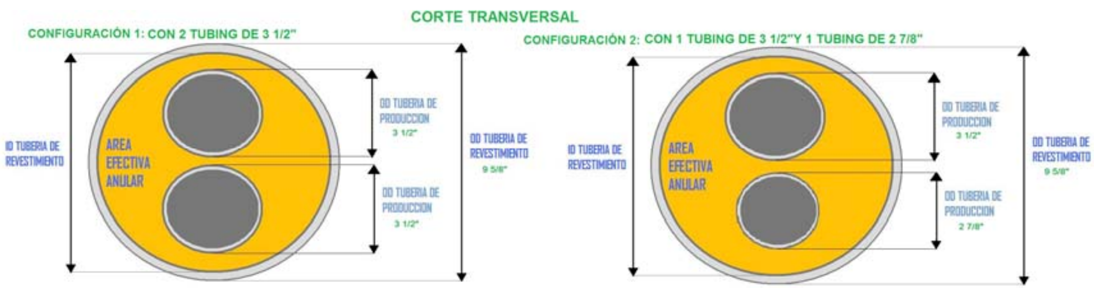


Fig. 4.22. SECCIÓN TRANSVERSAL EN COMPLETACION DUAL PARALELA POZO C. Se observan dos posibles configuraciones de tuberías. Realizado por Carlos Ortiz.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS SARTAS DE PRODUCCION DE 3 1/2” PARA COMPLETACION DOBLE													
CASING							TUBING						
Tamaño (pulg)	OD (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Drift (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	Tamaño (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	OD (pulg)	Área Efectiva OD (pulg^2)
9 5/8	9.625	47	K-55	8.681	8.525	59.187	3.5	9.3	N-80	2.992	7.031	3.5	9.621
							3.5	9.3	N-80	2.992	7.031	3.5	9.621
AREA EFECTIVA ID CASING						59.187	TOTAL AREA EFECTIVA OD (tubing + tubing)						19.242
AREA EFECTIVA ANULAR Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva OD (Tubing + Tubing) (pulg^2)													39.945
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													7.131

Tabla 4.19. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE TUBING DEL POZO C, CONFIGURACIÓN 1. Realizado por Carlos Ortiz.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS SARTAS DE PRODUCCION DE 3 1/2”y 2 7/8” PARA COMPLETACION DOBLE													
CASING							TUBING						
Tamaño (pulg)	OD (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Drift (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	Tamaño (pulg)	Peso (lbm/ft)	Grado	ID (pulg)	Área Efectiva ID (pulg^2)	OD (pulg)	Área Efectiva OD (pulg^2)
9 5/8	9.625	47	K-55	8.681	8.525	59.19	3.5	9.3	N-80	2.992	7.03	3.5	9.62
							2 7/8	8.7	N-80	2.259	4	2.875	6.49
AREA EFECTIVA ID CASING						59.187	TOTAL AREA EFECTIVA OD						16.11
AREA EFECTIVA ANULAR Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva OD (Tubing + Tubing) (pulg^2)													43.076
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													7.4

Tabla 4.20. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE TUBING DEL POZO C, CONFIGURACIÓN 2. Realizado por Carlos Ortiz.

Para el siguiente análisis se toma en cuenta las características de las juntas de unión, y se utilizarán las uniones de OD mínimo disponible. En la siguiente tabla se presentan 2 valores para el OD del coupling: OD normal y especial.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS COUPLING DE TUBING 3 1/2"EN LA COMPLETACION DUAL													
CASING							COUPLING						
Tamaño pulg	OD pulg	Peso lbm/ft	Grado	ID pulg	Drift pulg	Área Efectiva ID pulg^2	Tamaño pulg	Peso lbm/ft	Grado	OD Normal pulg	Área Efectiva OD Normal pulg^2	OD Especial pulg	Área Efectiva OD Especial pulg^2
9 5/8	9,625	47	K-55	8,681	8,525	59,187	3,5	9,3	N-80	4,5	15,904	4,18	13,723
							3,5	9,3	N-80	4,5	15,904	4,18	13,723
							TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING ESPECIAL						27,446
AREA EFECTIVA ID CASING						59,18737	TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING NORMAL						31,808
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING NORMAL) Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Normal (pulg^2)													27,379
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													5,904
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING ESPECIAL) Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Especial (pulg^2)													31,741
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													6,357

Tabla 4.21. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE COUPLINGS DEL POZO C.CONFIGURACIÓN 1. Realizado por Carlos Ortiz

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS COUPLING PARA TUBING DE 3 1/3"Y 2 7/8"EN LA COMPLETACION DUAL													
CASING							COUPLING						
Tamaño pulg	OD pulg	Peso lbm/ft	Grado	ID pulg	Drift pulg	Área Efectiva ID pulg^2	Tamaño pulg	Peso lbm/ft	Grado	OD Normal pulg	Área Efectiva OD Normal pulg^2	OD Especial pulg	Área Efectiva OD Especial pulg^2
9 5/8	9,625	47	K-55	8,681	8,525	59,187	3 1/2	9,3	N-80	4,5	15,904	4,18	13,723
							2 7/8	**8,7**	N-80	3,668	10,567	3,46	9,402
							TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING ESPECIAL						23,125
AREA EFECTIVA ID CASING						59.187	TOTAL AREA EFECTIVA COUPLING NORMAL						26,471
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING NORMAL) Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Normal (pulg^2)													32,716
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													6,454
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING ESPECIAL) Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Especial (pulg^2)													36,062
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													6,776

Tabla 4.22. CÁLCULO DEL DIÁMETRO EFECTIVO EN SECCIÓN DE COUPLINGS DEL POZO C.CONFIGURACIÓN 2. Realizado por Carlos Ortiz

Considerando el sistema de levantamiento artificial hidráulico, para producir el pozo mediante el sistema de completaciones dobles en un casing de 9 5/8" también es necesario considerar el cálculo de áreas y diámetros de las camisas deslizables, dentro de las cuales irán asentadas las bombas hidráulicas tipo jet.

CAMISA DESLIZABLE TIPO L W/JET PUMP 3 1/2" x 2.812				
NOMINAL	ID (pulg)	AREA ID (pulg)	OD (pulg)	AREA OD (pulg)
3 1/2"	2,812	6,210	4,5	15,904

Tabla 4.23. ESPECIFICACIONES DE CAMISA TIPO L DE 3 1/2". PARA BOMBEO HDRÁULICO .Realizado por Carlos Ortiz.

CAMISA DESLIZABLE TIPO L W/JET PUMP 3 1/2" x 2.812				
NOMINAL	ID (pulg)	AREA ID (pulg)	OD (pulg)	AREA OD (pulg)
2 7/8"	2,312	4,19821981	3,41	9,13268067

Tabla 4.24. ESPECIFICACIONES DE CAMISA TIPO L DE 2 7/8". PARA BOMBEO HDRÁULICO .Realizado por Carlos Ortiz.

4.3.2.2 Cálculo del espacio disponible para correr un arreglo de completación doble.

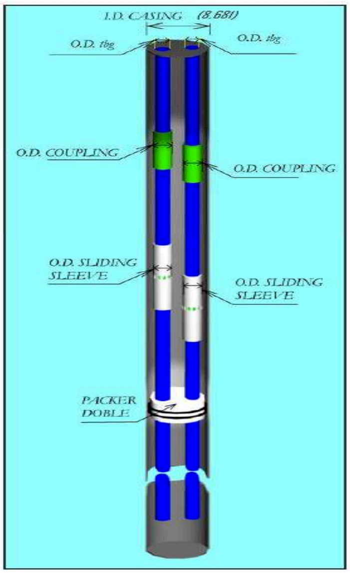


Fig. 4.23. COMPLETACIÓN DUAL PARALELA BASICA EN CASING DE 9 5/8". Cortesía de SERTECPET. Editado por Carlos Ortiz.

CONFIGURACIÓN 1					
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 TUBING DE 3 1/2”					
CASING		TUBING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
9 5/8"	8,681	3 1/2"	3,5	7	1,681
		3 1/2"	3,5		
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 COUPLING NORMAL DE 3 1/2”					
CASING		TUBING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
9 5/8"	8,681	3 1/2"	4,5	9	-0,319
		3 1/2"	4,5		
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 COUPLING ESPECIAL DE 3 1/2”					
CASING		TUBING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
9 5/8"	8.681	3 1/2"	4.18	8,36	0,321
		3 1/2"	4,18		
ESPACIO ENTRE CASING - TUBING 3 1/2" – CAMISA					
CASING		COUPLING/ CAMISA			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
9 5/8"	8,681"	3 1/2"	4,5 (Camisa)	8"	0,681"
		3 1/2"	3,5 (Tubing)		

Tabla 4.25. ESPACIOS DEL ANULAR EN COMPLETACION DUAL PARALELA DEL POZO C, CONFIGURACIÓN 1. Realizado por Carlos Ortiz.

De la Tabla 60 se deduce que utilizar dos sartas de 3 1/2” dentro del casing del pozo C (Casing de 9 5/8”) no es aplicable debido al diminuto espacio que se tendría en el anular, podemos observar que la tener dos sartas de 3 1/2” sus coupling normales dentro del pozo producirían un atascamiento (espacio anular es de −0,319), por otro lado colocar sartas con un coupling especial o reducido no resuelve el caso ya que el espacio anular en aún diminuto (0.321”). Considerando que el Pozo C es desviado y que en la operación de completación una sarta se desplazara junto a la otra ya asentada, se encuentra que el uso de dos sartas de 3 1/2” para la completación dual paralela no es aplicable en este pozo ya que corre peligro de atascamiento.

CONFIGURACIÓN 2					
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 TUBING DE 3 1/2” Y 2 7/8”					
CASING		**TUBING**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID (pulg)**	**NOMINAL**	**OD (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
9 5/8"	8,681	3 1/2”	3,5		
		2 7/8”	2,875	6,375	2,306
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 COUPLING NORMAL DE 3 1/2” Y 2 7/8”					
CASING		**COUPLING**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID (pulg)**	**NOMINAL**	**OD (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
9 5/8"	8,681	3 1/2"	4,5		
		2 7/8"	3,668	8,168	0,513
ESPACIO ENTRE CASING Y 2 COUPLING ESPECIAL DE 3 1/2” Y 2 7/8”					
CASING		**COUPLING**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID (pulg)**	**NOMINAL**	**OD (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
9 5/8"	8,681	3 1/2"	4.18		
		2 7/8"	3,46	7,64	1,041
ESPACIO ENTRE CASING - TUBING 2 7/8" – CAMISA					
CASING		**COUPLING/ CAMISA**			**ANULAR**
NOMINAL	**ID (pulg)**	**NOMINAL**	**OD Camisa (pulg)**	**OD Total (pulg)**	**ID Casing - OD Total (pulg)**
9 5/8"	8,681"	3 1/2"	4,5 (Camisa)		
		2 7/8"	2,87 (Tubing)	7,375"	1,306"

Tabla 4.26. ESPACIOS DEL ANULAR EN COMPLETACIÓN DUAL PARALELA DEL POZO C, CONFIGURACIÓN 2. Realizado por Carlos Ortiz.

Se observa que en la combinación entre sartas de 3 1/2″ y 2 7/8″ existe mayor luz, esta sarta brindaría mayores facilidades en las operaciones de completación sin comprometer la producción de la arena T inferior. Además se aprecia que el uso de coupling especiales brinda mayor espacio anular. Por lo mencionado anteriormente se concluye que el uso de una sarta de 2 7/8″ y otra de 3 1/2″ con coupling especiales es mas lo conveniente para la completación del Pozo C. Se usara un tubo corto en la sarta principal, sobre el packer dual, para evitar la ubicación de una camisa y coupling a la misma profundidad en la completación definitiva.

4.3.2.3 Completación Dual

Conociendo la configuración de las sartas a utilizar procedemos a seleccionar los packer y cabezales apropiados.

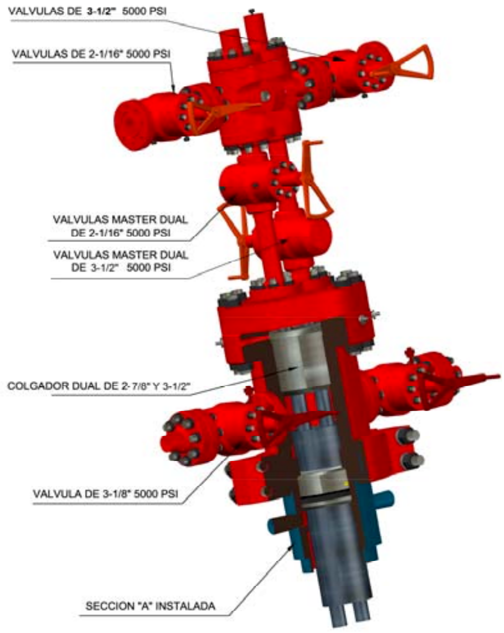


Fig. 4.24. CABEZAL DUAL PARA POZO C.

Fig. 4.25. PACKERS PARA POZO C. 1.- Packer Dual para sartas paralelas 2.- Packer Simple.

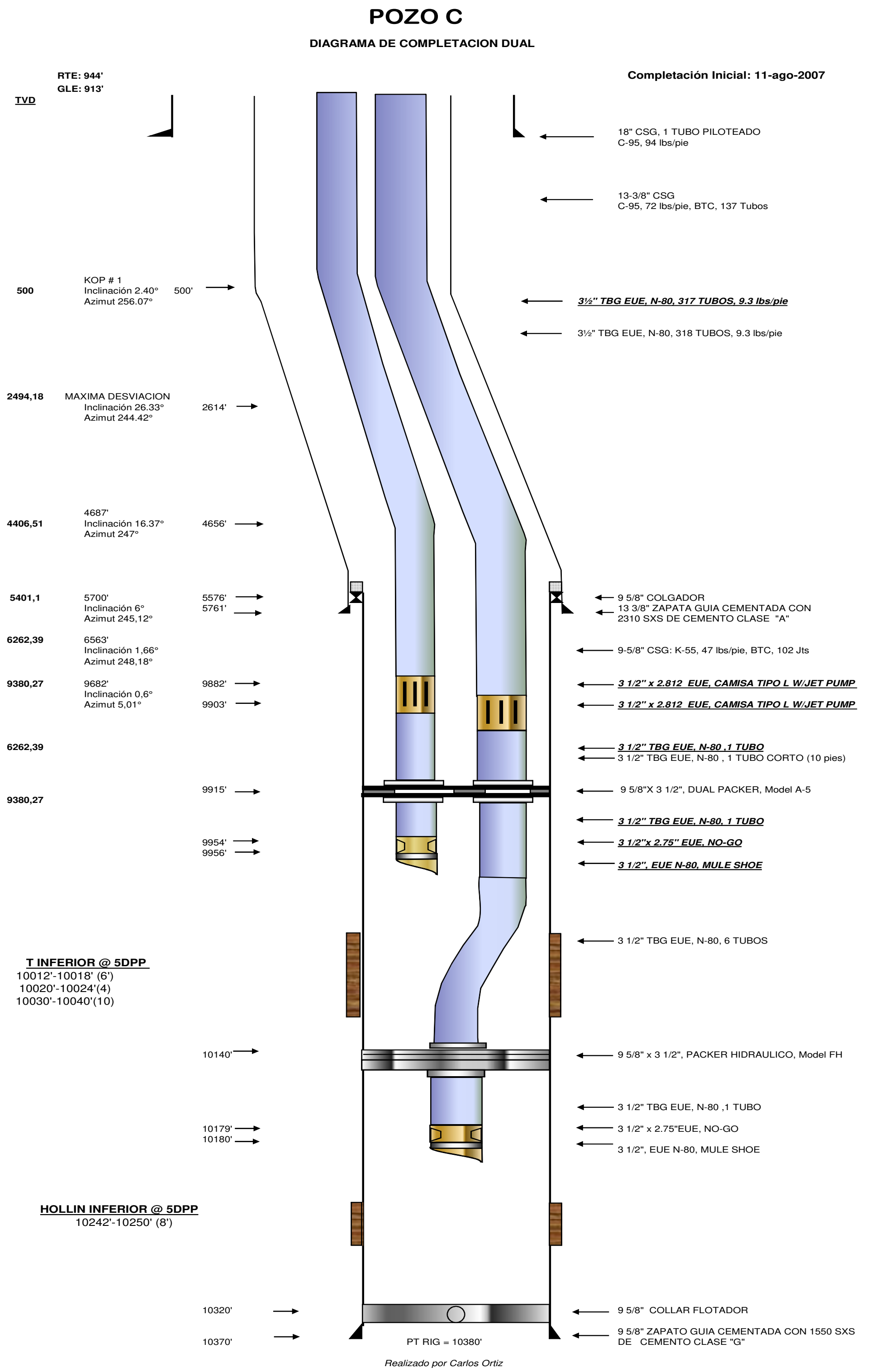


Fig.4.26. DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DUAL DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

4.3.3 Equipo de superficie.

En superficie se cuenta con el siguiente tendido de tuberías de alta presión, alimentadas con fluido motriz desde la Estación N1.

LINEA DE ALTA PRESION		
	Diámetro (pulg)	Longitud (pie)
	6	15.114
Pozo C	4	6.560
	*3	11.152
	TOTAL	32.826

Tabla 4.27. LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN PARA EL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

*Línea de alta presión de 3", 11152 pies, que debe ampliarse para alimentar de fluido motriz el sistema del Pozo C.

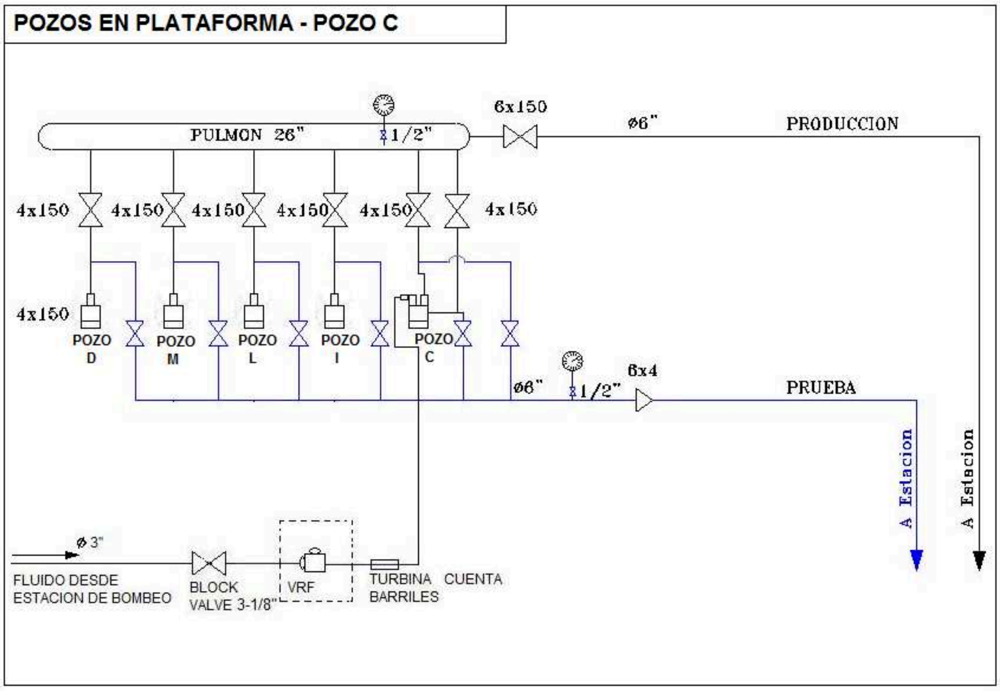


Fig. 4.27. LOCACIÓN DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

4.4 Trabajos de completación.

Los pozos serán completados con un taladro de Reacondicionamientos por lo que es necesario tener en cuenta las limitaciones del equipo como la capacidad de tensión y presurización ó el suministro de todos los equipos adicionales para la Completación dual del pozo como por ejemplo:

- Disponibilidad de espacio y soportes para tubería.
- Bombas del taladro con capacidad para presurizar, monitorear y registrar presiones.
- Equipo de suabeo.
- Unidad de filtración.
- Unidad de "Slick Line" ó guaya fina.
- Calibración de instrumentos de medición: manómetros, indicadores de peso, etc.
- Equipo de manejo para las tuberías a ser corridas (llaves hidráulicas, cuñas, elevadores, etc.)
- Capacidad de maniobra de la tubería en dobles.
- Certificación de equipos.
- BOP y rams de tubería para cada uno de los diámetros, etc.

Técnicas de Completación:

En este punto se plantea el uso de una completación lo más sencilla posible de manera de minimizar los tiempos de operación, así como tener elementos redundantes que sirvan de "back up" para solucionar posibles problemas que pudieran surgir durante la corrida y vida productiva del pozo. Ambos pozos el Pozo A y el Pozo C tienen características similares por lo que las técnicas y componentes de la completación son similares para ambas completaciones.

- En este sentido se bajaran tubing que se acomodan espacialmente al área interior disponible por el casing.
- Las sartas estarán compuestas por componentes como el No-Go que servirá de asentamiento para herramientas destinadas a realizar trabajos en el pozo, tales como: standing valve para pruebas de tubería o sensores de presión para registros de presión (Pruebas Build'Up).
- Las sartas estarán compuesta también de camisas tipo L, aquí se asentaran las bombas Jet Claw, estas permiten la comunicación entre el tubing y el espacio anular.
- Se plantea el uso de Empacaduras Hidráulica Recuperables para el aislamiento entre las arenas de los pozos. Estas empacaduras se asientan solo con bombeo de fluido, no necesitan giros ni elevar la tubería, esto facilitara la operación de completación.
- Sobre la arena más superficial en los pozos se asentara un packer dual para sartas paralelas, este packer dual es un obturador sella el espacio anular entre el interior del casing y las dos sartas.
- En la sarta más corta que es destinada a la producción del reservorio más superficial tendrá una unidad sellante que conectara esta sarta con el Packer dual.

- Mule Shoe o Pata de Mula, este niple va colocado al final de las sartas para facilitar la corrida de ellas dentro del pozo, el mule shoe tiene un mecanismo mecánico que permite el avance de la sarta dentro del pozo en caso de atascamiento, además el mule shoe facilita el ingreso a la misma de herramientas que realizan trabajos a la profundidad de las arenas fuera de la sarta.

Corrida de completación:

Las operaciones de completación de los pozos Pozo A y Pozo C serán similares. Llamaremos sarta primaria a la sarta de mayor longitud, esta sarta está compuesta principalmente por los dos packers, el Hidráulico Simple para aislar las dos zonas y el Packer Hidráulico Dual que se asentara sobre la arena más superficial, esta sarta se bajara primero, también posee una camisa para la bomba del reservorio más profundo, esta camisa va colocada sobre el packer dual, la camisa baja cerrada.

- Se controla el pozo y se retira la completación actual.
- Se baja BHA de prueba con cañones para disparar las zonas a expandir producción.
- Se evalúan las zonas y se controla el pozo, luego e arma y baja sarta principal.
- Al llegar a la profundidad establecida se correlaciona la profundidad, esto es a 9.761 pies para el Pozo A y 10.181 pies para el Pozo C. Además se asegura tener la sarta libre, esto se

hace corriendo la sarta 10ft arriba y abajo del punto de asentamiento, ahora en el punto de asentamiento se procede asentar el packer.

- Se asientan los packer de abajo hacia arriba; es decir se empezara asentando el Packer Hidráulico Simple, para lo cual se usaran 4 pines de asentamiento de 300 psi de ruptura c/u; es consecuencia, se asentara al aplicar una presión de 1.200psi por el tubing, logrando que el sistema de asentamiento del packer trabaje, esto es accionando las cuñas y comprimiendo los cauchos.
- Luego se asentara el packer dual, estará seteado para asentar con 1.800psi (600psi más que el packer simple), se utilizaran 6 pines de 300psi de ruptura cada uno.
- Posteriormente se prueba el asentamiento del Packer Dual aplicando 700psi al espacio anular por 15 minutos.
- Luego se baja la sarta secundaria compuesta por la camisa de la arena superior y el No-Go, esta sarta tiene en su punta la unidad de sello del packer dual (Snap-Latch Seal Niple), esta sarta se conecta al packer ya asentado y se aplican 5.000# de peso con tubería para el asentamiento del sello.
- Se asientan las sartas en el Cabezal Dual, se instala la sección C del cabezal y se ensamblan las tuberías de inyección y producción al cabezal.
- Se prueba las líneas de inyección y retorno por 6 horas.
- Se deja en operación el pozo.

CAPITULO V

COMPARATIVOS ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON COMPLETACIÓN DUAL

COMPARATIVOS ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON COMPLETACION DUAL

5.1 Comparación con el sistema dual electro sumergible.

Una de las principales ventajas de las completaciones Duales Hidráulicas con respecto a las Duales Eléctricas son los costos iniciales de implantación de los equipos.

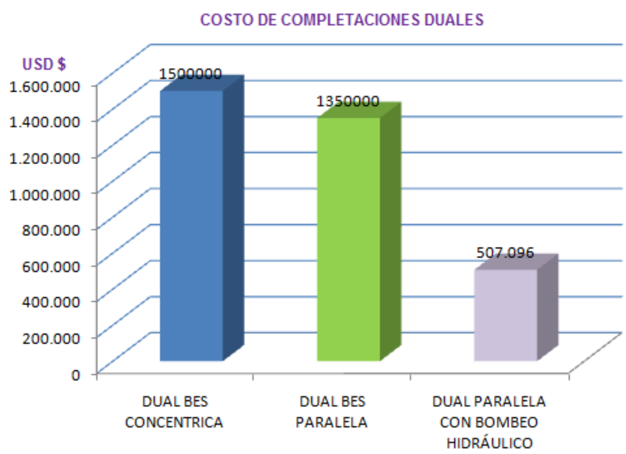


Fig. 5.1. COSTOS IMPLANTACION DEL COMPLETACIONES DUALES. Realizado por C. Ortiz.

El Sistema de Completaciones Duales Hidráulicas está entre el 66% y el 63% más económico que las Completaciones Eléctricas Concéntricas y Paralelas respectivamente.

Los costos de bombas Jet comparadas con una bomba Eléctrica Sumergible son mucho menores, este es otro beneficio de utilizar las completaciones duales con bombeo hidráulico.

Fig. 5.2 COSTO DE BOMBAS BES Y JET, Realizado por Carlos Ortiz.

Otra ventaja de la completación Dual frente a la Eléctrica son los bajos costos que se presentaría en el escenario de tener problemas con las bombas; mientras que en el Sistema Eléctrico cambiar una bomba requiere de una torre de Reacondicionamiento, las bombas Jet Claw pueden ser retiradas del pozo simplemente con circulación inversa, es decir con inyección de fluido motriz por el anular, ahorrando tiempo, gastos y trabajos de logística.

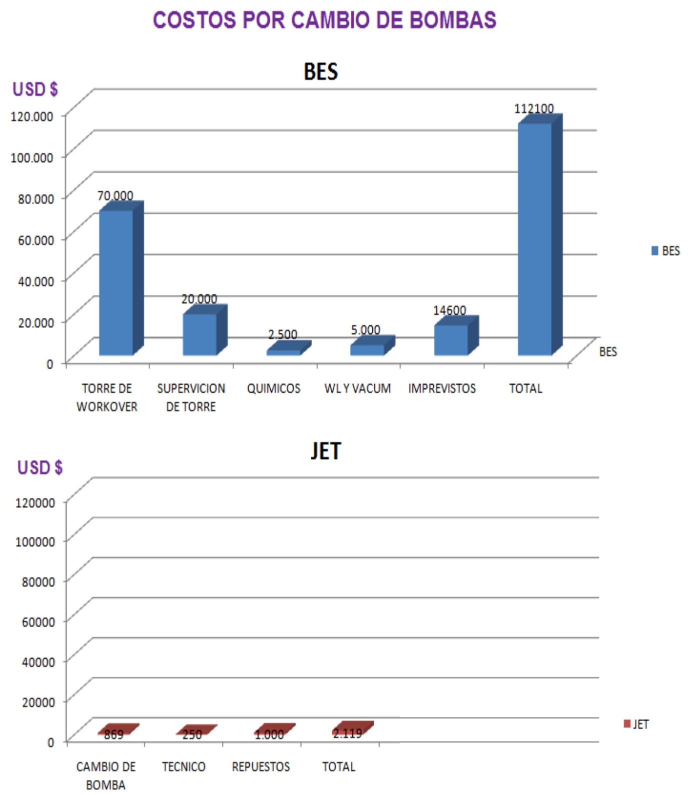


Fig. 5.3. GASTOS POR CAMBIO DE BOMBA. Se analiza un cambio de bomba BES de 10 días. Realizado por Carlos Ortiz

El cambio de una bomba Jet se realiza en pocas horas; mientras que un cambio de bomba eléctrica requiere de al menos 10 días de trabajos con torre, esto significa perdidas de dinero por parar la producción.

Desventajas:

Este sistema tiene sus desventajas.

- Para realizar la prueba de una arena en la Completación Dual con el Sistema Hidráulico diseñado aquella arena que no está puesta en prueba debe parar su producción. Debido a que en la prueba las producciones de las dos arenas no se deben mezclar en el espacio anular.

- Cuando se necesite retirar una bomba de la completación, la otra arena debe para su producción debido a que para retirar la bomba se debe inyectar fluido motriz por el anular.
- El sistema al requerir fluido motriz y por ende de líneas de inyección de alta presión es susceptible a suspensiones de su producción debido a problemas en las líneas de inyección.
- Las tasas de producción del sistema dual son menores que las que el Sistema Eléctrico podría lograr, debido a que altas tasa de producción requieren de altos volúmenes de inyección de fluido motriz el cual no siempre está disponible.
- La completación Dual Hidráulica requiere de un buen estado de la tubería de revestimiento lo que no lo hace aplicable para pozos con una larga vida productiva ya que estos suelen tener problemas de casing.

5.2 Comparación con sistemas híbridos.

Un sistema híbrido es un sistema que utiliza dos ó más sistemas diferentes de producción de pozos.

5.2.1 Dual flujo natural – electro sumergible.

Un sistema dual con bombas hidráulicas puede elevar el potencial de aportación de la arena que produce a flujo natural y mantener la cantidad de producción de la arena que utiliza el levantamiento artificial con Bomba Eléctrica Sumergible comparándola con la completación dual e híbrida a flujo natural - electro sumergible. La completación Dual Hidráulica es aun más económica que un sistema dual híbrido Natural-Electro Sumergible, obsérvese en Fig. 5.4. Sin embargo la completación a Flujo natural- Electro Sumergible es más recomendada si se tienen problemas con el casing.

5.2.2 Dual flujo natural - hidráulico.

La completación Dual Hidráulica requiere levemente de una inversión mayor a la híbrida Flujo Natural-Hidráulico, además de tasas mayores de inyección de fluido motriz; sin embargo la completación Dual Hidráulico-Hidráulico puede elevar el potencial de producción de la arena que produce a flujo natural.

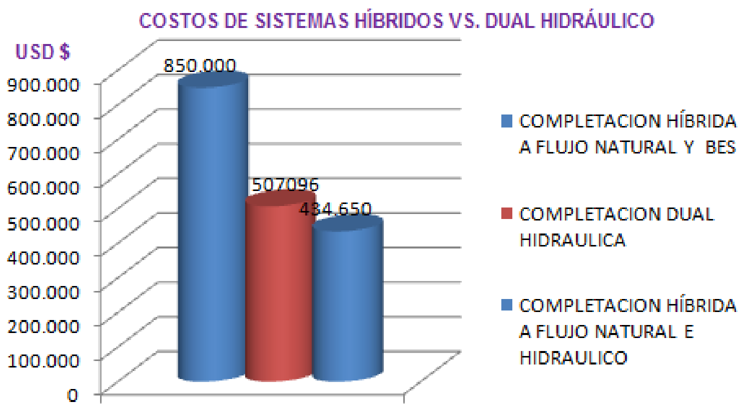


Fig. 5.4. COSTOS DE COMPLETACIONES HÍBRIDAS VS. DUAL HIDRÁULICA. Por C. Ortiz

5.3 Ventajas del sistema de completación dual con bombeo hidráulico.

- Mayor volumen de producción a través de la terminación simultanea de dos reservorios de manera independiente.
- Control de producción para cada zona.
- Si un reservorio completado falla, el otro reservorio con equipo Hidráulico puede continuar en funcionamiento.
- La instalación del equipo hidráulico es estándar.
- Las dos tuberías de producción son probadas en el momento de la instalación.
- Este es un sistema que puede ser utilizado en pozos de baja producción.
- Optimización del potencial del pozo.

CAPITULO VI

ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONÓMICO

Debemos mencionar que este análisis solo trata de ilustrar un método sencillo para evaluar económicamente un proyecto, el proyecto no es real y no se consideran muchos factores que en un análisis complejo se analizan. Con este escenario supondremos que este proyecto lo realizara una compañía operadora con un contrato de participación el cual vencerá en dos años, es este contrato se establece que la compañía tendrá un 40% y el estado el 60% de la participación en la producción del bloque operado por la compañía, esto determinara el periodo del flujo de caja (2 años) y los ingresos del proyecto (40% de los ingresos por la venta de la producción).

Así se realizara un análisis Costo-Beneficio para los proyectos de completación dual paralela con bombeo hidráulico en los pozos A y C, conoceremos la rentabilidad de los proyectos utilizando los indicadores económicos valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) obtenidos del análisis de inversiones, ingresos y egresos del proyecto, ya que debemos justificar el uso de una completación doble evaluando económicamente el proyecto para determinar si es viable o no, y cuál será el beneficio económico que genera el mismo.

Se realiza el análisis de costos por la compra e instalación de los equipos lo que constituye la inversión del proyecto, así también se analizan los costos de su mantenimiento por el periodo del flujo de caja lo que corresponde a los egresos. Luego se realiza una proyección de producción, considerando el incremento del potencial de los pozos al empezar a producir de una nueva arena gracias a la completación dual, este incremento constituye el ingreso del proyecto para cada pozo, con estos flujos de caja calcularemos el tiempo de recobro de la inversión y los indicadores económicos del proyecto.

Indicadores económicos para evaluación de proyectos.

Valor Actual Neto (VAN): Conocido también como Valor Presente Neto VPN, es el valor actual de los flujos de caja netos menos la inversión inicial, es influido generalmente por los costos de instalación y operación, la tasa de interés y los precios de venta.

$$VAN = -I + \sum_{i=1}^{N} \frac{Q_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

VAN: Valor actual neto, USD $.

I: Monto de inversión inicial, USD $.

Q: Flujo de caja neto, USD $.

N: Numero de periodos del flujo de caja, adimensional.

r: Tasa de interés, decimal.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero. Esta tasa trata de considerar un número en particular que resuma los meritos de un proyecto, dicho número no depende de la tasa de interés que rige el mercado de capitales, por eso se llama tasa interna de rentabilidad, el número es interno o inherente al proyecto y no depende de nada excepto de los flujos de caja del proyecto.

$$VAN = 0 = -I + \sum_{i=1}^{N} \frac{Q_i}{(1+TIR)^i}$$

Donde:

VAN: Valor actual neto, USD $.

I: Monto de inversión inicial, USD $.

Q: Flujo de caja neto, USD $.

N: Numero de periodos del flujo de caja, adimensional.

TIR: Tasa de interna de retorno, decimal.

La TIR es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto, se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando el valor actual neto (VAN) es mayor que cero ó cuando la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización. La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

Conociendo que el precio del barril de referencia para Ecuador es el West Texas Intermediate (WTI), y a cuyo valor se carga un descuento de alrededor del $13 al crudo oriente por su calidad. Se toma como 70 dólares el precio internacional referencial para el barril WTI alcanzado en el mes de Oct-08; es decir $57 por barril del crudo oriente; sin embargo ya que el precio del barril tiende a la baja se realiza también se realiza un breve análisis para precios por barril WTI de 60 y 50 dólares.

Fig. 6.1. HISTORIAL DEL PRESION DEL CRUDO WTI. Fuente Pag. Web. de Schlumberger www.slb.com (19-Oct-08): A. Detalles del precio del último mes. B. Detalles del precio últimos trimestre. C. Detalles del precio último año. D. Detalles del precio últimos tres años.

6.2 Costo-Beneficio Pozo A.

Para la realización del análisis Costo-Beneficio primero tabulamos los costos por inversión del nuevo sistema, esto es compra e instalación de los equipos, así tenemos los siguientes gastos:

6.2.1 Inversión, Gastos e Ingresos del Proyecto.

La implantación de la completación dual paralela para un sistema de bombeo hidráulico requiere de muchas piezas y equipos, además de los trabajos necesarios para su ubicación dentro del pozo. Todos estos precios son detallados a continuación.

Inversión

EQUIPO DE FONDO				
DESCRIPCION	**CANTIDAD**	**UNIDAD**	**PRECIO UNITARIO (USD $)**	**PRECIO TOTAL (USD $)**
TUBING 2 3/8 EUE , N-80, 4,7 LB/PIE	19.034	pie	3,16	60.147,44
CAMISA TIPO L W/JET PUMP	2	unidad	3.265,18	6.530,36
PUB JOINT 2 3/8"EUE, N-80, 10 pies	2	unidad	31,6	63,2
DUAL PACKER , 7" 2 3/8"x2.68"	1	unidad	22.032	22.032
NO-GO 2 3/8" X 1,81"	2	unidad	600	22.032
MULE SHOE 2 3/8"	2	unidad	30	60
PACKER HIDRAULICO , 7" x 2 3/8", EUE	1	unidad	14.191	14.191
TOTAL				**104.224**

Tabla. 6.1. LISTA DE PRECIOS DE EQUIPO DE FONDO DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

BOMBAS			
DESCRIPCION	**CANTIDAD**	**PRECIO UNITARIO (USD $)**	**PRECIO TOTAL (USD $)**
BOMBA SERTECPET JET CLAW CONVENCIONAL PARA CAMISA 2 3/8" x 1,87"	2	9.450,84	18.901,68
TOTAL			**18.901,68**

Tabla. 6.2. LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS JET PARA EL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

EQUIPO EN SUPERFICIE				
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (USD $)	PRECIO TOTAL (USD $)
TUBERIA DE ALTA PRESION 3" Célula 160	2.952	pie	21,34	62.995,68
TENDIDO DE TUBERIA POR CONTRATISTA	2.952	pie	4	11.808
UNION EN T	1	unidad	60	60
BRIDA 3 1/8"X 120, 5000	4	unidad	84,27	337,08
VALVULA DE COMPUERTA 3 1/8"X 5000 (BLOCK VALVE), Ring 35	2	unidad	1589,71	3179,42
VRF	2	unidad	10.000	20.000
TURBINA CUENTA BARRILES	2	unidad	918	1.836
MC2	1	unidad	560	560
UNION UNIVERSAL	4	unidad	100	400
REDUCCION 3 1/8"x 2"	2	unidad	10,58	21,16
CONSTRUCCION CASETA	1	unidad	300	300
CABEZAL DUAL FMC	1	unidad	35.000	35.000
VALVULA DE COMPUERTA 4" (BLOCK VALVE)	1	unidad	1.876	1.876
				0
TOTAL				**138.373,34**

Tabla. 6.3. LISTA DE PRECIOS DE EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO A. realizado por Carlos Ortiz.

OPERACION DE COMPLETACION			
TRABAJOS	PRECIO (USD$ /DIA)	# DIAS	PRECIO TOTAL (USD$)
MOVILIZACION	---------	---------	5.000
TALADRO DE WORKOVER	7.000	20	140.000
SUPERVICION TALADRO	2.000	20	40.000
QUIMICOS	500	20	10.000
EVALUACION BH POR BOMBA JET (10DIAS)	800	10	8.000
EVALUACION BH UNIDAD MTU (10DIAS)	3.000	10	30.000
SUPERVICION BH (10DIAS)	500	10	5.000
VACUM	480	20	9.600
WIRE LINE	---------	---------	1.500
IMPREVISTOS	---------	---------	25.000
TOTAL			**274.100**

Tabla. 6.4. DETALLES DE PRECIOS EN TRABAJOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Los gastos de la operación de completación se tabulan para un trabajo de 20 días, dentro de este tiempo se tienen 10 días de evaluación de las arenas. En este tiempo se realiza el cambio de la actual completación e instalación del nuevo sistema dentro del pozo.

COSTOS POR IMPLANTACION DEL SISTEMA	
DESCRIPCION	**PRECIO (USD$)**
EQUIPO DE FONDO	104.224
BOMBAS	18.902
EQUIPO EN SUPERFICIE	138.373
OPERACION COMPLETACION	274.100
TOTAL	**535.599**

Tabla. 6.5. VALOR DE COMPLETACION DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Encontramos que el Sistema de completación Dual Hidráulico para el Pozo A requiere de $535.599 dólares de inversión. La completación Dual del Pozo A permitirá la producción de la arena U inferior; sin embargo con las técnicas usualmente aplicadas para elevar la producción del campo y producir las reservas de la arena U inferior en esta área del campo se perforaría un nuevo pozo y por ende se colocaría una nueva completación; sin embargo con la utilización de esta completación evitamos esos gastos.

COSTO NUEVO POZO	
DESCRIPCIÓN	**PRECIO (USD$)**
COSTO PERFORACIÓN POZO VERTICAL	1’500.000
COMPLETACIÓN	1’000.000
TOTAL	**2’500.000**

Tabla. 6.6. COSTO DE PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN. Realizado por Carlos Ortiz.

Poner en producción el yacimiento U Inferior perforando un nuevo pozo costaría $ 2’500.000, es decir casi cinco veces el valor de la Completación Dual paralela con Bombeo Hidráulico. Además de brindar un ahorro el utilizar una completación dual en lugar de perforar un nuevo pozo se evita los perjuicios inherentes a las perforaciones, como son: impactos ambientales por tala de árboles y ruidos generados cuando se adecuan las vías de acceso y la locación del pozo, además se evita la expansión de zonas invadidas por colonos y sus problemas afines.

Egresos por mantenimiento

GASTOS VARIABLES ANUALES			
Descripción	**Valor Unit. (USD$)**	**Cantidad Anual**	**Valor anual (USD$)**
Cambio de Bomba U Inferior	2.369	3	7.107
Cambio de Bomba H Superior	2.369	3	7.107
Imprevistos			2.132
TOTAL			**16.346**

Tabla. 6.7. GASTOS ANUALES VARIABLES DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

GASTOS FIJOS ANUALES			
Descripción	**Valor Unit. ($)**	**Cantidad Anual**	**Valor anual ($)**
Mantenimiento VRF y Turbina línea 1	350,00	4	$ 1.400
Mantenimiento VRF y Turbina línea 2	350,00	4	$ 1.400
Lubricación cabezal	250,00	2	$ 500
Costo de mantenimiento del Sistema Hidráulico por Barril	7,50	350596	$ 2.629.470
TOTAL			**$ 2.632.770**

Tabla. 6.8. GASTOS ANUALES FIJOS DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

INFLACION para año 1	10%
INFLACION para año 2	12%

Tabla. 6.9. VALORES DE INFLACIÓN. Realizado por Carlos Ortiz.

Debido a que el máximo valor de inflación en los últimos dos años es de 10.02% alcanzado en agosto/08 (Fuente Banco Central del Ecuador) se toma ese valor como valor de inflación para el primer año y 12% para el segundo año.

	Año 1	**Año 2**
GASTOS VARIABLES	$ 17.981	$ 20.138
GASTOS FIJOS	$ 2.896.047	$ 3.243.573
GASTOS TOTALES ANNUAL	$ 2.914.028	$ 3.263.711

Tabla. 6.10. GASTOS FIJOS Y VARIABLES DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Los valores de Gastos Variables y Fijos en el primer y segundo año están multiplicados por los valores de inflación correspondientes.

Debido a que los equipos de fondo y superficie suelen tener problemas luego de cinco años de empezar sus operaciones y suelen ser cambiados, se les realiza una depreciación simple.

DEPRECIACION					
Activo	**Valor Compra (USD$)**	**Vida Contable**	**Depreciación Anual (USD$)**	**Años depreciándose**	**Depreciación Acumulada (USD$)**
Equipo de Superficie para BH	138.373	5	27.675	2	55.349
Equipo de fondo	104.224	5	20.845	2	41.690
DEPRECIACIÓN ANUAL TOTAL			**48.519**		97.039

Tabla. 6.11. DEPRECIACIÓN DE EQUIPOS DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Ingresos

La predicción de las tasas de producción en los siguientes dos años de la arena Hollín Superior se realiza utilizando la función FORECAST de Excel la cual utiliza una regresión lineal. Por otro lado la predicción de las futuras tasas de la arena a ser perforada (U Inferior) se realiza aplicando la caída de producción estándar que tiene el Campo la cual es de 7% anual y un aumento del BSW en 0,1 % cada cuatro meses, recordemos que el 40% de la producción de la arena U Inferior representa el ingreso del proyecto.

Fecha	Prod Completacion Simple (BPPD)	Prod. Completacion Dual Hidraulica	Produccion Marginal Arena U			Ingresos por venta del crudo (USD$)		
			Diaria	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Ingresos Acumulado
23-dic-06	837							
08-ene-07	823							
20-feb-07	830							
18-mar-07	811							
05-abr-07	810							
24-may-07	825							
07-jun-07	820							
10-jul-07	831							
12-ago-07	816							
15-sep-07	816							
08-oct-07	821							
12-nov-07	821							
23-dic-07	810							
20-feb-08	789							
18-mar-08	789							
05-abr-08	794							
24-may-08	806							
07-jun-08	804							
10-jul-08	817							
12-ago-08	806							
15-sep-08	813							
08-oct-08	817							
nov-08	802	1815	1013	30386		1.732.025		1.732.025
dic-08	801	1802	1001	30032		1.711.818		3.443.843
ene-09	800	1795	995	29855		1.701.714		5.145.557
feb-09	800	1789	989	29677		1.691.611		6.837.168
mar-09	798	1780	982	29467		1.679.597		8.516.765
abr-09	797	1773	976	29290		1.669.505		10.186.269
may-09	796	1767	970	29113		1.659.413		11.845.682
jun-09	796	1760	965	28935		1.649.321		13.495.002
jul-09	795	1753	958	28726		1.637.364		15.132.366
ago-09	795	1746	952	28549		1.627.283		16.759.649
sep-09	794	1740	946	28372		1.617.203		18.376.852
oct-09	795	1735	940	28195	350596	1.607.122	19.983.974	19.983.974
nov-09	795	1728	933	27986		1.595.223		21.579.197
dic-09	795	1722	927	27810		1.585.154		23.164.351
ene-10	793	1715	921	27633		1.575.085		24.739.435
feb-10	791	1706	915	27456		1.565.016		26.304.451
mar-10	788	1697	908	27249		1.553.174		27.857.624
abr-10	787	1689	902	27072		1.543.116		29.400.740
may-10	786	1682	897	26896		1.533.058		30.933.799
jun-10	785	1675	890	26689		1.521.262		32.455.061
jul-10	784	1668	884	26513		1.511.216		33.966.277
ago-10	784	1662	878	26336		1.501.170		35.467.448
sep-10	784	1656	872	26160		1.491.124		36.958.572
oct-10	783	1648	865	25954	323754	1.479.385	18.453.983	38.437.957

Tabla. 6.12. FORECAST DE PRODUCCIÓN E INGRESOS DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

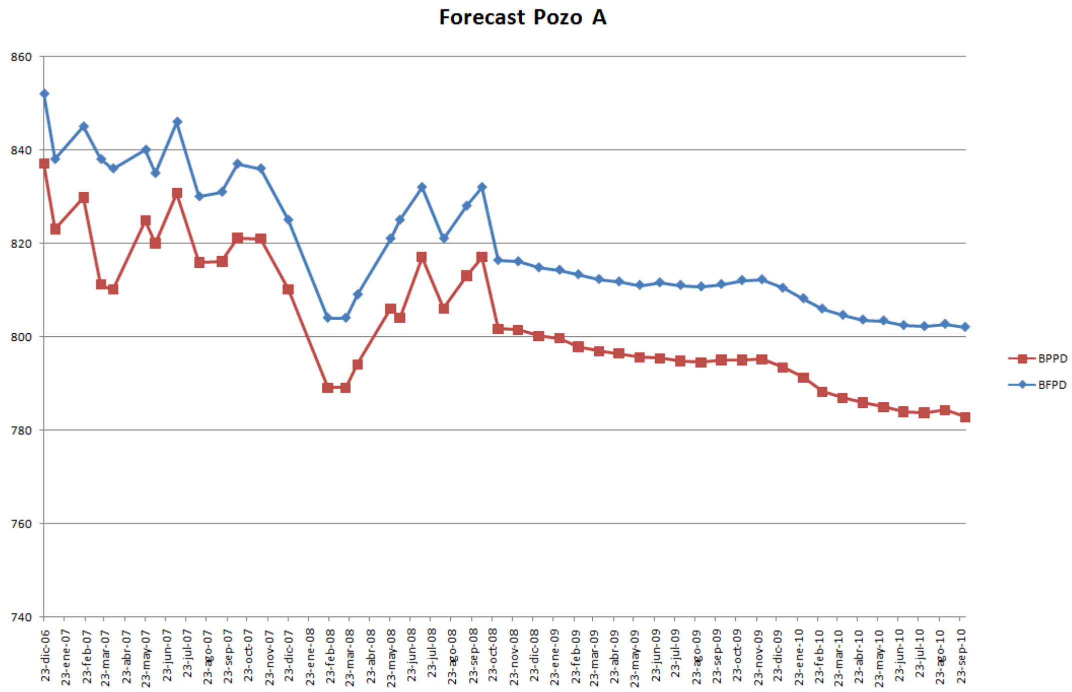


Fig. 6.2. FORECAST DEL POZO A SIN COMPLETACIÓN DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

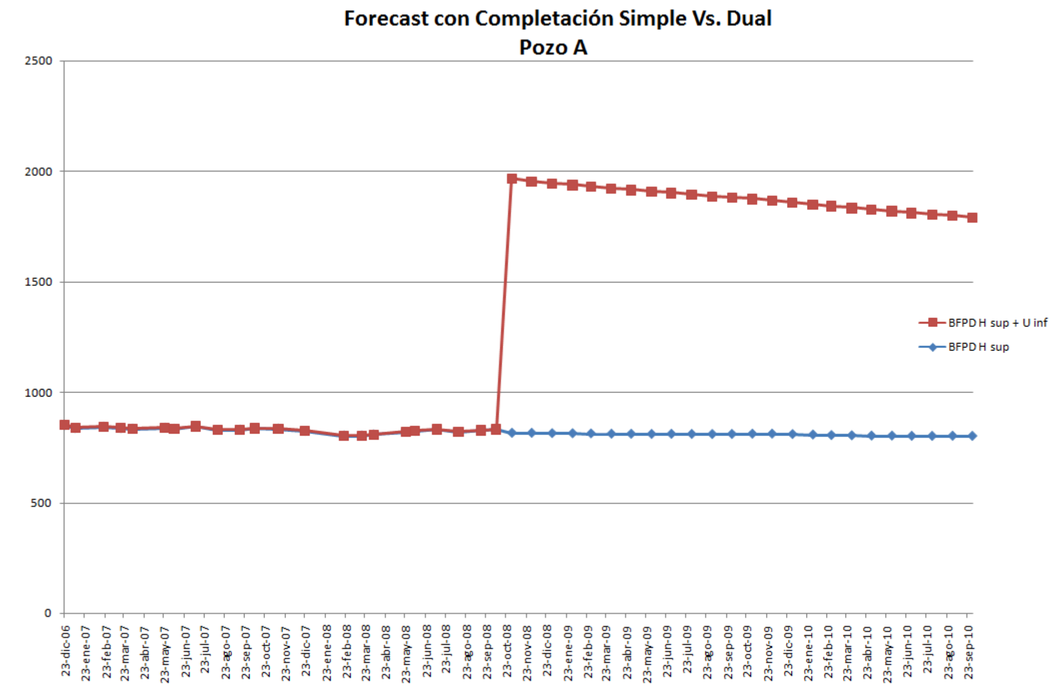


Fig. 6.3 FORECAST DEL POZO A CON COMPLETACIÓN SIMPLE VS DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

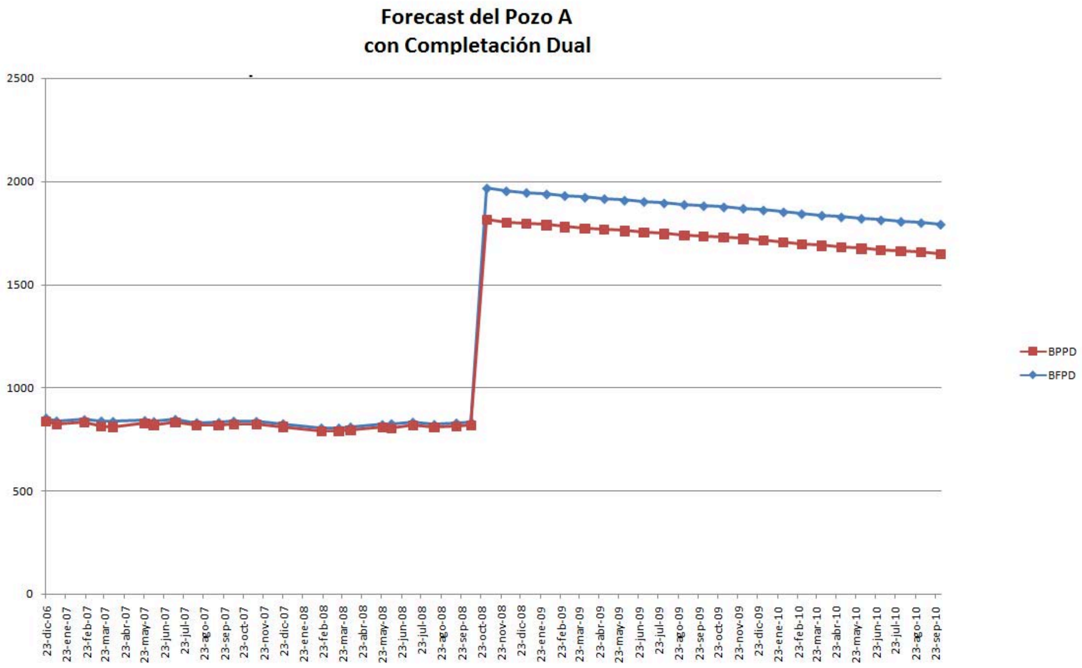


Fig. 6.4 FORECAST DEL POZO A CON COMPLETACIÓN DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

	Precio Por Barril (USD$)	Volumen vendido (Bbl)	Ingreso Venta (USD$)	Participación de Producción (%)	Participación Operadora Privada (40%) (USD$)
Año 1	57	350596	19.983.974	40	7.993.590
Año 2	57	323754	18.453.983	40	7.381.593

Tabla 6.13. INGRESOS POR PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

6.2.2 VAN y TIR

Conociendo los valores de inversión, egresos e ingresos del proyecto se desarrolla el flujo de caja del cual se obtienen los indicadores económicos VAN y TIR.

FLUJO DE CAJA			
$70/Bbl WTI = $57/ Petróleo Oriente Ecuatoriano			
	Año 0	**Año 1**	**Año 2**
INGRESOS			
Venta del crudo		$ 7.993.590	$ 7.381.593
EGRESOS			
Variables		$ 17.981	$ 20.138
Fijos		$ 2.896.047	$ 3.243.573
Depreciación		$ 48.519	$ 48.519
Total Egresos		$ 2.962.547	$ 3.312.231
Utilidad Operacional		$ 5.031.042	$ 4.069.362
Impuestos (15%) Trabajadores		$ 754.656	$ 610.404
Impuestos (25%)		$ 1.069.096	$ 864.740
Total Impuestos		$ 1.823.753	$ 1.475.144
Utilidad después/ Impuestos		$ 3.207.289	$ 2.594.219
INVERSION INICIAL	$ 535.599		
Flujo de Caja	**-$ 535.599**	**$ 3.207.289**	**$ 2.594.219**
TIR	**571**	**%**	
VAN	**$ 3.938.683**	**Con tasa desc. 20%**	

Tabla 6.14. FLUJO DE CAJA DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Para el cálculo de la TIR y del VAN_TIR se utiliza el software VanTir, este software es una aplicación del Excel, puede ser descargado gratuitamente desde la página www.excelavanzado.com. Conociendo que para Octubre del 2008 los precios del crudo tienden a la baja se extiende el análisis económico para valores del barril WTI de 60 y 50 dólares, manteniendo el mismo valor de 13 dólares de castigo por la calidad del crudo oriente.

PRECIO ($/Bbl WTI)	PRECIO CRUDO ORIENTE ($/Bbl)	VAN	TIR (%)	TIEMPO DE RECUPERAR INVERSION
70	57	$ 3.938.683	571	11
60	47	$ 2.434.708	372	13
50	37	$ 1.193.925	203	18

Tabla 6.15. PRECIO Bbl/WTI VS INDICADORES ECONÓMICO. Realizado por Carlos Ortiz.

6.3 Costo-beneficio Pozo C.

Para la realización del análisis Costo-Beneficio en el Pozo C primero tabulamos los costos de inversión del nuevo sistema, esto es compra e instalación de los equipos, así tenemos los siguientes gastos:

6.3.1 Inversión, Gastos e Ingresos del Proyecto

Inversión

EQUIPO DE FONDO				
DESCRIPCIÓN	**CANTIDAD**	**UNIDAD**	**PRECIO UNITARIO (USD$)**	**PRECIO TOTAL (USD$)**
TUBING 2 7/8" EUE , N-80, 8,7 LB/PIE	9920	pie	9,45	93744
TUBING 3 1/2" EUE N-80 9,3 LB/PIE	10106	pie	15,95	161190,7
CAMISA TIPO L W/JET PUMP 2 7/8" x 2.312	1	unidad	3561,29	3561,29
CAMISA TIPO L W/JET PUMP 3 1/2" x 2.812	1	unidad	4678,54	4678,54
PUB JOINT 3 1/2" EUE N-80 9,3 LB/PIE	1	unidad	159,5	159,5
DUAL PACKER , 9 5/8" x (3-1/2x3.25)	1	unidad	35263	35263
NO-GO 2 7/8" X 2.25"	1	unidad	700	700
MULE SHOE 2 7/8"	1	unidad	38	38
PACKER HIDRAULICO, 9 5/8" x 3 1/2"	1	unidad	28236	28236
NO-GO 3 1/2" x 2.75	1	unidad	800	800
MULE SHOE 3 1/2"	1	unidad	45	45
				0
TOTAL				**328416,03**

Tabla. 6.16. LISTA DE PRECIOS DE EQUIPO DE FONDO DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

BOMBAS			
DESCRIPCION	**CANTIDAD**	**PRECIO UNITARIO (USD$)**	**PRECIO TOTAL (USD$)**
BOMBA JET CONVENCIONAL PARA CAMISA 2 7/8" x 2.31"	1	9547,87	9547,87
BOMBA JET CONVENCIONAL PARA CAMISA 3 1/2" x 2.81"	1	10120	10120
TOTAL			**19667,87**

Tabla. 6.17. LISTA DE PRECIOS DE BOMBAS JET PARA EL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

EQUIPO EN SUPERFICIE				
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (USD$)	PRECIO TOTAL (USD$)
TUBERIA DE ALTA PRESION 3" Célula 160	11152	pie	21,34	237983,68
TENDIDO DE TUBERIA POR CONTRATISTA	11152	pie	4	44608
BRIDA 3 1/8"X 120, 5000	2	unidad	84,27	168,54
VALVULA DE COMPUERTA 3 1/8"X 5000 (BLOCK VALVE), Ring 35	1	unidad	1589,71	1589,71
VRF	1	unidad	10000	10000
TURBINA CUENTA BARRILES	1	unidad	918	918
MC2	1	unidad	560	560
UNION UNIVERSAL	2	unidad	100	200
CABEZAL DUAL FMC	1	unidad	50000	50000
VALVULA DE COMPUERTA 4" (BLOCK VALVE)	1	unidad	1876	1876
				0
TOTAL				**347903,93**

Tabla. 6.18. LISTA DE PRECIOS DE EQUIPO DE SUPERFICIE DEL POZO C. realizado por Carlos Ortiz.

OPERACION DE COMPLETACION			
TRABAJOS	PRECIO (USD$ /DIA)	# DIAS	PRECIO TOTAL USD$
MOVILIZACION	---------	---------	5000
TALADRO DE WORKOVER	7000	20	140000
SUPERVICION TALADRO	2000	20	40000
QUIMICOS	500	20	10000
EVALUACION BH POR BOMBA JET (10DIAS)	800	10	8000
EVALUACION BH UNIDAD MTU (10DIAS)	3000	10	30000
SUPERVICION BH (10DIAS)	500	10	5000
VACUM	480	20	9600
WIRE LINE	---------	---------	1500
IMPREVISTOS	---------	---------	25000
TOTAL			**274100**

Tabla. 6.19. DETALLES DE PRECIOS EN TRABAJOS DE COMPLETACIÓN DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

El tiempo de la operación de completación en el Pozo C al igual que en el Pozo A se estimaran de 20 días, dentro de este tiempo se tienen 10 días de evaluación de las arenas. En este tiempo se deberá realizar el cambio de la actual completación e instalación del nuevo sistema dentro del pozo.

COSTOS POR IMPLANTACION DEL SISTEMA	
DESCRIPCION	**PRECIO (USD$)**
EQUIPO DE FONDO	328.416,03
BOMBAS	19.667,87
EQUIPO EN SUPERFICIE	347.903,93
OPERACION COMPLETACION	274.100
TOTAL	**970.087,83**

Tabla. 6.20. VALOR DE COMPLETACION DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

Se observa que la Completación Dual Hidráulica para el Pozo C requiere de $970.087,83 dólares de inversión. Poner en producción la arena mencionada perforando un nuevo pozo de características podría costar $ 2’500.000 dólares; es decir, aplicar la completación dual implica un ahorro de $ 1’529.913 en la producción de la arena T Inferior.

Egresos por mantenimiento

GASTOS VARIABLES ANUALES			
Descripción	**Valor Unit. (USD$)**	**Cantidad Anual**	**Valor anual (USD$)**
Cambio de Bomba T Inferior	2.369	3	7.107
Limpieza de tubing y cabezal con HCL	1.500	4	6.000
Imprevistos			1.516
TOTAL			**14.623**

Tabla. 6.21. GASTOS VARIABLES ANUALES DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

GASTOS FIJOS ANUALES			
Descripción	**Valor Unit. ($)**	**Cantidad Anual**	**Valor Anual ($)**
Mantenimiento VRF y Turbina línea 1	350	4	$ 1.400
Lubricación cabezal	250	2	$ 500
Costo de mantenimiento del Sistema Hidráulico por Barril	7,5	199598,4	$ 1.496.988
TOTAL			$ 1.498.888

Tabla. 6.22. GASTOS FIJOS ANUALES DEL POZO A. Realizado por Carlos Ortiz.

Los gastos fijos y variables del año 1 y 2 han multiplicado por sus respectivos valores de inflación, observe tabla 6.9.

	Año 1	**Año 2**
GASTOS VARIABLES	$ 16.085	$ 16.378
GASTOS FIJOS	$ 1.648.777	$ 1.678.755
GASTOS TOTALES ANUAL	$ 1.664.862	$ 1.695.132

Tabla. 6.23. GASTOS FIJOS Y VARIABLES DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

DEPRECIACIÓN					
Activo	**Valor Compra (USD$)**	**Vida Contable**	**Depreciación Anual (USD$)**	**Años depreciándose**	**Depreciación Acumulada (USD$)**
Equipo de Superficie para BH	347.904	5	695.801	2	139162
Equipo de fondo	328.416	5	65.683	2	131366
DEPRECIACIÓN ANUAL TOTAL			135.264		270528

Tabla. 6.24. DEPRECIACIÓN DE EQUIPOS DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

Ingresos

Fecha	Prod. Completación Simple (BPPD)	Prod. Completación Dual Hidráulica (BPPD)	Producción marginal Arena T Inferior (Bbl)			Ingresos por venta del crudo (USD $)		
			Diaria	Mensual	Anual	Mensual	Anual	Ingresos Acumulado
16-ago-07	3218							
18-sep-07	4442							
28-oct-07	3661							
26-nov-07	2681							
29-dic-07	2137							
26-ene-08	1356							
15-feb-08	1483							
08-mar-08	1354							
25-abr-08	888							
15-may-08	780							
18-jun-08	623							
20-jul-08	655							
13-ago-08	824							
23-sep-08	812							
10-oct-08	655							
nov-08	706	1202	576	17280		$ 984.960		$ 984.960
dic-08	696	1185	569	17078		$ 973.469		$ 1.958.429
ene-09	685	1172	566	16978		$ 967.723		$ 2.926.152
feb-09	674	1158	563	16877		$ 961.978		$ 3.888.130
mar-09	663	1139	559	16776		$ 956.232		$ 4.844.362
abr-09	653	1125	556	16675		$ 950.486		$ 5.794.848
may-09	642	1112	552	16574		$ 944.741		$ 6.739.589
jun-09	631	1098	549	16474		$ 938.995		$ 7.678.584
jul-09	621	1079	546	16373		$ 933.250		$ 8.611.834
ago-09	610	1066	542	16272		$ 927.504		$ 9.539.338
sep-09	599	1052	539	16171		$ 921.758		$ 10.461.096
oct-09	603	1053	536	16070	199598,4	$ 916.013	**$ 11.377.109**	$ 11.377.109
nov-09	580	1022	532	15970		$ 910.267		$ 12.287.376
dic-09	556	995	529	15869		$ 904.522		$ 13.191.898
ene-10	544	980	526	15768		$ 898.776		$ 14.090.674
feb-10	531	964	522	15667		$ 893.030		$ 14.983.704
mar-10	528	954	519	15566		$ 887.285		$ 15.870.989
abr-10	517	940	516	15466		$ 881.539		$ 16.752.528
may-10	505	925	512	15365		$ 875.794		$ 17.628.322
jun-10	494	911	509	15264		$ 870.048		$ 18.498.370
jul-10	481	890	505	15163		$ 864.302		$ 19.362.672
ago-10	469	876	502	15062		$ 858.557		$ 20.221.229
sep-10	457	861	499	14962		$ 852.811		$ 21.074.040
oct-10	452	853	495	14861	184982,4	$ 847.066	**$ 10.543.997**	$ 21.921.106

Tabla. 6.25. FORECAST DE PRODUCCIÓN E INGRESOS DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

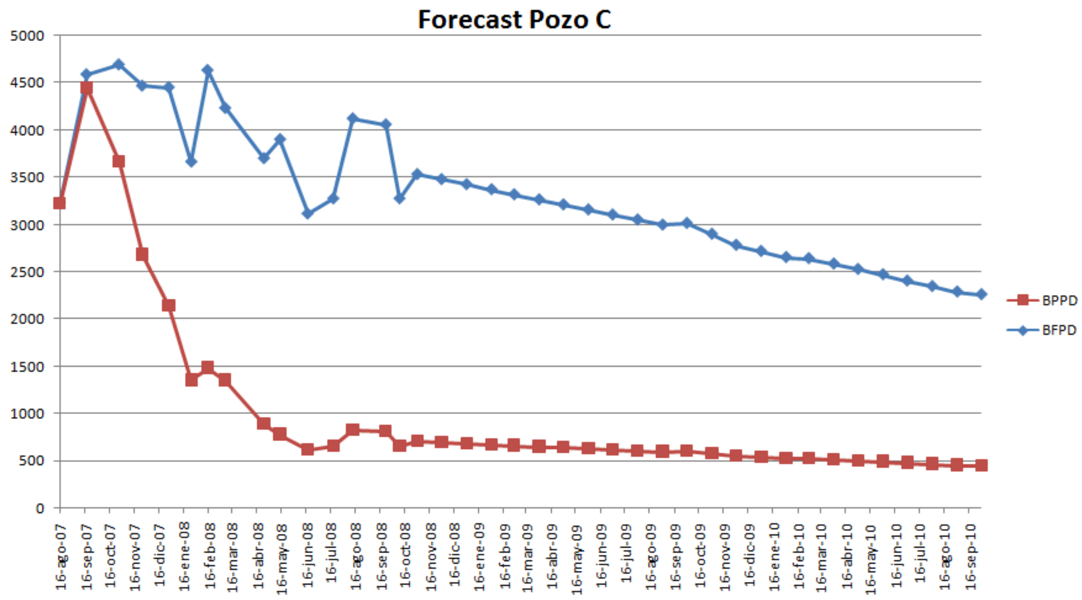


Fig. 6.5. FORECAST DEL POZO C SIN COMPLETACIÓN DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

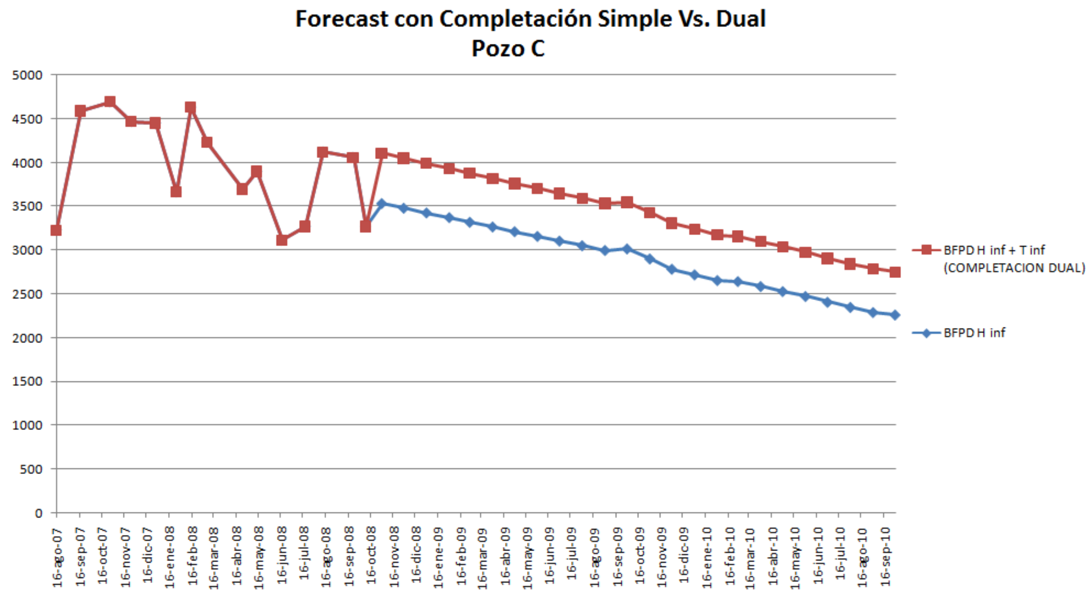


Fig. 6.6. FORECAST DEL POZO C CON COMPLETACIÓN SIMPLE VS DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

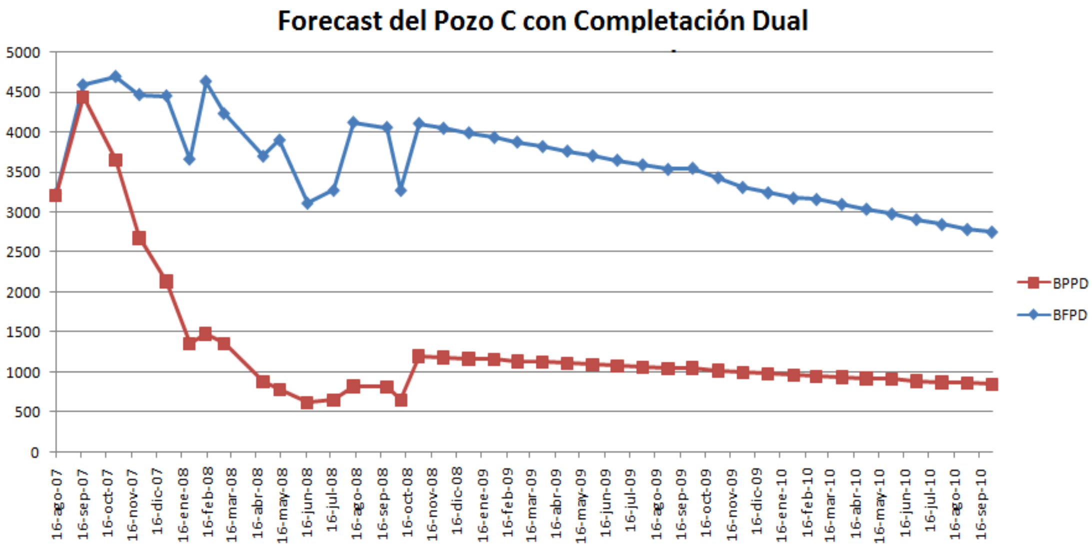


Fig. 6.7 FORECAST DEL POZO C CON COMPLETACIÓN DUAL. Realizado por Carlos Ortiz.

	Precio Por Barril (USD$)	Volumen vendido (Bbl)	Ingreso Venta (USD$)	Participación de Producción (%)	Participación Oper. Priv. (40%) (USD$)
Año 1	57	199598	11.377.109	40	4.550.844
Año 2	57	184982	10.543.997	40	4.217.599

Tabla 6.26. INGRESOS POR PARTICIPACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

6.3.2 VAN y TIR.

Conociendo los valores de inversión, egresos e ingresos del proyecto se desarrolla el flujo de caja del cual se obtienen los indicadores económicos VAN y TIR.

FLUJO DE CAJA			
$70/Bbl WTI =$57/ Petróleo Oriente Ecuatoriano			
	Año 0	**Año 1**	**Año 2**
INGRESOS			
Venta del crudo		$ 4.550.844	$ 4.217.599
EGRESOS			
Variables		$ 16.085	$ 16.378
Fijos		$ 1.648.777	$ 1.678.755
Depreciación		$ 135.264	$ 135.264
Total Egresos		$ 1.800.126	$ 1.830.396
Utilidad Operacional		$ 2.750.717	$ 2.387.202
Impuestos (15%) Trabajadores		$ 412.608	$ 358.080
Impuestos (25%)		$ 584.527	$ 507.281
Total Impuestos		$ 997.135	$ 865.361
Utilidad después/ Impuestos		$ 1.753.582	$ 1.521.842
Valor en Libros			
Inversión Inicial	$ 970.088		
Capital de Trabajo			
Flujo de Caja	**-$ 970.088**	**$ 1.753.582**	**$ 1.521.842**
TIR	**145**	**%**	
VAN	**$ 1.548.065**	**Con tasa desc. 20%**	

Tabla 6.27. FLUJO DE CAJA DEL POZO C. Realizado por Carlos Ortiz.

Al igual que para el Pozo A se extiende el análisis económico para valores del barril WTI de 60 y 50 dólares, manteniendo el mismo valor de 13 dólares de castigo por la calidad del crudo oriente, así se tiene.

PRECIO ($/Bbl WTI)	PRECIO CRUDO ORIENTE ($/Bbl)	VAN	TIR %	TIEMPO DE RECUPERAR INVERSION
70	57	$ 1.548.065	145	34 días
60	47	$ 692.438	78	43 días
50	37	$ 373.826	52	57 días

Tabla 6.28. PRECIO Bbl/WTI VS INDICADORES ECONÓMICO. Realizado por Carlos Ortiz.

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y

RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

1. El estudio petrográfico de las arenas es indispensable para realizar una correcta y acertada aplicación de la completación dual. Así encontramos que las arenas de interés que serán disparadas tienen espesores netos de pago de 14.5 y 27 pies en las arenas U Inferior y T Inferior de los pozos A y C respectivamente además tienen similares condiciones geológicas a las del los pozos que se encuentran en su alrededor y que son productores de estas arenas.

2. Los intervalos a disparar en la arena U inferior del pozo A son: (9438 – 9450) pies.

3. Los intervalos a disparar en la arena T inferior del pozo C son: (10010-10017) y (10020-10040) pies MD.

4. Debido al bajo BSW esperado en las arenas del pozo A no se considerara inyección de químicos antiescala o anticorrosivos al inicio de la producción del pozo A con la nueva completación.

5. Debido a la tendencia incrustante y los elevados valores de salinidad esperados en la producción de fluidos del Pozo C se considera la inyección de químicos antincrustante en este pozo.

6. En los pozos A y C se deberá inyectar anti emulsionante debido a la alta emulsión que provocan las bombas Jet.

7. Los pozos vecinos a los pozos A y C muestran considerables producción de fluidos de las arenas U inferior y T inferior respectivamente lo cual eleva la posibilidad de buenos resultados en las evaluaciones de producción previa implementación de la completación dual.

8. De los análisis de presiones en pozos cercanos a los pozo A y C encontramos que las arenas a ser perforadas (U inferior y T inferior) tienen buenas presiones en la zona, así tenemos 2557 psi en U Inferior del pozo B, y 2332 psi en T inferior del pozo D, pozos que son vecinos a los Pozos A y C respectivamente.

9. Se deben utilizar tubing con coupling especial en las completaciones duales de los pozos A y C, ya que estos tipos de tubería tiene coupling más delgado y brindan mayor espacio para trabajar dentro del pozo.

10. La Completación Dual Paralela con Bombeo Hidráulico permite seleccionar las bombas Jet en función de las características de cada yacimiento en particular, además permite la evaluación de cada yacimiento por separado, condiciones que son requeridas por la Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH).

11. El Software Claw es una excelente herramienta para diseñar bombas Jet además su versatilidad en la realización del Análisis Nodal permite escoger las bombas Jet mas apropiadas para las condiciones del yacimiento y la completación.

12. En el Pozo A las bombas 11K y 10J son las recomendadas inicialmente para los yacimientos H superior y U inferior respectivamente.

13. La completación dual del Pozo A deberá utilizar dos sartas de 2 3/8”.

14. En el Pozo C la bomba Jet recomendada para iniciar la producción del yacimiento T inferior es la 10I.

15. La completación dual del Pozo C deberá utilizar dos sartas una de 2 7/8” y otra de 3 1/2”, irán colocadas paralelamente.

16. La implementación de una Completación Dual Paralela con Bombeo Hidráulico está entre un 63 y el 66% más económico que una completación Dual con Sistema Electro-Sumergible.

17. La Completación Dual Paralela con Bombeo Hidráulico es un proyecto de debe utilizarse ampliamente por su buena rentabilidad, además es un proyecto muy fácil de implementar en campos con un Sistemas Power Oil ya desarrollado.

18. En el primer y segundo año de operación del sistema Dual en el pozo A se espera producir 350596Bbl y 323754Bbl respectivamente.

19. En el primer y segundo año de operación del sistema Dual en el pozo C se espera producir 199598Bbl y 184982Bbl respectivamente.

20. El Pozo A tiene una TIR de 203% para un precio del crudo ecuatoriano de $37 con una VAN de $ 1.193.925; es decir el

proyecto tiene una alta rentabilidad, lo cual es común en los proyectos de la Industria petrolera, aun al tener el precio más bajo del estudio.

21. El proyecto de Completación Dual con Bombeo Hidráulico para el Pozo C tiene una TIR de 52% con una VAN de $ 373.826 al precio de $37/Bbl lo que demuestra que el proyecto también es rentable en los valores más bajos del estudio.

7.2 Recomendaciones.

1. Dependiendo de los resultados al evaluar la producción de la arena U Inferior del Pozo A, penetrar el yacimiento Basal Tena como alternativa.

2. Dependiendo de los resultados de evaluación de la arena T Inferior del Pozo C, penetrar la arena U Inferior como alternativa.

3. Analizar la aplicabilidad de colocar un encapsulado en una de las dos sartas para evitar la mezcla de producción dentro del los pozos.

4. Investigar sobre el uso de flowmeter dentro de la completación, este equipo podría permitir tener datos de la productividad de cada arena por separado.

5. Se recomienda la inclusión en el Software Claw del análisis cuando existen liner en el pozo; es decir, el diámetro ID del Casing varia. Caso en el diseño de la bomba para el Pozo C.

6. Se recomienda la inclusión en el Software Claw del análisis cuando existen pozos direccionales, donde MD no es igual a TVD, entonces las profundidades deben ser corregidas; por ejemplo, se deberían tomar datos de profundidad en MD para cálculos de pérdida de presión por fricción y en TVD los cálculos de variación de presión hidrostática.

7. Se recomienda una interface visual más didáctica del software Claw y su aplicabilidad para Windows Vista.

8. Utilizar la nueva versión del Software Claw para el diseño de las bombas.

9. Considérese un sistema de fluido motriz cerrado con unidad de bombeo en locación si la presión de operación ó las tazas de producción no son las esperadas.

10. Previa completación se recomienda utilizar software especial con la finalidad de calcular las elongaciones o contracciones de las sartas durante la corrida de la completación, así se tendrá más certeza de que la operación no tendrá mayores dificultades.

11. El software Claw no debería hacer una corrección de profundidad a la presión de burbuja ya que esta presión indica cuando se libera la primera burbuja de gas del fluido sin importar en donde se encuentre el fluido ese valor será el mismo.

12. Consultar los precios de otros proveedores de los equipos de subsuelo y superficie para escoger la mejor combinación entre precio-calidad.

13. Se recomienda expandir el análisis de aplicabilidad de Completaciones Duales Paralelas con Bombeo Hidráulico a pozos que se encuentren más cerca de las facilidades del Sistema de Power Oil ya que esto disminuirá enormemente los costos de implantación del sistema, esto por las tuberías de alta presión utilizadas. Además se tendrían mayores presiones de operación lo que permitiría elevar las tasas de producción.

"Tener Fe requiere coraje y la capacidad de correr un riesgo"

Erich Fromm

ANEXOS

ANEXO A.

DEFINICIONES

Acuífero.- Roca permeable saturada con agua a presión. En su estado natural un acuífero puede ser la zona de agua de un reservorio de petróleo o gas, proporcionando el empuje para hacer llegar el petróleo al pozo.

Angulo de buzamiento o inclinación.- El ángulo al cual una formación buza o se inclina hacia abajo a partir de una horizontal.

Anticlinal.- capas de rocas plegadas en la forma de un arco. Los anticlinales a veces son trampa para el petróleo y gas.

API.- American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros. La gravedad especifica del petróleo se basa sobre los estándares del API.

Arenisca.- Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.

Azimut.- Angulo comprendido entre el norte verdadero y la vertical de un astro o punto notable.

Barril.- Una medida del volumen para productos hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones US o 0.15899 metros cúbicos (9,702 pulgadas cúbicas). Un metro cúbico es igual a 6.2897 barriles.

Bombeo Artificial.- Técnicas aplicadas a los pozos para que continuen produciendo económicamente cuando ya no tienen energía suficiente para hacerlo por surgencia natural.

BSW.- Se denomina así al contenido de agua e impurezas que contiene el fluido del yacimiento.

Carbonato de Calcio.- Es una combinación química de calcio, carbono y oxígeno, $CaCO_3$. Es el principal constituyente de la caliza (limestone). Este forma incrustamientos en las tuberias que manipulan agua y es una causa de la dureza del agua.

Casing.- Tubería de revestimiento usada para proteger del colapso a las paredes del pozo, esta sarta llega hasta la superficie.

Completación.- Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia superficie a través de la tubería de producción (tubing) y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo

Crudo.- Mezcla de petróleo, agua, gas y sedimentos tal como sale de las formaciones productoras a superficie. De acuerdo a su gravedad se clasifican:

Crudo Liviano > 30° API

Crudo Medio 22 - 30° API

Crudo Pesado < 22° API

Cuenca Sedimentaria.- Nombre dado a un gran depósito creado hace muchos millones de años en la cual se han acumulado sedimentos que pueden consistir de fragmentos de roca de varias dimensiones, remanentes o productos de animales o plantas, productos de acción química o por evaporación o mezcla de estos.

Depletación.- Condición de menor presión a la que llega un reservorio debido a su producción.

Desarrollo de un campo petrolero.- Es la perforación, reacondicionamiento y completación de pozos, así como el diseño, construcción e instalación de equipos, tuberías, tanques de almacenamiento y otros medios e instalaciones y la ejecución de cualquier otra actividad apropiada para la producción de hidrocarburos, después del descubrimiento comercial de un yacimiento.

Desarrollo Sostenible.- Es el desarrollo de nuestras economías sin destruir la naturaleza y el bienestar de las generaciones futuras.

Drift.- Es el diámetro máximo que pueden tener los equipos que se corren dentro de una tubería.

Estimulación.- Trabajo realizados a nivel de la formación con el fin de cambiar sus propiedades físicas.

Estratigrafía.- Ciencia descriptiva de los estratos.

Estrato.- Es una capa de roca caracterizado por ciertos caracteres, propiedades o atributos unificantes que los distinguen de estratos adyacentes.

Falla.- Es una fractura de la corteza terrestre causada por un violento movimiento, en tal magnitud que los estratos a ambos lados de la falla se desplazan.

Formación.- Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Gas ácido.- Es un gas que forma un ácido cuando se mezcla con agua. En producción y procesamiento de petróleo, los gases ácidos más comunes son el sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. Estos gases son corrosivos y dañan tuberías y plantas si no se elimina durante el ciclo de procesamiento.

GOR.- Es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

Grado API.- Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la formula:

API= [141.5 / Grav. Espec. a 16° C] - 131.5

KOP (kick off point).- Punto inicial de desviación, es la profundidad a la cual se inicia la desviación del pozo.

Liner.- Tubería de revestimiento que es colgada desde en un punto dentro del pozo, esta tubería de revestimiento no llega a superficie a diferencia del casing.

Levantamiento Artificial.- Métodos usados para levantar el petróleo a la superficie a través del pozo, después que la presión del reservorio ha declinado a un punto tal que el pozo no puede producir por su energía natural. Bombas de varillas, gas lift, bombas hidráulicas y electrosumergibles son los medios más comunes de levantamiento artificial.

MD (messure depth).- Profundidad medida, es la profundidad que se tiene a lo largo del hueco.

Permeabilidad Absoluta (absolute permeability).- Es la medida de la facilidad de un fluido (tal como agua, gas o petróleo) para fluir a través de una formación cuando la formación esta totalmente saturada con este fluido.

Permeabilidad Efectiva.- Es la medida de la habilidad de un solo fluido para fluir a través de una roca cuando otro fluido está presente en el espacio poroso.

Porosidad efectiva.- El porcentaje del volumen de una roca que está compuesta de espacio poroso interconectado que permite el paso de los fluidos a través de ella.

Pozo Abandonado.- Un pozo que actualmente no está produciendo, debido a que fue originalmente seco o debido a que ha cesado de producir.

Pozo Comercial.- Un pozo de petróleo o gas que es capaz de producir hidrocarburos en cantidades suficientes para hacer viable económicamente el costo de extracción.

Pozo de desarrollo.- Pozo perforado dentro de un área probada de un reservorio de petróleo o gas a una profundidad de un horizonte estratigráfico que se sabe es productivo.

Pozo de Servicio.- Pozo perforado o completado con el propósito de apoyar la producción en un campo existente. Los pozos de esta clase se perforan para los fines específicos siguientes: Inyección de agua, inyección de gas (gas natural, propano, butano o gas de la combustión), inyección de vapor, etc.

PPM (partes por millón).- Es la unidad empleada usualmente para valorar la presencia de elementos en pequeñas cantidades (traza) en una mezcla. Generalmente suele referirse a porcentajes en peso en el caso de sólidos y en volumen en el caso de gases. También se puede definir como «la cantidad de materia contenida en una parte sobre un total de un millón de partes».

Reacondicionamiento de un pozo.- Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulación, acidificaciones o fracturamientos.

Reservorio.- Formación subterránea porosa y permeable que contiene una acumulación natural de petróleo o gas producible, que se encuentra confinado por rocas impermeables o por barreras de agua y que está solo y separado de otros reservorios.

Revestimiento.- Tubería que ha sido colocada dentro del hoyo de perforación para evitar el desplome de las paredes, permitiendo una buena marcha en la perforación del pozo.

Trampas Anticlinales: Un anticlinal es un ejemplo de las rocas que eran antes planas, pero han sido dobladas en un arco por lo general por fuerzas tectónicas. Los hidrocarburos emigran encima de los flancos del anticlinal y son atrapados en la cresta (a condición de que, desde luego, exista una roca de trampa encima del arco para sellar el aceite en el lugar).

TVD.- Profundidad vertical verdadera, es la profundidad medida verticalmente desde un punto del pozo hasta la superficie.

Viscosidad.- Es la resistencia interna que presentan los fluidos a fluir, esta resistencia proviene de la fricción interna que resulta de los efectos combinados de la adhesión y la cohesión.

Yacimiento.- Área de superficie bajo la cual existe uno o más reservorios que estén produciendo o que se haya probado que son capaces de producir hidrocarburos.

BIBLIOGRAFIA

- Software Claw. SERTECPET.
- Manual de Operaciones SERTECPET
- Catálogo SERTECPET. 2008.
- Manual de Bombeo Hidráulico. Ing. Luis Fernando E. R.2006
- Definiciones de Reservas de Petróleo, TRADUCCION AL ESPAÑOL. Por: Society of Petroleum Engineers (SPE)& World Petroleum Congresses (WPC).
- COMPLETACION DUAL CONCENTRICA POZO SACHA-165D, Análisis de Factibilidad, Facilitadores: Ing. Gonzalo Echeverría, Ing. Juan Chiriboga, Ing. Héctor Román.
- Resumen Ejecutivo 2007, Petroproducción.
- Seminario Producción y Levantamiento Artificial, Por Ing. Héctor Román.
- i-Handbook, Version 1,0,4,0. By Schlumberger.
- Completación Dual Concéntrica, Pozo Sacha-165D. Análisis de Factibilidad. Ingeniería de Producción y de Petróleos PETROPRODUCCION: Ing. Héctor Román, Ing. Gonzalo Echeverría e Ing. Juan Chiriboga.
- Optimización del Sistema de Bombeo Electrosumergible, Ing. Holguer Chicaiza, Ciclo de conferencias Oil and Gas Update II
- Curso de Producción II, FICT ESPOL, Ing. Jaled Juez Juez.
- Production Optimization, Using NODAL Análisis. By H. Dale Beggs, 1991.
- http://www.bce.fin.ec
- www.excelavanzado.com, Adolfo Aparicio. financieras@gmail.com