



Tesis
“DISEÑO DE
COMPLETACIONES DUALES
PARALELAS PARA UN
SISTEMA DE BOMBEO
HIDRÁULICO”

- Por Carlos Patricio Ortiz Zambrano

OBJETIVO

El objetivo principal de esta tesis es mostrar una alternativa simple y eficaz en la completación dual de un pozo, la completación dual permitirá elevar la aportación de fluidos del pozo al poner en producción un nuevo horizonte productor y así incrementar los ingresos generados por la venta del crudo.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.
2. GENERALIDADES
3. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS
4. INFORMACIÓN DE POZOS
5. DISEÑO DE COMPLETACION DUAL- POZO A
6. ANÁLISIS ECONÓMICO
7. COMPARATIVOS ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON COMPLETACION DUAL
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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***.
- La operadoras deben ***elegir el nivel de producción del hidrocarburo*** esto incrementa sus ingresos, el cual es el motivo de creación de toda empresa.
- Las Compañías Operadoras de campo como empresa de exploración y producción de petróleo no son la diferencia; pero para elevar 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, se plantea un ***diseño de completaciones duales con bombeo hidráulico***, esto permitirá producir dos zonas de un mismo pozo de manera simultánea. De esta manera se aumenta la producción sin necesidad de invertir en nuevas perforaciones.

- En la actualidad el Ecuador al no incrementar su producción perdió la posibilidad de servirse de los altos precios del crudo, cuando osciló los **\$145/ barril en Julio del 2008** , desde entonces los precios han bajado, ahora los precios son bajos con tendencia de cambio (subir o ascender) impredecible. 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.

GENERALIDADES

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.
- 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”.

- Los yacimientos más importantes de la Cuenca Oriente por su acumulación de hidrocarburos son:
 - **Basal Tena (Continental)**
 - **Napo (Marino)**
 - **Hollín (Continental)**
- Se formaron en el **Mesozoico Cretácico**.
- En esta misma cuenca sedimentaria también existen varias capas de calizas bien definidas como la **M-1, M-2, A y B**.

ERA	PERIODO	FORMACION	ESPESES	ESPESES	ESPESES	LITOLOGIA	DESCRIPCION
CENOZOICO	PALEOCENO	ORTEGUAZA		5.312'	900'	CONTINENTAL MARINO	lutitas semiduras, semifaltes, gris a gris verde claro. Limolitas blanquecinas. Areniscas cuarzosas, translúcidas a transparentes, friable, grano fino a medio.
		TIYUYACU		6.212'	1.465'	FLUVIAL	Arenisca cuarzosa, translúcida, grano muy fino a fino, cemento silicio. Arenisca conglomerática, clastos de cuarzo. Arcillolitas grises, café ladrillo, moteado de blanco. Conglomerados con clastos de chert, cemento arcilloso.
	CRETACICO	TENA		7.827'	84'	CONTINENTAL	Variedad de arcillitas: rojo café, gris moteado de blanco, limolita multicolor, café, rojo amarilla, marrón verde claro, moderadamente suave. Arenisca cuarzosa, translúcida, grano fino a grueso subangular a subredondeado, cemento silicio, regular porosidad buena saturación de Hc. *API de 26
		NAPO			8.667'		MARINO
CAL *A			9.272'			Arenisca cuarzosa translúcida, grano fino a medio.	
ARE *U INF	9.332'		195'	60'	Caliza gris obscura, medio dura a dura, blocosa, ligeramente fosilifera.		
CAL *B	9.527'		30'		Arenisca, grano fino.		
ARE *T	9.557'		50'		Caliza dura, gris clara a crema.		
					Arenisca cuarzosa, gris clara, friable, grano fino-medio bien seleccionado.		
					Lutita negro dura.		
					Caliza dura, negro, piritizado.		
	HOLLIN		9.762'	218'	CONTINENTAL	Arenisca cuarzosa, grano fino medio, cemento silicio, bueno saturado de Hc.	
	P.T.			10.000'			

Propiedades de la roca reservorio y fluidos de producción.

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

PARAMETROS PVT DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN										
ARENA	Presión inicial (psi)	Presión Actual (psi)	Presión burbuja (psi)	GOR (PCS/BN)	Gravedad API	Ty(°F)	Coi (x 10 -6 psi-1)	Bo (RB/ STB)	Uoi (cp)	GE Gas
H Inferior	4450	3008	80	14.9	29,7	225	5,7	1,163	3,7	1,5767
H Superior	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

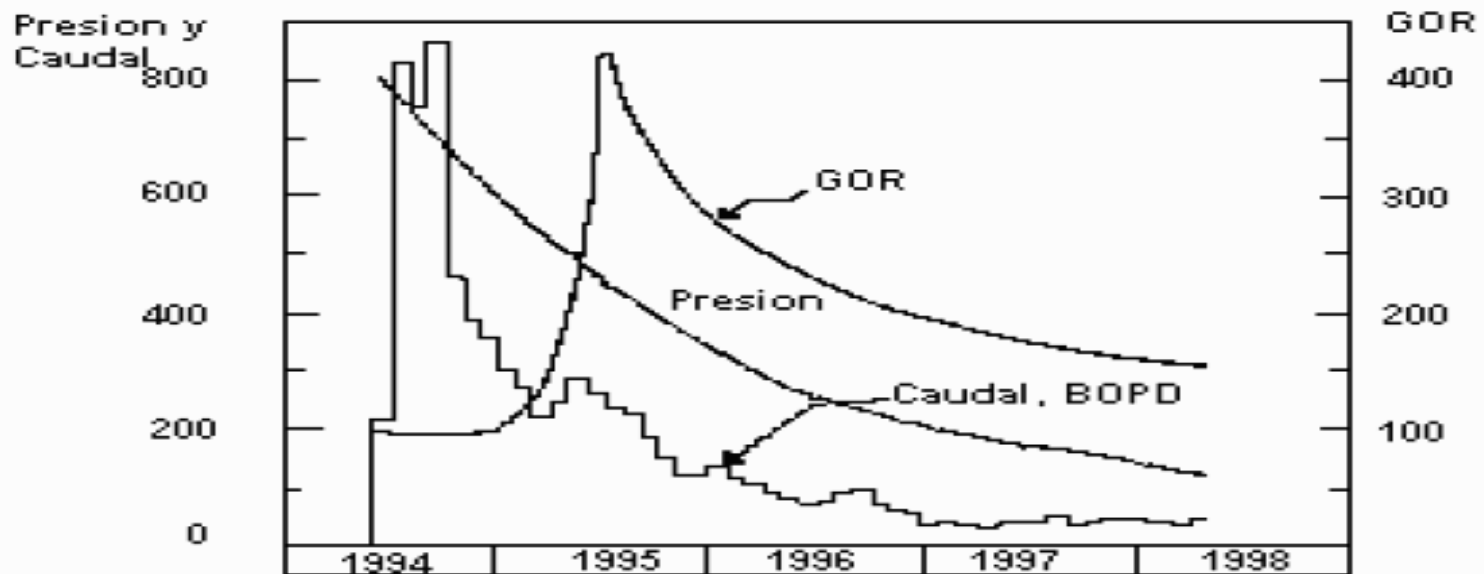
Mecanismos de Empuje de Yacimientos.

- 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.

Empuje por gas en solución

- Aquí la presión inicial del reservorio está sobre o igual a la presión del punto de burbuja.
- Con la **Presión inicial $> P_b$** \Rightarrow la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Aquí todo el gas en el reservorio permanece en solución y existe el **Empuje por Expansión de Fluidos**
- Por la producción la **$P_r = P_b$** \Rightarrow la producción adicional causará que esta decline por debajo del punto de burbuja con la consiguiente evolución del gas libre en el reservorio.
- Cuando la **$S_g > S_{gc}$** , el gas se hace móvil.
- 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.

- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente esta en el rango de **5 a 30 % OOIP** (petróleo original en-sitio); **Napo (17.26%)**., **Napo U (23.12%)**, 2007.
- **Napo** produce por este mecanismo con ayuda de empuje parcial de agua.

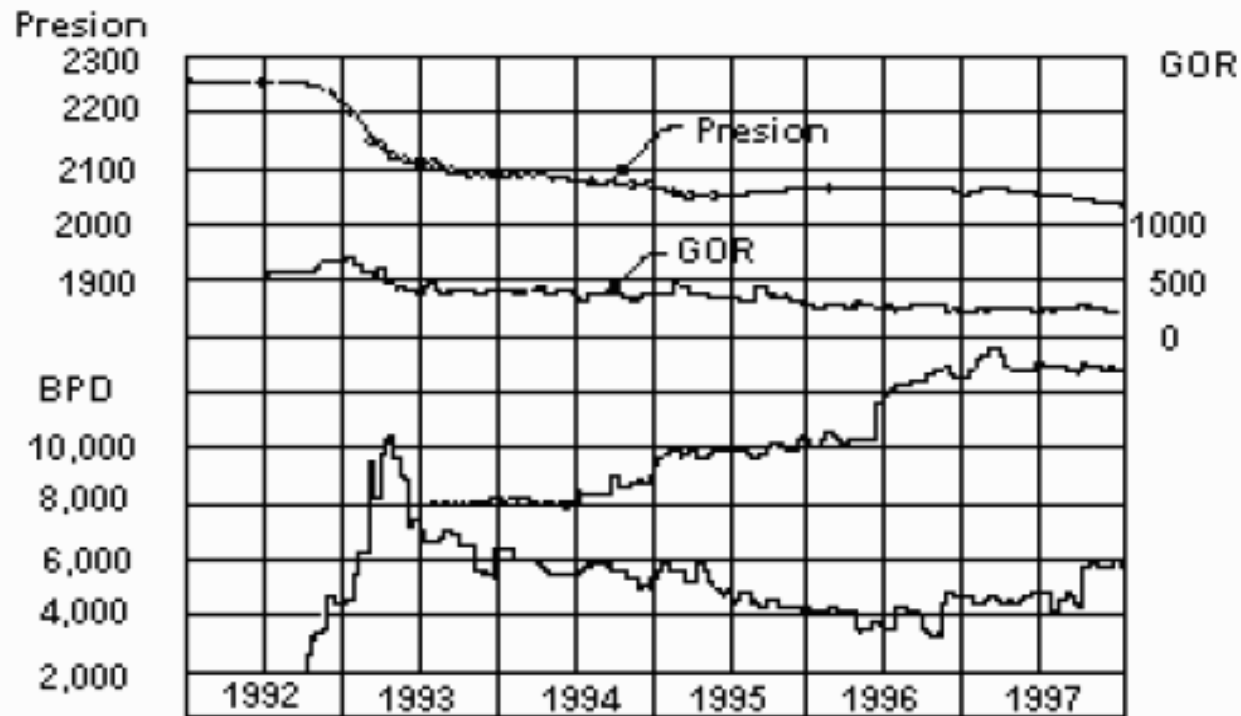


DATOS DE PRODUCCION - RESERVORIO DE GAS DISUELTO

Empuje hidráulico

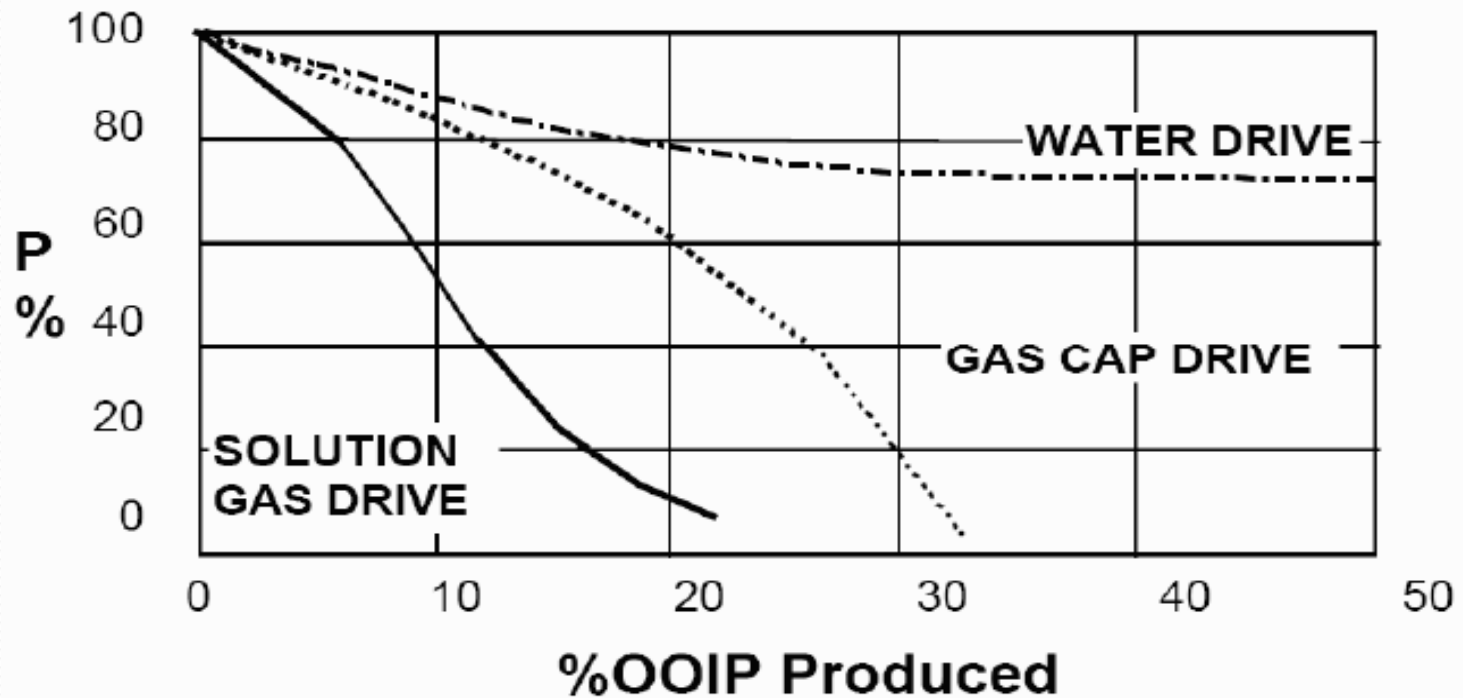
- Cuando la presión se reduce debido a la producción de fluidos, se crea un **diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo**, entonces el acuífero reacciona haciendo que el agua contenida en él, invada al reservorio de petróleo originando Intrusión o Influjo lo cual no solo ayuda a mantener la presión sino que permite un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.
- 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.
- La eficiencia de recuperación para reservorios por empuje de agua está en el rango de **10 a 70 % OOIP, Hollín (20.15%)**.
- 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 (Hollín)**.
 - (b) Reservorios por **empuje lateral (Napo T y U)**.

La **Pr** en la arena **Hollín** del ha declinado muy poco en los últimos 35 años (**PI 4450, Pa=1460, 1,83% anual**) esto muestra que el principal mecanismo de empuje es por intrusión de agua desde el fondo.




PRODUCCION EN UN RESERVORIO DE EMPUJE POR AGUA

- Se observa los diferentes **FR (Factores de Recuperación)** por mecanismo de empuje en los yacimientos.



SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS

- La **depleción de los yacimientos** disminuye su capacidad de producción.
- 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, sino la capacidad del pozo para fluir por si solo a condiciones económicas decrecerá.
- Las condiciones **outflow** si 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.

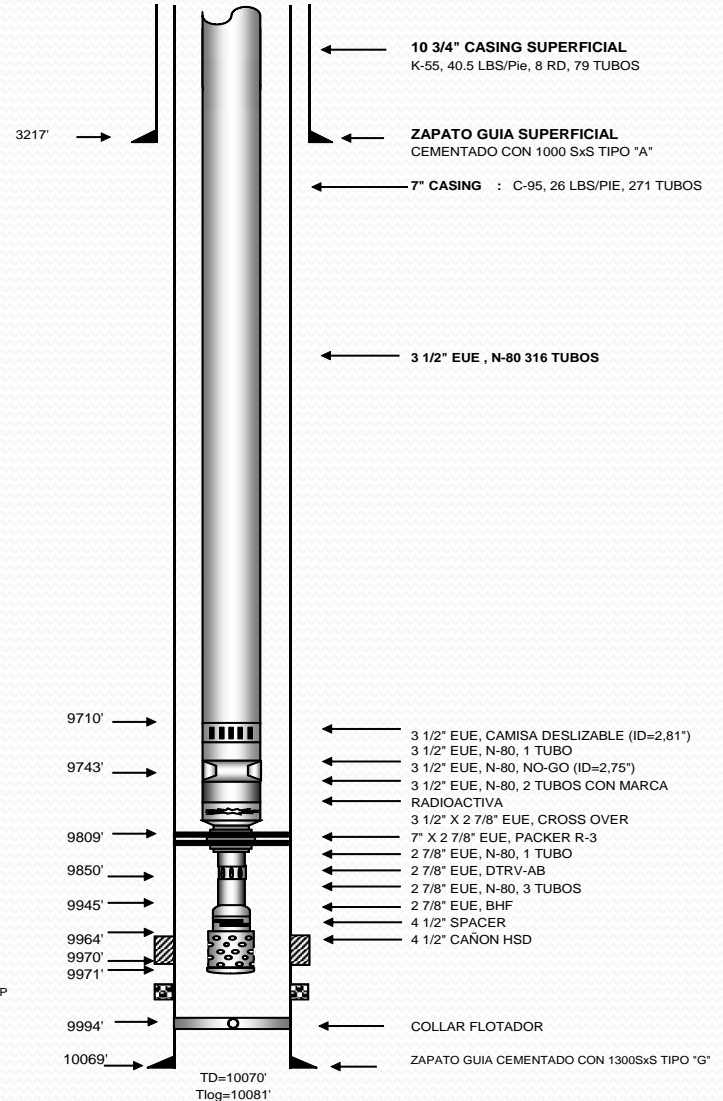
- 
- **Completación:** Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo.
 - La completación del pozo dependerá del estado del yacimiento.

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 tasa de producción económicamente rentable este pozo se completa con una completación a flujo natural.

COMPLETACION A FLUJO NATURAL

GLE : 888'
RTE : 923'

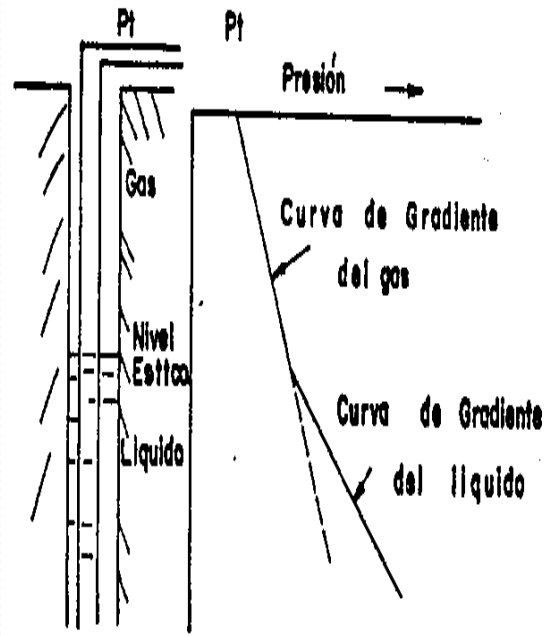


HOLLIN INF.(5 DPP)
9964' - 9970' (6')

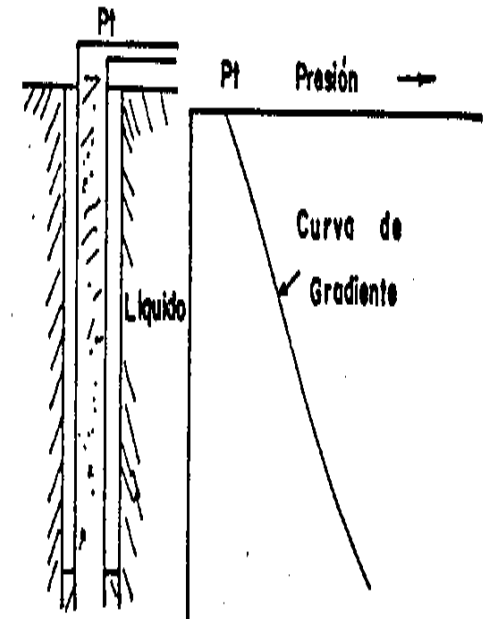
9978' - 9982' (4) SOZ CYP

Sistemas de Levantamiento Artificial

- Son requeridos métodos artificiales la energía natural de 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.



EL POZO NO FLUYE
Fig. 1B

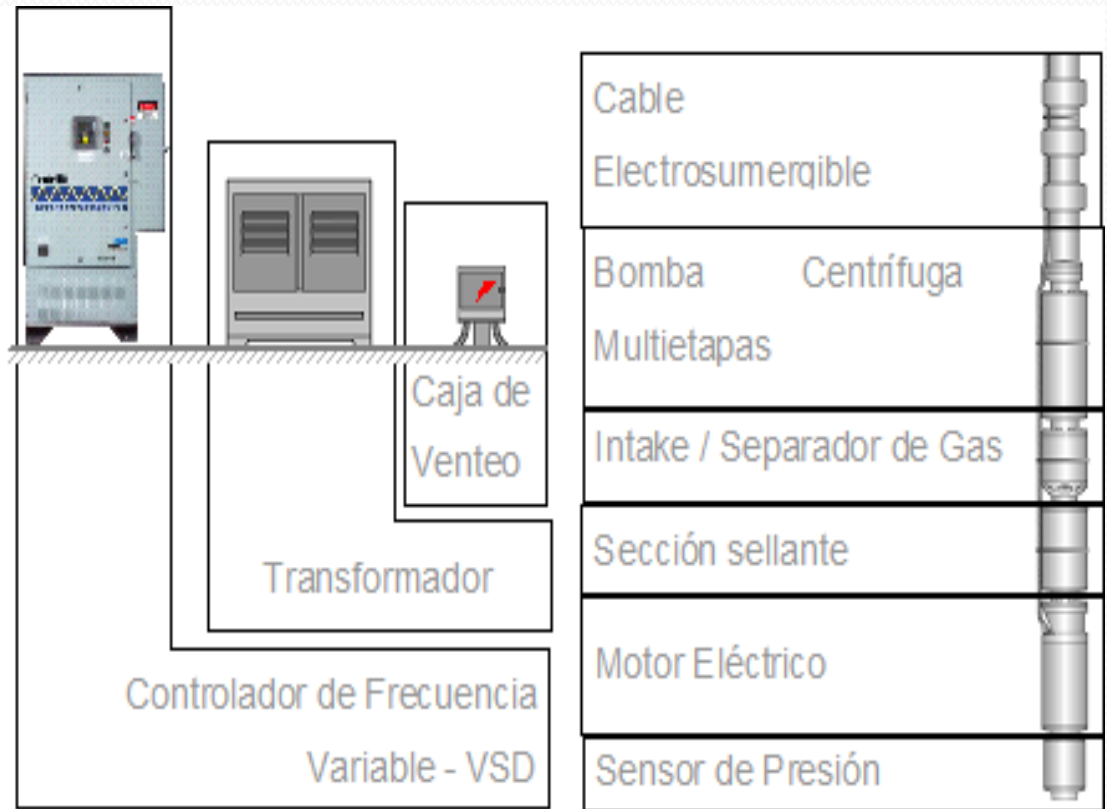


EL POZO FLUYE
Fig. 1C

- Existen cuatro sistemas básicos de levantamiento artificial, son:
 - **Bombeo Hidráulico.**
 - **Bombeo Electro-sumergible.**
 - **Bombeo Mecánico.**
 - **Bombeo Neumático.**
- 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.

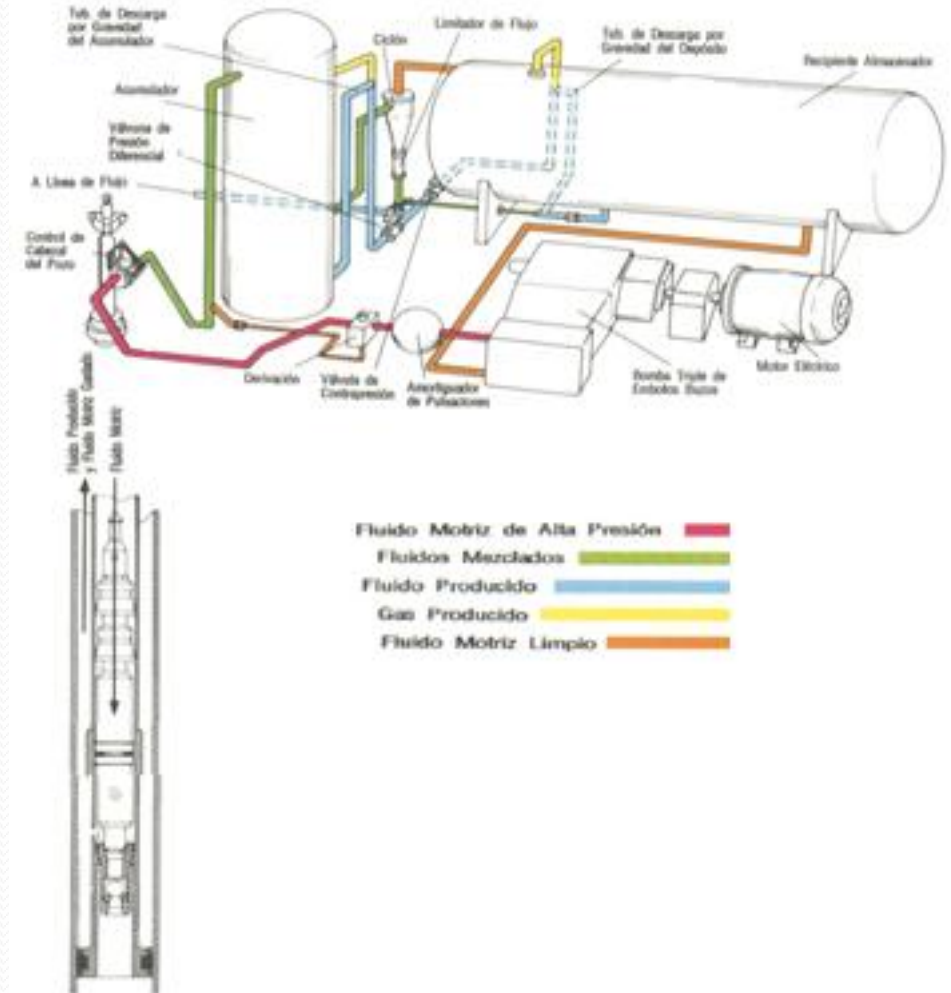
Bombeo electro-sumergible

- 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.



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”.
- Así se **trasmite 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.

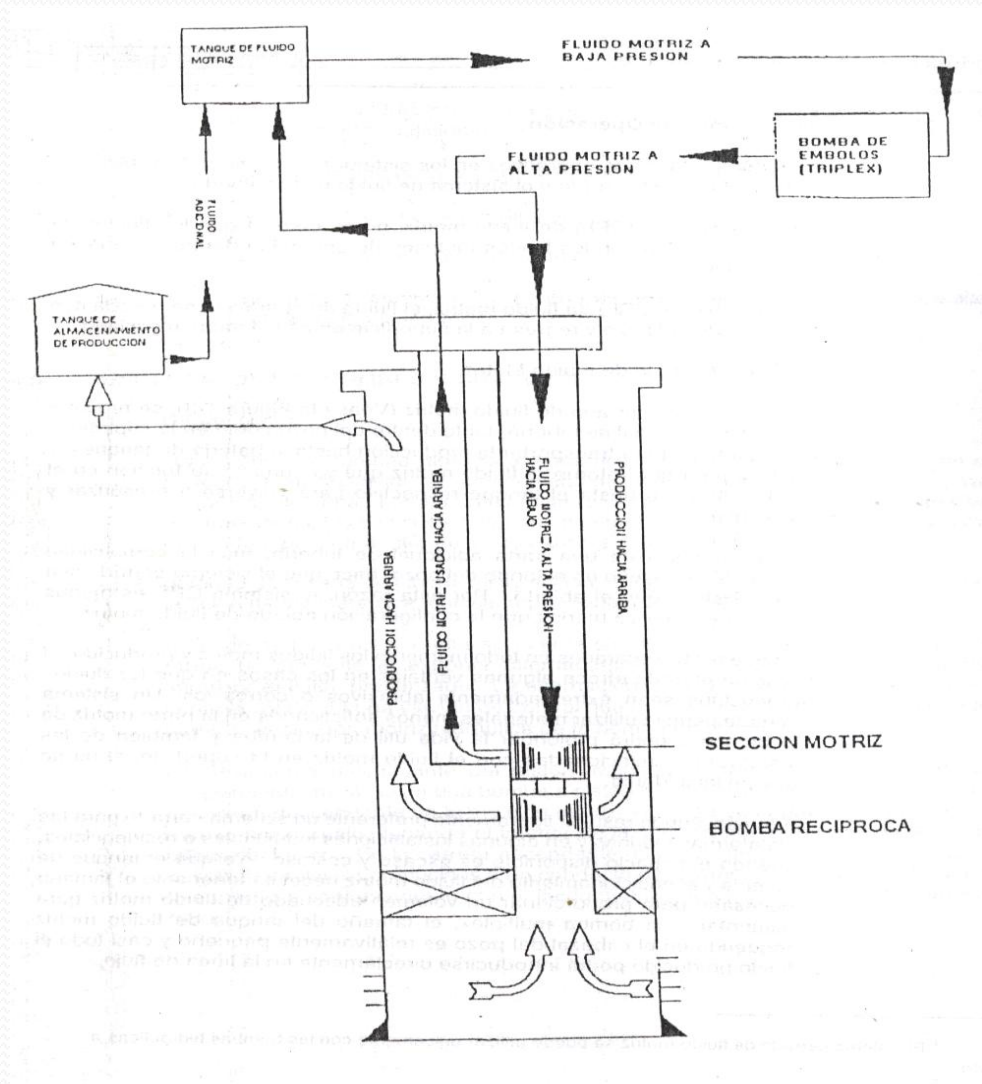


Sistemas de Operación

- Existen básicamente dos sistemas de operación dentro del bombeo hidráulico:
 - *Sistema de fluido motriz cerrado.*
 - *Sistema de fluido motriz abierto.*

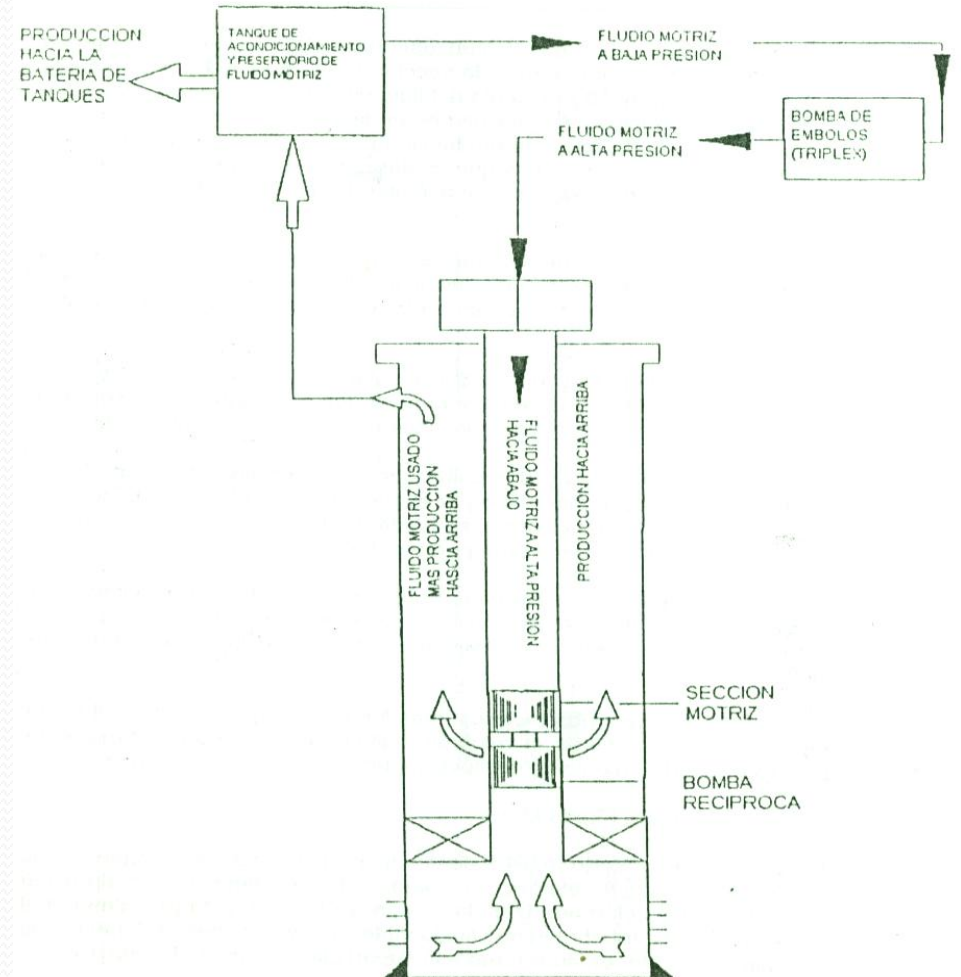
Sistema de Fluido Motriz Cerrado

- El fluido motriz y de producción *no se mezclan*.
- Se requiere de 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.
- Recomendable cuando los fluidos son extremadamente corrosivos y abrasivos.



Sistema de Fluido Motriz Abierto

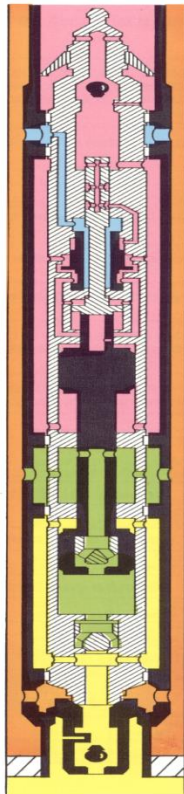
- Requiere de **una sola tubería** para circular fluido motriz a presión y dirigirlo a la bomba, además del anular en donde se contiene el fluido motriz mas el producido en su retorno a superficie.
- Ventajas inherentes al mezclar el fluido motriz más el producido:
 - El fluido motriz es ideal para **transportar aditivos químicos** al fondo del pozo.
 - El fluido motriz al mezclarse con el fluido producido actúa como **diluyente**, esto ayuda a producir fluido viscoso.



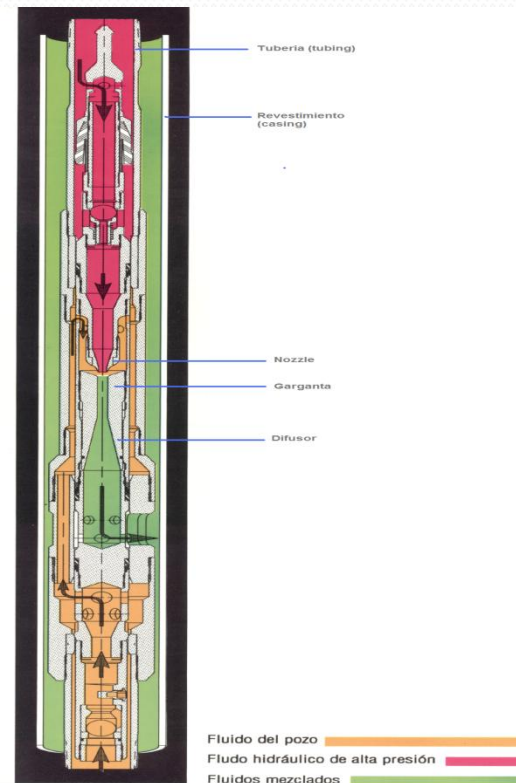
Tipos de Bombas

- Básicamente para el bombeo hidráulico se pueden utilizar dos tipos de bombas:

Tipo pistón.

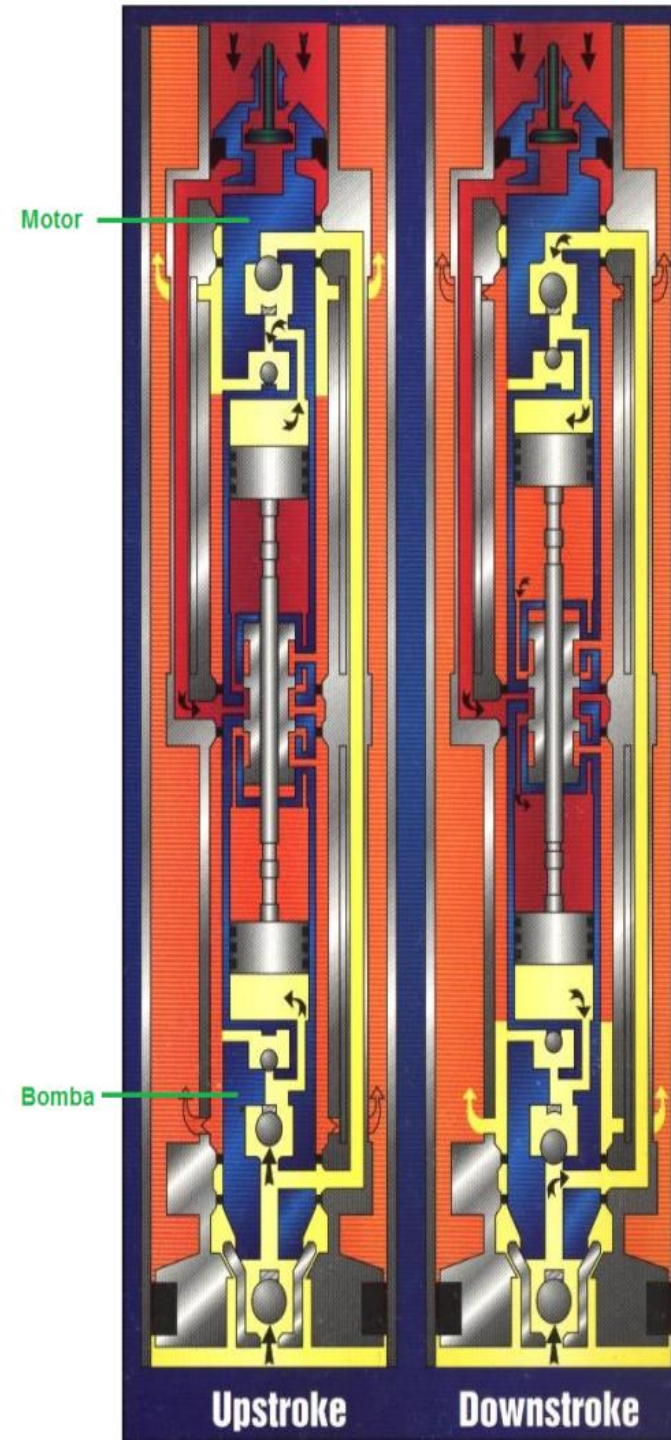


Tipo jet.



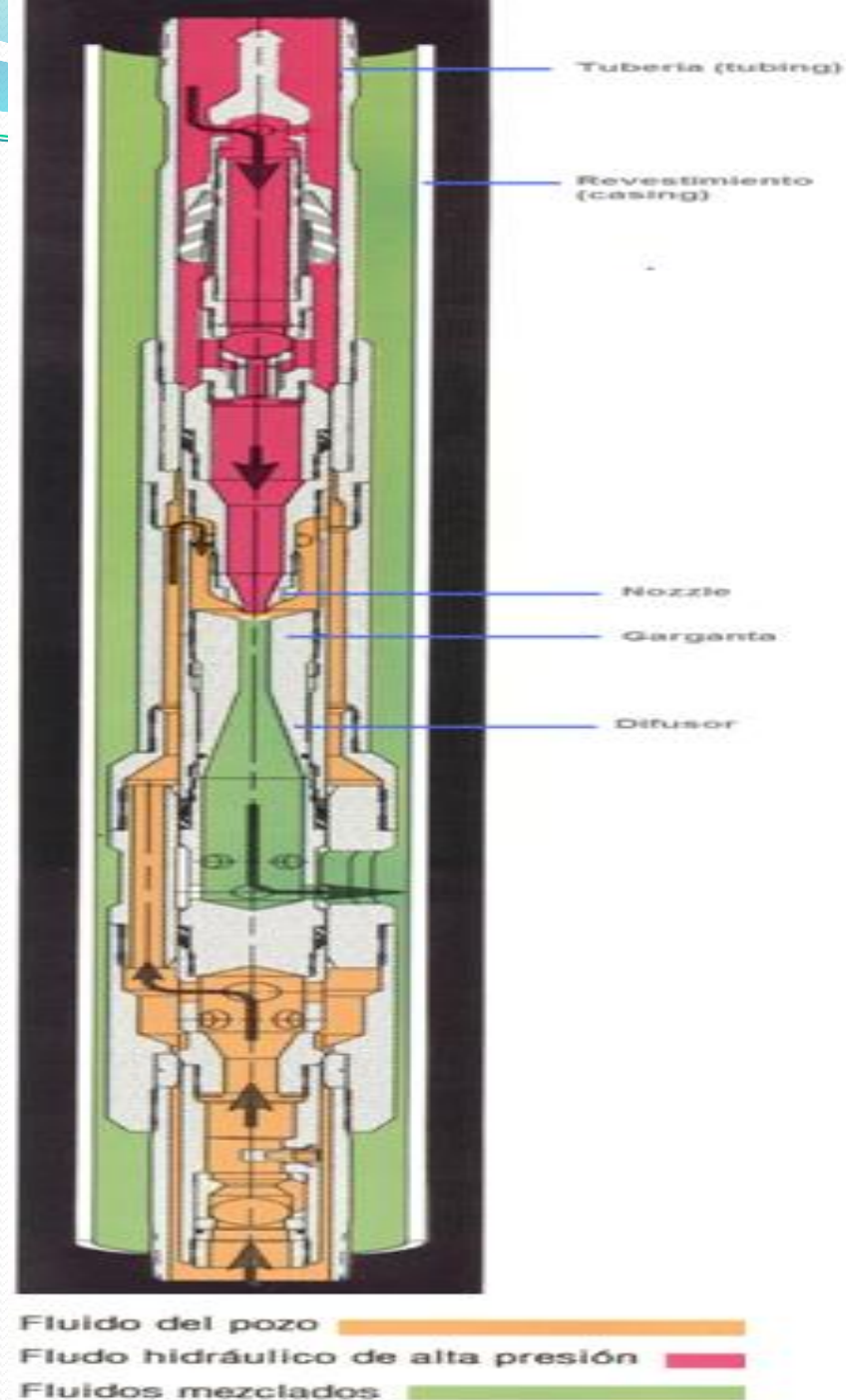
Tipo Pistón

- La unidad consta de 2 elementos: **motor** y **bomba** hidráulica.
- Estas bombas trabajan con **baja presión de entrada**, por lo tanto, existe un menor consumo de energía en superficie.
- Estas bombas poseen partes móviles, por ello son **más frágiles** en el manejo de sólidos abrasivos.
- Su **instalación** en el pozo es fija.
- Su **mantenimiento** es más costoso ya que estas bombas requieren de calibración, y sus piezas deben pasar las pruebas de tolerancia por desgaste y luego son examinadas en un pozo de prueba, el cual simula condiciones de subsuelo.



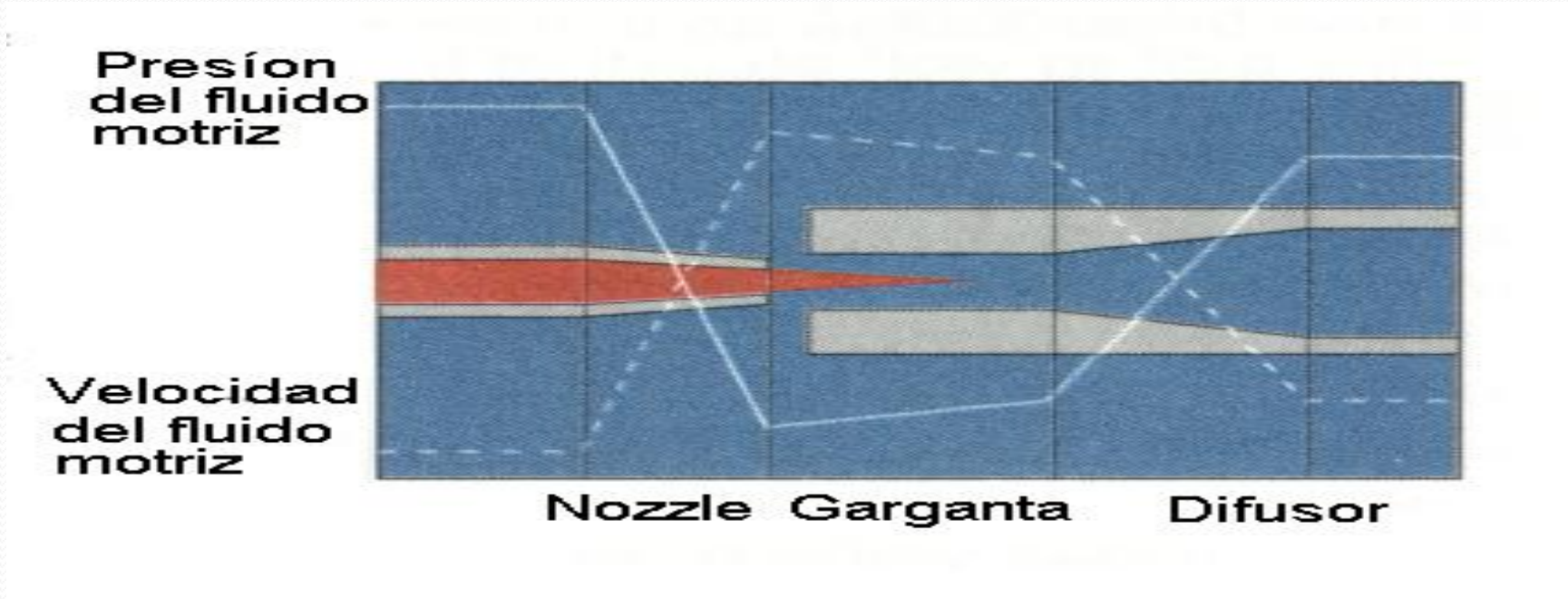
Tipo Jet

- 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 del tubing (**Bomba Convencional**) o a través del espacio anular (**Bomba Reversa**).
- 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.



- 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.
- La garganta y la boquilla son construidas de **carburo de tungsteno** o de materiales cerámicos.





Funcionamiento de bomba Jet 

- Con diferentes medidas de la boquilla y gargantas las bombas pueden producir menos de **50 BFPD hasta más de 12000 BFPD**.
- 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 de desplazamiento positivo.
- 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.
- El ensamblaje de la bomba se lo puede realizar en **15 min aprox.**

Ensamblaje de bomba Jet Claw

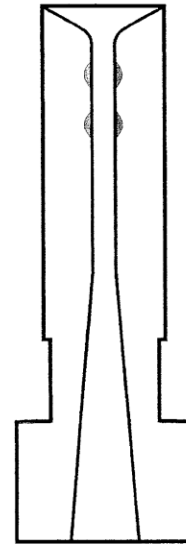


Característica de Trabajo

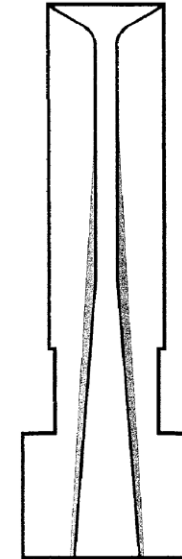
- La relación entre el **área del nozzle** y el **área de la garganta**, determina el intercambio entre la cabeza producida (P descarga) y la tasa de flujo (BPPD).
- El rendimiento de las bombas jet depende en parte de la **presión de descarga** que a su vez es influenciado por la **taza gas/líquido (GOR)** en la columna de retorno hacia la superficie. Valores grandes de GOR 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 tasa de fluido motriz adicional hace que el gas/líquido disminuya, provocando que aumente el levantamiento efectivo.

Cavitación en bombas jet

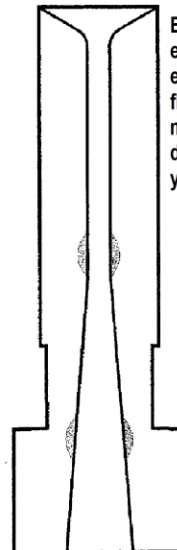
- La presión estática del fluido cae hasta llegar a la presión de vapor del fluido a altas velocidades, en estas condiciones se producen las burbujas de vapor en la bomba y cuando éstas son arrastradas a zona de mayor presión se produce un colapso instantáneo de las mismas, con lo que el fluido circundante 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.



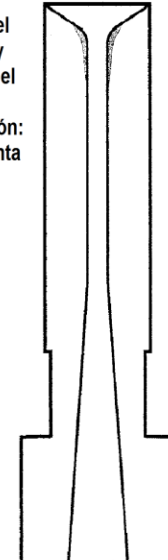
EJEMPLO A.- Cavitación en la entrada de la garganta, es provocado por el fluido de producción. Solución: Se necesita de un tamaño mayor de garganta, posiblemente el próximo mayor.



EJEMPLO C.- Erosión por arena normalmente ocurre en una gran longitud del área desde el extremo de la entrada de la garganta hasta dentro de la sección del difusor.



EJEMPLO B.- La cavitación en el extremo inferior de la garganta y entre el difusor, es causada por el fluido motriz, usualmente indica menor presión de intake. Solución: disminuir el tamaño de la garganta y la presión de operación.



EJEMPLO D.- El extremo de entrada de la garganta más ancho usualmente causado por el intento de producir más que el área anular lo permite; También por mayores volúmenes de gas.

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. Ejemplo: una **Bomba Jet 10 J Directa**.

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				

Ventajas y desventajas de utilizar bomba Jet.

Ventajas

- No adolece de **problemas de golpes** de fluido ni recalentamiento y el gas se puede liberar fácilmente.
- 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.
- Adaptabilidad para uso en una **camisa deslizante** y capacidad de manejar producción con gas.

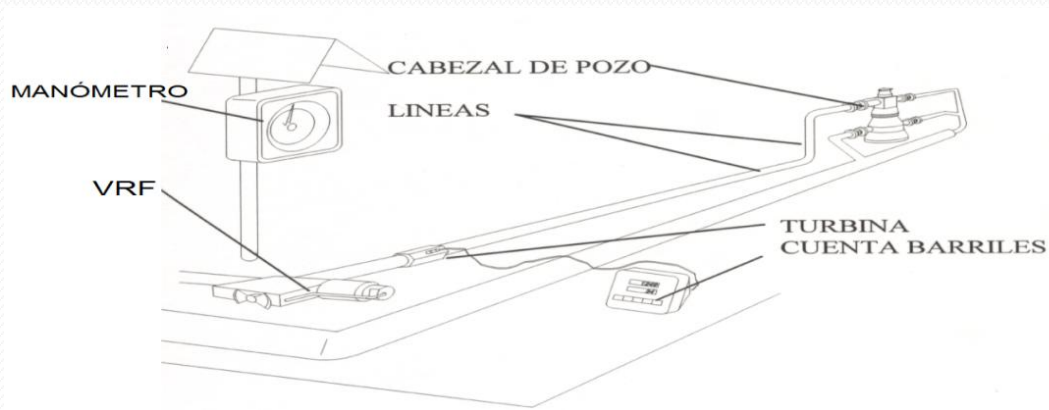
Desventajas

- 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.

Componentes Principales de un Sistema de Bombeo Hidráulico

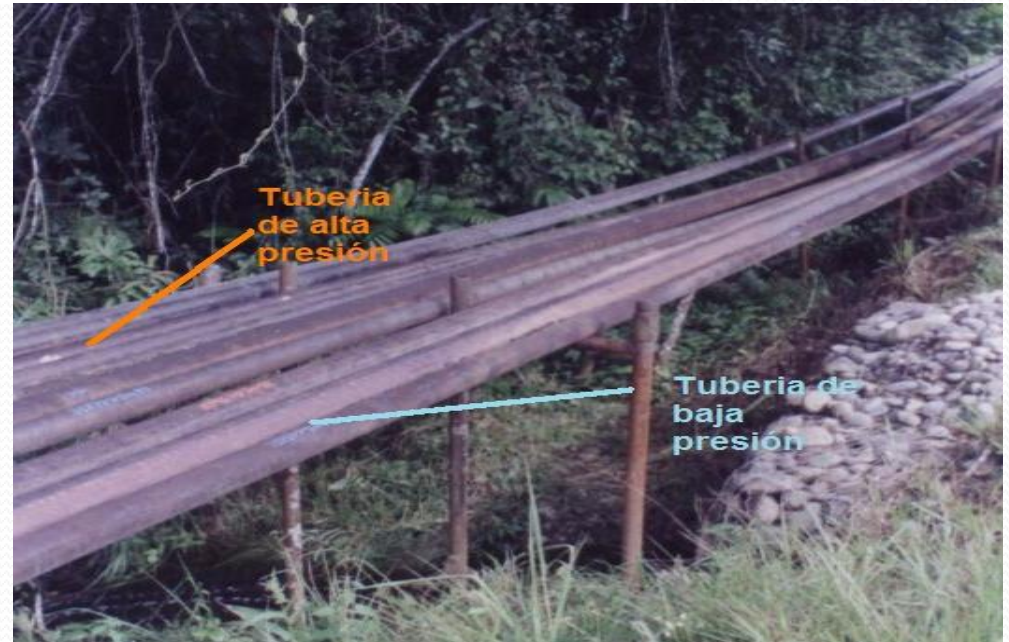
- El sistema de Bombeo Hidráulico posee equipos tanto en superficie como en el fondo que son exclusivos de este sistema de levantamiento, la continua revisión de estos componentes garantiza el buen funcionamiento del sistema.
- Se presentan a continuación los:
 - Elementos de superficie.
 - Elementos de fondo.

Elementos de superficie



- **Tubería de alta presión.**
Soporta hasta 5000 psi.

- **Tuberías de baja presión.**
Tienen márgenes de resistencia menores (500–800 Psi).



- **Bombas de Superficie.**

Estas bombas usualmente utilizan émbolos y camisas metal a metal y válvulas tipo bola, componentes que requieren poco mantenimiento.



- **Cabezal del Pozo**

Todo pozo posee un cabezal, dentro del bombeo hidráulico hay dos tipos: cabezal del pozo con válvulas de 4 vías y el tipo de árbol de navidad.



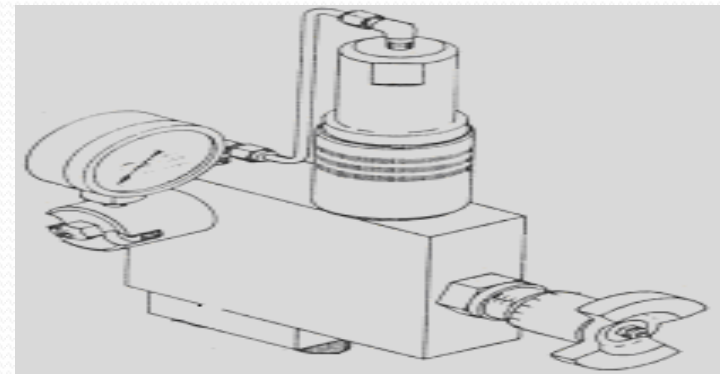
- **Válvula de Control del Pozo**

Sirve para controlar la dirección del fluido motriz



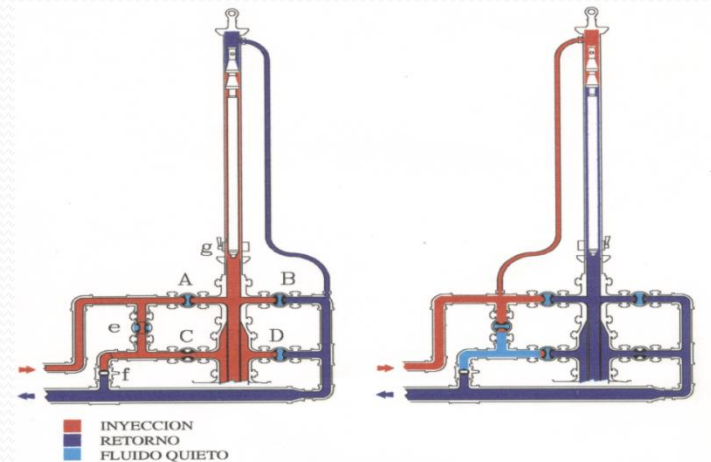
- **Válvula de Control de Flujo, VRF.**

Sirve específicamente para regular el paso del fluido a ser inyectado al pozo y consecuentemente a la bomba



- **Lubricador**

Sirve para sacar la bomba y desplazar la bomba hacia el pozo evitando la contaminación del medio ambiente



- **Turbina de Caudal.**

Posee una turbina con alabes que giran a gran velocidad, este giro es producido por la energía cinética del fluido motriz presurizado.

- **Cuenta Barriles**

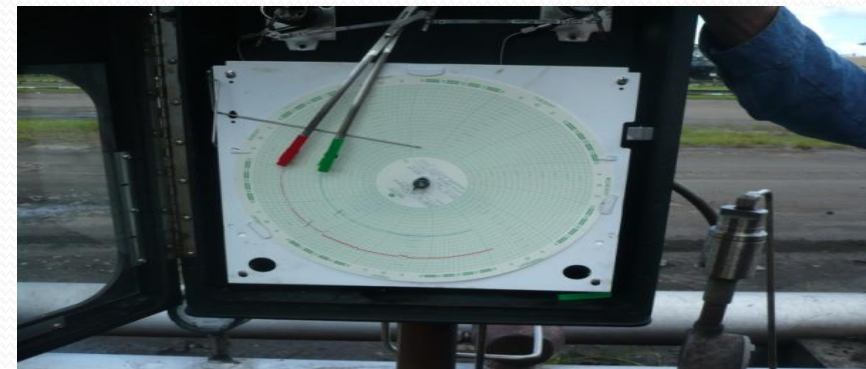
Es un instrumento electromagnético que sirve para leer las pulsaciones que se producen el interior de la turbina.

- **Instrumentos**

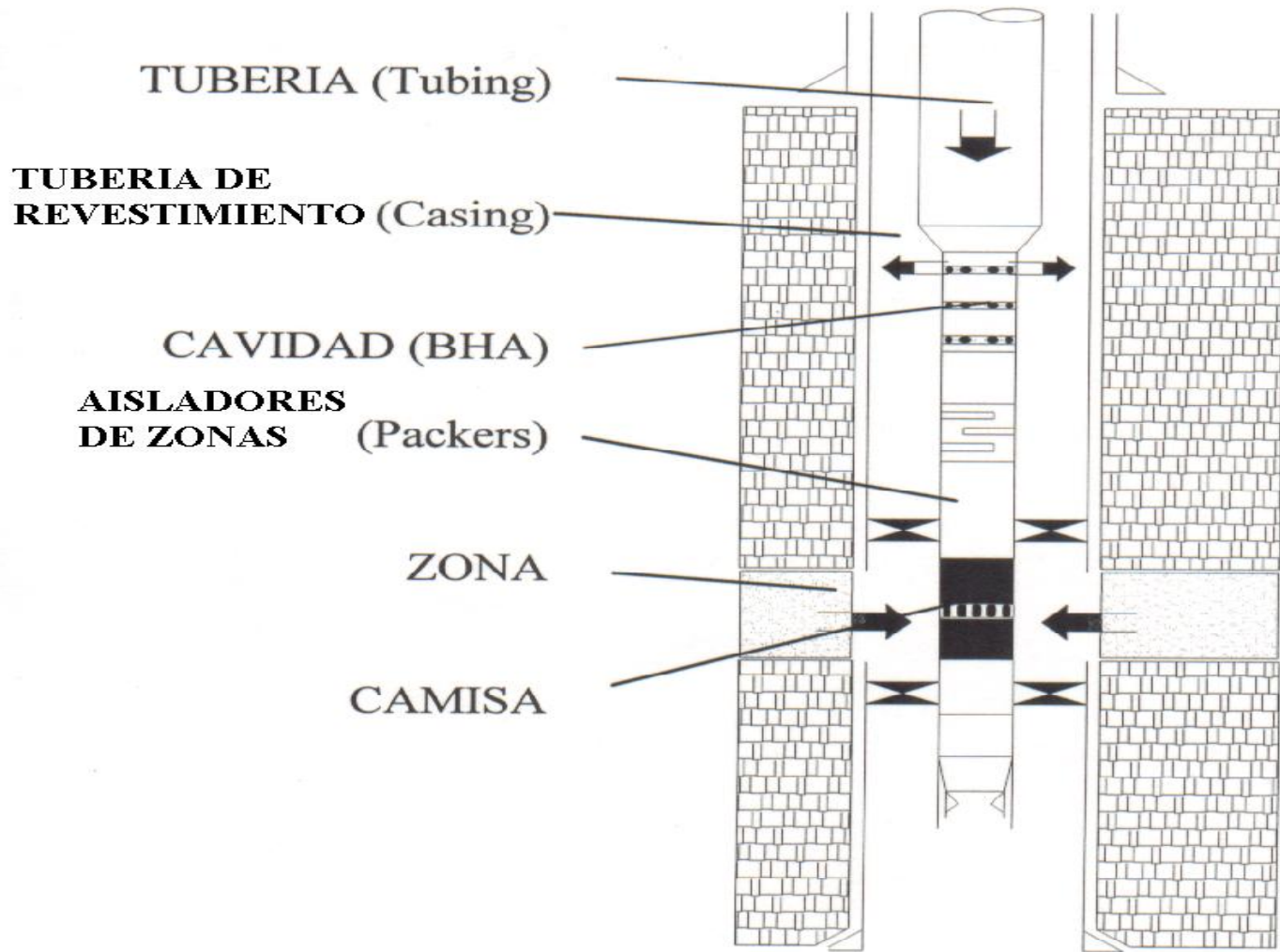
Manómetros de alta y baja presión (5000 psi y 600 psi respectivamente).

- **Válvulas de paso.**

Restringen o permiten el flujo en las tuberías.



Elementos de Fondo.



- **Tubería de producción (Tubing)**

Es la sarta de tubos que se encuentran instalados desde superficie hasta fondo del pozo. Su longitud aproximadamente es de 32 pies siendo la más utilizada en el Distrito Amazónico los de 3 1/2" , 2 7/8" y 2 3/8".

- **Tubería de Revestimiento (Casing)**

Esta tubería va cementada a las paredes del pozo, se tienen diámetros de 5 1/2" , 7" , 9 5/8" , 10 3/8" y 13 3/8".

- **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.



•Aisladores de Zonas (Packer)

Son elementos cuyo mecanismo mecánico o hidráulico hacen que sellen las paredes del casing y el tubing.

•Camisas

Van colocadas directamente en el intervalo de la arena productora, así permiten que solo el fluido de la arena en que dicho elemento se encuentra ingrese.

Se abren y cierran con “Shifting tool”.

Alojan la Bomba Jet Claw.

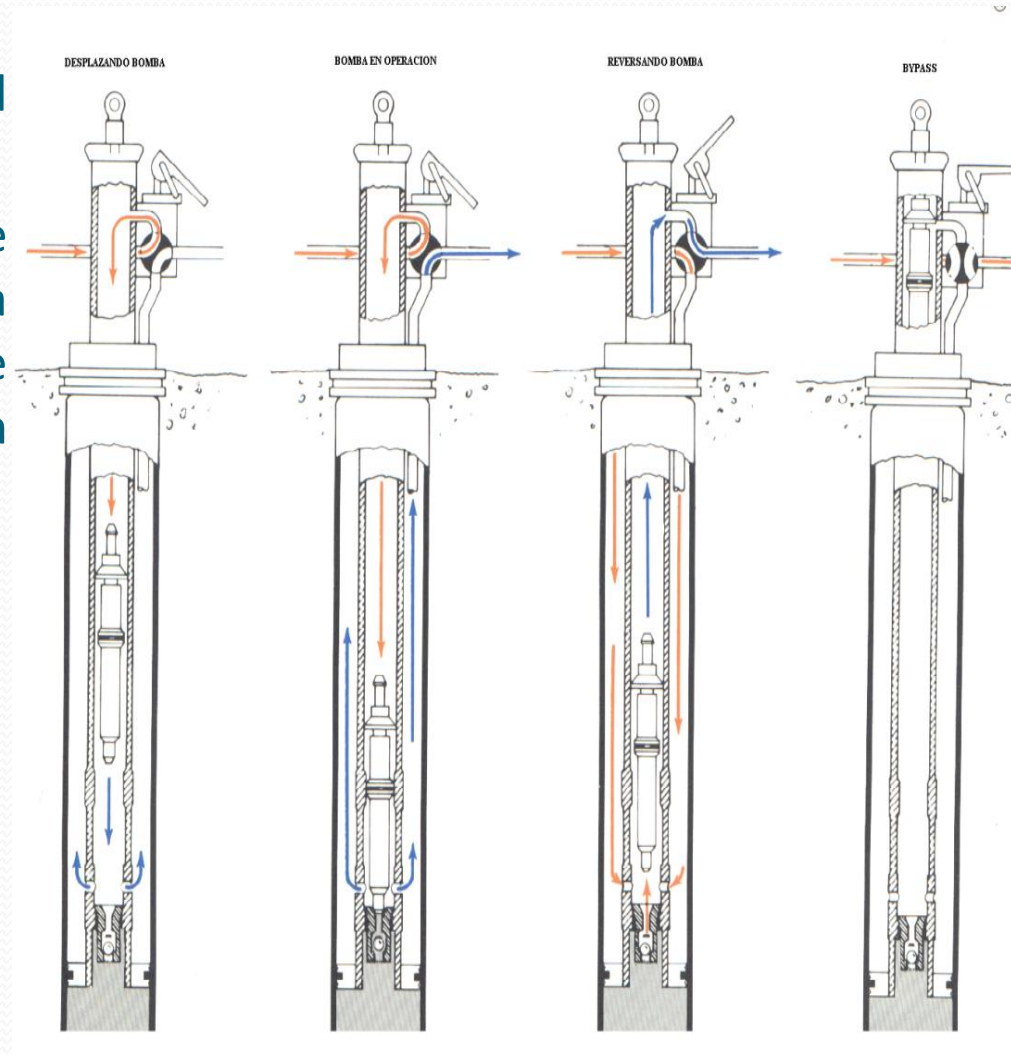
•Válvula de pie (Standing Valve)

Son necesarios en sistemas abiertos para crear el efecto “U” y prevenir que el líquido que está circulando regrese de nuevo al reservorio.



Sistema de Bomba Libre

- No requiere de unidad especial para correr y reversar la bomba.
- Para correr la bomba Claw, se inserta en la sarta de la tubería en la superficie y se la hace circular hasta el BHA (con camisa o cavidad).
- Para recuperar la bomba jet por circulación inversa hace que accione la válvula de pie (Standing valve).



INFORMACIÓN DE POZOS

Los pozos seleccionados cumplen con dos requerimientos básicos:

➤ ***Producción.***

- 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.

➤ ***Tipo de revestimiento.***

- En los años anteriores al 2000 los pozos en el campo han sido completados en su mayoría utilizando casing de 7". Luego de este año se empieza a utilizar casing de 9 5/8". Pozo A (casing de 7") y Pozo C (casing de 9 5/8").

- Se analizará la información disponible de los pozos seleccionados (Pozos A y B), como son:

➤ ***Estado Completación.***

➤ ***Registros eléctricos.***

➤ ***PVT***

➤ ***Pruebas de restauración de presión (Build Up).***

➤ ***Historiales de Producción.***

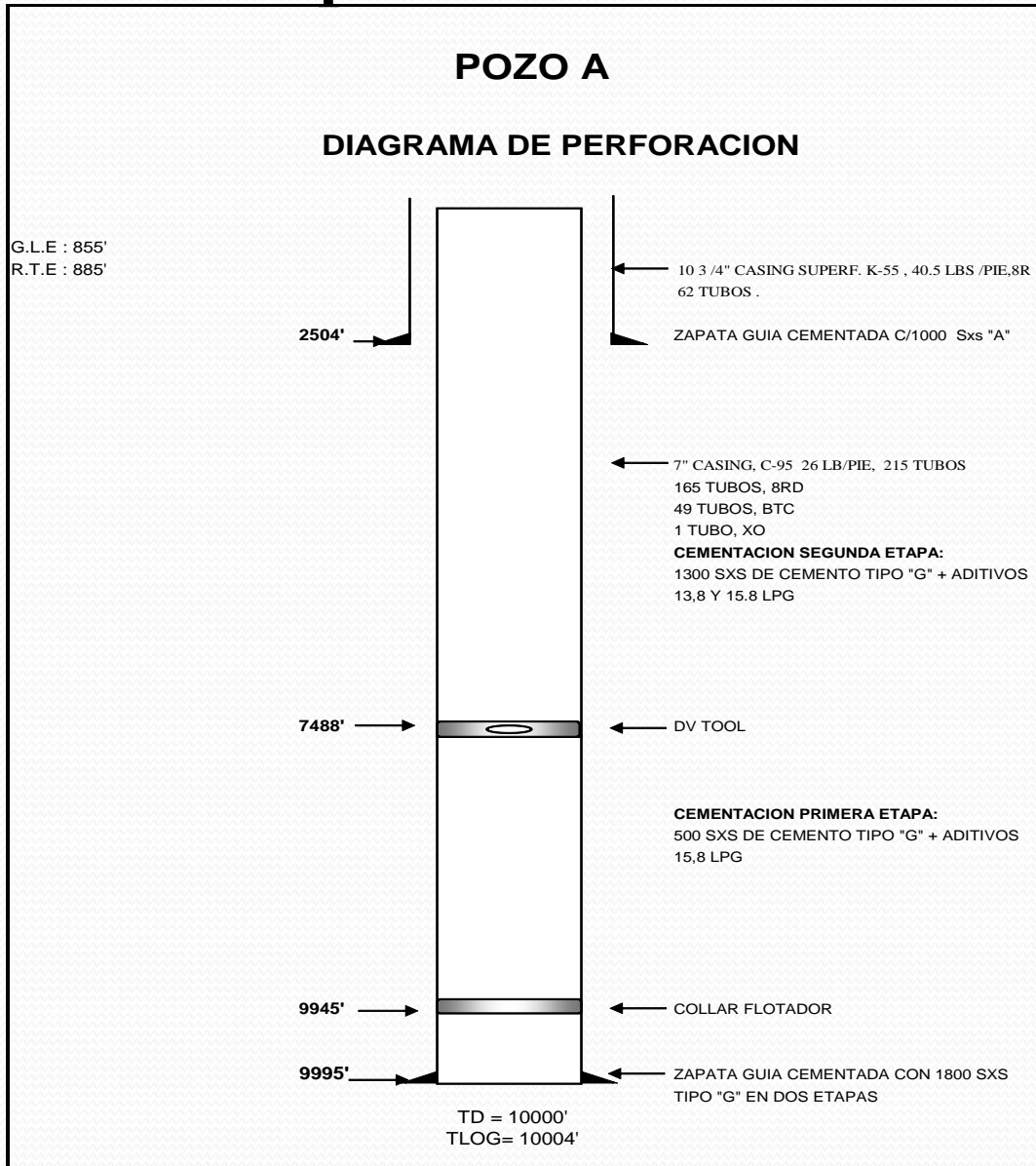
➤ ***Análisis químico.***

➤ ***Reacondicionamiento.***

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”.*

Estado de la Completación.



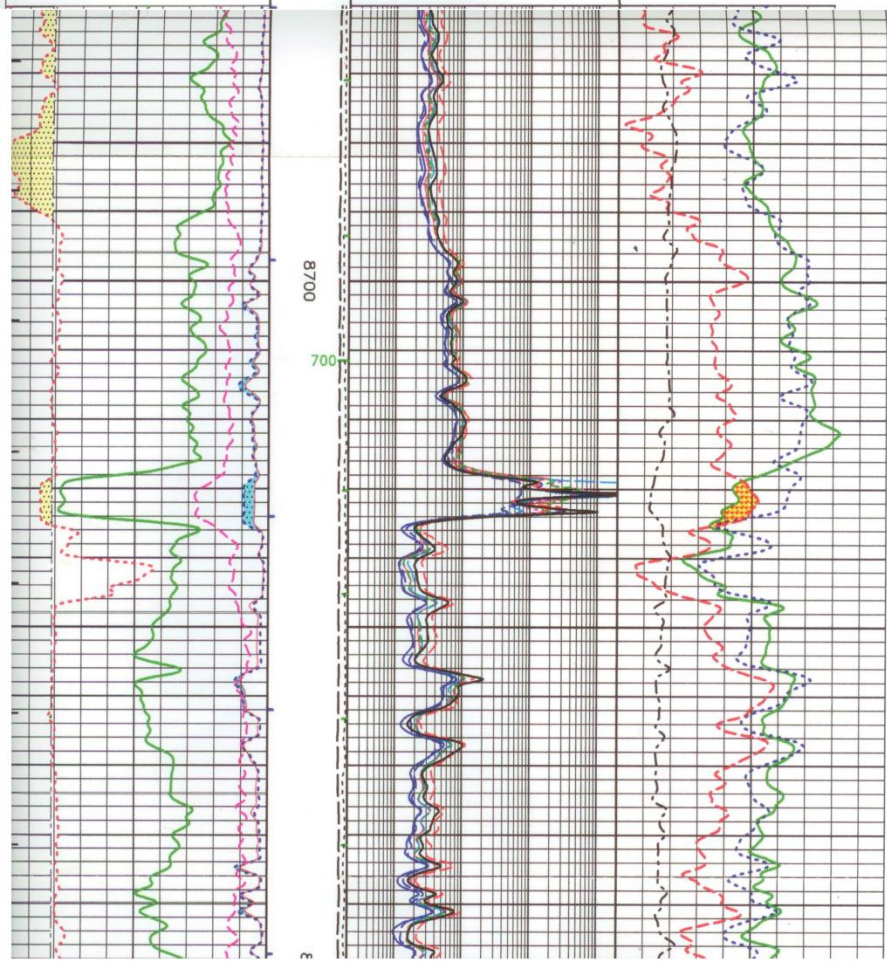
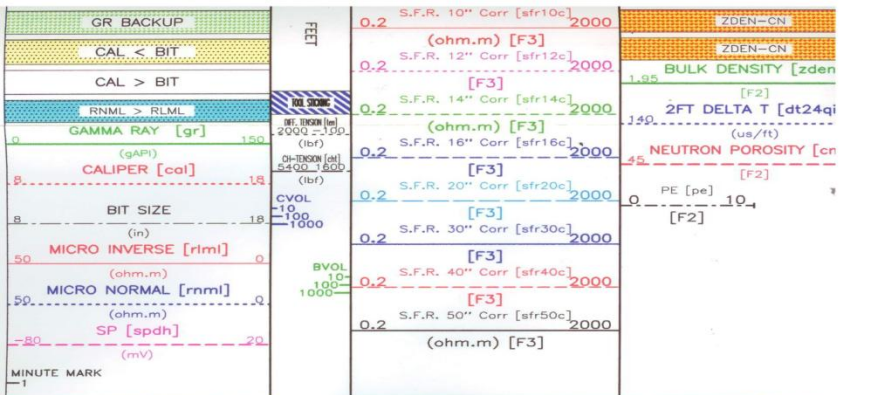
POZO A**TUBERIA DE REVESTIMIENTO**

			Peso (lbm/pie)	OD (pulg)	ID (pulg)	Área Efectiva (pulg²)	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

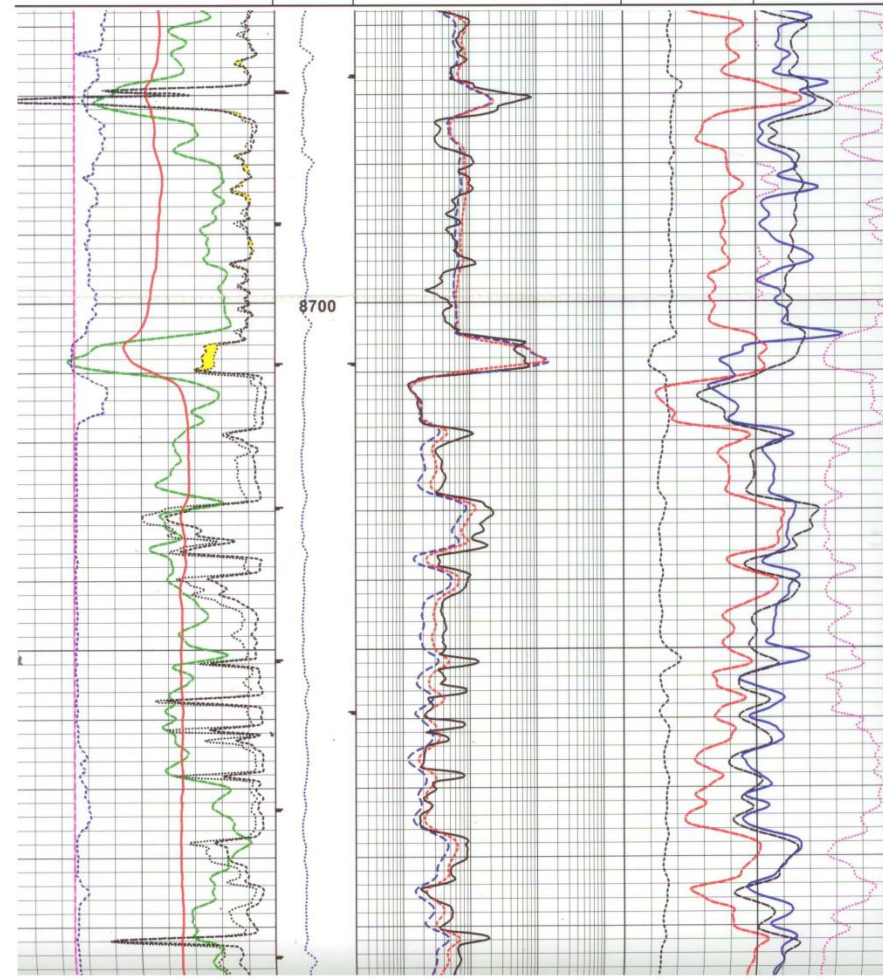
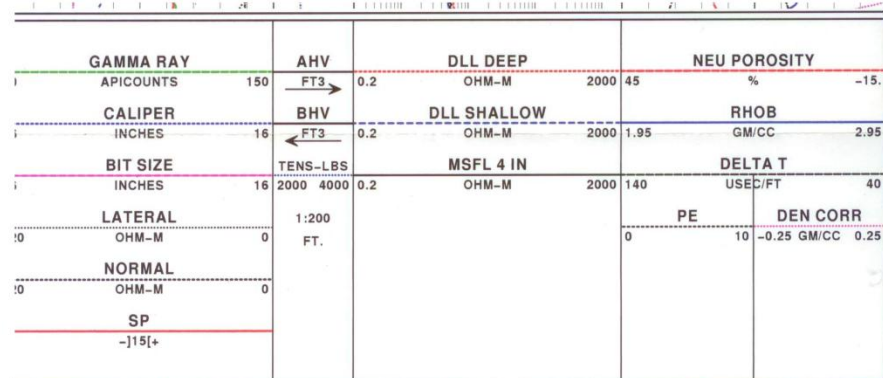
Registros Eléctricos

- 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,
- Se verifica 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

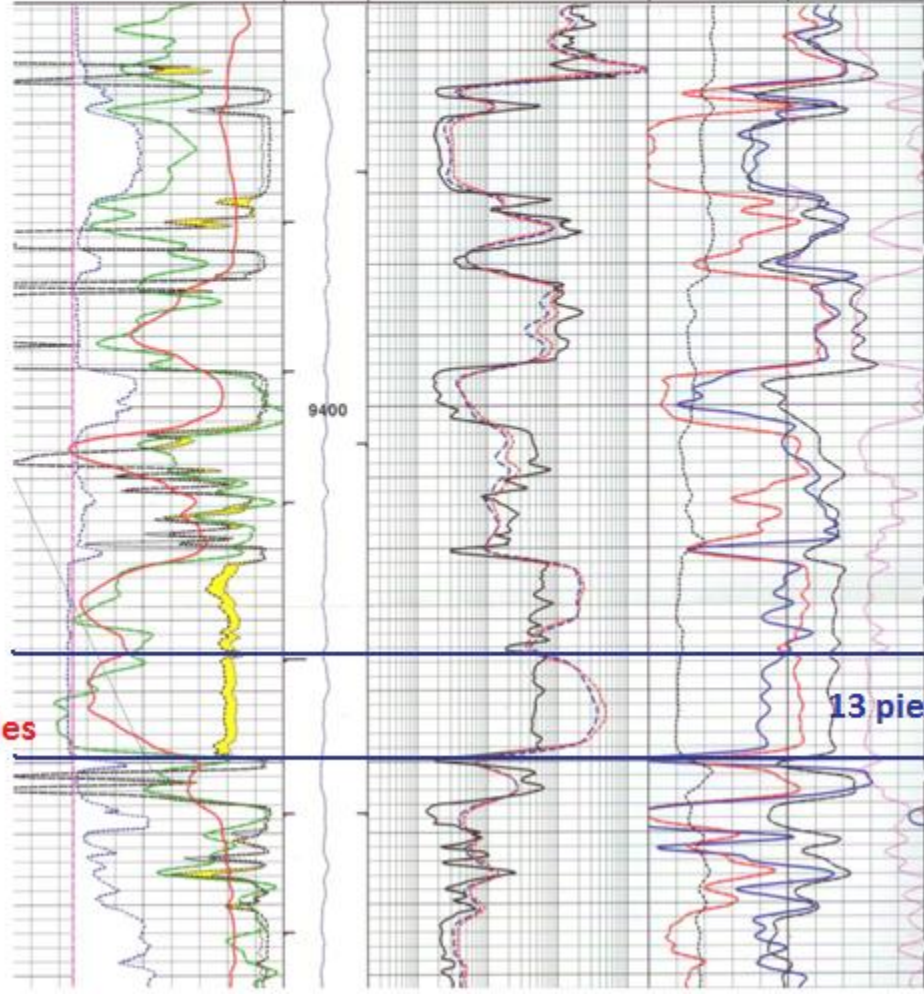
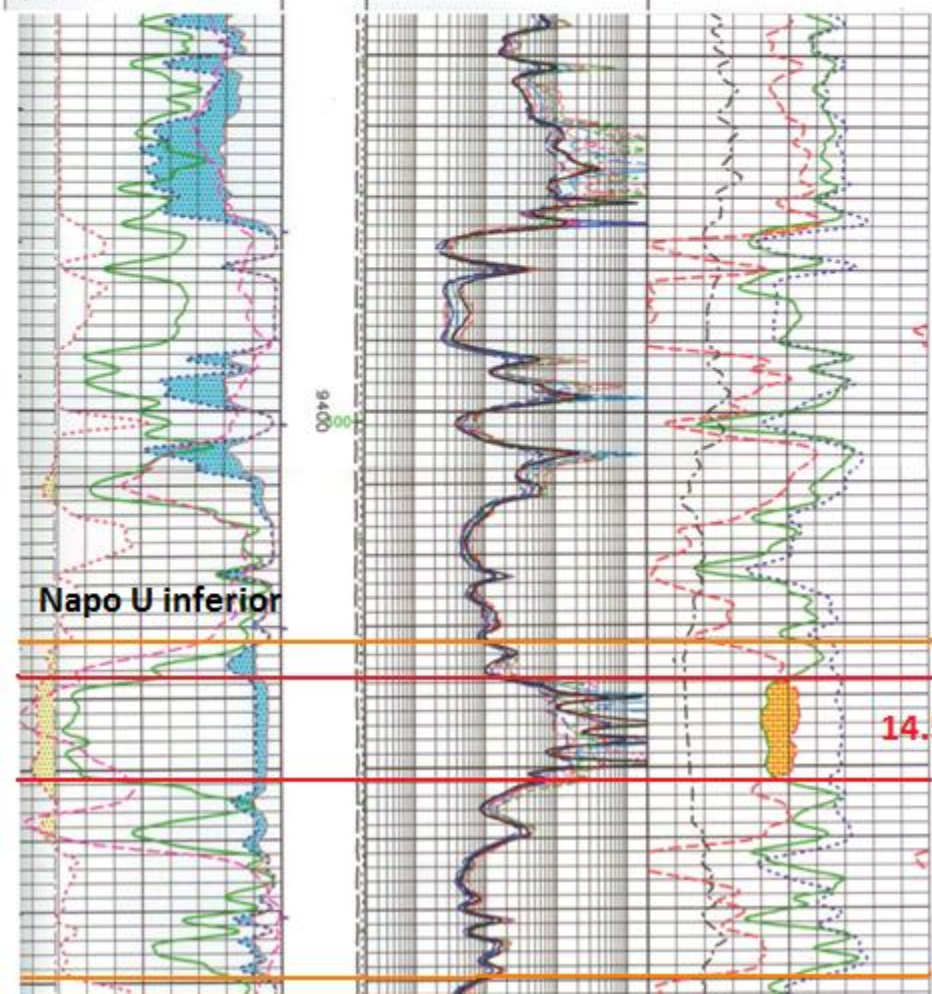


ZONA "NAPO U" POZO A

ZONA "NAPO U" POZO B

GR BACKUP	0.2 S.F.R. 10" Corr [afr10c]	2000	ZDEN-CR
CAL < BIT	(ohm.m) [F3]		ZDEN-CN
CAL > BIT	0.2 S.F.R. 12" Corr [afr12c]	2000	BULK DENSITY [zden
	[F3]		[F2]
SHAL > SHAL	0.2 S.F.R. 14" Corr [afr14c]	2000	2FT DELTA T [dt24q]
GAMMA RAY [gr]	(ohm.m) [F3]		(us/ft)
CALIPER [cal]	0.2 S.F.R. 16" Corr [afr16c]	2000	NEUTRON POROSITY [cr
	[F3]		[F2]
BIT SIZE	0.2 S.F.R. 20" Corr [afr20c]	2000	PE [pe]
(in)	[F3]		[F2]
MICRO INVERSE [rtmi]	0.2 S.F.R. 30" Corr [afr30c]	2000	
(ohm.m)	[F3]		
MICRO NORMAL [rnm]	0.2 S.F.R. 40" Corr [afr40c]	2000	
(ohm.m)	[F3]		
SP [spsh]	0.2 S.F.R. 50" Corr [afr50c]	2000	
(mV)	(ohm.m) [F3]		

GAMMA RAY	AHV	DLL DEEP	NEU POROSITY
APICOUNTS 150	FT3 →	OHM-M 2000 45	% -15
CALIPER	BHV	DLL SHALLOW	RHOB
INCHES 16	FT3 ←	OHM-M 2000 1.95	GM/CC 2.95
BIT SIZE	TENS-LBS	MSFL 4 IN	DELTA T
INCHES 16	2000 4000	OHM-M 2000 140	USEC/FT 40
LATERAL	1:200		PE
OHM-M 0	FT.		DEN CORR
NORMAL			10 -0.25 GM/CC 0.25
OHM-M 0			
SP			
-115			



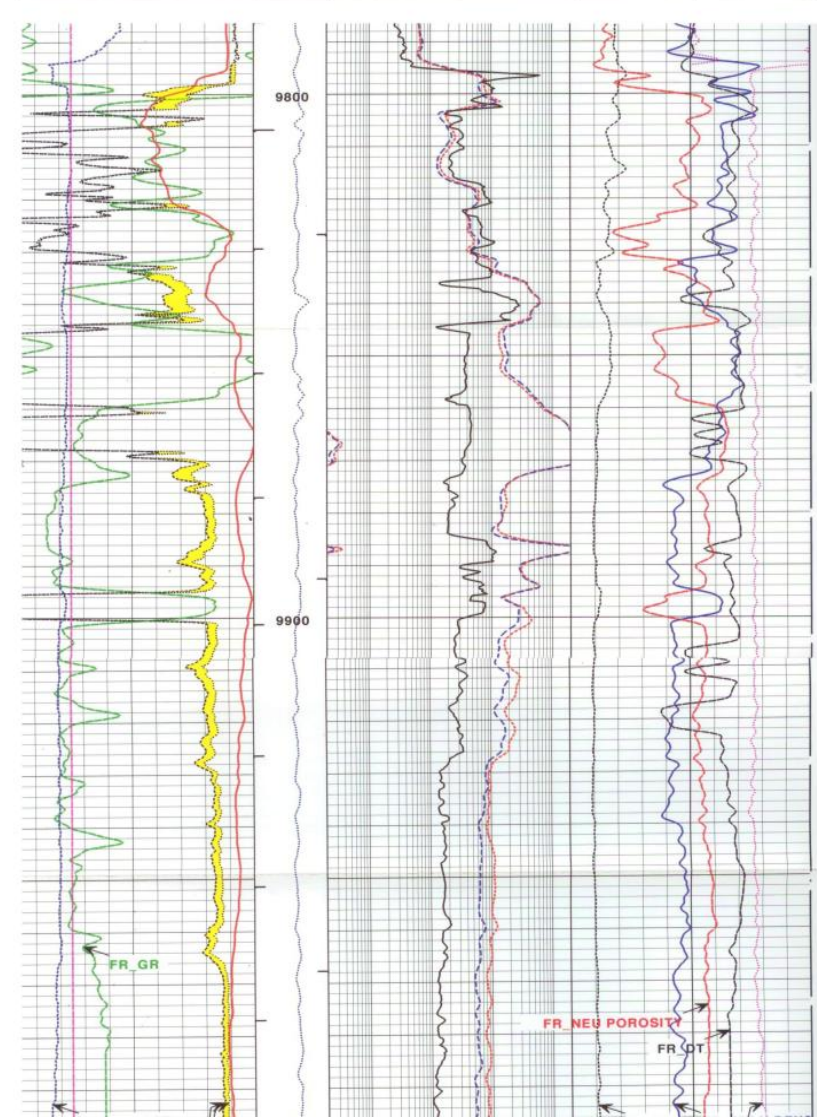
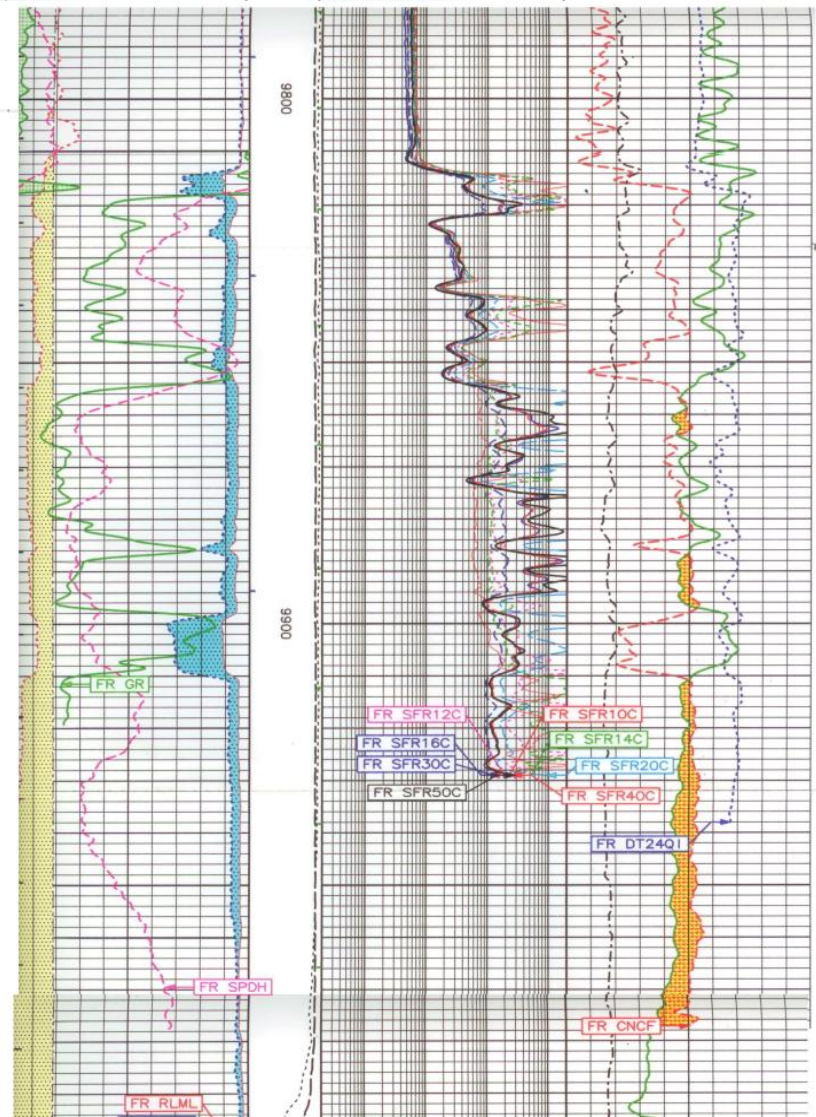
ZONA "HOLLÍN" POZO A

GR BACKUP	0.2	S.F.R. 10" Corr [sfr10c]	2000
CAL < BIT	0.2	S.F.R. 12" Corr [sfr12c]	2000
CAL > BIT	0.2	[F3]	
RLML & RLML	0.2	S.F.R. 14" Corr [sfr14c]	2000
GAMMA RAY [gr]	0.2	S.F.R. 16" Corr [sfr16c]	2000
CALIPER [cal]	0.2	S.F.R. 18" Corr [sfr18c]	2000
BIT SIZE	0.2	S.F.R. 20" Corr [sfr20c]	2000
MICRO INVERSE [rim]	0.2	S.F.R. 30" Corr [sfr30c]	2000
MICRO NORMAL [rmi]	0.2	S.F.R. 40" Corr [sfr40c]	2000
SP [spdh]	0.2	S.F.R. 50" Corr [sfr50c]	2000

ZDEN-CN	1.0	BULK DENSITY [zden]	
ZDEN-CN	1.0	2FT DELTA T [dt24qi]	
NEUTRON POROSITY [cn]	1.0	PE [pe]	
		[F2]	

ZONA "HOLLÍN" POZO B

GAMMA RAY APICOUNTS	AHV FT3	150	0.2	DLL DEEP OHM-M	2000	45	NEU POROSITY %	-15			
CALIPER INCHES	BHV FT3	16	0.2	DLL SHALLOW OHM-M	2000	1.95	RHOB GM/CC	2.95			
BIT SIZE INCHES	TENS-LBS	16	2000	4000	0.2	MSFL 4 IN OHM-M	2000	140	DELTA T USEC/FT	40	
LATERAL OHM-M		0	1:200	FT.			PE		DEN CORR		
NORMAL OHM-M		0					0	10	-0.25	GM/CC	0.25
SP											



De la evaluación petrofísica de encuentran las siguientes arenas en el pozo A

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

Las zonas de interés en el Pozo A y sus intervalos son las siguientes:

POZO	ZONA	INTERVALO
A	H Superior	9826' – 9842'
	U Inferior	9438' – 9450'

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
∅	13,7	%
Ty	225	F

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
∅	18	%
Ty	219	F

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					
07-may-04	FN	2101	2076	1.2	85					
08-may-04	FN	2088	2067	1.0	85					
09-may-04	FN	2110	2089	1.0	90					
10-may-04	FN	2088	2067	1.0	85					
11-may-04	FN	2017	1997	1.0	95					
12-may-04	FN	2025	1972	2.6	100					Salinidad = 2400 ppm Cl.-.
26-may-04	FN	1753	1578	10.0	110					
10-jun-04	FN	1643	1380	16.0	100					Salinidad = 2200 ppm Cl.-.
29-jun-04	FN	1521	1156	24.0	110					
04-jul-04	FN	1261	857	32.0	115					Salinidad = 1000 ppm Cl.-.
15-jul-04	FN	1282	705	45.0	108					
27-ago-04	FN	1147	596	48.0	84					Salinidad = 1200 ppm Cl.-.
25-sep-04	FN	1127	451	60.0	92					
14-oct-04	FN	1064	426	60.0	90					Salinidad = 1100 ppm Cl.-.
25-nov-04	FN	1028	308	70.0	85					
21-dic-04	FN	957	287	70.0	85					Salinidad = 1000 ppm Cl.-.
09-ene-05	FN	827	165	80.0	90					
26-ene-05	FN	702	140	80.0	120					
02-feb-05	FN	693	139	80.0	116					
28-feb-05	FN	701	140	80.0	110					
03-mar-05	FN	709	142	80.0	110					
08-abr-05	FN	725	145	80.0	108					
19-abr-05	FN	772	154	80.0	100					
05-may-05	FN	810	162	80.0	78					
18-may-05	FN	804	161	80.0	85					
30-may-05	FN	749	150	80.0	76					
01-jun-05	FN	733	147	80.0	70					
14-jun-05	FN	827	165	80.0	92					
23-jun-05	FN	851	170	80.0	75					
10-jul-05	FN	804	161	80.0	80					
29-jul-05	FN	709	142	80.0	58					
06-ago-05	FN	740	148	80.0	71					
14-ago-05	FN	709	142	80.0	76					
01-sep-05	FN	749	150	80.0	60					
18-sep-05	Inicia WO#1, SQZ A "Hi" de acuerdo a resultados bajar BES, alternativa punzonar Hs.									
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-Ff=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 tormenta , produce bajo rango	
24-dic-05	PPS	224	186	17.0	45	55	Hi	TD-850	Sensor de fondo descalibrado, bajo aislamiento electrico	
16-ene-06	Inicia WO#2, Se cambia la producción a la zona Hs									
23-dic-06	PPS	852	837	1.8	135	56	Hs	FC-925		
08-ene-07	PPS	838	823	1.5	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		
15-nov-08	PPS	819	804	1.8	105	55	Hs	FC-925		
12-dic-08	PPS	816	801	1.8	105	55	Hs	FC-925		
02-ene-09	PPS	815	800	1.8	105	55	Hs	FC-925		

Correlación de Producción

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

POSIBLE CAPACIDAD DE FLUJO DEL POZO A			
	ARENA	BFPD	BPPD
Zona productor actual	Hs	815	800
Promedio producción pozos vecinos	U Inferior	673	670
TOTAL	Hs y U	1488	1470

La producción de 673 BFPD del pozo B productor de la arena U Inferior y vecino al pozo A evidencia la buena condiciones de flujo en el área.

Análisis Químico

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 (0,4%)
	10-jun-06	Ui	BSW bajo (0,4%)
	31-oct-05	Ui	BSW bajo (0,4%)

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



- Se correlaciona salinidades de la arena U inferior del Pozo B con el Pozo A.
- La arena U Inferior tiene un bajo **BSW en esta área** del campo.
- Bajo **BSW => Baja tendencia corrosiva** e incrustante del pozo.
- Arena H Superior del Pozo A tiene también un bajo BSW => no se considera inyección de químicos antiescala o anticorrosivos en 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.

Pruebas de restauración de presión, B'UP

REGISTROS DE BUILD 'UP													
POZO A													
ARENA	FECHA	INTERVALO	BFPD	BPPD	BSW %	Pwf	Pws	Sf	S total	K	J	API	u
Hs	11-ene-06	9826-9842	768	760	1	1683	3633	1	1	38	0,44	----	----

POZOS VECINOS AL POZO A													
ARENA T													
POZOS	FECHA	Intervalo	BFPD	BPPD	BSW %	Pwf	Pr	Sf	S Total	K	J	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	4,14				12	
ARENA Ui													
B	08-ago-05	9836-9863	959	844	12	2187	2557	6	6	400	2,59	17,5	
ARENA Hs													
G	02-mar-99	9823-9828 9834-9840 9846-9852	350	330	5,7	644	3757	0	22,5 22,50	73,0	0,11	27,4	

Reacondicionamientos

HISTORIAL DE RECONDICIONAMIENTOS											
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 cementación forzada a la "Hi", de acuerdo 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, rediseñar 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

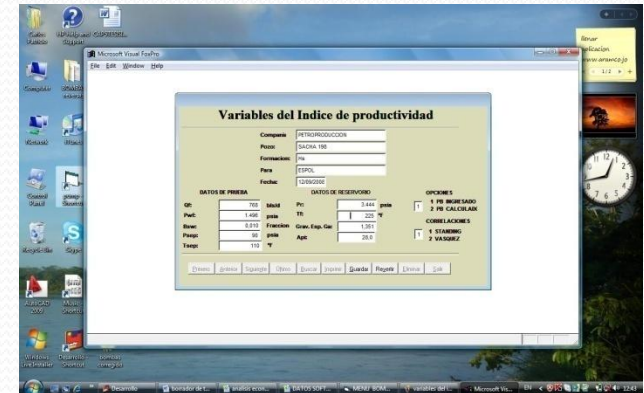
- Ahora conociendo que los registros eléctricos de la arena U inferior del pozo A muestra características petrofísicas similares a las del pozo B (productor de U inferior) y que pozo vecino tiene producciones de 673 BFPD de las arenas U inferior, se puede afirmar con mejores bases que el Pozo A puede ser productor de más de una arena por lo que es buen candidato para ser completado dualmente.

DISEÑO DE COMPLETACION DUAL- 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 (**Backup**), necesarios para realizar futuras operaciones de mantenimiento y pruebas a la formación y al equipo de fondo.

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 (comportamiento de bombas y tubería).
- El Software Claw tiene las siguientes características:
 - Software amigable y trabaja en ambiente Windows.
 - Brinda resultados fácil de interpretar.
 - Fácil de exportar resultados a archivos PDF.
 - Posee una estructura básica.
 - Determina curvas IPR Vogel y Compuesto.
 - Selecciona Bombas Jet Claw.
 - Permite realizar análisis mediante técnica nodal.



- Se recolecta toda la información de los pozos aledaños para el respectivo análisis que se usarán en el diseño. Los datos principales requeridos son:
 - 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 y la presión estática de fondo del reservorio.
 - e) Temperatura de fondo de pozo.
 - f) Tasa de producción deseada.
 - g) Relación gas-aceite y corte de agua.
 - h) API del petróleo o gravedad específica
 - i) Punto de burbuja

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:

$$\text{Grad. fluido} = 0.433 \left[\rho_{\text{agua}} \times BSW + (1 - BSW) \rho_{\text{oil}} \right]$$

$$\Delta h = \text{prof. arena} - \text{prof. camisa}$$

$$P_{\text{intake}} = P_{\text{wf}} - \Delta h \times \text{Grad. fluido}$$



REPORTE DEL IPR

CODIGO OP.75.RE.06
FECHA:2003/11/12
REV:02

- a) Pozo A, Arena Hollín Superior. El IPR se genera tomando los datos del B'UP realizado el 11-ene-06.

IPR VOGUEL

Qo BLS/DIA	PWF PSIA
0.0	3444.0
75.3	3251.1
113.0	3154.6
150.6	3058.1
188.3	2961.7
225.9	2865.2
263.6	2768.7
301.2	2672.3
338.9	2575.8
376.5	2479.3
414.2	2382.9
451.8	2286.4
489.5	2189.9
527.1	2093.5
564.8	1997.0
602.4	1900.5
640.1	1804.1
677.7	1707.6
715.4	1611.1
753.0	1514.7
790.7	1418.2
828.3	1321.7
866.0	1225.3
903.6	1128.8
941.3	1032.3
978.9	935.9
1016.6	839.4
1054.2	742.9
1091.9	646.5
1129.6	550.0
1133.5	539.7
1137.5	529.3
1141.5	518.7
1145.5	507.8
1149.4	496.8
1153.4	485.5
1157.4	474.0
1161.4	462.3
1165.3	450.3
1169.3	438.0
1173.3	425.4
1177.3	412.5
1181.2	399.2
1185.2	385.6
1189.2	371.5
1193.2	356.9
1197.1	341.8
1201.1	326.2
1205.1	309.9
1209.1	292.9
1213.0	275.0
1217.0	256.1
1221.0	236.1
1225.0	214.7
1228.9	191.5
1232.9	166.1
1236.9	137.5
1240.9	104.3
1244.8	62.9
1248.8	0.0

IPR COMPUESTO

Qt BLS/DIA	PWF PSIA
0.0	3444.0
114.1	3154.6
171.1	3009.9
228.2	2865.2
285.2	2720.5
342.3	2575.8
399.3	2431.1
456.4	2286.4
513.4	2141.7
570.5	1997.0
627.5	1852.3
684.6	1707.6
741.6	1562.9
798.7	1418.2
855.7	1273.5
912.8	1128.8
969.8	984.1
1026.9	839.4
1083.9	694.7
1141.0	550.0
1147.0	534.5
1153.0	518.7
1159.0	502.3
1165.1	485.6
1171.1	468.3
1177.1	450.4
1183.1	431.9
1189.1	412.7
1195.2	392.6
1201.2	371.7
1207.2	349.8
1213.2	326.6
1219.3	302.0
1225.3	275.6
1231.3	247.0
1237.3	215.6
1243.4	180.2
1249.4	138.9
1255.4	86.7
1261.4	2.4
1261.4	2.3
1261.4	2.2
1261.4	2.1
1261.5	2.0
1261.5	1.8
1261.5	1.7
1261.5	1.6
1261.5	1.5
1261.5	1.3
1261.5	1.2
1261.5	1.1
1261.5	1.0
1261.5	0.9
1261.5	0.7
1261.5	0.6
1261.5	0.5
1261.5	0.4
1261.5	0.2
1261.5	0.1
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 Qt: 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





REPORTE DEL IPR

CODIGO OP.75.RE.06
FECHA:2003/11/12
REV:02

- 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

IPR VOGUEL		IPR COMPUESTO	
Qo BLS/DIA	PWF PSIA	Qt BLS/DIA	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	3465.4	1170.0
2134.7	1571.1	3549.6	1103.1
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
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
4532.1	0.0	5171.3	0.0

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
Qob: 3050 BLS/DIA	Qtbt: 3465 BLS/DIA @ Pw 1170 PSIA
Qomax: 4532 BLS/DIA	Qtmax: 5171 BLS/DIA @ Pwf 0 PSIA

PB CALCULADO CON CORRELACION DE STANDING



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 se utiliza las ecuaciones de flujo monofásico siguientes.

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

$$N_{Re} = \rho v d / \mu$$

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad : \text{ Si } N_{Re} < 2000$$

$$f = 0.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.45}{N_{Re}^{0.9}} \right)^{-2} \quad : \text{ Si } N_{Re} > 2100$$

Ecuación de Jain.


$$\Delta p = \frac{f \rho v^2 L}{2 g_c d}$$

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

	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

- 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 (**BIPD**) 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.

	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 :	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 (BPPD) :	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-(%) DECIMAS:	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	INYE. BPPD.	PROD. BPPD	PRESION ENTRADA	PRESION TRIPLIX	PRESION DESCARGA	RANGO CAVIT.	RETORNO BPPD	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

TIPO BOMBA	AREA NOZZLE	AREA GARGANTA	INYEC. BIPD.	PROD. BFPD	PRENSION ENTRADA	PRENSION TRIPLEX	PRENSION 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

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.

	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:	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):	5.201	GOR (PCPB):	182	PRESION DE ENTRADA (PSI):	2187
PROF. DE TUBERIA (PIES):	9445	BSW (% DECIMALES):	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):	9028
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	INYECC. BPPD.	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 J	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

GRACIAS POR PREFERIRNOS Y USAR NUESTROS SERVICIOS C.

APROBADO: MARIO MUSO

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**

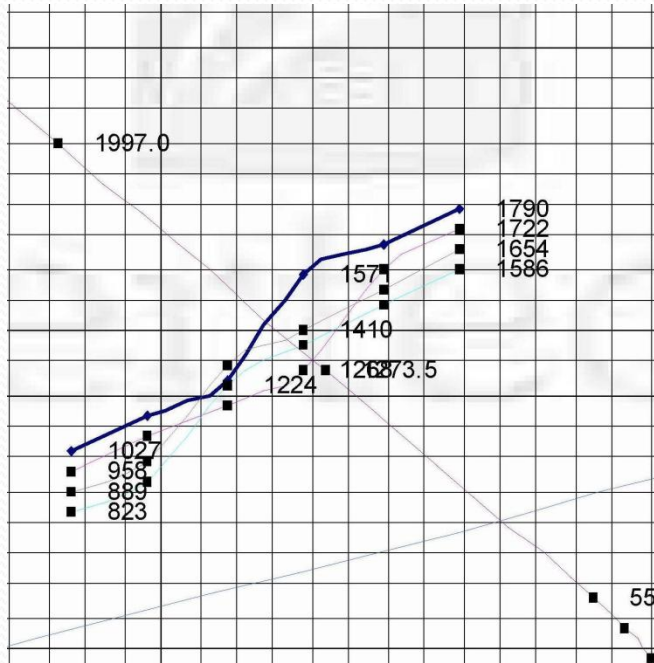
ELABORADO: CARLOS ORTIZ

Análisis nodal

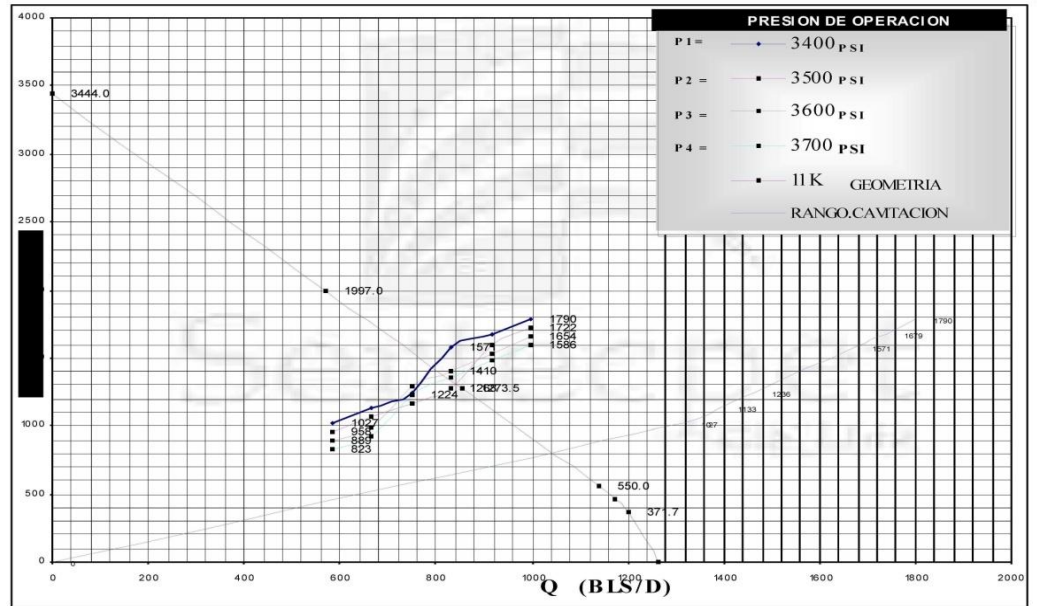
- Este método analiza el rendimiento del pozo en función de la afluencia del reservorio y de los diferentes componentes de la completación y facilidades de superficie los cuales interactúan entre sí.
- El Software Claw toma como nodo la entrada a la bomba, P intake, de esta manera divide el pozo entre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

ANALISIS NODAL CON JET CLAW

- a) Pozo A Hollín Superior. Se presenta la gráfica de la bomba escogida, 11K.



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

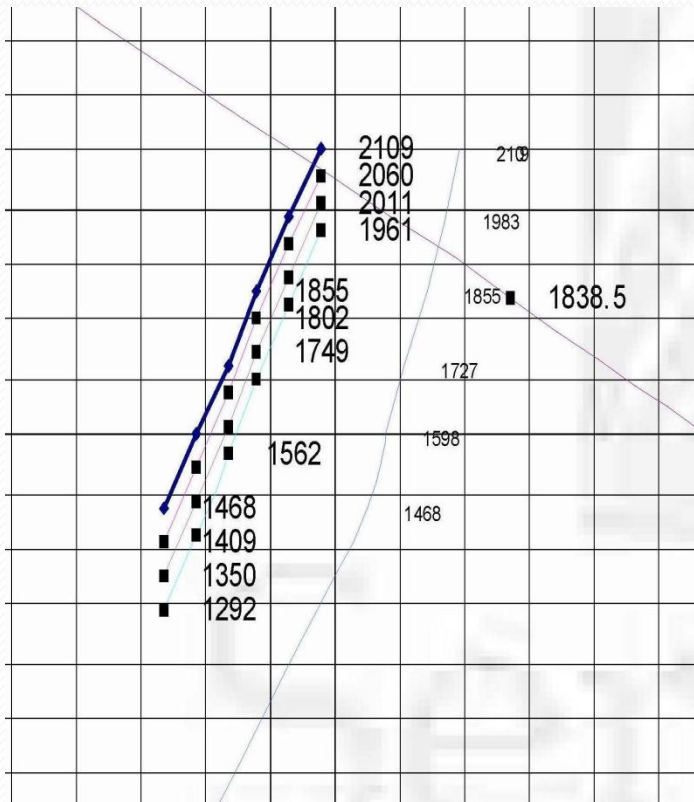


INyec. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
2324	682	1027	3400	4233	1314	26	147
2306	666	1133		4248	1390	26	146
2288	749	1236		4263	1461	28	145
2226	832	1571		4407	1674	29	141
2205	915	1679		4434	1738	30	140
2188	998	1722		4464	1801	31	139
2356	582	568	3500	4247	1262	26	154
2337	666	1064		4262	1341	26	152
2319	749	1188		4278	1415	28	151
2302	832	1288		4292	1483	29	150
2243	915	1501		4451	1692	30	146
2221	998	1722		4479	1783	31	145
2386	682	889	3600	4261	1209	26	160
2368	766	988		4277	1281	26	159
2317	749	1292		4410	1499	28	155
2296	832	1410		4437	1575	29	154
2275	915	1533		4465	1651	30	153
2263	998	1654		4494	1723	31	151
2416	682	823	3700	4275	1196	26	167
2398	766	931		4291	1242	26	165
2348	749	1224		4423	1453	28	162
2326	832	1352		4450	1538	29	160
2304	915	1478		4478	1616	30	159
2285	998	1586		4508	1683	31	158

INYEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
----------------	--------------	--------------------------	----------------------------	---------------------------	------------------------	-----------------------	----------------

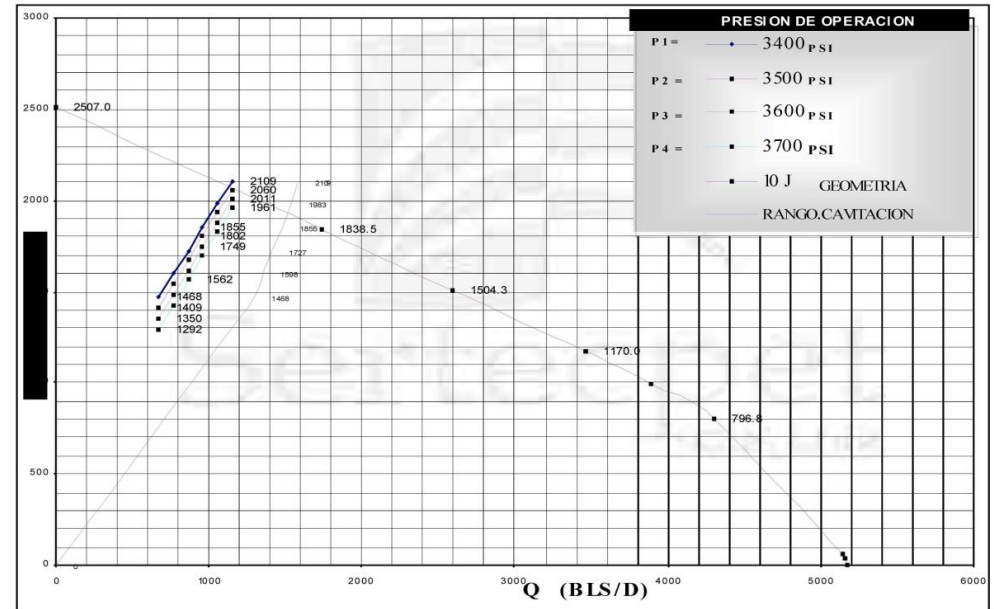
2324	582	1027	3400	4233	1314	25	147
2306	666	1133		4248	1390	26	146
2288	749	1236		4263	1461	28	145
2225	832	1571		4407	1674	29	141
2205	915	1679		4434	1738	30	140
2188	998	1790		4464	1801	31	139
2356	582	958	3500	4247	1262	25	154
2337	666	1064		4262	1341	26	152
2319	749	1168		4278	1415	28	151
2302	832	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

- 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



INVEC. BIPD	PROD BFPD	PRESION ENTRADA (PSI)	PRESION OPERACION (PSI)	PRESION DESCARGA (PSI)	RANGO CAVIT.(BLS/D)	EFICIENCIA BOMBA %	POTENCIA HP
1662	671	1468	3400	3647	1290	30	105
1645	767	1468	3400	3656	1355	31	104
1697	863	1468	3400	3667	1417	32	103
1610	959	1468	3400	3680	1477	32	102
1592	1055	1468	3400	3694	1534	31	101
1676	1151	1468	3400	3710	1589	30	100
1685	671	1468	3500	3657	1290	30	110
1697	767	1468	3500	3669	1326	31	109
1650	863	1468	3500	3677	1391	32	108
1632	959	1468	3500	3690	1452	32	106
1616	1055	1468	3500	3706	1511	31	105
1597	1151	1468	3500	3721	1568	31	104
1707	671	1350	3600	3666	1228	30	115
1690	767	1484	3600	3678	1268	31	113
1672	863	1612	3600	3688	1304	32	112
1654	959	1749	3600	3701	1347	32	111
1637	1055	1880	3600	3716	1488	32	110
1619	1151	2011	3600	3732	1548	31	109
1728	671	1292	3700	3676	1197	30	118
1711	767	1427	3700	3689	1269	31	118
1694	863	1562	3700	3698	1337	32	117
1676	959	1696	3700	3711	1402	32	116
1658	1055	1829	3700	3727	1464	32	114
1641	1151	1961	3700	3743	1524	31	113

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

Valores de Operación del Sistema Dual con Bombeo Hidráulico en el Pozo A.

POZO A								
ARENA	BOMBA	INYECCION (BFPD)	PRODUCCION (BFPD)	RETORNO (BFPD)	PRESION OPERACION (psi)	PRESIÓN DE DESCARGA (psi)	RANGO DE 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				

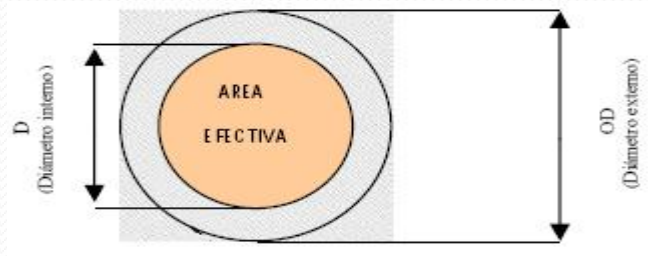
El valor de 1151BFPD con un BSW=0,12 equivale a **1113BPPD** corresponde a la posible producción de la arena U inferior, lo cual representa el ingreso del proyecto de completación dual paralela con bombeo hidráulico del Pozo A.

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.

Análisis Casing-Tubing

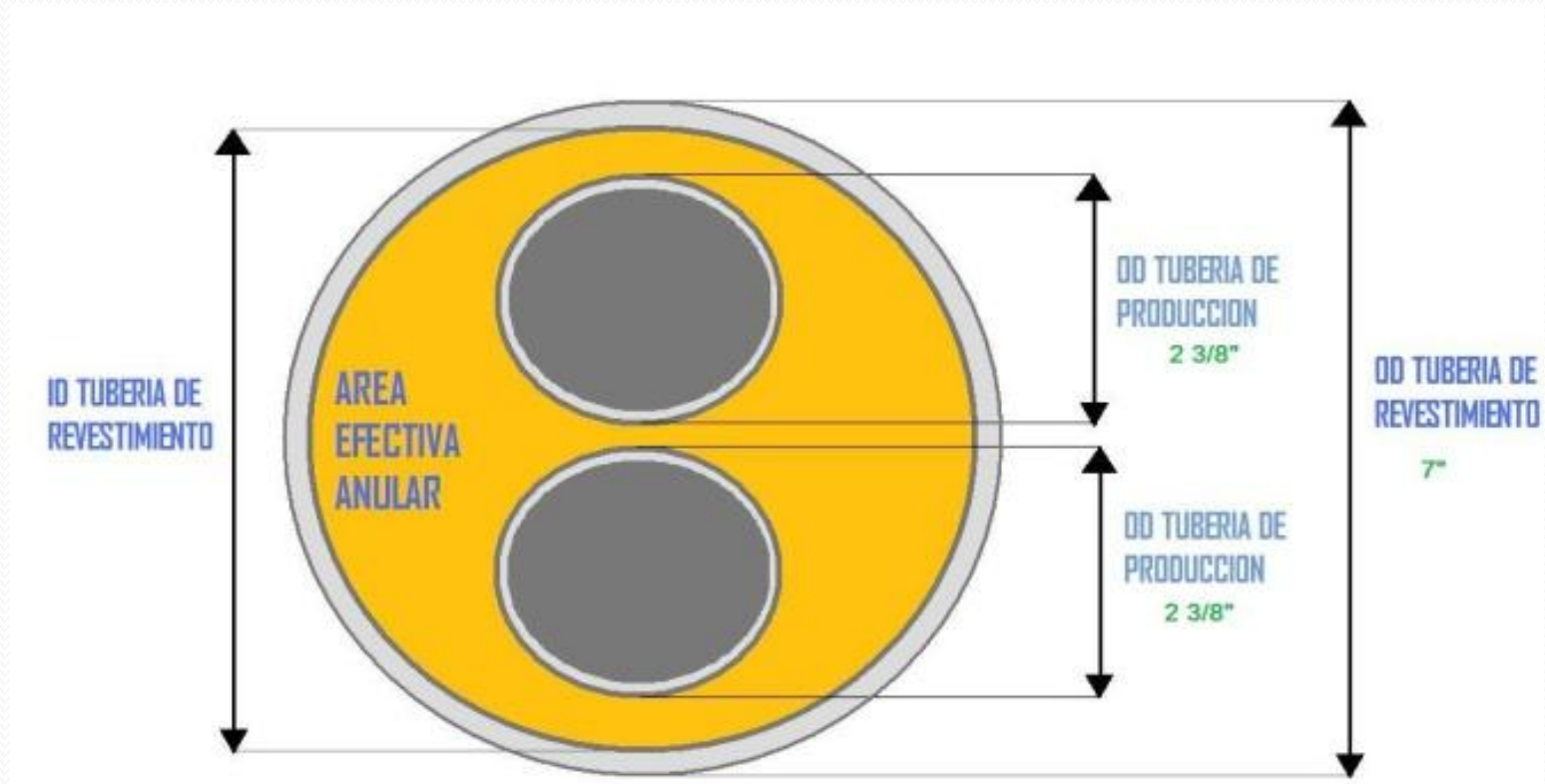
- Así para el Pozo A tenemos las siguientes especificaciones de la tubería de revestimiento.



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

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
2 7/8	2.875	8.7	N-80	2.259	4.0079	15300	15000	198700	2.165	EUE

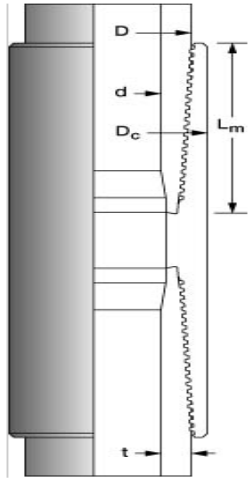
Configuración de la Tubería de Revestimiento con dos tuberías de producción.



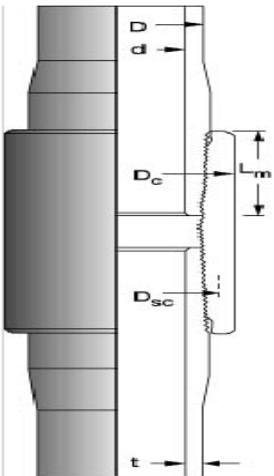
El diámetro efectivo del anular equivale al diámetro interno del casing en los datos de selección de bomba Jet Claw en el Software Claw.

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

- 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.
 - OD mínimo considera un diámetro exterior especial que se obtiene al realizar un rebajamiento sobre el OD normal del coupling.



COUPLIN ESPECIAL



COUPLING NORMAL

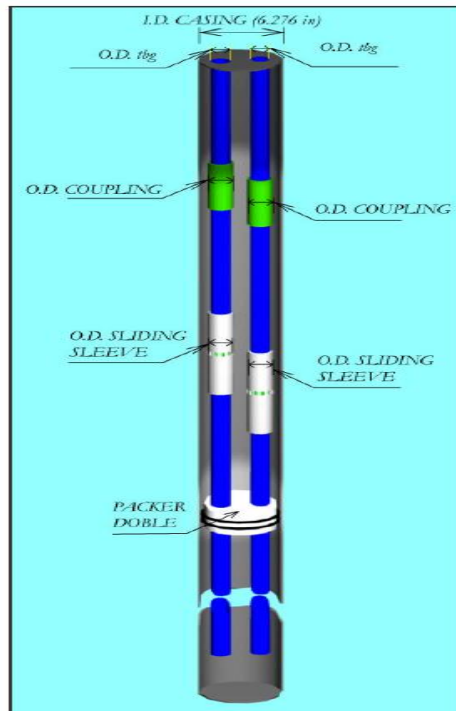
TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON DOS COUPLING EN LA COMPLETACION DUAL													
CASING							COUPLING						
Tamaño pulg	OD pulg	Peso lbm/ft	Grado	ID pulg	Drift pulg	Área Efectiva pulg^2	Tamaño pulg	Peso lbm/ft	Grado	OD Normal pulg	Área Efectiva Normal pulg^2	OD Especial pulg	Área Efectiva OD Especia I 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													16.198
Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Normal													
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													4.541
AREA EFECTIVA ANULAR (COUPLING ESPECIAL) pulg^2													17.634
Area Efectiva ID Casing - Area Efectiva (Coupling + Coupling) Especial													
DIAMETRO EFECTIVO DEL ANULAR (pulg)													4.738

- 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 (OD igual a Coupling Especial).

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

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

- $ID - D_{drift} = 0.129''$
- $OD \text{ Coupling especial } 2 \frac{7}{8}'' = 3.46''$
- $3.46'' + 2.91'' = 6.37'' > ID \text{ Csg } 7'' (6.28'')$



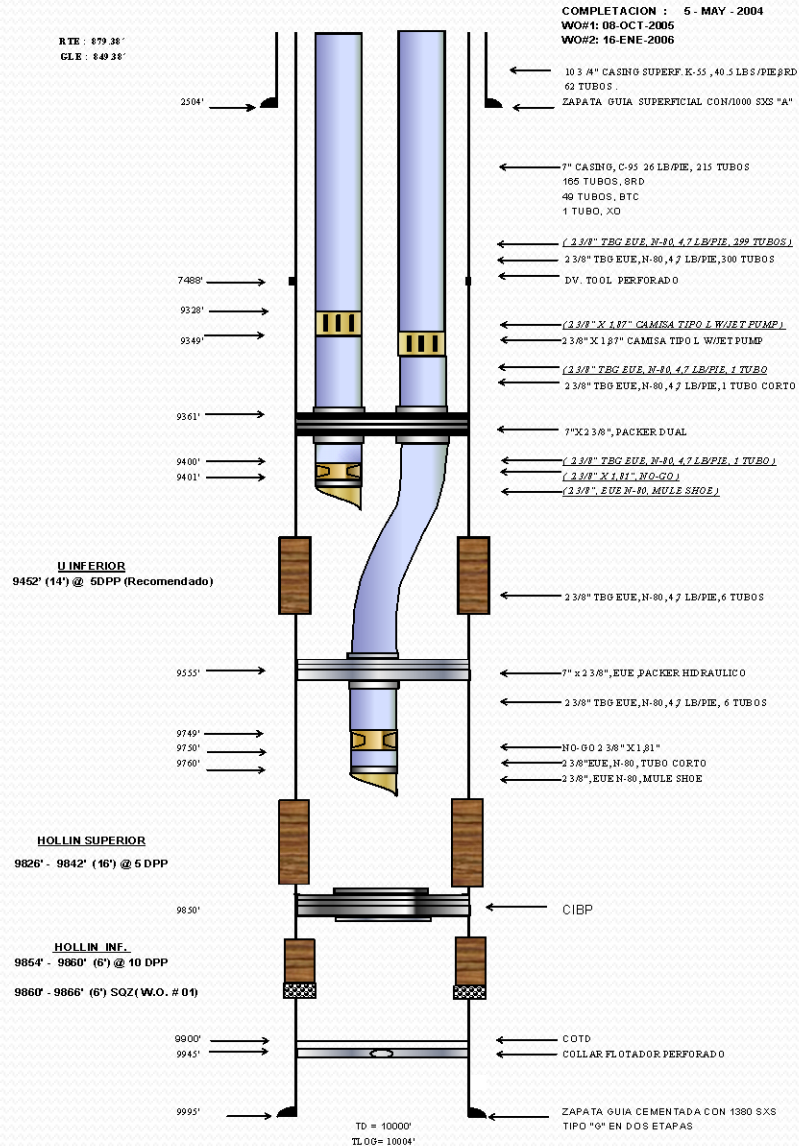
ESPACIO ENTRE CASING - TUBING					
CASING		TUBING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total (pulg)	ID Casing - OD Total (pulg)
7"	6,276	2 3/8"	2,375	4,75	1,526
		2 3/8"	2,375		
ESPACIO ENTRE CASING - COUPLING NORMAL					
CASING		COUPLING			ANULAR
NOMINAL	ID (pulg)	NOMINAL	OD (pulg)	OD Total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

- 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 especial es reducido (0,456"), esto muestra que las combinaciones de tuberías de mayor diámetro no son aplicables para la completación dual con un casing de 7".

Completación Dual

POZO A

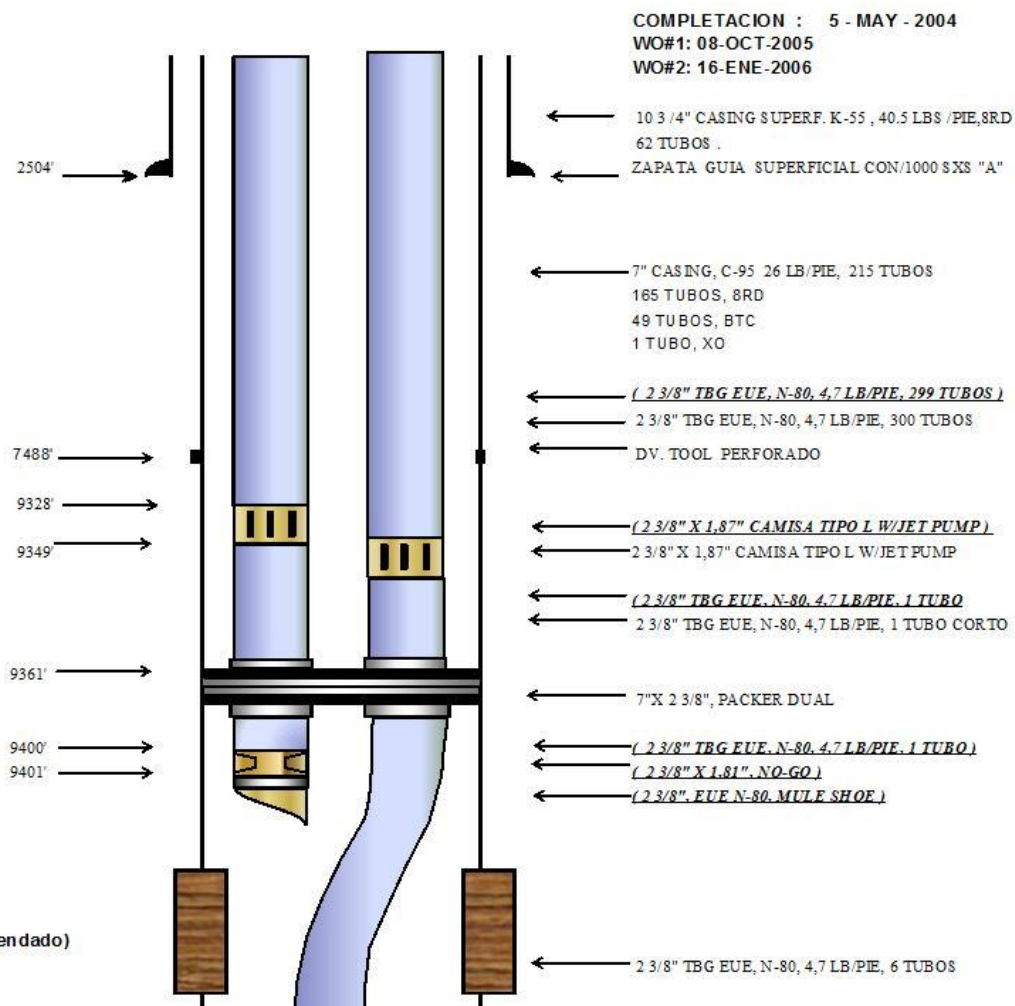
DIAGRAMA DE COMPLETACION DUAL



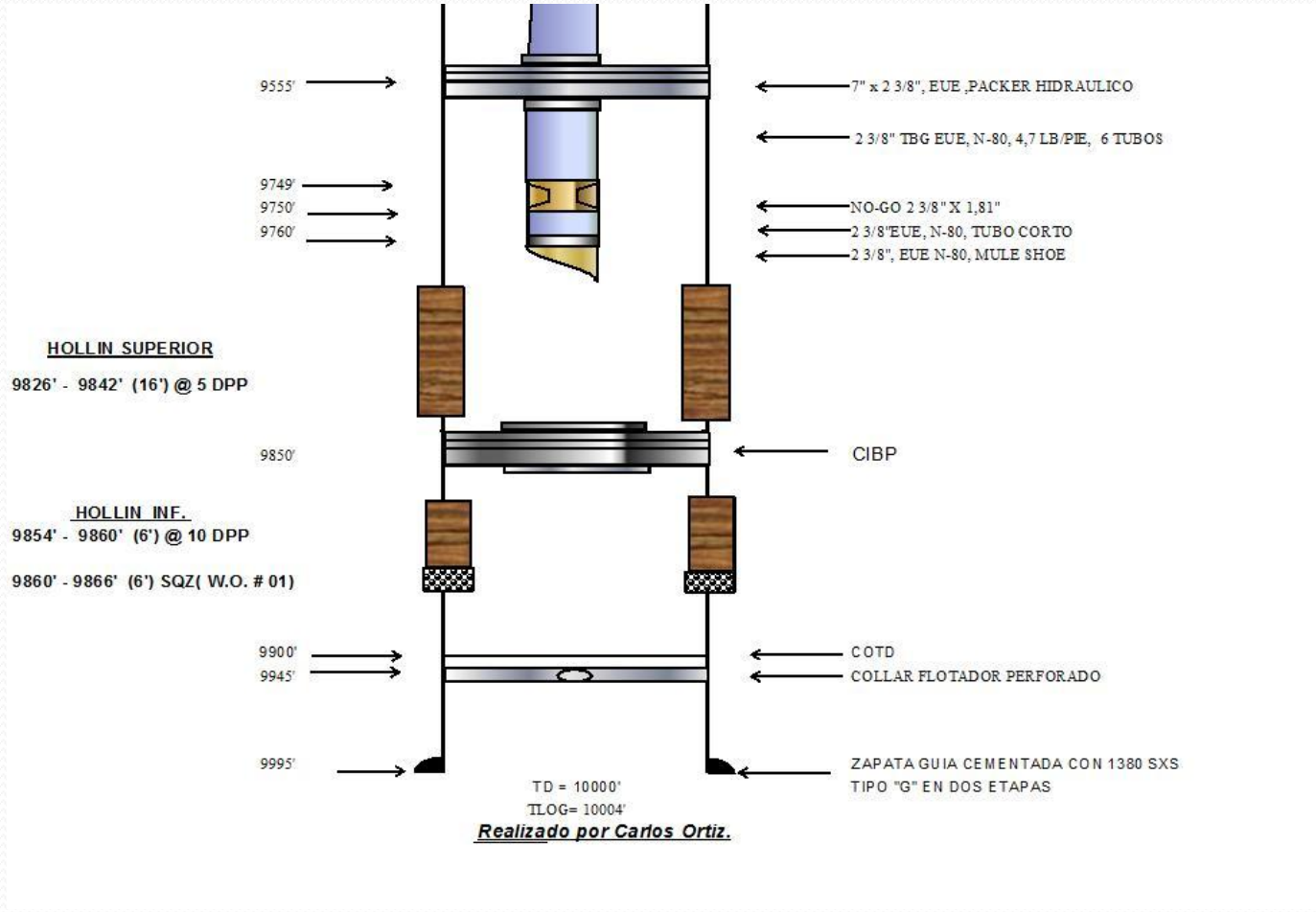
POZO A

DIAGRAMA DE COMPLETACION DUAL

RTE : 879.38'
GLE : 849.38'

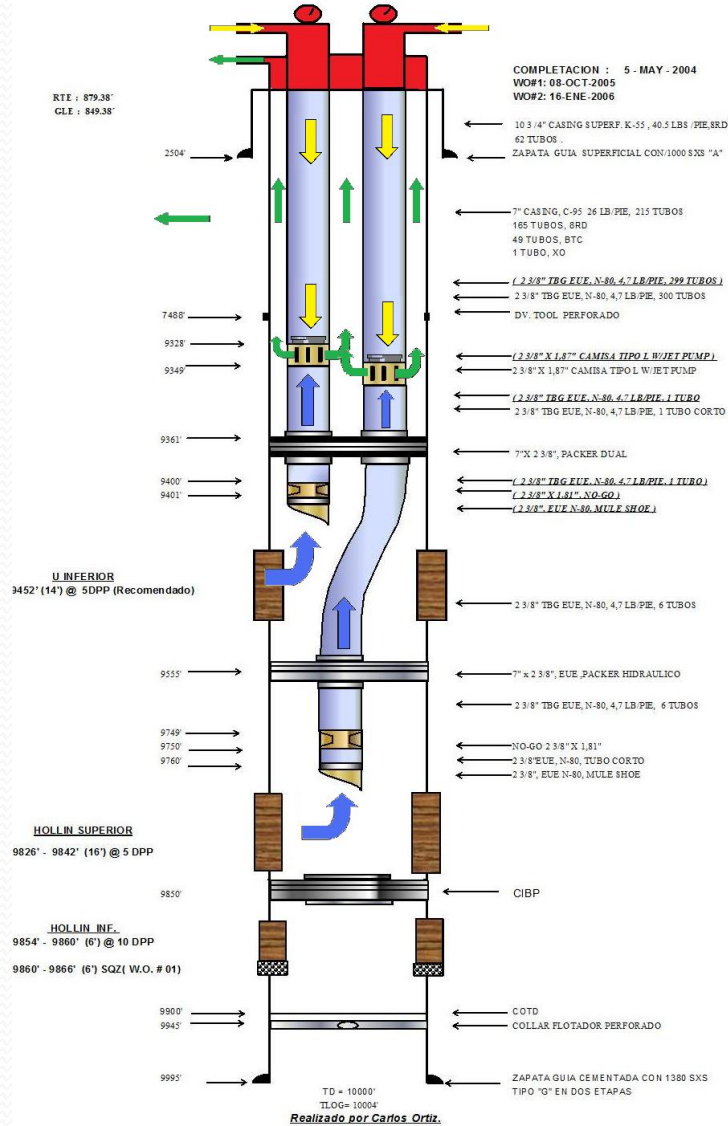


U INFERIOR
9452' (14') @ 5DPP (Recomendado)



POZO A

DIAGRAMA DE COMPLETACION DUAL



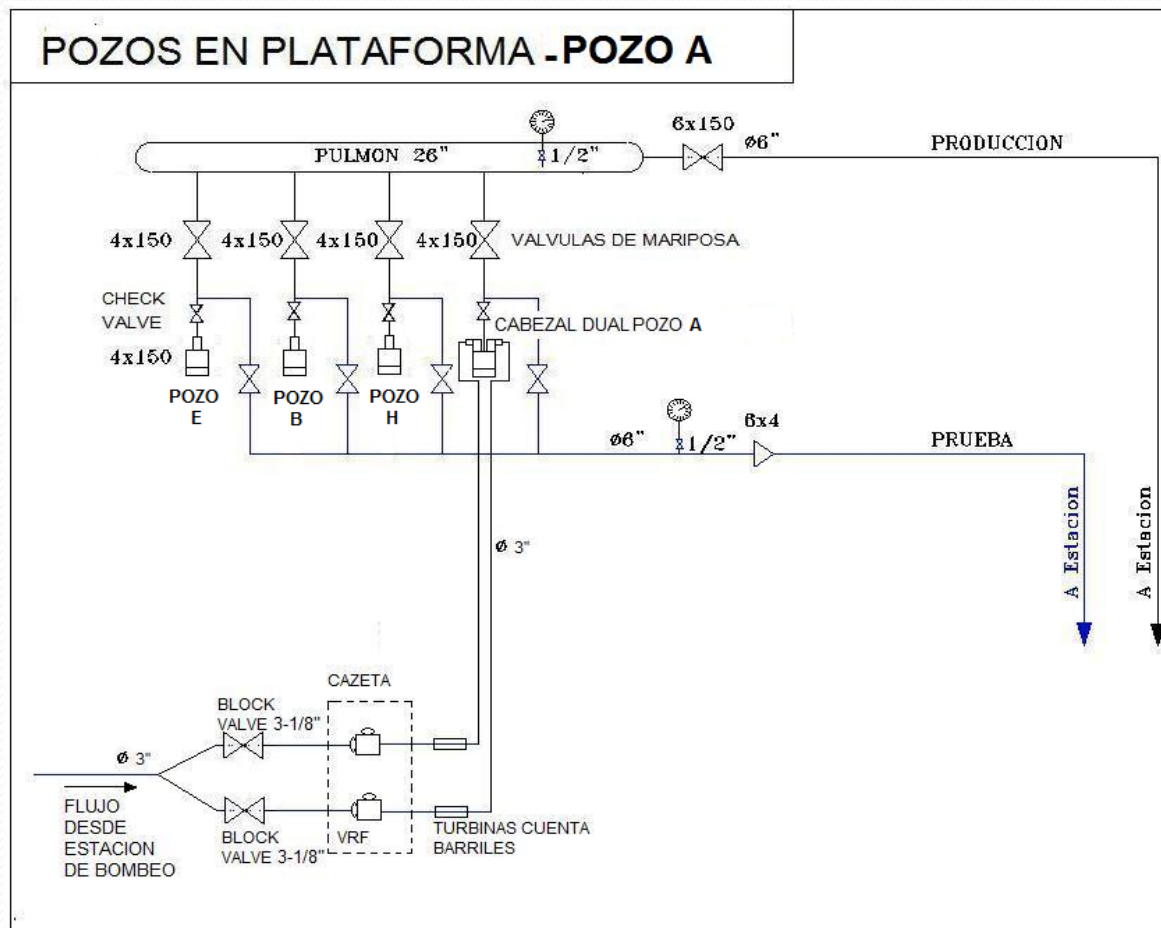
Equipo de superficie

- En superficie se cuenta actualmente con el siguiente equipo.

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

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

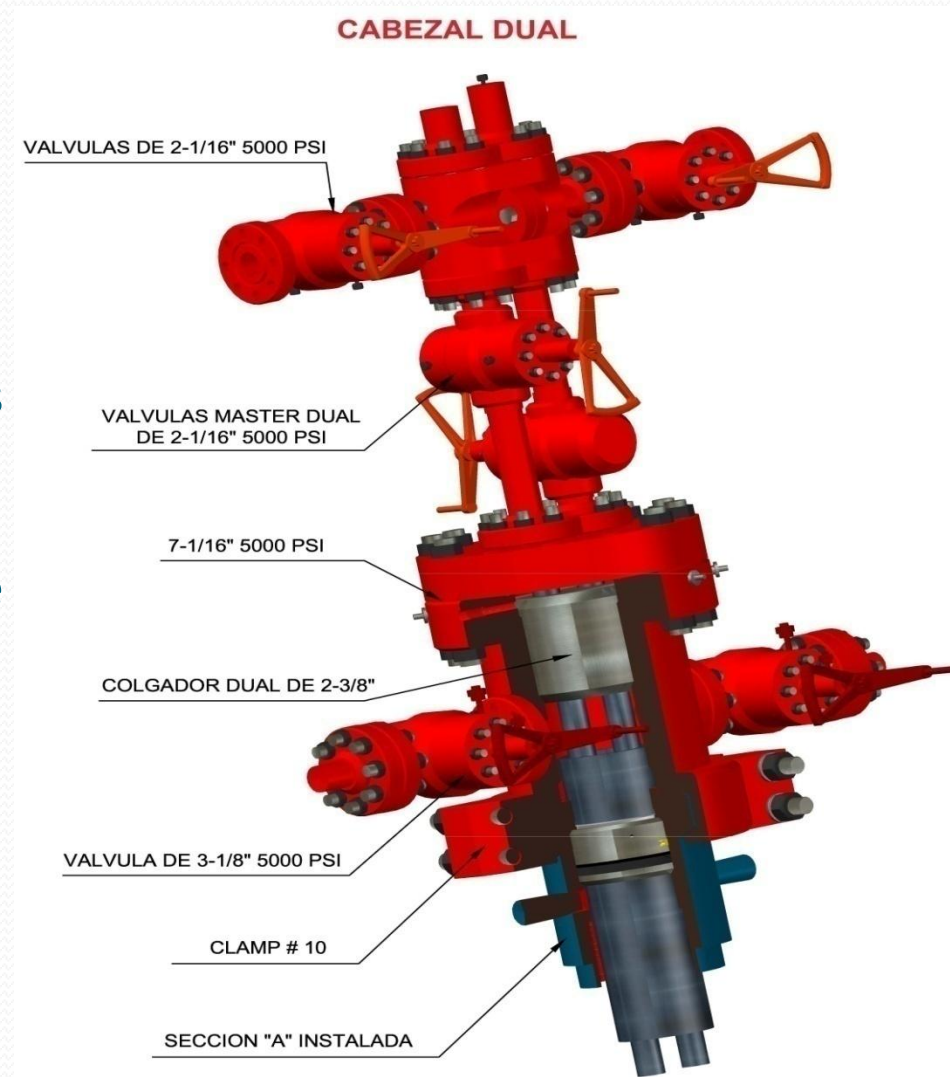
- Equipo en la Locación



Accesorios.

Cabezal 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.





Tubing Hanger



Sección C



Sección B

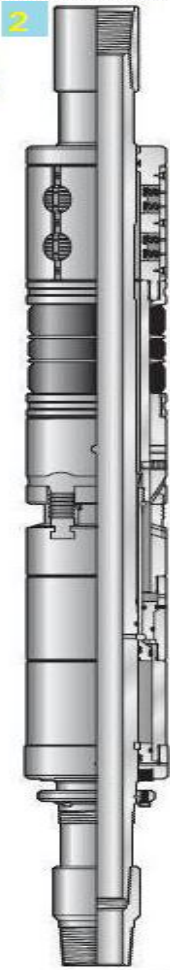
Packers



**DUAL STRING
RETRIEVABLE
PACKER**

DOUBLE GRIP
HYDROSTATIC
PACKER

7" 2 3/8"x2.68"



**SINGLE STRING
RETRIEVALBE
PACKER**

HYDROSTATIC
SET SINGLE
STRING
RETRIEVABLE
PACKER

7" x 2 3/8", EUE



Packer Dual Casing de 7"

Técnicas de Completación:

- **Tubing** , 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).
- **Camisas tipo L**, aquí se asentaran las bombas Jet Claw.
- 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.

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 60% y el estado el 40%* 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 (60% de los ingresos por la venta de la producción).
- 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.

Indicadores económicos para evaluación de proyectos.

- Valor Actual Neto (VAN): es el valor actual de los flujos de caja netos menos la inversión inicial

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

- Tasa Interna de Retorno (TIR): es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

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

Inversión, Egresos e Ingresos del Proyecto.

- Se realiza el análisis de costos por la compra e instalación de los equipos lo que constituye la **inversión del proyecto**.
- Luego se analizan los costos de su mantenimiento por el periodo del flujo de caja lo que corresponde a los **egresos**.
- Posteriormente 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**.
- Con estos flujos de caja calcularemos el tiempo de recobro de la inversión y los indicadores económicos del proyecto **TIR y VAN**.

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

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

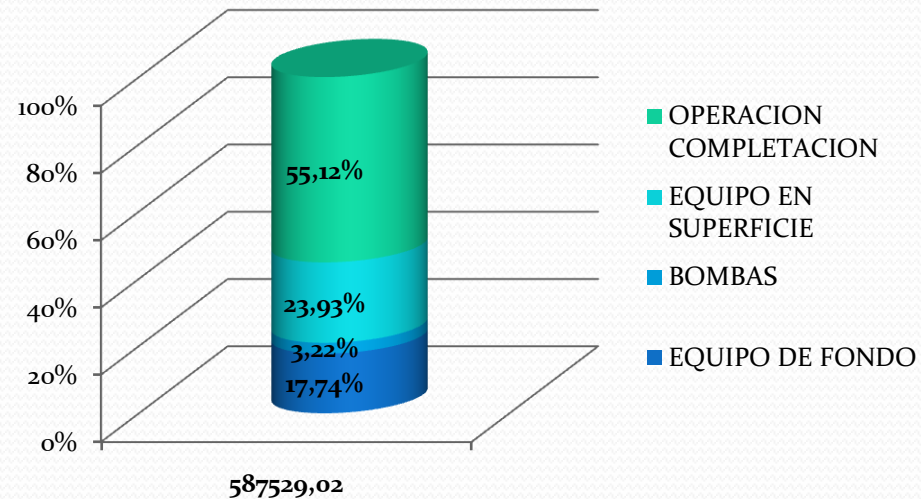
EQUIPO EN SUPERFICIE

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (USD\$)	PRECIO TOTAL (USD\$)
TUBERIA DE ALTA PRESION 3" Celula 160	2952	pie	21,34	62995,68
TENDIDO DE TUBERIA POR CONTRATISTA	2952	pie	4	11808
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	10000	20000
TURBINA CUENTA BARRILES	2	unidad	918	1836
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	35000	35000
VALVULA DE COMPUERTA 4" (BLOCK VALVE)	1	unidad	1876	1876
BARTON	2	unidad	1100	2200
TOTAL				140573,34

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 (30%)	.-----	.-----	74730
TOTAL			323830

COSTOS POR IMPLANTACION DEL SISTEMA	
DESCRIPCION	PRECIO (USD\$)
EQUIPO DE FONDO	104224
BOMBAS	18901,68
EQUIPO EN SUPERFICIE	140573,34
OPERACION COMPLETACION	323830
TOTAL	587529,02

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



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 generar un ahorro a Completación Dual 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,
- Zonas invadidas por colonos y sus problemas afines.

Egresos

GASTOS VARIABLES ANUAL			
Descripcion	Valor Unit. (\$)	Cantidad Anual	Valor anual (\$)
Cambio de Bomba Uinf	2369	3	7107
Cambio de Bomba H sup	2369	3	7107
TOTAL			14214

GASTOS FIJOS ANUAL			
Descripción	Valor Unit. (\$)	Cantidad Anual	Valor anual (\$)
Mantenimiento VRF y Turbina línea 1	350	3	1050
Mantenimiento VRF y Turbina línea 2	350	3	1050
Lubricación cabezal	250	2	500
Costo de mantenimiento del Sistema Hidráulico por Barril	7,5	350596	2629470
WorkOver	124521	1	124521
TOTAL			\$ 2.756.592

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 segundo año.

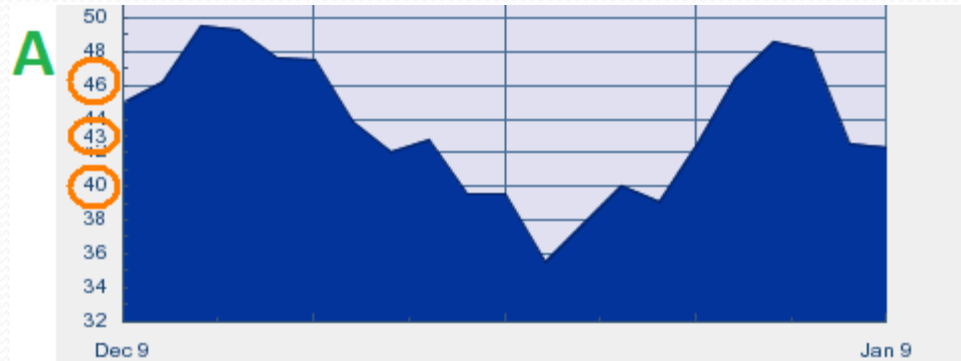
INFLACIÓN para año 1	10%
INFLACIÓN para año 2	10%

	Año 1	Año 2
GASTOS VARIABLES	\$ 15.635	\$ 17.199
GASTOS FIJOS	\$ 3.032.251	\$ 3.335.476
GASTOS TOTALES ANNUAL	\$ 3.047.886	\$ 3.352.675

DEPRECIACIÓN					
Activo	Valor Compra (USD\$)	Vida Contable (Años)	Depreciación Anual	Años depreciándose	Depreciación Acumulada (USD\$)
Equipo de Superficie para BH	140573	5	28115	2	56229
Equipo de fondo	104224	5	20845	2	41690
DEPRECIACIÓN ANUAL TOTAL			48959		97919

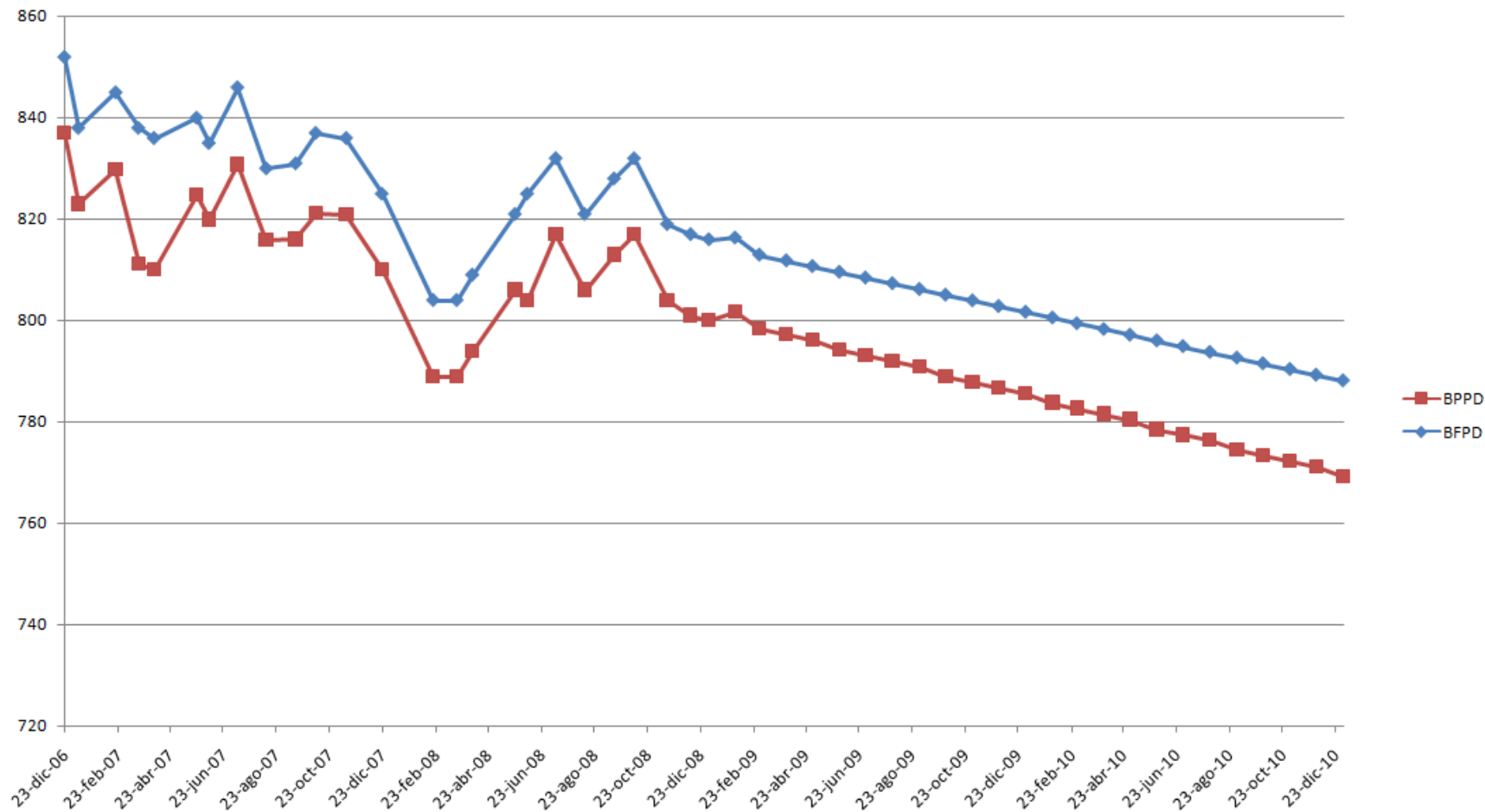
Ingresos

- Recordemos que el 60% de la producción de la arena U Inferior del pozo A representara el ingreso del proyecto.
- 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.

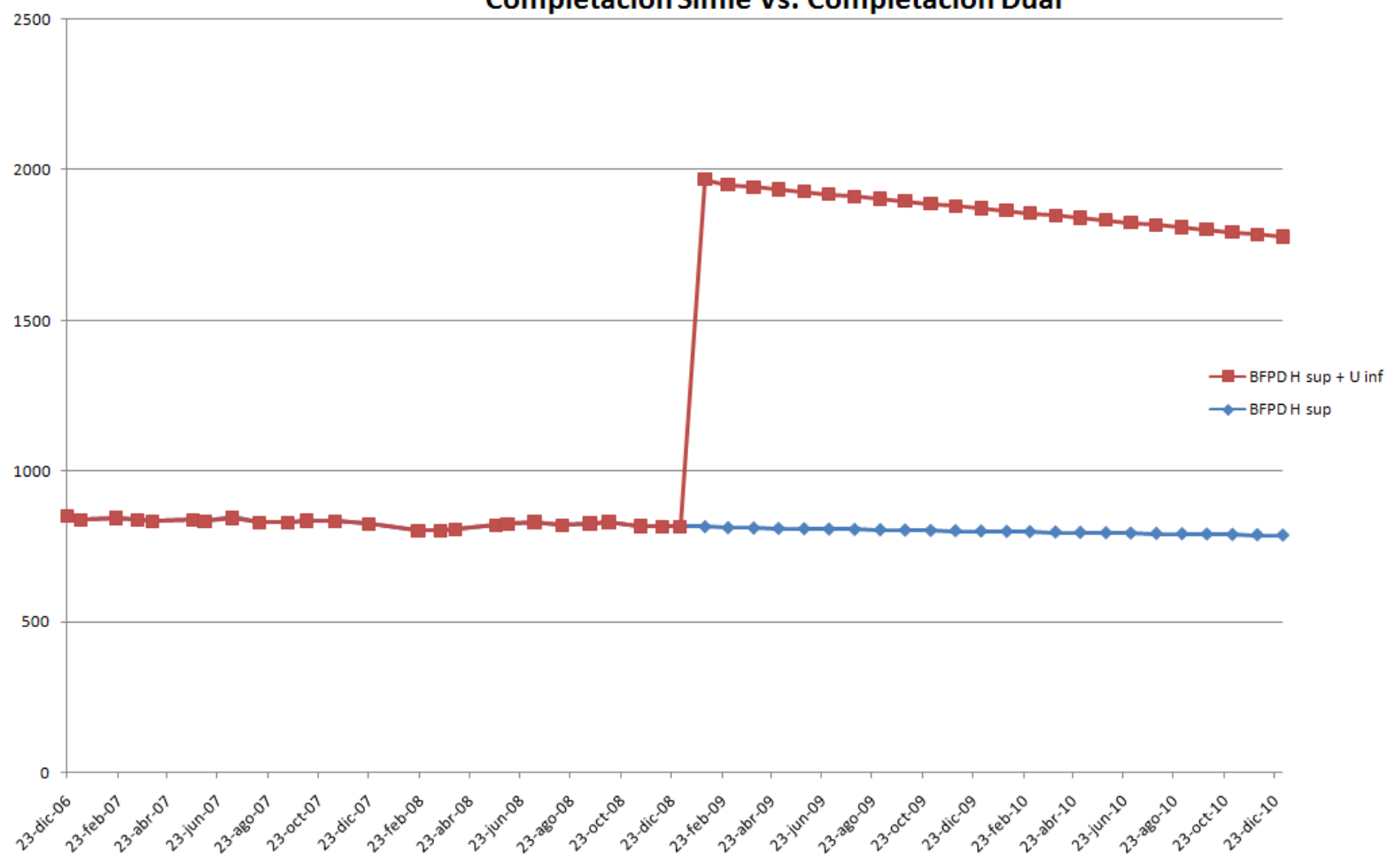


		Prod. Completación Dual Hidráulica (Bbl de Petróleo)			Producción Marginal Arena U Inferior (Bbl de Petróleo)		
Fecha	Prod Completación Simple (BPPD)	Diaria	Mensual	Anual	Diaria	Mensual	Anual
23-dic-06	837						
08-ene-07	823						
20-feb-07	830						
18-mar-07	811						
05-abr-07	810						
24-may-07	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						
15-nov-08	804						
12-dic-08	801						
02-ene-09	800						
01-feb-09	802	1815	54436		1013	30386	
01-mar-09	798	1799	53982		1001	30032	
01-abr-09	797	1792	53771		995	29855	
01-may-09	796	1785	53561		989	29677	
01-jun-09	794	1776	53292		982	29467	
01-jul-09	793	1769	53082		976	29290	
01-ago-09	792	1762	52872		970	29113	
01-sep-09	791	1755	52662		965	28935	
01-oct-09	789	1746	52395		958	28726	
01-nov-09	788	1739	52184		952	28549	
01-dic-09	787	1732	51974		946	28372	
01-ene-10	786	1725	51764	635976	940	28195	350596
01-feb-10	784	1717	51498		933	27986	
01-mar-10	783	1710	51289		927	27810	
01-abr-10	782	1703	51079		921	27633	
01-may-10	780	1696	50869		915	27456	
01-jun-10	779	1687	50604		908	27249	
01-jul-10	777	1680	50395		902	27072	
01-ago-10	776	1673	50185		897	26896	
01-sep-10	774	1664	49921		890	26689	
01-oct-10	773	1657	49712		884	26513	
01-nov-10	772	1650	49503		878	26336	
01-dic-10	771	1643	49293		872	26160	
01-ene-11	769	1634	49030	603378	865	25954	323754

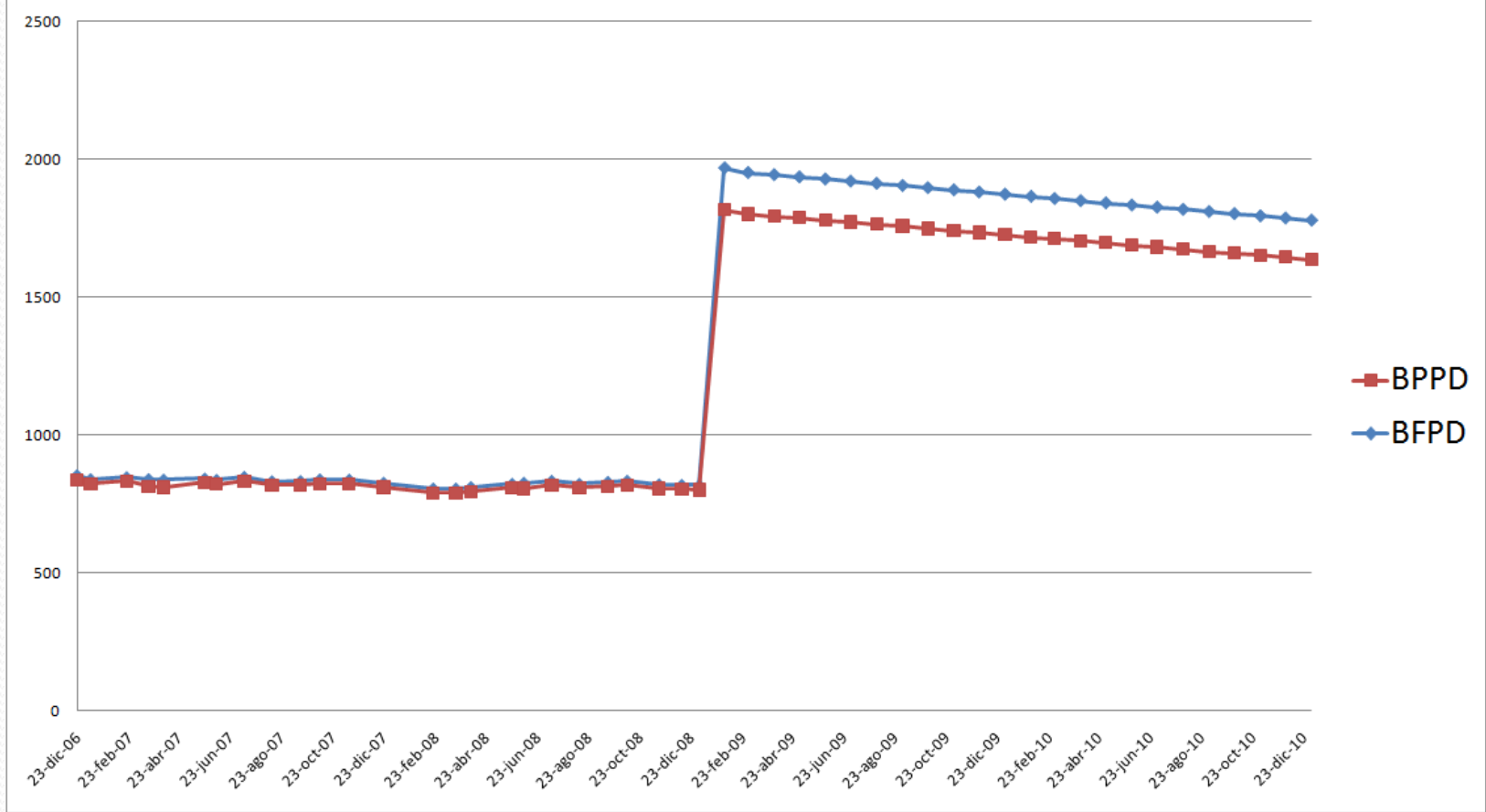
Forecast Pozo A



Forecast Completación Simle Vs. Completación Dual



Forecast con Completación Dual Pozo A



PERDIDAS ESTIMADAS POR PARA DE PRODUCCIÓN					
DESCRIPCIÓN	Producción Prom. (BPPD)	Producción Prom. (BPPH)	Horas de Para	Frecuencia Anual	Barriles no producidos
Cambio de Bomba (H Superior)	924	38,5	4	6	924
WorkOver (8 días=192Horas)	924	38,5	192	1	7392
Pruebas de Producción (1 mensual C/Arena)	924	38,5	5	24	4620
TOTAL					12936

	Producción (Bbl)	Volumen Neto de Producción Estimada (Bbl)
Año 1	350596	337660
Año 2	323754	310818

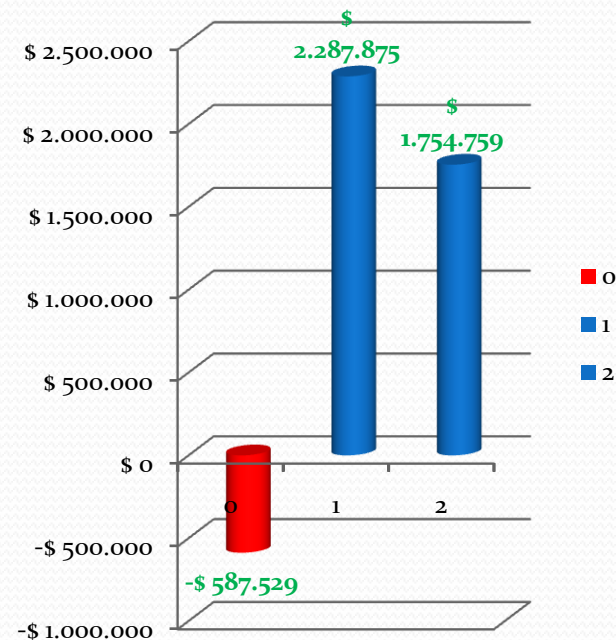


TABLA DE INGRESOS						
	\$ 33/Bbl		\$ 30/Bbl		\$ 27/Bbl	
	Ingreso por venta del Crudo	Participación Operadora Priv.	Ingreso por venta del Crudo	Participación Operadora Priv.	Ingreso por venta del Crudo	Participación Operadora Priv.
Año 1	\$ 11.142.781	\$ 6.685.669	\$ 10.129.801	\$ 6.077.881	\$ 9.116.821	\$ 5.470.093
Año 2	\$ 10.256.997	\$ 6.154.198	\$ 9.324.543	\$ 5.594.726	\$ 8.392.088	\$ 5.035.253

Flujo de Caja

FLUJO DE CAJA			
	46 \$ Bbl WTI	\$/Bbl Crudo 33Oriente	
	Año 0	Año 1	Año 2
INGRESOS			
Venta del crudo		\$ 6.685.669	\$ 6.154.198
EGRESOS			
Variables		\$ 15.635	\$ 17.199
Fijos		\$ 3.032.251	\$ 3.335.476
Depreciación		\$ 48.959	\$ 48.959
Total Egresos		\$ 3.096.846	\$ 3.401.634
Utilidad Operacional		\$ 3.588.823	\$ 2.752.564
Impuestos (15%) Trabajadores		\$ 538.323	\$ 412.885
Impuestos (25%)		\$ 762.625	\$ 584.920
Total Impuestos		\$ 1.300.948	\$ 997.804
Utilidad después/ Impuestos		\$ 2.287.875	\$ 1.754.759
Inversión Inicial	\$ 587.529		
Flujo de Caja	-\$ 587.529	\$ 2.287.875	\$ 1.754.759
TIR	355%		
VAN	\$ 2.537.616	Con tasa desc. 20%	

Proyecto POZO A



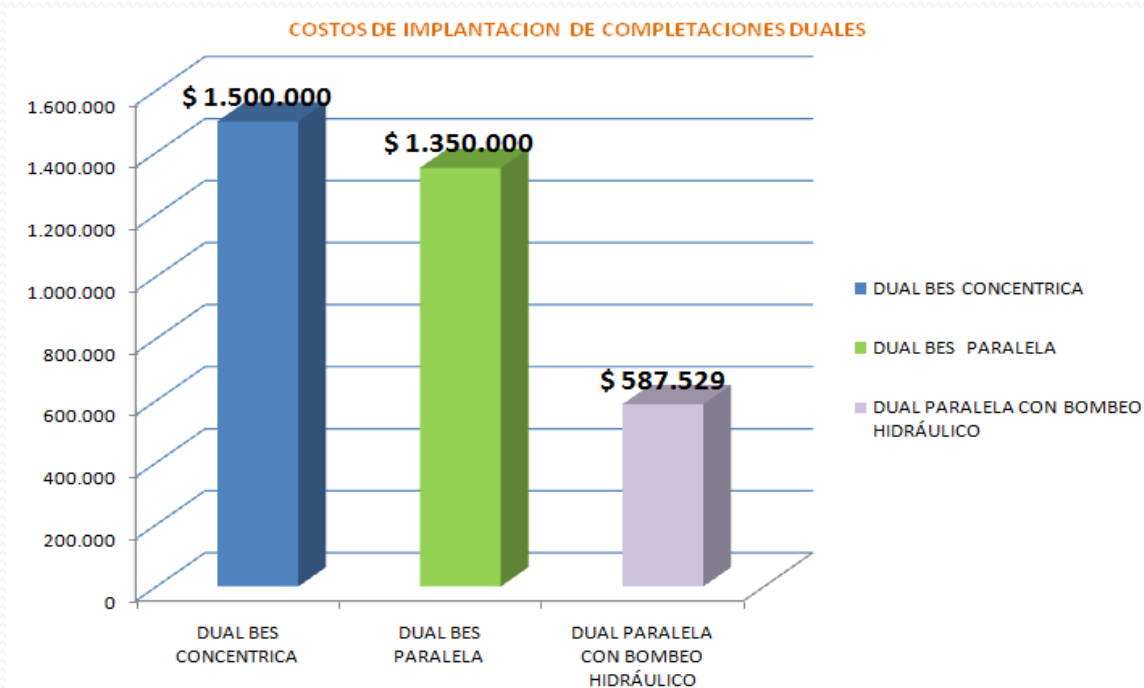
- Ya que los precios del crudo tienden a la baja se realiza el análisis para precios inferiores.

PRECIO (\$/Bbl WTI)	PRECIO CRUDO ORIENTE (\$/Bbl)	VAN	TIR	TIEMPO DE RECUPERAR INVERSION
46	33	\$ 2.537.616	355%	19días
43	30	\$ 1.967.046	285%	21días
40	27	\$ 1.396.475	214%	24días

COMPARATIVOS ENTRE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON COMPLETACION DUAL

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.



El Sistema de Completaciones Duales Hidráulicas está entre el 43% y el 39% más económico que las Completaciones Eléctricas Concéntricas y Paralelas respectivamente

Precio de Bombas

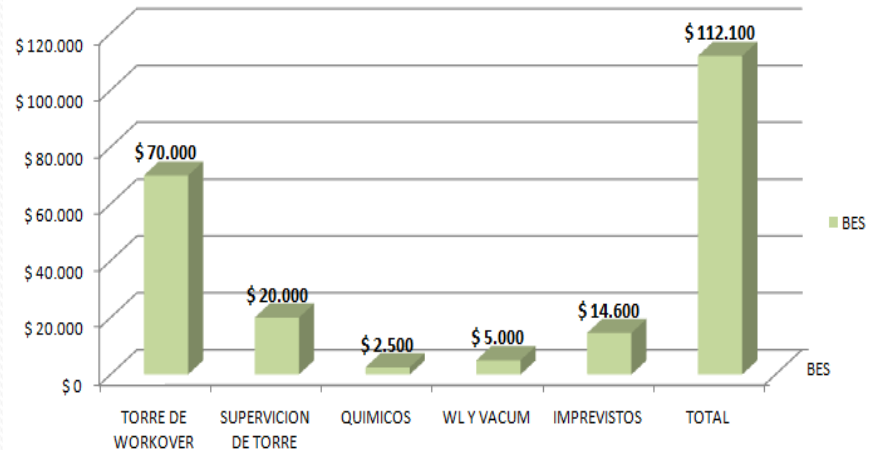
- Los costos de bombas Jet comparadas con una bomba Eléctrica Sumergible son mucho menores, este es otro beneficio de utilizar las completaciones duales con bombeo hidráulico.



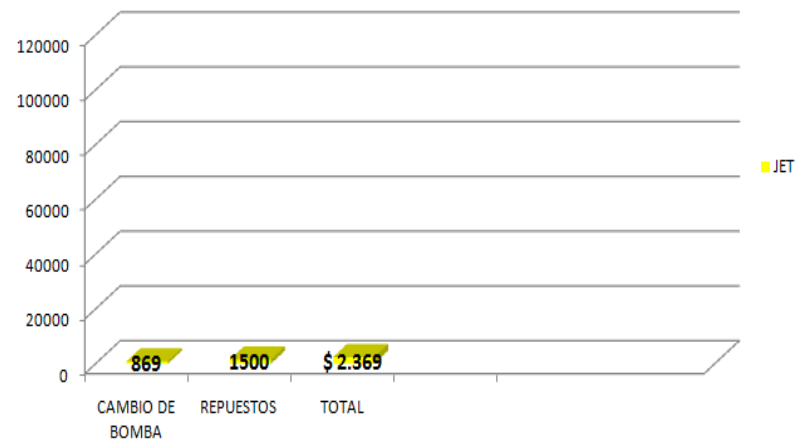
Precio por Cambio de Bombas

- 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.

COSTOS POR CAMBIO DE BOMBA BES

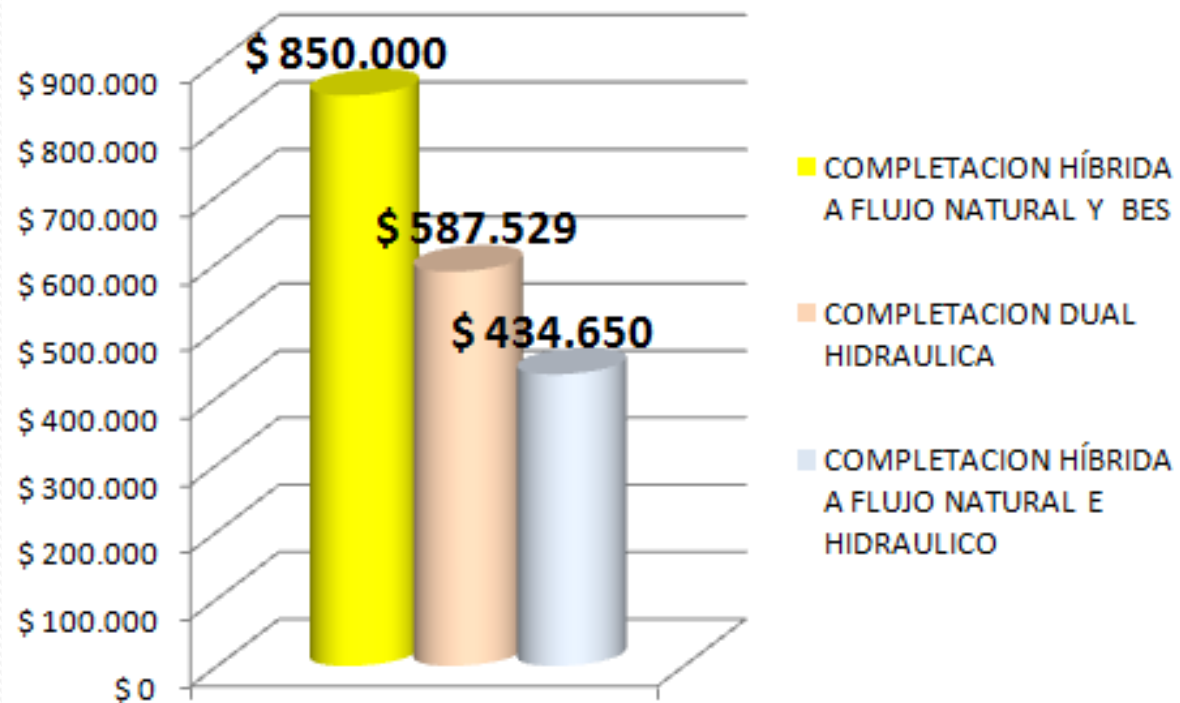


JET



Precios de Sistemas Híbridos Vs. Dual Hidráulico.

PRECIOS DE IMPLANTACIÓN SISTEMAS HIBRIDOS VS. DUAL




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.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- 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 en la arena U Inferior del pozo A, además tienen similares condiciones geológicas a las del los pozos que se encuentran en su alrededor y que son productores de estas arenas.
- Los intervalos a disparar en la arena U inferior del pozo A son: (9438 – 9450) pies.
- 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.
- En los pozos A se deberá inyectar anti emulsionante debido a la alta emulsión que provocan las bombas Jet.
- Los pozos vecinos al A muestran considerable producción de fluidos de las arenas U inferior lo cual eleva la posibilidad de buenos resultados en las evaluaciones de producción previa implementación de la completación dual.
- De los análisis de presiones en pozos cercanos al pozo A encontramos que las arenas a ser perforadas (U inferior) tiene buena presione en la zona, así tenemos 2557 psi en U Inferior del pozo B.
- Se deben utilizar tubing con coupling especial en las completaciones duales del pozo A, ya que estos tipos de tubería tiene coupling más delgado y brindan mayor espacio para trabajar dentro del pozo

- 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).
- 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.
- En el Pozo A las bombas 11K y 10J son las recomendadas inicialmente para los yacimientos H superior y U inferior respectivamente.
- La completación dual del Pozo A deberá utilizar dos sartas de 2 3/8”.
- 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.
- 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.
- En el primer y segundo año de operación del sistema Dual en el pozo A se espera producir 350.596Bbl y 323.754Bbl respectivamente. 
- El Pozo A tiene una TIR de 214% para un precio del crudo ecuatoriano de \$27 ,(\$40 Bbl/WTI) con una VAN de \$ 1.396.475; es decir el proyecto tiene una alta rentabilidad, lo cual es común en los proyectos de la Industria petrolera.

Recomendaciones

- Dependiendo de los resultados al evaluar la producción de la arena U Inferior del Pozo A, penetrar el yacimiento **Basal Tena como alternativa**.
- Analizar la aplicabilidad de colocar un **encapsulado** en una de las dos sartas para evitar la mezcla de producción dentro de los pozos.
- Investigar sobre el uso de **flowmeter** dentro de la completación, este equipo podría permitir tener datos de la productividad de cada arena por separado.
- 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.
- 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.
- Se recomienda una interface visual más didáctica del software Claw y su aplicabilidad para Windows Vista.
- Utilizar la nueva versión del Software Claw para el diseño de las bombas.
- Considérese un sistema de fluido motriz abierto con **unidad de bombeo en locación** si la presión de operación ó las tazas de producción no son las esperadas.

- 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.
- 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.
- Se recomienda que se realice el ***mantenimiento de las líneas del VRF y Turbina*** cuenta barriles cada vez que se realice los ***cambios de bombas*** en la completación.
- 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.

FUENTES DE INFORMACIÓN

- Software Claw. SERTECPET.
- Manual de Operaciones SERTECPET
- Manual de Operaciones con Bomba Jet. Ing. Jacobo T.
- Catalogo 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.
- Seminario Producción y Levantamiento Artificial, Por Ing. Héctor Román.
- i-Handbook, Version 1,0,4,0. By Schlumberger.
- Production Optimization, Using NODAL Análisis. By H. Dale Beggs, 1991.
- www.excelavanzado.com, Adolfo Aparicio. financieras@gmail.com
- Banco Central del Ecuador: www.bce.fin.ec



***“Tener Fe requiere coraje y la
capacidad de correr un riesgo”
Erich Fromm***



Gracias por su atención!