

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“UTILIZACIÓN DEL “SLICKLINE” PARA
REGISTROS DE TEMPERATURA EN
POZOS DE PETRÓLEO Y GAS”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:
MARCIAL ALBERTO CÁCERES BUSTINZA**

PROMOCIÓN 1995-1

LIMA – PERU

2010

DEDICATORIA

A mi madre: que es el impulso y el motor de mi desarrollo en todos los ámbitos, y que gracias a su ejemplo, abnegación y amor inmenso, ha sabido formarme con buenos sentimientos hábitos y valores que me han ayudado a salir adelante y en momentos difíciles y a punto de caer, su fortaleza me ha ayudado a seguir hasta conseguir lo encomendado.

AGRADECIMIENTO

Agradecer en primer lugar a Dios que es el creador de todas las cosas.

A mi familia, por los esfuerzos realizados.

A mis maestros de la Facultad, por su apoyo así como la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

SUMARIO

El presente trabajo consta de 08 capítulos que desarrollan el tema de aplicación del slickline para los registros de temperatura en pozos de petróleo y gas, en los capítulos I y II se toca de manera estrictamente teórica lo concerniente al fundamento teórico y se hace una revisión profunda de los principios físico químicos que se aplican luego en forma operativa en la industria del petróleo en especial lo vinculado al slickline como una alternativa práctica y económica a los trabajos convencionales.

En los capítulos III y IV se pone más énfasis en la actividad operativa como aplicación del fundamento teórico adicionando a ello toda la logística que implica la realización de los registros en mención, como es el caso de las herramientas y equipos utilizados así como la evolución de los mismos a través del tiempo hasta la actualidad donde los problemas de tiempos pasados han sido resueltos casi por completo en la actualidad.

Con el avance en el desarrollo de equipos y herramientas se ha logrado poner a disposición de la industria en especial del slickline alternativas más económicas para un mismo fin, es decir que si bien es cierto que el slickline no puede reemplazar totalmente a los trabajos equivalentes convencionales, lo puede hacer en su gran mayoría apoyados por el desarrollo de nuevos materiales más resistentes y también con el desarrollo de la electrónica y programación digital.

También se hace una descripción de los equipos slickline estándar utilizados hoy en día así como los diseños de gas lift en especial las válvulas de inyección dentro de los pozos que son recuperables y se instalan generalmente con equipos slickline, abriendo una de las más grandes aplicaciones dentro de la industria del petróleo.

Dentro de las aplicaciones del slickline también están los registros de presión que son descritos junto con los registros de temperatura en el capítulo III como una de las aplicaciones más importantes del slickline. También se toca en el capítulo IV el control de presión del pozo con slickline siendo uno de los puntos más sensibles ya que para cualquier operación que utilice el slickline será indispensable controlar la presión del pozo como principal punto, para ello el slickline cuenta con equipos y

herramientas para tal efecto, como son la BOP, lubricadores de alta y el stuffing box que cumple un rol fundamental haciendo sello hermético en condiciones dinámicas.

En lo referente al economía es decir costos del servicio se hace una breve presentación de los costos de materiales y equipos propios del slickline así como el tiempo de recuperación de la inversión en función de los costos del servicio.

Finalmente se anexa en el capítulo XIII 04 registros realizados por el autor en cuatro yacimientos distintos en donde se presentan los resultados de los pozos intervenidos para luego de tener esta valiosa información los ingenieros de completación y/o producción puedan tomar las decisiones más convenientes para la optimización de la producción de petróleo y gas.

INDICE

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
SUMARIO.....	iii
INDICE.....	iv
1. CAPITULO I.- Introducción.....	1
2. CAPITULO II.- Fundamento Teórico	3
2.1.- Localización de topes de cemento	3
2.2.- Determinación de entradas de gas	6
2.2.1.- Efecto Joule Thomson	6
2.2.2.- Aplicación del efecto Joule Thomson.....	9
2.3.- Detección de casing rotos.....	13
2.4.- Funcionamiento de válvulas de gas lift	13
2.4.1.- Levantamiento artificial por gas lift	13
2.4.2.- Tipos de instalación para un sistema de levantamiento artificial por gas lift.	14
3. CAPITULO III.- Usos del Slickline.....	23
3.1.-Registros de Presión y Temperatura.....	23
3.2.- Descripción del slickline	32
3.3.- Instalación y recuperación de tapones de cierre de fondo.	41
3.4.- Apertura y cierre de camisas de circulación	42
3.5.- Instalación y recuperación de válvulas de inyección.....	44
3.6.- Misceláneos.	45
4. CAPITULO IV.- Aplicaciones.....	52
4.1.- Slickline.....	53
4.1.1.- Línea Trenzada.	53

4.1.2.- Línea Eléctrica	53
4.1.3.- Herramientas de evaluación del depósito.....	54
4.1.4.- Herramientas Básicas.....	55
4.1.5.- Herramientas Auxiliares.....	56
4.1.6.- Herramientas de pesca (Pulling Tool).....	56
4.1.7.- Carreteportador de cable mecánico.....	58
4.1.8.- Control de presión con cable metálico.....	58
5. CAPITULO V.- Economía del Slickline.....	61
5.1.- Costos del equipo.....	61
5.2.- Costos del servicio.....	62
6. CAPITULO VI.- Conclusiones y Recomendaciones.....	64
7. CAPITULO VII.- Bibliografía.....	66
8. CAPITULO VIII.- Anexos.....	68
8.1.- Registro de Temperatura a condición fluyente pozo PN-3D Yacimiento “La Isla”	68
8.2.- Registro de Temperatura para determinación de tope de cemento pozo: Z-1405 yacimiento “Zorritos”	73
8.3.- Buildup x 24 con gradiente estática fluyente Pozo PN3-1 Yacimiento “Peña Negra Offshore”	78
8.4.- Registro de Gradiente fluyente Pozo 13068D Yacimiento “Mirador Sur ”	84

CAPITULO 1.- INTRODUCCION

La utilización del "Slickline" en la industria del petróleo ha sido prácticamente permanente, desde sus inicios, cuando con un simple carrete de madera y cuerdas de fibra, permitían detectar topes de fondo en los pozos, y obtener algunas muestras de fluidos. El registro de temperatura fue el primer registro de producción utilizado desde los años 30 del siglo pasado.

En el pasado, los servicios con "Slickline" sólo se consideraban como una opción rutinaria dentro de los trabajos de Workover, para trabajos muy sencillos. Este ya no es el caso, las nuevas tecnologías han expandido las capacidades del "Slickline" para incluir servicios que tradicionalmente eran reservadas para otras alternativas más costosas.

Hoy en día el "Slickline" nos permite realizar trabajos cada vez más complejos utilizando herramientas con tecnología avanzada, siendo su aceptación cada vez mayor en las diferentes compañías operadoras, tanto por su versatilidad, como también por los costos del servicio.

Los registros de temperatura son ampliamente usados en la industria del petróleo, generalmente se utilizan unidades wireline-logging con cables electromecánicos coaxiales o trenzados para lecturas en superficie a tiempo real con un gran movimiento de equipos y herramientas. Se debe notar que este tipo de registros tienen un alto costo, por lo que las compañías que solicitan este servicio, reducen los mismos a unos pocos pozos, generalmente pozos nuevos y/o pozos muy productivos que ameriten este tipo de inversión.

Con el "Slickline", se reducen significativamente los costos de muchos servicios y entre ellos los registros de temperatura en sus diferentes aplicaciones, para ello se utilizan desde registradores mecánicos de temperatura, hasta modernos registradores electrónicos de alta resolución de diferentes modelos y resistencia, que están sometidos a condiciones extremadamente severas del fondo del pozo. Estos registradores electrónicos son asistidos por un computador y de softwares especializados, para la programación y adquisición de data de hasta 10^6 de puntos que originalmente están en formato ASCII y que pueden ser llevados a otros tipos de formatos para diferentes softwares y hojas de cálculo.

Las condiciones del fondo del pozo constituyen un gran desafío para las operaciones de los sensores de presión y temperatura pueden verse afectados por golpes producidos durante las corridas de entrada y salida del pozo, las elevadas condiciones de presión y temperatura que pueden sufrir cambios bruscos, debido a procesos de producción, inyección o estimulación así como la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) ó ácidos de estimulación, y por la vibraciones provocadas por el flujo mismo de los fluidos. Los sensores deben estar diseñados para mantener el comportamiento metrológico frente a estas difíciles condiciones.

Los registros de temperatura con Slickline y con sensores electrónicos de última generación nos permiten trabajar con características de seguridad y confiabilidad porque proporcionan servicios con técnicas y alternativas eficaces para las necesidades de los servicios en los campos petroleros de hoy en día.

CAPITULO II.- FUNDAMENTO TEORICO

2.1 LOCALIZACION DE TOPES DE CEMENTO.

Durante la construcción de un pozo de petróleo el proceso de cementación es de vital importancia para el mismo, dado que una deficiente operación de cementación traería drásticas consecuencias; tales como incremento de los costos, riesgo de pérdida del pozo, riesgos hacia el ambiente y a la seguridad.

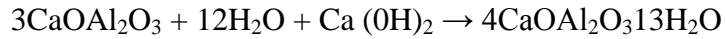
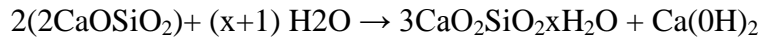
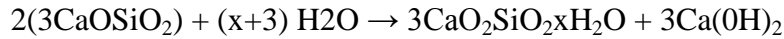
Una de las principales actividades en las operaciones de completación de pozos, es la cementación de pozos para fijar los casing a las paredes del pozo, para obtener un sello hidráulico entre las diferentes arenas de la columna litológica, como uno de sus principales objetivos.

La respuesta en función de incremento de temperatura como consecuencia de la reacción química exotérmica del fraguado, se deja sentir en un tiempo limitado, cuyo valor más exacto es el tiempo de bombeabilidad, que fluctúa entre 08 a 12 horas, dependiendo de la mezcla y de los aditivos como aceleradores y retardadores del fragüe, obedecen a diseños preestablecidos realizados por los ingenieros de completación.

Los cementos, empleados en pozos petroleros, normalmente están hechos de clinker de cemento Pórtland. Generalmente deben tener un fraguado lento y deben ser resistentes a temperaturas y presiones elevadas. El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) establece especificaciones (API 10-A) para nueve clases de cemento para pozos (clases A a la H). Cada clase resulta aplicable para su uso en un cierto rango de profundidades de pozo, temperaturas, presiones y ambientes sulfatados. También se emplean tipos convencionales de cemento Pórtland con los aditivos adecuados para modificar el cemento.

Pueden considerarse como principales reacciones de hidratación del clinker las correspondientes a la hidratación de los silicatos y aluminatos de calcio. Durante la Reacción con el agua, los silicatos y aluminatos liberan hidróxido de calcio Ca(OH)_2 .

Las reacciones de hidratación, que forman el proceso de fraguado son:



El calor de hidratación es un proceso exotérmico, lo cual hace que los cementos al fraguar y endurecer aumenten de temperatura; este incremento es importante debido a que cuando ha ocurrido el fraguado y se inicia el descenso térmico, se origina contracción del material, que puede conducir a graves agrietamientos.

El calor de hidratación, es la cantidad de calor en calorías por gramo de cemento deshidratado, después de una hidratación completa a una temperatura dada (Norma ASTM C-168).

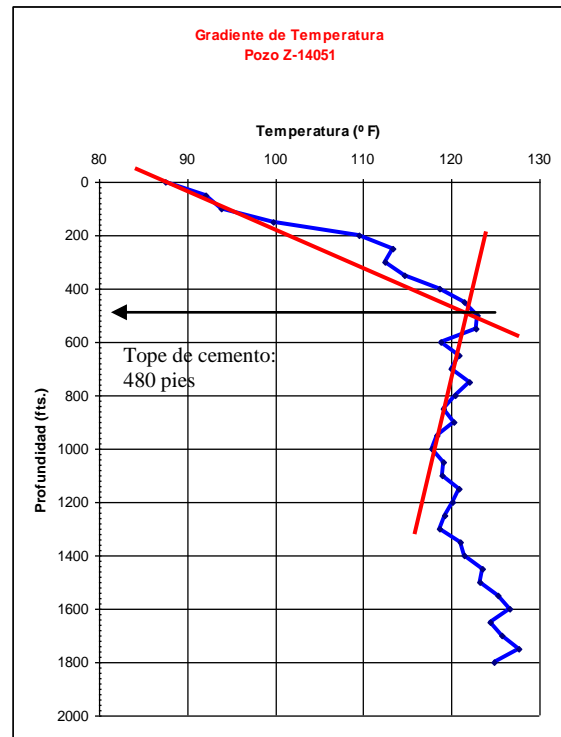
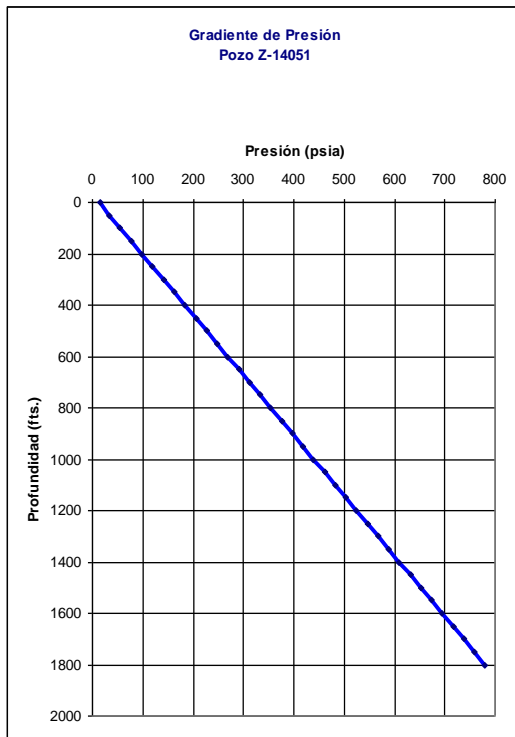
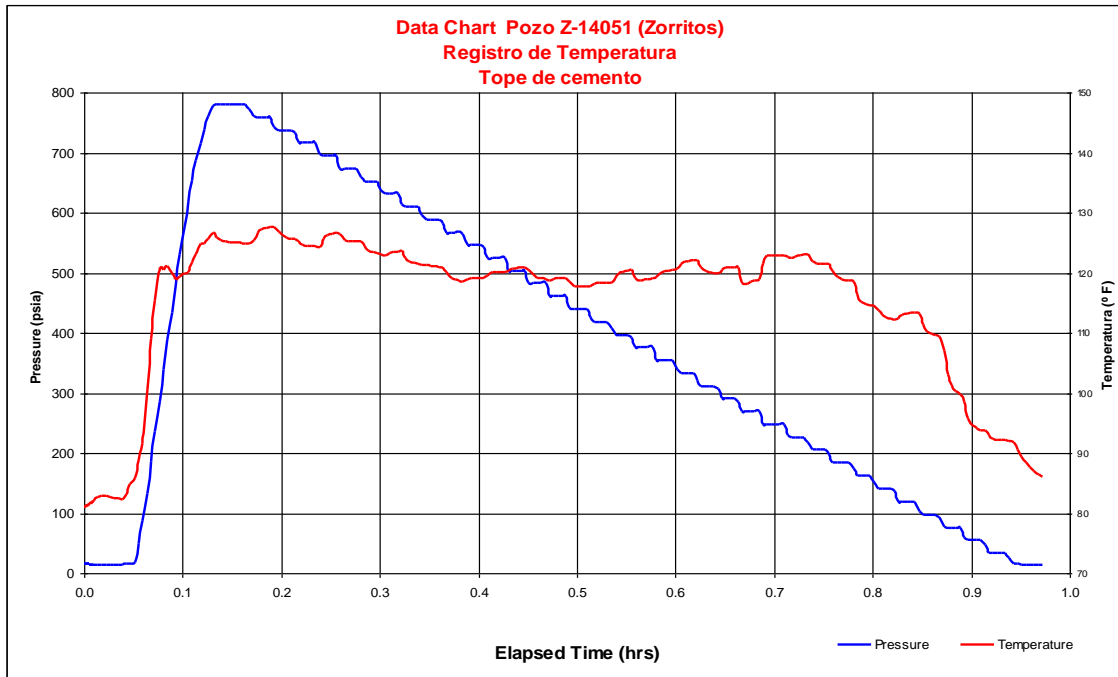
El calor de hidratación depende de la composición química del cemento, y el calor de hidratación del cemento es aproximadamente igual a la suma de los calores de hidratación de los compuestos individuales, hidratados por separado.

En un cemento portland normal, el calor de hidratación es del orden de 80 a 100 cal/g. El aluminato tricálcico (C_3A), desarrolla el más alto calor de hidratación, por lo cual se debe controlar su contenido en un cemento.

Una vez ocurrido el fraguado se inicia el descenso térmico, para entonces el registro de temperatura para la detección del tope de cemento en el anular ya se debió haber realizado. Lo importante es correr el registro antes de la etapa del descenso térmico para que los sensores adquieran los datos de calor en las zonas de interés y permitir la detección exacta y oportuna del tope en el espacio anular.

Una vez que la lechada de cemento, haya superado el tiempo de bombeabilidad el descenso térmico afecta el registro de temperatura porque el sistema tiende a recuperarse y llegar a ser isotérmico en cuyo caso es imposible detectar calentamientos por la hidratación del cemento y los sensores registrarán gradientes isotérmicas normales del pozo, perdiendo la oportunidad de determinar topes de cemento en el espacio anular en aquellos pozos en donde no ha habido retorno de lechada de cemento. Un registro de temperatura corrido después del tiempo de

bombeabilidad en pleno descenso térmico mostrará solamente una gradiente de temperatura geotérmica normal.



En el gráfico anterior P y T vs Tiempo es la carta o historia del registro realizado para determinar el tope de cemento en el espacio anular del casing. Los gráficos

siguientes son P vs profundidad y T vs profundidad en este último se aprecia el cambio de las pendientes y se ve enfriamiento el cual determina el tope de la lechada de cemento

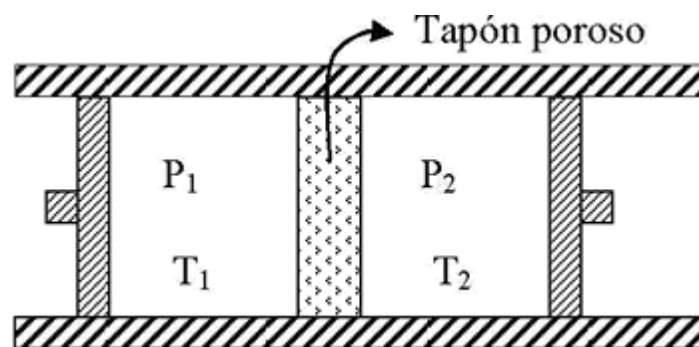
2.2 DETERMINACION DE ENTRADAS DE GAS

2.2.1 EFECTO DE JOULE-THOMSON

EXPERIMENTO DEL TAPÓN POROSO.

El experimento consiste en dejar fluir un gas desde una presión elevada a otra presión inferior, a través de un tubo que contiene un “estrangulamiento” u obstáculo que puede ser un tapón poroso, una válvula apenas abierta, un orificio muy pequeño, etc. Debido al estrangulamiento, la expansión es muy lenta de tal forma que las presiones a cada lado del obstáculo se mantienen prácticamente constantes.

Se impide el intercambio de calor entre el gas y el medio exterior mediante un aislamiento térmico, de modo tal que el proceso se realice en condiciones adiabáticas.



Supongamos, como observamos en la figura, que el gas fluye por un tubo horizontal, aislado adiabáticamente, que contiene un obstáculo. A un lado del obstáculo se mantiene la presión mayor P_1 , constante mediante una bomba, y al otro lado una presión menor P_2 . Esta presión P_2 en muchos casos puede ser la presión del medio exterior, por ejemplo la presión atmosférica.

Las temperaturas a las presiones P_1 y P_2 son respectivamente T_1 y T_2 .

Aplicando la ecuación del Primer Principio de las termodinámicas y conservación de la energía para sistemas abiertos.

$$U_1 + P_1 \cdot v_1 + \frac{\omega_1^2}{2} + h_1 \cdot g + Q = U_2 + P_2 \cdot v_2 + \frac{\omega_2^2}{2} + h_2 \cdot g + W_c$$

Debido a que el gas fluye lentamente ω_1 y ω_2 son prácticamente nulos, y $\omega_1^2/2$ y $\omega_2^2/2 \cong 0$. Como el tubo es horizontal $h_1 \cong h_2$. Además, por estar el sistema aislado adiabáticamente,

$Q = 0$. Por último, no hay trabajo de circulación, $W_c = 0$

En consecuencia resulta que $U_1 + P_1 \cdot v_1 = U_2 + P_2 \cdot v_2$ y por definición de entalpía: $H_1 = H_2$.

Este resultado nos indica que el valor de la entalpía es el mismo antes y después del proceso de estrangulamiento. Sin embargo como el proceso es irreversible, y por consiguiente no se conocen los estados intermedios, no se puede decir que la transformación se realice a entalpía constante. Es entonces conveniente aclarar que el proceso de Joule-Thomson no es una transformación isoentálpica, entendiéndose por transformación isoentálpica el lugar geométrico de todos los puntos que representan “estados de equilibrio” de la misma entalpía. No obstante, como la entalpía es una función de estado, en un proceso de estrangulamiento entre dos estados, se cumple que $\Delta H = 0$ y si la transformación es elemental, $dH = 0$.

COEFICIENTE DE JOULE-THOMSON.

Si hacemos $H=f(P,T)$, como la entalpía es una función de estado, en un proceso elemental se cumple:

$$dH = \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP + \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P dT$$

En un proceso de Joule-Thomson: $dH=0$ por lo tanto:

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP + \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P dT = 0$$

Haciendo pasaje de términos e indicando con el subíndice H que en el proceso la entalpía inicial y final es la misma:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H = - \frac{\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T}{\left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P}$$

La cantidad $\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H$, que representa la variación de la temperatura con la presión en un proceso de Joule-Thomson, se denomina “coeficiente de Joule-Thomson” y se lo simboliza con la letra μ . Como en la ecuación anterior $\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_P$ es igual a C_p , nos queda finalmente:

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H = -\frac{1}{C_p} \left(\frac{\partial H}{\partial P}\right)_T \quad (36)$$

Como $H=U + P.V$ la expresión puede también tomar la forma:

$$\mu = -\frac{1}{C_p} \left[\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T + \left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T \right] \quad (37)$$

Que nos da una ecuación completamente general, aplicable a cualquier gas.

En el caso particular de un gas ideal, se cumple que:

$$\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T = 0 \quad \left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T = 0$$

En consecuencia, como $C_p \neq 0$ resulta $\mu = 0$

Que nos indica que si un gas ideal sufre un estrangulamiento, su temperatura varía, pues:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H = 0$$

VALORES Y SIGNOS DEL COEFICIENTE DE JOULE-THOMSON

En la ecuación (37) se puede observar que el signo de μ dependerá de los signos y de los valores que toman las cantidades

$$\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T \quad \text{y} \quad \left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T$$

El signo de $\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T$ es generalmente negativo y su valor aproximadamente independiente de la presión.

El término $\left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T$ a temperaturas ordinarias, es negativo a presiones bajas (excepto el hidrógeno y el helio) y positivo a presiones elevadas.

Como a presiones bajas los dos términos son negativos, μ siendo C_p siempre positivo, el coeficiente de Joule-Thomson, μ será positivo, ecuación (37).

A presiones bajas será entonces positivo el signo de $\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H$

Ecuación (36) esto significa que la mayor parte de los gases, (excepto hidrógeno y helio) experimentan un descenso de temperatura cuando sufren una expansión a través de un estrangulamiento, a presiones bajas.

A medida que se eleva la presión, el valor de $\left(\frac{\partial U}{\partial P}\right)_T$ se mantiene aproximadamente constante (negativo), pero el valor de $\left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T$ disminuye en valor absoluto y a cierta presión se hace positivo, y aumenta en valor absoluto.

Esto significa que a una presión suficientemente elevada, el coeficiente de Joule-Thomson tomará el valor cero y luego se hará positivo, o sea que se producirá la inversión del efecto Joule-Thomson y en estas condiciones, como μ es negativo, la expansión del gas a través del estrangulamiento se producirá con aumento de temperatura. La temperatura a la cual el coeficiente de Joule-Thomson cambia de signo, a una presión dada, se denomina temperatura de inversión. A la temperatura de inversión, el valor de μ debe ser cero.

2.2.2- APLICACIÓN DEL EFECTO DE JOULE-THOMSON.

Hemos visto que cuando un gas sufre una expansión a través de un obstáculo o estrangulamiento (medio poroso), a presiones y temperaturas adecuadas, se produce una disminución de su temperatura. Como se cumple que cuanto más baja es la

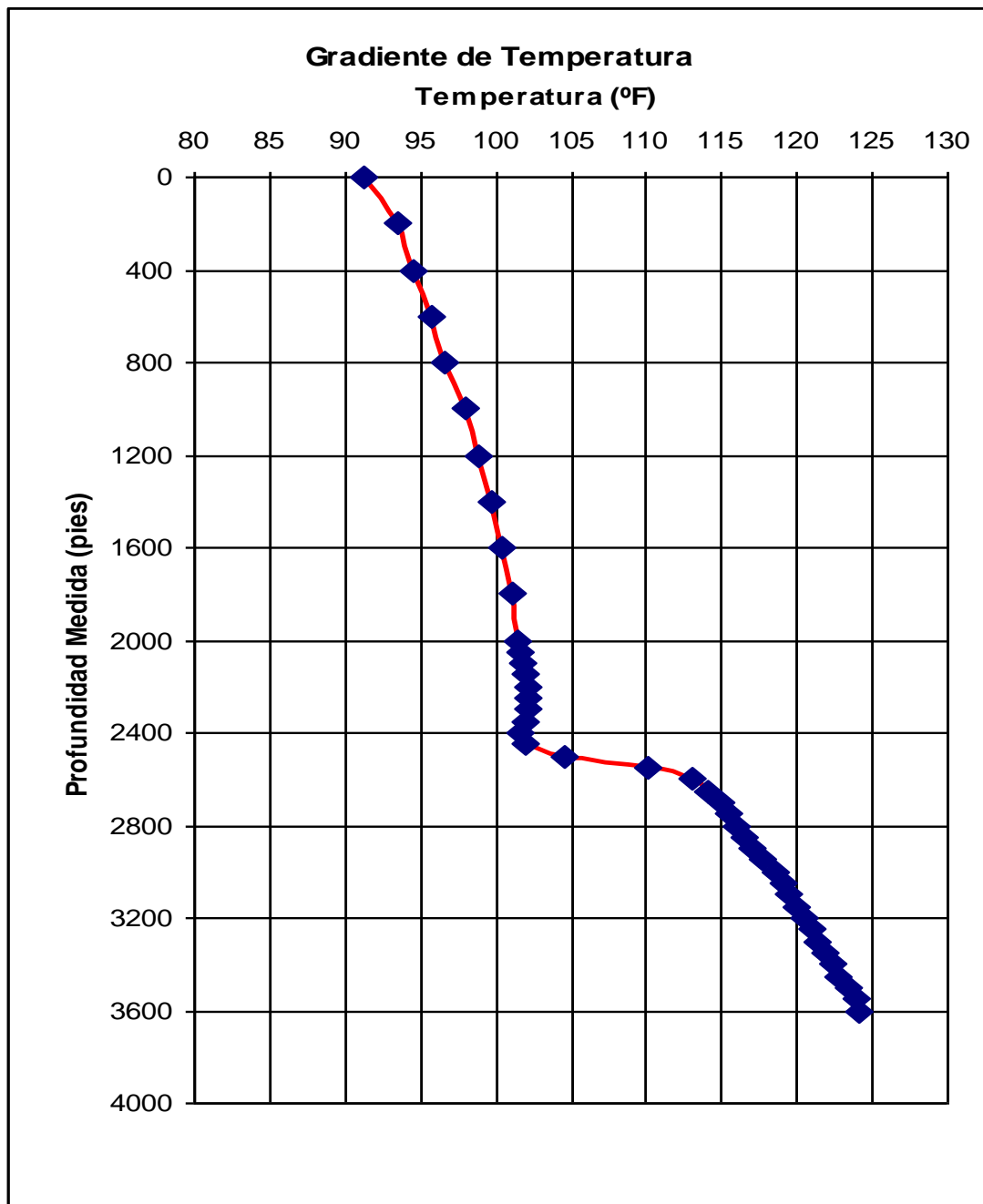
temperatura, el término $\left(\frac{\partial(P.V)}{\partial P}\right)_T$ es de mayor valor absoluto y negativo el coeficiente de Joule-Thomson tendrá los valores positivos más altos, a temperatura bajas.

Como consecuencia de ello, el enfriamiento por efecto de Joule-Thomson será más pronunciado a temperaturas bajas y presiones bajas.

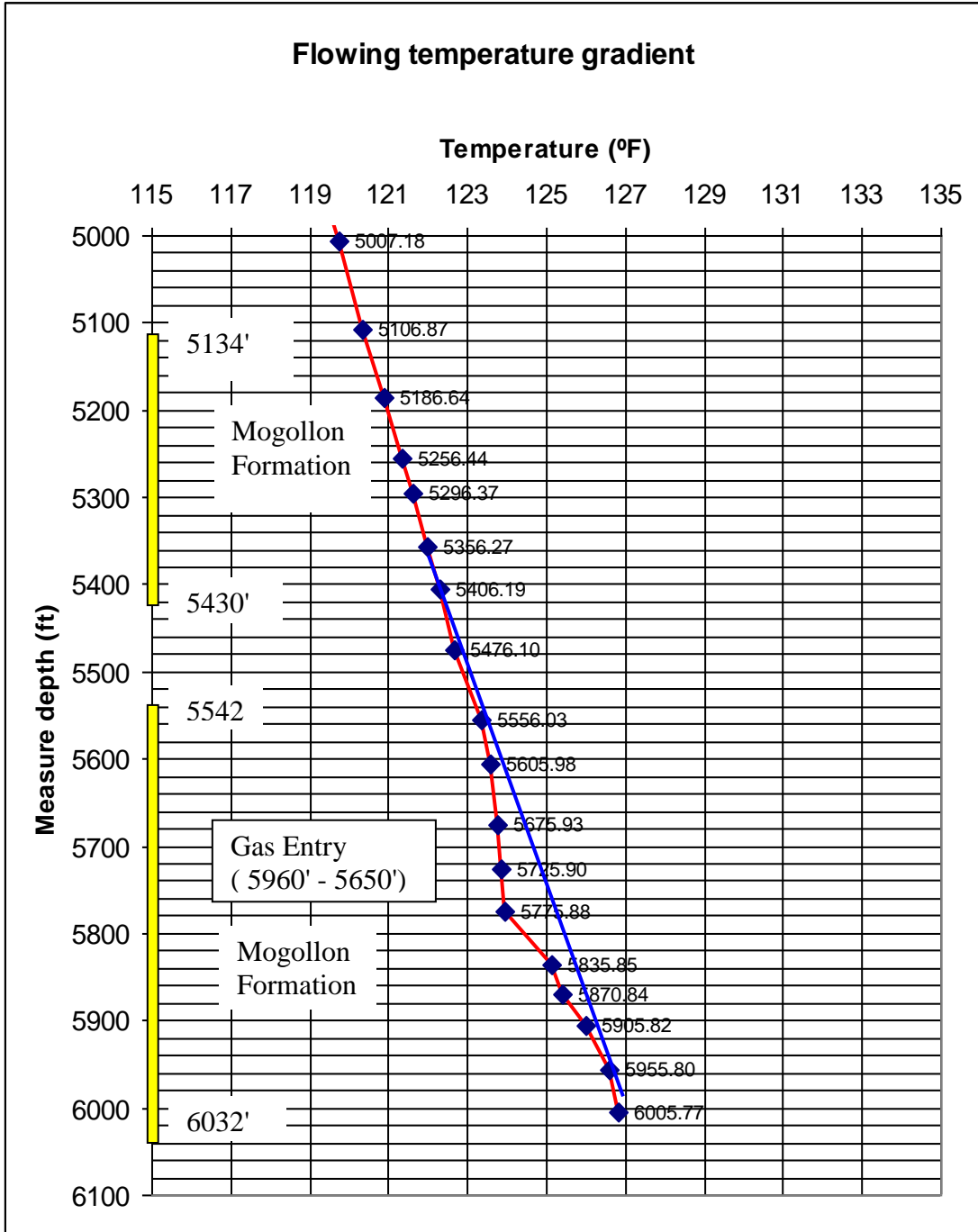
Este comportamiento descrito por Joule -Thomson se manifiesta en las zonas productivas que tienen gas junto a zonas de producción de crudo, siendo posible determinarlas por el enfriamiento del gas que fluye dentro del medio poroso hacia la boca del pozo. El registro de temperatura en el pozo permite determinar estas zonas, de manera que permitan replantear el diseño de producción en el pozo ya que generalmente están en producción con zonas que producen crudos. Esta información permite al ingeniero de producción, modificar y/o replantear su esquema del pozo y hasta hacer trabajos de squeeze para sellar estas entradas de gas para seleccionar producción netamente de crudo.

El coeficiente de Joule-Thomson tendrá valores más altos cuando se corre el registro en condición fluyente, es decir cuando las presiones y temperaturas sean más bajas que cuando se corre el registro en condiciones estáticas.

En la práctica si se corre el registro de temperatura en condiciones fluyentes aún cuando el coeficiente de Joule-Thomson sea más alto es decir más enfriamiento, este gas frío se mezcla rápidamente con el crudo caliente producido por las otras zonas productivas, haciendo que las diferencias de temperatura sea menos notorias y el registro muestre el desvío de la curva en forma tenue. Para esto se desarrolló un procedimiento con el cual la diferencia de temperatura se muestre más marcada. El pozo se encuentra en estado fluyente toda vez que se trate de un pozo productor, luego se cierra el pozo durante una ó dos horas para que el gas frío marque la zona de donde proviene este gas y al correr el registro de temperatura este muestre claramente el enfriamiento y se determine dicha zona.(Ver Gráfico).



En el siguiente gráfico se muestra con más detalle la zona de enfriamiento, que tiene más detalle se puede notar una zona de enfriamiento, que es la parte que aporta gas, este registro sirvió para determinar esta zona y después aislarla con el uso de packer y así producir solamente la zona que aporta crudo. Es una aplicación directa de del registro de temperatura utilizando sensores con equipo "Slickiline".



2.3 DETECCION DE CASING ROTOS.-

Las zonas que contiene agua y que se encuentran localizadas generalmente en la parte superior de las zonas productivas, con el tiempo producen canalizaciones del cemento situado en el espacio anular y por ende al entrar en contacto con la parte del casing producen corrosión, que luego traen como consecuencia la perforación del tubing en la zona de contacto con el agua, que luego es producida por esta parte atacada por la corrosión, trayendo como consecuencia producción diferida.

Los registros de temperatura son muy útiles para detectar las zonas que tienen este tipo de problema, es decir el agua que entra al pozo por la zona del casing afectada se mezcla con el crudo que se está produciendo, aumentando notablemente el corte de agua.

En la producción de un pozo de petróleo al notar aumento intempestivo del corte de agua, entre una de las causas probables es la entrada de agua por el casing corroído, para corroborar esta sospecha se tendrá que correr un registro de temperatura que determinará la zona por la cual fluye agua hacia el pozo con una temperatura mayor a la del fluido de producción. Este aumento de temperatura en la zona de flujo del agua invasora es detectada por los sensores de temperatura corridas por el "Slickline" u otros. Una vez determinada la zona afectada se tomarán medidas correctivas para sellar esta zona mediante diferentes técnicas que obedecen a diferentes factores para cada pozo en particular.

2.4 FUNCIONAMIENTO DE VÁLVULAS DE GAS LIFT

2.4.1 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT

El Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es un método de producción que utiliza gas comprimido a alta presión como fuente externa de energía. El gas es inyectado en un punto de la columna de fluidos en la tubería de producción. El gas inyectado tiene como propósito aligerar o desplazar la columna de fluidos, reduciendo su peso. De esta manera, la energía del yacimiento será suficiente para transportar los fluidos desde el fondo hasta la superficie.

TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

INYECCIÓN DE GAS POR FLUJO CONTINUO.:

Se considera una extensión del método de producción por flujo natural: esto consiste en suplir el gas de formación mediante la inyección continua de gas en la columna de fluidos, con la finalidad de aligerar el peso de ésta.

INYECCIÓN DE GAS POR FLUJO INTERMITENTE:

Se inyecta cíclica e instantáneamente un alto volumen de gas comprimido en la tubería de producción, con el propósito de desplazar, hasta la superficie, la columna o tapón de fluido que aporta la arena por encima del punto de inyección.

2.4.2 TIPOS DE INSTALACIONES PARA UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS

Existen diferentes tipos de instalaciones para este método, los cuales se clasifican dependiendo de sí el pozo se encuentra equipado o no, con empacadura y/o válvula fija.

INSTALACIONES ABIERTAS: en este tipo de instalación la sarta de tubería está suspendida dentro del pozo sin empacadura.

INSTALACIONES SEMICERRADAS: es similar a la abierta con la diferencia de que se instala una empacadura que sella la comunicación entre la tubería de producción y el espacio anular.

INSTALACIONES CERRADAS: la instalación es similar a la semicerrada, excepto que se coloca una válvula fija en la sarta de producción, generalmente en el fondo del pozo. Este es el tipo ideal para flujo intermitente.

COMPONENTES DEL EQUIPO UTILIZADO PARA EL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS.

La mayoría de los sistemas de levantamiento artificial por inyección de gas están diseñados para recircular el gas de levantamiento.

Cuando en un campo existen varios pozos que producen por este método, se deben considerar que forman parte de un sistema de superficie y subsuelo del cual es imprescindible conocer su función y los elementos que lo conforman.

EQUIPOS DE SUPERFICIE.

El equipo de superficie se encuentra constituido por la planta compresora, el sistema de distribución del gas de alta presión y el sistema de recolección de fluidos.

PLANTA COMPRESORA:

Es donde se realiza el proceso de comprimir el gas de baja a alta presión. Puede ser Centrífuga (turbina) o Reciprocante (motocompresor). Recibe el gas de baja, el cual puede provenir de los pozos, lo comprime a su capacidad, lo envía como gas de alta presión a la red de distribución y, de allí, a cada pozo.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS:

La red de distribución, la cual puede ser del tipo ramificado o poseer un múltiple de distribución, es la encargada de transportar el gas y distribuirlo a cada pozo. La presión y el volumen de gas que llega al pozo dependerá de la presión y el volumen disponibles en la planta compresora, menos la pérdida que se origina en el sistema de distribución.

El equipo utilizado para la medición y el control está conformado por el registrador de dos plumas, a través del cual se miden las presiones de inyección y producción; el estrangulador ajustable, la placa orificio donde se regula y controla el gas de inyección, las válvulas de bloqueo mediante las cuales se controla el contraflujo que se pueda generar.

SISTEMA DE RECOLECCIÓN DE FLUIDOS.

Está formado por las líneas de flujo, encargadas de transportar el fluido hacía el separador, donde se separan la fase líquida, la cual es transportada a los tanques, y la fase gaseosa, que es enviada a la planta compresora.

2.4.3 EQUIPO DE SUBSUELO.

Los componentes del equipo de subsuelo, en este tipo de levantamiento, son los mandriles y las válvulas de inyección. La cantidad o número de mandriles y válvulas requeridas dependerá fuertemente de la presión de inyección disponible.

MANDRILES:

Son tuberías con diseños especiales. En sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando, de este modo, parte integrada de ella. Sirven de receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite.

TIPOS DE MANDRILES:

Existen tres tipos de mandriles: convencional, concéntrico y de bolsillo.

MANDRIL CONVENCIONAL: es el primer tipo usado en la industria. Consta de un tubo con una conexión externa, en la cual se enrosca la válvula, con protector por encima de la válvula y otro por debajo. Para cambiar la válvula, se debe sacar la tubería.

MANDRIL CONCÉNTRICO: la válvula se coloca en el centro del mandril y toda la producción del pozo tiene que pasar a través de ella. No es posible correr bombas de presión ni herramientas por debajo del primer mandril colocado, debido a la limitación del área (1 3/8 pulgadas de diámetro)

MANDRIL DE BOLSILLO: la válvula se encuentra instalada en el interior del mandril, en un receptáculo llamado bolsillo. Puede ser fijada y recuperada con una guaya fina, sin necesidad de sacar la tubería.

TAMAÑO DE LOS MANDRILES

El tamaño de los mandriles por utilizar dependerá del diámetro de la tubería de producción. Los tamaños más utilizados son los de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2".

Al definir el tamaño se define la serie. Entre los tipos de serie se encuentran los mandriles tipo K para válvulas de una pulgada y los mandriles tipo M para válvulas de 1 1/2 pulgada.

VÁLVULAS

La válvula de Levantamiento Artificial por Gas son básicamente, reguladores de presión. Deben ser diseñadas para operar en condiciones de fondo y ser capaces de inyectar el gas a la presión y volumen requeridos.

CLASIFICACIÓN DE LAS VÁLVULAS.

De acuerdo con la presión que predominantemente abre la válvula, se clasifican en:

- Válvulas Operadas por Presión de Gas.
- Válvulas Operadas por Presión de Fluido.
- Válvulas de Respuesta Proporcional.
- Válvulas Combinadas

Las más utilizadas en la industria petrolera son las:

VÁLVULA OPERADAS POR PRESIÓN DE GAS

Ésta actúa sobre el área del fuelle (mayor área), por lo que esas válvulas abren principalmente por esa presión (presión de gas).

VÁLVULAS OPERADAS POR PRESIÓN DE FLUIDO

Donde la presión del fluido del pozo actúa sobre el área del fuelle, por lo que esa presión gobierna su apertura.

En ambos tipos de válvulas, el gas más utilizado para cargar el fuelle es el nitrógeno, ya que es económico, abundante, no corrosivo y de propiedades predecibles.

El objetivo que se persigue con el diseño de una instalación de Levantamiento Artificial por Inyección de Gas es inyectar gas lo más profundo posible, con el volumen y la presión de gas disponibles en la superficie y en las condiciones de producción en el pozo.

La situación más desfavorable se tiene cuando el pozo se encuentra lleno de fluido de Completación. Si se dispone de suficiente presión para transferir el fluido de completación del anular hacia la tubería de producción, en forma de vaso comunicante (descarga del pozo), a través de un hueco imaginario situado a 60 pies por encima de la empacadura (Demp-60"), solo se requerirá la instalación de un mandril con su válvula a la mencionada profundidad, para lograr inyectar el gas lo más profundo posible. Si esto no es posible, se deben usar válvulas adicionales (válvulas de descarga) por encima de la operadora.

PROCESO DE DESCARGA.

Inicialmente todas las válvulas (operadas por presión de gas) están abiertas y cubiertas de fluido de carga. La inyección del gas se comienza en forma lenta para transferir gradualmente la presión del sistema en el nivel del pozo (presión de

arranque) hacia el anular. De lo contrario, la acción abrasiva del fluido de completación podría erosionar el asiento de las válvulas, por alta velocidad con la que circula a través de los mismos.

PRESIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA:

En la medida en que se incrementa la presión en el anular, el nivel de fluido en él va descendiendo hasta descubrir la válvula tope. Esta regulará la presión en el anular a un valor ligeramente menor que la presión de operación del sistema.

REDUCCIÓN DE PRESIÓN:

La reducción de presión en la tubería, producida por el gas que entra a través de la válvula tope, permite que la descarga del pozo continúe hasta descubrir la segunda válvula. Al descubrirse esta, la tasa de gas que sale del anular hacia la tubería de producción es mayor a la que entra por la superficie, originando una reducción de presión del gas en el anular, que trae como consecuencia el cierre de la válvula tope, siempre y cuando su presión de cierre en la superficie sea mayor que la presión de cierre de la segunda. El gas continúa pasando por medio de la segunda válvula hasta que se descubre la tercera y, así, sucesivamente, hasta llegar a la que quedará como operadora.

En este proceso es importante destacar que las presiones de apertura y cierre de las válvulas deben ir disminuyendo a medida que van colocadas más profundas en la sarta de producción. Por otro lado, el asiento de cada válvula debe permitir el paso del gas requerido para reducir la presión en la tubería, lo suficiente para lograr descubrir la válvula más profunda.

En el diseño de este tipo de instalaciones para flujo continuo, la caída de presión entre dos válvulas consecutivas pozo abajo debe ser lo suficientemente alta para evitar la interferencia entre ellas.

VENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena

- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo
- Bajo costo de operación

DESVENTAJAS DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

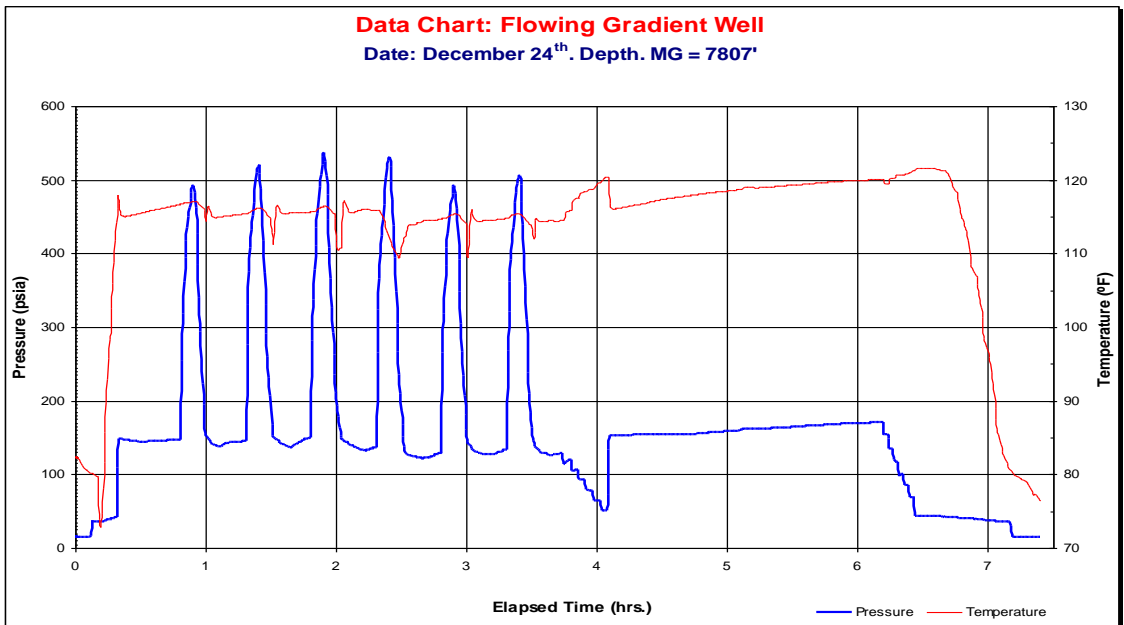
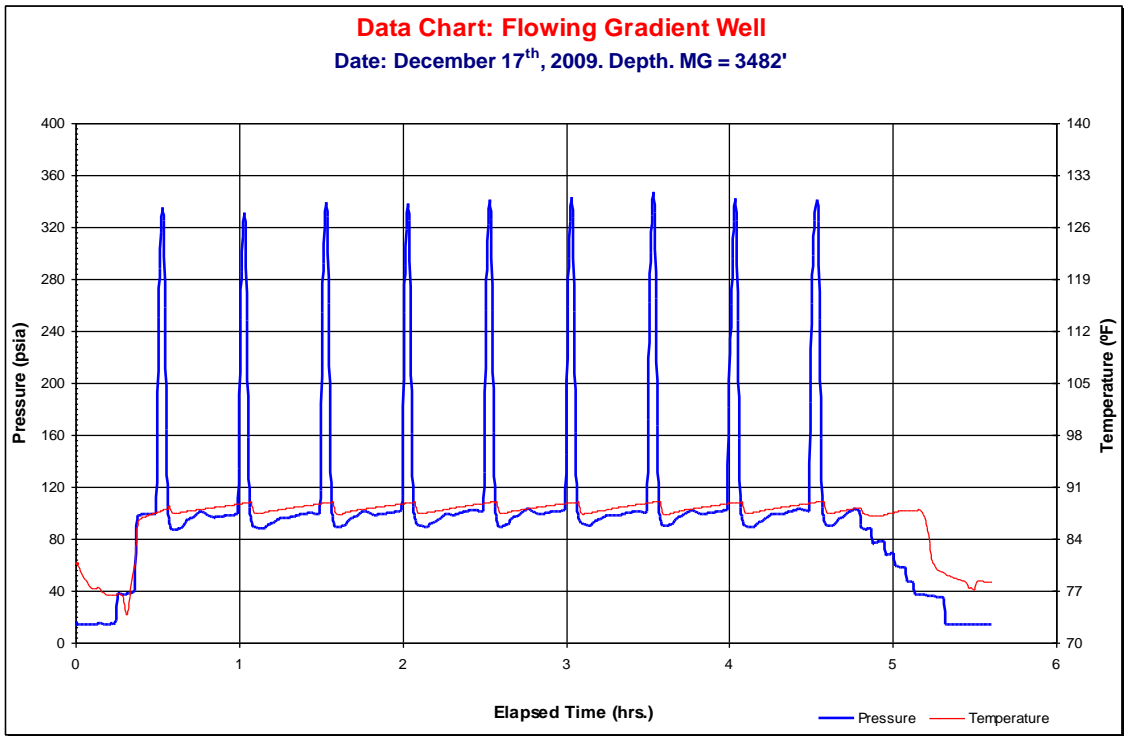
- Se requiere una fuente de gas de alta presión
- No es recomendable en instalaciones con revestidores muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro
- El gas de inyección debe ser tratado
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o parafinoso
- Su diseño es laborioso
- Aplicable a pozos de hasta + 10.000 pies

PARÁMETROS DE APLICACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:

- Una gran seguridad de compresión requiere de 95% o más de tiempo de corrida. El gas debe estar deshidratado y dulce.
- Posee un costo bajo por pozo, el costo de compresión dependerá del costo del combustible y mantenimiento del compresor. La llave es inyectar lo que más posible sea de RGL.
- Posee una excelente confiabilidad para sistemas de compresión bien diseñados y con buen mantenimiento
- Buen mercado para un buen compresor usado y algunos se dan como pago por su valor como mandriles y válvulas
- Buena Eficiencia. Incrementa para pozos que requieren pequeñas RGL de inyección. Baja eficiencia para pozos con alta RGL de inyección. Eficiencia típica de 20% pero un rango de 5 a 30%
- Excelente flexibilidad. Variadas tasas de inyección de gas para diferentes tasas de producción. Necesidades de tuberías para diferentes tamaños.

- Es necesaria una fuente de gas de adecuado volumen, alta presión, seco, no corrosivo y limpio durante toda la vida del sistema. Necesario un enfoque del sistema. Es beneficiosa una baja contrapresión. Es necesaria buena data para el diseño y espaciado de las válvulas. Se pueden seguir las recomendaciones, las prácticas de operaciones, pruebas y especificaciones API.
- Su uso es bueno y flexible para altas tasas. Este sistema es utilizado en pozos con alta presión de fondo. Es el más parecido al flujo natural de los pozos.
- Las restricciones de tubería son las siguientes: Revestidores de 4,5 y 5,5 pulgadas con eductor de 2 pulgadas. Limita las tasas < 1000 Bpd. Para tasas > 5000 Bpd se usa casing > 7 pulg. Y tuberías de producción $> 3,5$ pulgadas.
- Las limitaciones de profundidad están controlado por el sistema de inyección de presión y las tasas de fluido. Típicamente, para 1.000 Bpd con eductor 2,5 pulgadas. 1440 lpc de presión de levantamiento y RGL de 1000 PC/Bl, tendrá una profundidad de inyección de 10000 pies.
- Tiene una pobre capacidad de admisión, restringida por el gradiente de gas del fluido levantado. Típicamente las tasas moderadas están limitadas alrededor de 100 lpc/1000 pies de profundidad de inyección. Así, la contrapresión en pozos de 10000 pies puede ser > 1000 lpc
- Los niveles de ruido son bajos en el pozo, pero alto en el compresor
- El espacio físico es bueno, de bajo perfil, pero los compresores causan problemas. Las medidas de seguridad deben ser tomadas para las líneas de alta presión.
- Los motores, turbinas y maquinas pueden ser usadas para la compresión, siendo buenas fuentes de energía
- La presión de fondo y el perfil de producción son fáciles de obtener. Se puede considerar optimización y automatización con procesadores.
- Posee buena habilidad para manejar corrosión / escamas. Es posible usar inhibidores en el gas de inyección y/o en baches dentro del eductor, aumentándolos para evitar la corrosión en las líneas de inyección.

- Es excelente para hoyos desviados. Presenta pocos problemas con él alambre para desviaciones superiores a 70° con válvulas retraibles
- Es excelente su habilidad para el manejo de gas, ya que reduce la necesidad de inyección de gas
- Posee una excelente capacidad para manejar parafinas, pero la inyección de gas puede agravarse; ya que muchas veces se requiere de cortadores metálicos.
- Puede ser posible que se utilice en completación de hoyos reducidos, pero resultaría problemático e ineficiente el diseño.
- Por este método posee una excelente habilidad para el manejo de sólidos en este caso la arena, limitado por el influjo y los problemas de superficie. Típicamente el límite es de 0.1 % de arena para el influjo y el equipo de superficie.
- La Temperatura está limitada por un valor máximo alrededor de 350°F. Es necesario conocer la temperatura para diseñar por debajo de las válvulas de descargas.
- La capacidad de manejo de fluidos altamente viscosos es regular, presenta pocos problemas para crudos > 16 °API o viscosidades menores de 2 cps. Excelente para levantar crudos viscosos con altos cortes de agua.
- Tiene una excelente capacidad para levantar Altos Volúmenes, restringido al tamaño del tubing, tasa de inyección y profundidad. Depende de la presión del yacimiento y el índice de productividad (IP) tasas de 500 Bpd a 1000 pies y tubería de 4 pulgadas.
- Tiene una capacidad regular de manejar bajo volumen, limitado por el cabeceo y el deslizamiento. Se deben evitar rangos de flujo inestable. Típicamente limitado a 20 BPD para eductores de 2 pulgadas sin cabeceo, 400 BPD para 2,5 pulgadas y 700 BPD para 3 pulgadas de diámetro.



Gráficos de presión y temperatura para evaluar válvulas de Gas Lift Intermitente

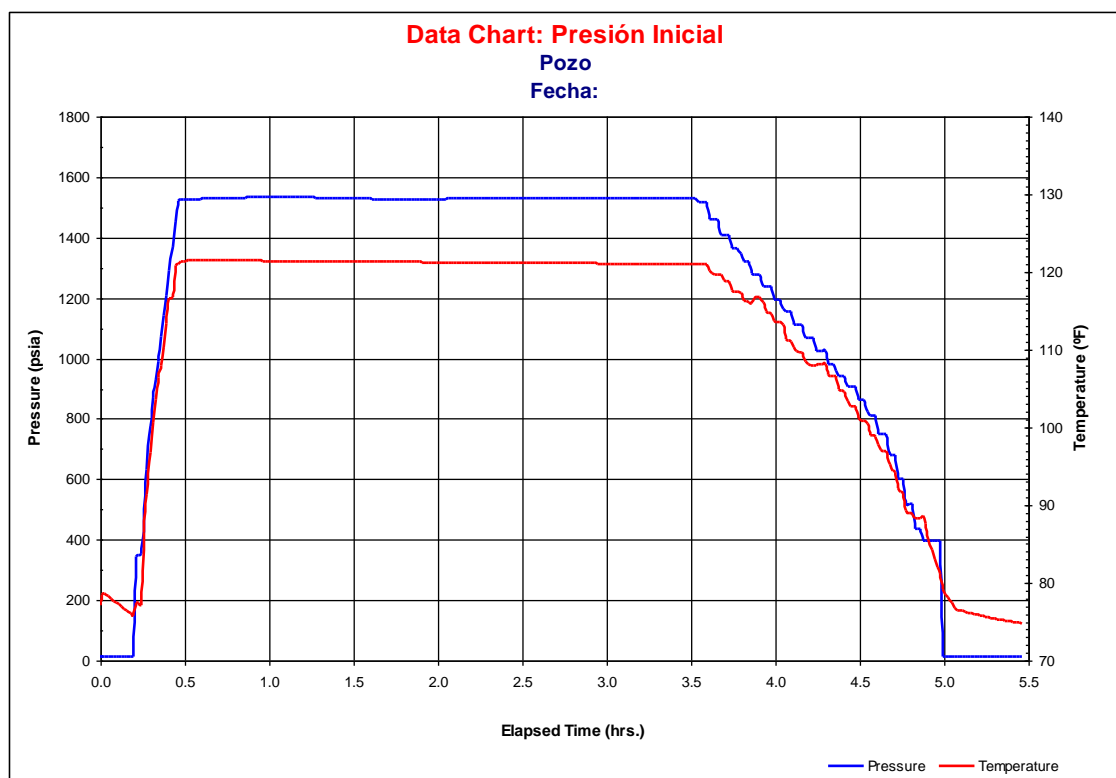
CAPITULO III.- USOS DEL ‘SLICKINE’

3.1 REGISTROS DE PRESION Y TEMPERATURA.

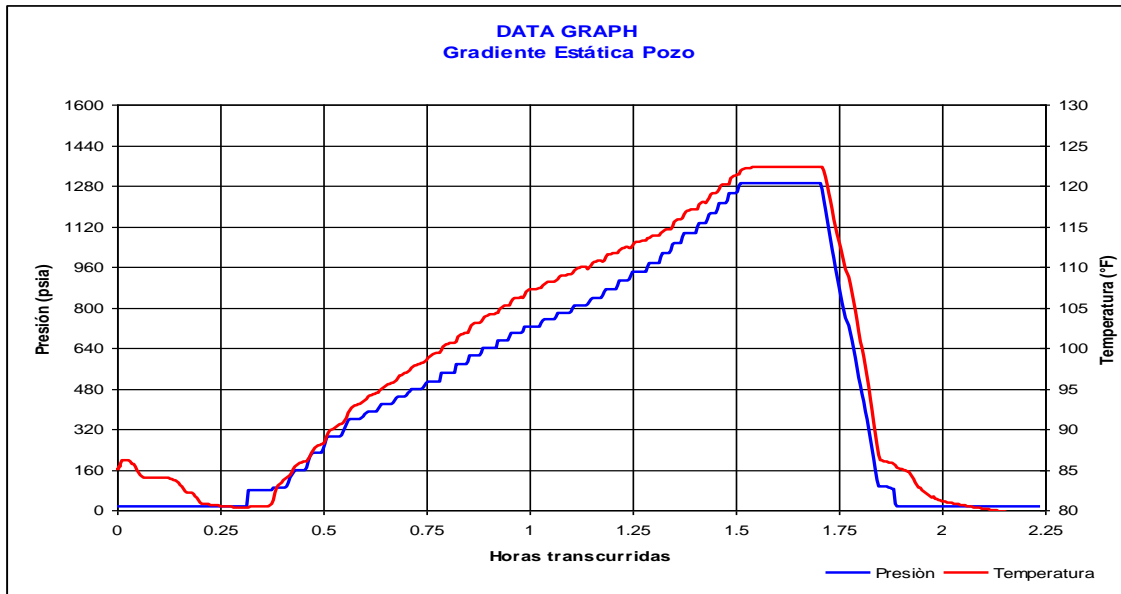
Entre las principales actividades de las operaciones del ‘Slickline’ tenemos los registros de presión y temperatura que son una función técnica clave para la industria petrolera que nos permite conocer parámetros y características para predecir y diagnosticar comportamientos de los pozos y tomar las decisiones más oportunas y adecuadas.

Las pruebas más comunes utilizando el slickline son las siguientes.

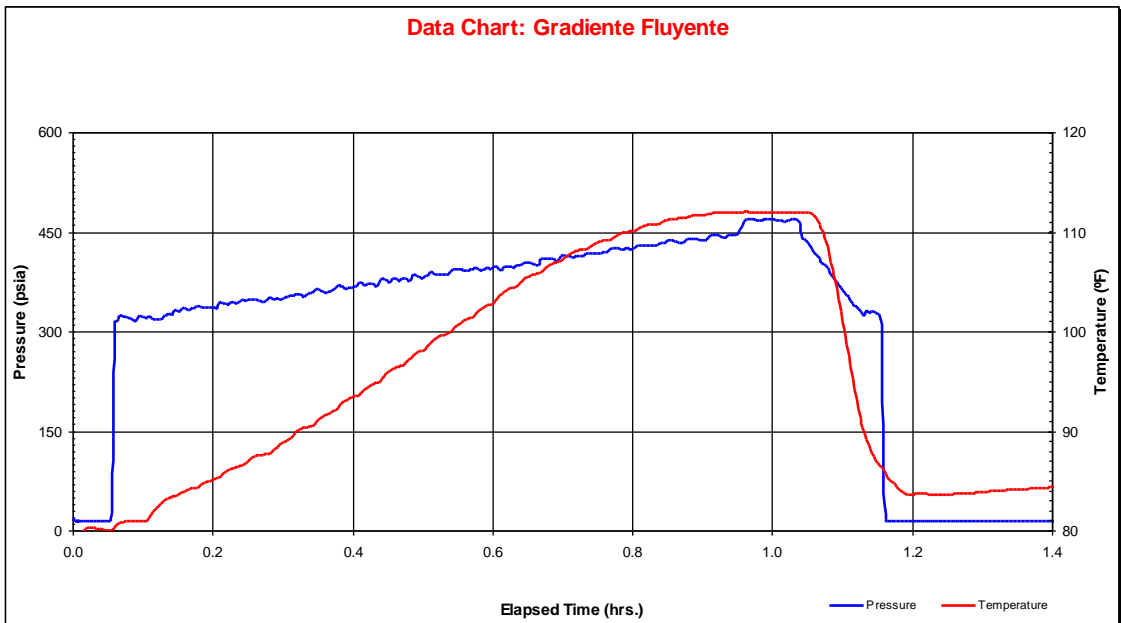
3.1.1 PRESIÓN INICIAL: es el primer dato de presión de fondo registrado a un pozo antes de ponerlo en producción. Este dato nos indicaría la presión original del reservorio en pozos exploratorios y/o de desarrollo.



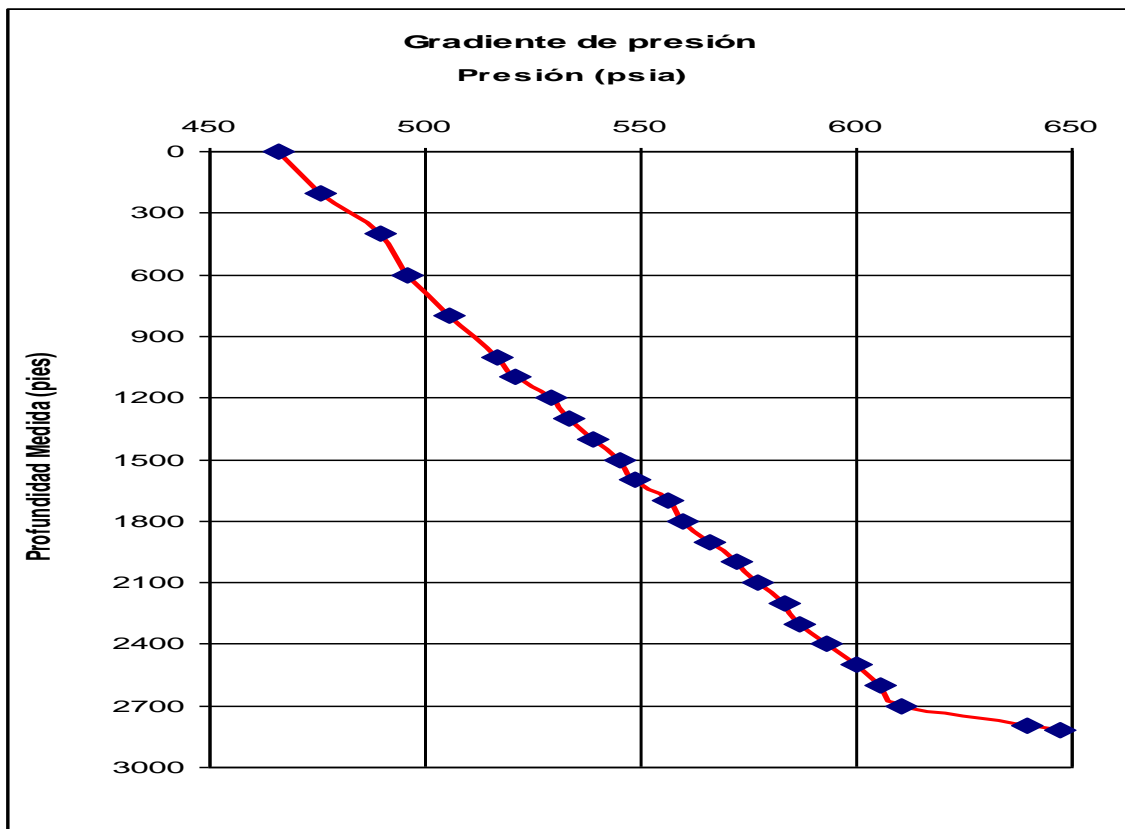
3.1.2 GRADIENTE ESTÁTICA: es el registro de presión y nivel de fluidos que se alcanzan en un pozo después de haber sido cerrado un largo periodo de tiempo en cualquier momento de la vida productiva. En algunos casos es posible alcanzar la presión original de reservorio y es conocido como presión inicial.



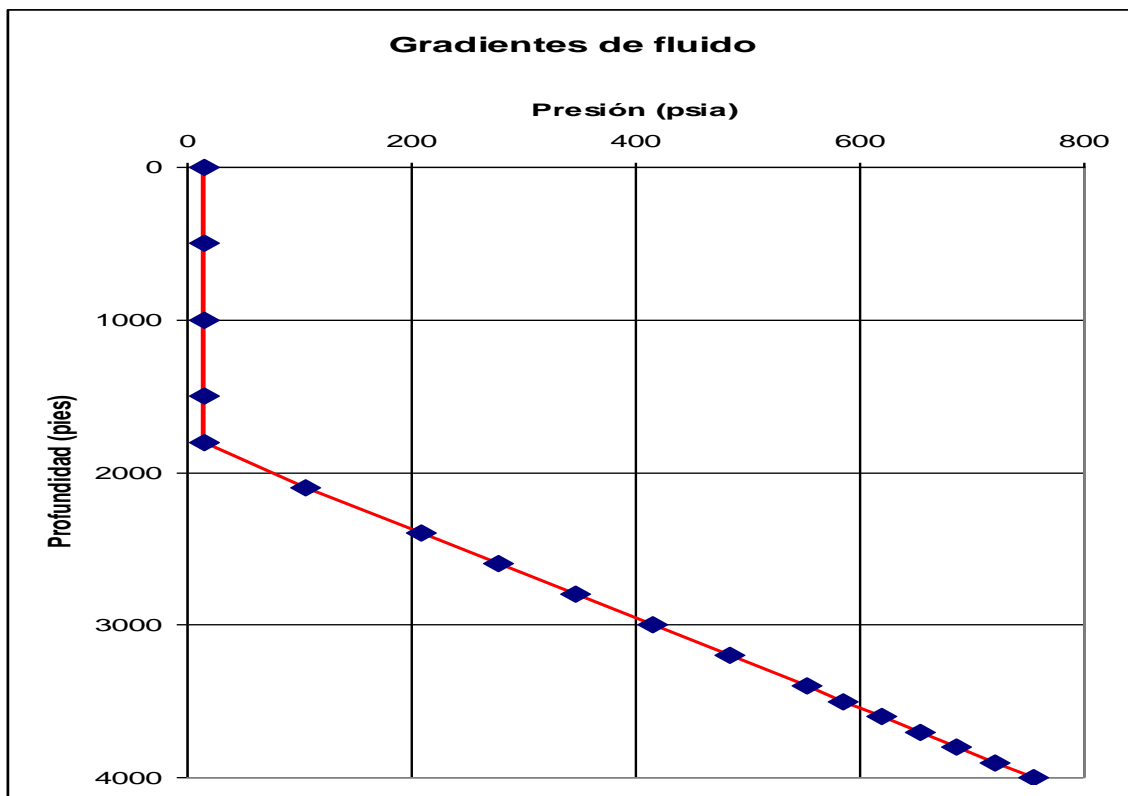
3.1.3 GRADIENTE FLUYENTE: es el dato de presión y nivel de fluidos en el pozo en condiciones de producción en cualquier momento de la vida productiva, que es utilizado para mejorar las condiciones de producción.



Gradiente fluyente

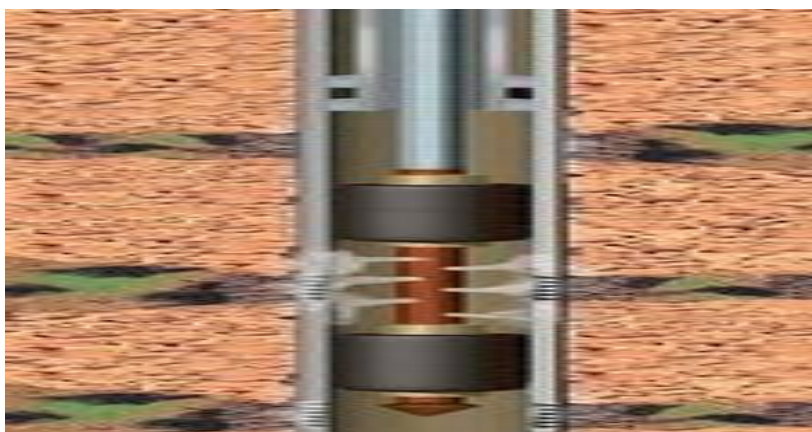


Gradiente Estática



PRUEBAS DE PRESION (WELL TESTING)

Las pruebas de pozo son una función técnica clave en la industria petrolera y del gas. A menudo se usa una prueba de pozo como la tecnología principal para monitorear el desempeño de tales inversiones o para diagnosticar comportamientos no esperados de pozo o reservorio. Los resultados del análisis de la data de pruebas de pozo son usados para tomar decisiones de inversión.



Las pruebas de pozo proveen información para establecer las características del reservorio, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño de formación.

El análisis de prueba de presión es un procedimiento para realizar pruebas en la formación a través de la tubería de perforación, el cual permite registrar la presión y temperatura de fondo y evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del yacimiento. También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas

Es importante tomar en consideración las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.

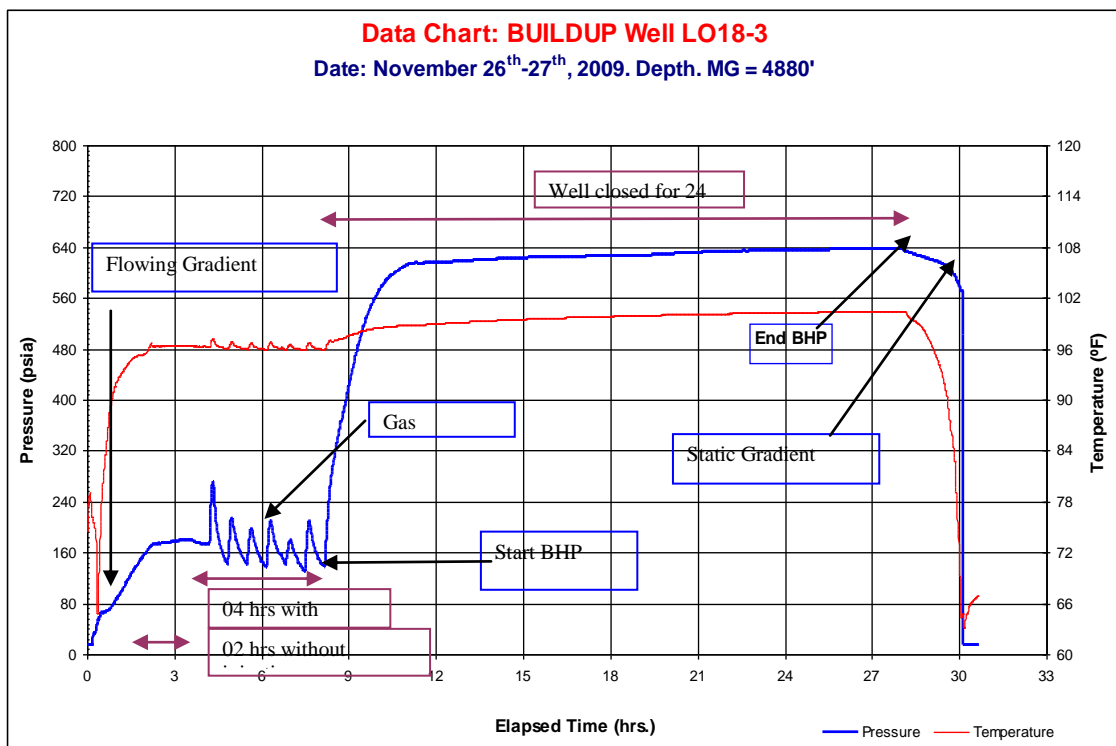
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo.
- Características de la planificación:
- Consideraciones operacionales
- Cálculos requeridos para el diseño
- Ejemplo de diseño de una prueba de restauración de presión.

La prueba de presión es fundamental para determinar los siguientes parámetros:

- Obtener propiedades y características del yacimiento como: permeabilidad y presión estática del yacimiento.
- Predecir parámetros de flujo como:
- Límites del yacimiento.
- Daño de formación.
- Comunicación entre pozos.

3.1.4 TIPOS DE PRUEBAS DE PRESION:

RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILDUP): Se realizan en pozos productores y consiste en hacer producir el pozo para luego cerrarlo y registrar la presión de fondo medido en función del tiempo. Las pruebas de restauración de presión son ejecutadas para determinar capacidad de fluido, permeabilidad y efecto de daño. Tan pronto como el pozo es cerrado, el fluido en el pozo usualmente alcanza un estado de reposo donde la presión de fondo incrementa suavemente y es fácilmente medir. Esto permite interpretar la prueba.



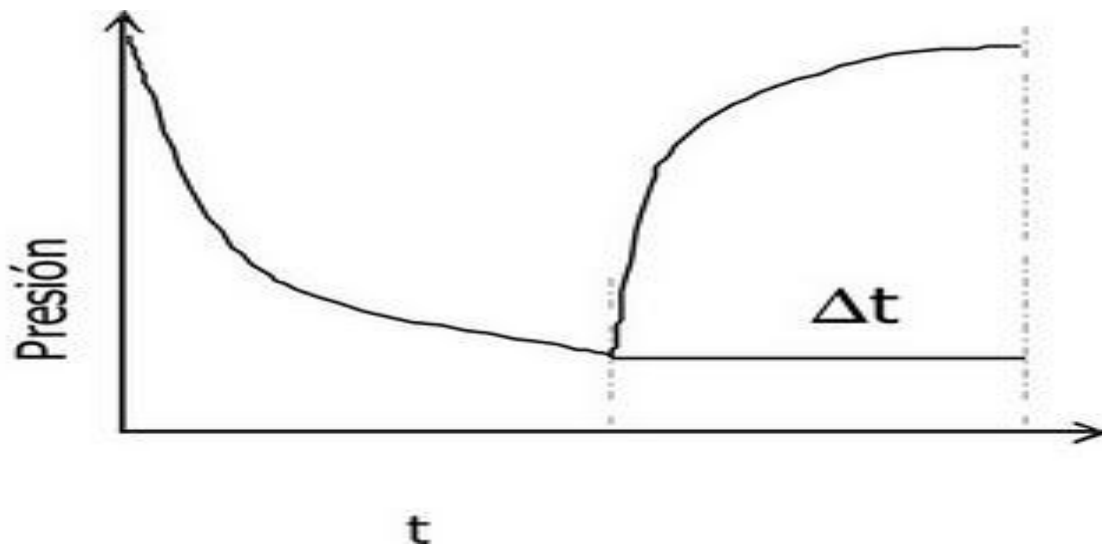
- Al cerrar el pozo, la presión comienza a subir partiendo de la P_{wf} (presión de fondo fluyente) hasta que luego de un tiempo considerado de cierre Δt , la presión registrada de fondo alcanza el valor estático P_e (presión estática). El registro de presión de fondo, representa una presión estática en proceso de restauración ($P\Delta t$), la cual no necesariamente alcanza el valor estático de P_e .

$$P\Delta t \leq P_e$$

- Dependerá del tiempo de cierre del pozo y del tiempo de producción. A medida que el tiempo de cierre se incrementa $P\Delta t$ se aproximará a P_e .

Podemos determinar a través de esta prueba:

- Estimar la permeabilidad del yacimiento
- Determinar la presencia de daño.
- Estimar la presión estática del yacimiento.
- Geometría del yacimiento.

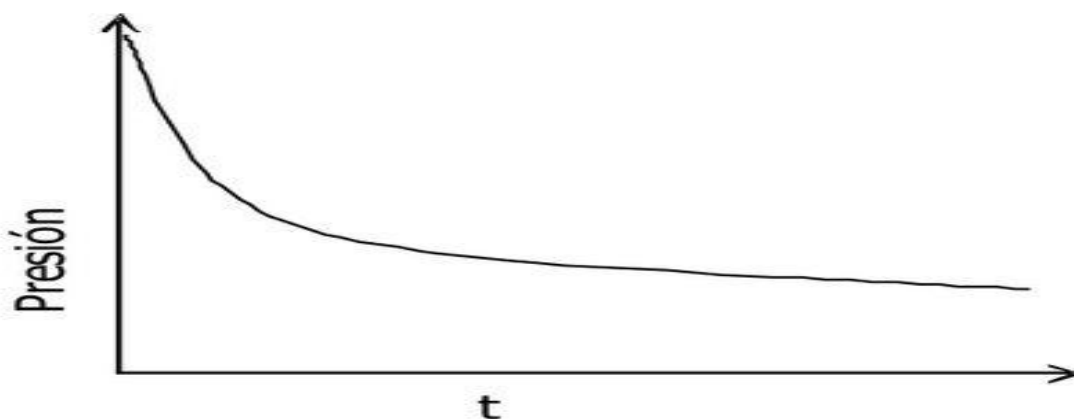


PRUEBA DE FLUJO (DRAW DOWN):

Consiste en cerrar el pozo para luego abrirlo a producción en forma controlada a tasa constante, empezando idealmente con presión uniforme en el reservorio.

Podemos determinar a través de esta prueba:

- Estimar la permeabilidad del yacimiento.
- Factores de superficie.
- Determinar la presencia de daño.
- Geometría del yacimiento.



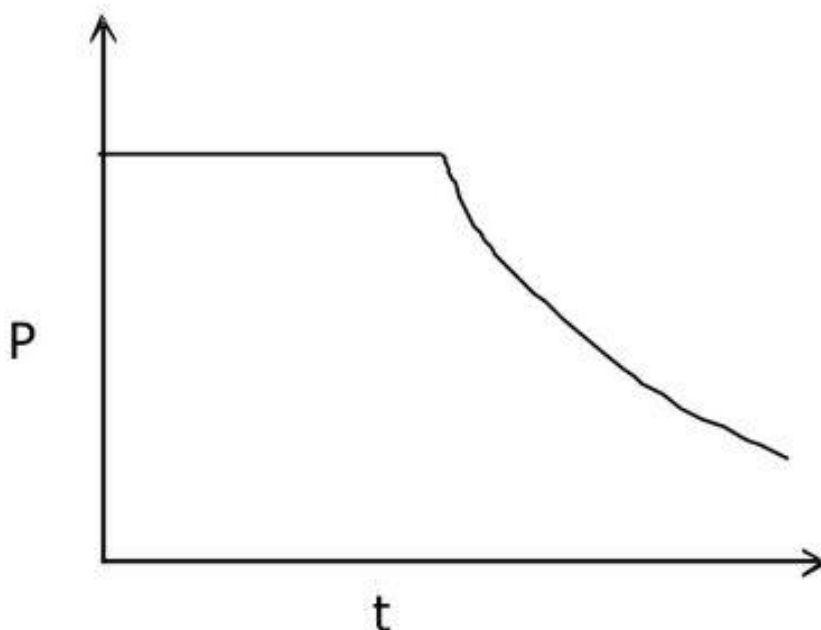
Estas pruebas son aplicables particularmente a: pozos nuevos.

Pozos que han sido cerrados suficientemente para permitir que la presión se estabilice.

Pozos exploratorios son frecuentemente candidatos a largas pruebas drawdown, con el objetivo común de determinar el volumen mínimo o total que esta siendo drenado por el pozo

PRUEBAS DE DISIPACIÓN DE PRESION EN POZOS INYECTORES ‘FALL OFF TEST’

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.



- Permiten determinar las condiciones del yacimiento en zonas adyacentes del pozo inyector.
- Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada.
- Podemos determinar a través de esta prueba:
- Estimar la presión promedio del yacimiento.
- Medir la presión de ruptura del yacimiento.
- Determinar fracturas.
- Determinar si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras.

- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.

PRUEBAS DE INTERFERENCIA

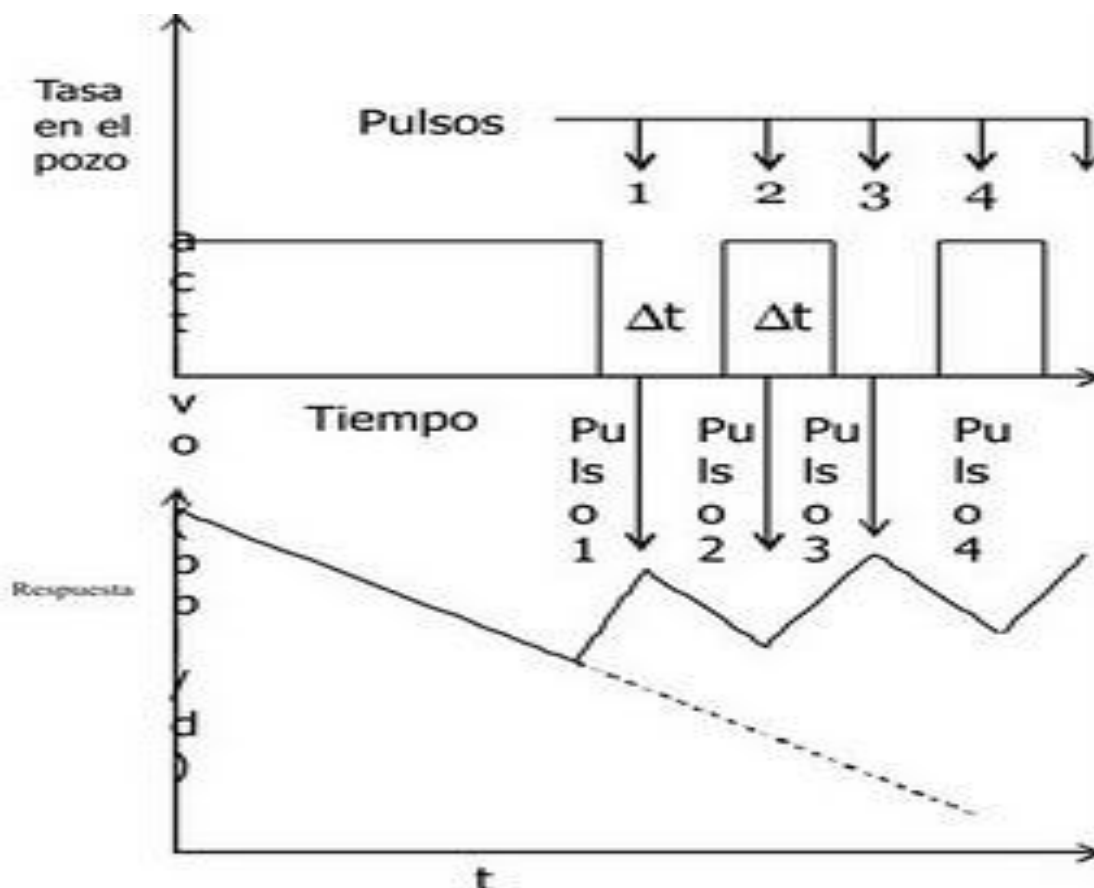
Tienen como objetivo comprobar la comunicación o conexión entre pozos en un mismo yacimiento.

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “r” del pozo; siendo “r” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

PRUEBAS DE PULSO

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación. Se caracteriza porque son pruebas de corta duración y los tiempos de flujo deben ser iguales a los tiempos de cierre.



3.2 DESCRIPCIÓN DEL SLICKILINE

El Slickline (o “Alambre” como suele llamarse en el campo) es un servicio que se presta a las compañías operadoras de yacimientos petrolíferos. Básicamente estas dos palabras agrupan una amplia gama de actividades, comúnmente denominadas “intervenciones”, dentro de los pozos petroleros. Fundamentalmente el trabajo consiste en introducir herramientas y/o dispositivos en los pozos petroleros por medio de un alambre especialmente diseñado para soportar altas presiones, temperaturas y esfuerzos (tanto tensión como torsión).

El diámetro del alambre puede variar desde 0,072" hasta 0,108", utilizando cada tipo de acuerdo a los requerimientos del cliente o el tipo de operación a realizar. Si bien los equipos (Unidades de Slickline) solamente tienen un tambor o carrete de alambre y no es viable reemplazar el alambre a diario, algunas unidades cuentan con 2 tambores de alambre con lo que se pretende ampliar el margen de operaciones a realizar.

UNIDAD DE SLICKLINE UTILIZADA EN EL NOROESTE PERUANO



En un principio, el Slickline se utilizaba simplemente para verificar el fondo del pozo. Sin embargo, hoy en día gracias a las nuevas tecnologías es posible realizar mediciones de presión y temperatura en el pozo, verificar las dimensiones del tubing, detectar depósitos de basura o arena y retirar la misma del pozo, y una larga gama de herramientas y dispositivos pueden ser colocados, retirados o manipulados gracias al Slickline.

Las operaciones de Slickline realizadas en forma correcta y precisa por personal altamente capacitado resultan en un gran ahorro de tiempo y dinero para las empresas operadoras.

Estas operaciones básicamente consisten en introducir “Run” o retirar “Pull” herramientas en los pozos. Para poder realizar estas operaciones se debe contar con un equipo de presión “Básico” compuesto por los siguientes elementos:

Stuffing Box.

Conexión al pozo.

Lubricadores.

Accesorios varios.

Válvula de Purga o Alivio.

Poleas.

B.O.P.

Indicador de Tensión.

Fig. Adjunta: se observa el lubricador armado sobre el cabezal del pozo, listo para operar, se puede observar los componentes básicos del equipo de hermeticidad. Stuffing Box, lubricador con válvula de desfogue y el BOP, además del sistema de poleas y el tensiómetro instalado.

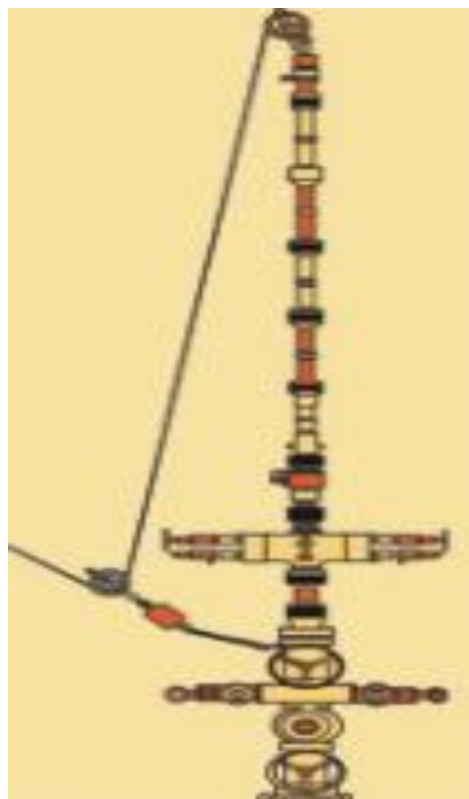


Fig. Inferior: Se observa los componentes de la sarta de slickline propiamente dicha, en distintos diámetros que básicamente consta de un tren estándar: rope socket (pepa) sinker bar (barra de peso), Jar (tijeras) que luego es complementada con herramientas específicas de acuerdo a cada trabajo en particular (Running tolo ó Pulling tool) Para lo cual el operador seleccionará la herramienta adecuada.



ALAMBRE DE SLICKLINE

Es un alambre largo y liso sin ningún tipo de trenzado a menudo brillante de tono cromo /plata en su apariencia, y que es muy utilizado en los servicios para los pozos de petróleo y gas con el equipo de slickline, son hechos de material de acero al carbono en su forma básica (Brichf Carbon Steel), y reciben tratamientos especiales para condiciones específicas Tienen un largo variable de acuerdo a las profundidades de los pozos en el área de uso, en el noroeste peruano se utilizan tambores con 10 000 a 12 000 pies y para la selva se utilizan rollos de hasta 18 000 pies, si el caso lo requiere existen tambores con rollos de hasta 25 000 pies.

Este alambre es el elemento que se encarga de bajar al pozo distintos tipos de herramientas a la profundidad adecuada para que éstas lleven a cargo su tarea, la comunicación de las herramientas de fondo con el operador de superficie se lleva a cabo a través de un indicador sensible de tensión (tensiómetro) que va conectado al cable, que informa al operador lo que está pasando en el fondo del pozo.

SELECCIÓN DE CABLES DE SLICKLINE

Se debe tener en cuenta que el alambre de slickline debe ser lo suficientemente fuerte para soportar el peso del mismo, así como la sarta de herramientas de slickiline que sostiene, así como las limitaciones presentes en el fondo del pozo sin romperse, también se deben tener presente las severas condiciones corrosivas y peligrosas de gases y líquidos que se producen en pozos de petróleo y gas que obligan a utilizar alambres de acero inoxidable 316 , GD 31 de Molibdeno que generalmente se utilizan en pozos más corrosivos con presencia de H₂S y CO₂ que afectan drásticamente el rendimiento del cable de slickline.

El cable básico de color gris se oxida con facilidad por lo general tiene más resistencia a la tensión, pero es severamente afectado por las condiciones ácidas de los pozos, por lo tanto el uso de este cable será para pozos dulces que no tengan presencia de agentes corrosivos.

En los últimos años las profundidades de los pozos han aumentado así como las cargas de trabajo por lo que se requiere de cables de alta relación resistencia/peso, para esto se ha propuesto el siguiente criterio.

Existe la necesidad de transmitir tensión para llevar a cabo la operación, sin la ruptura del alambre, y la necesidad de mantener el menor diámetro posible de éste, por las siguientes razones.

- Al tener diámetro más pequeño reduce la carga de su propio peso.
- Se puede utilizar más poleas de menor diámetro, y el cable se enrolla en bobinas de menor diámetro, sin la sobrecarga por flexión
- Se mantiene el tamaño del carrete del tambor a un mínimo, con la ventaja que la unidad tenga menor peso en conjunto.
- Proporciona una pequeña sección de cruce para los trabajos bajo presión

DIÁMETRO DEL CABLE

En la industria existen tres diámetros de cable que son los que comúnmente se utilizan con mayor frecuencia. Cables de 0.072 pulgadas, cable de 0.092 pulgadas y cables de 0.108 pulgadas, pero también existen cables de 0.066'', 0.082'', 0.103'', 0.125'' de diámetro, utilizados en forma muy restringida.



Existen unidades de slickline con dos carretes con cables de diferente diámetro, para utilizar el cable que mejor se adecue en determinados trabajos, es decir para trabajos de tensión se utilizará cable de mayor diámetro y para trabajos de viajes continuos se requerirá de cables más flexibles es decir cable de menos diámetro.

Break (Tensile) Streength

Diámetro		Pull		ISTESS		Lbs/1000ft	kg
INCH	mm	Lbs	Kn	Ksi	MDA		Kn
0.066	1.68	811	3.61	237.1	1633.6	11/62	17.29
0.072	1.83	911	4.27	236.0	1626.01	13/83	20.57
0.082	2.08	1239	5.51	234.6	1616.4	17/93	26.68
0.092	2.34	1547	6.88	232.7	1564.0	22/58	33.60
0.103	2.67	1566	8.74	231.0	1586.1	29/49	43.76
0.108	2.74	2109	9.38	230.2	1481.9	31/11	46.29
0.125	3.18	2790	12.48	227.3	148.3	41/68	62.02

Wire Diameter, Drum Capacity

INCH	mm	Drum	Metros
0.066	1.68	50,000	15,240
0.072	1.83	31,000	9,448
0.082	2.08	28,000	8,534
0.092	2.34	23,000	7,620
0.108	2.74	20,000	6,096
0.125	3.18	14,000	4,267

TIPOS DE CABLES

Fundamentalmente el trabajo consiste en introducir herramientas y/o dispositivos en los pozos petroleros por medio de un alambre especialmente diseñado para soportar altas presiones, temperaturas y esfuerzos (tanto tensión como torsión); para esto la industria presenta cables con diferentes especificaciones desde cables básicos pasando por cables acondicionados para resistir medios ácidos. A continuación les presentamos los diferentes cables existentes en el mercado.

CABLE BÁSICO. (IMPROVED FLOR STELL) Buenas características mecánicas, módulo de elasticidad elevado, compensado por su excelente resistencia a la ruptura.

CABLE GALVANIZADO. Recubierto de un revestimiento de Zinc, La protección aportada por la capa de zinc contra la corrosión produce en un medio clorhídrico una cierta fragilidad y el hidrógeno produce una acidificación fisurante.

CABLE NIQUEL. Con revestimiento de níquel en una cantidad correspondiente al 5% en peso. Su resistencia a la oxidación es buena mientras el níquel permanezca intacto, el precio triplica al cable básico.

INOXIDABLE TIPO 316. Excelente para resistir medios corrosivos pero con características mecánicas mediocres

INOXIDABLE TIPO 304 L. Mejores características que el tipo 316, pero se fatiga muy rápidamente. Su resistencia a la corrosión por H₂S es bastante buena

INOXIDABLE TIPO 316. GD-31 MOLIBDENO. Similar al tipo 316 pero con mejor rendimiento mecánico, y mejor resistencia a la corrosión que el tipo 304 L (precio: alrededor de 8 veces el cables básico)

3.2 EQUIPOS DE SUBSUELO

Son aquellos que se bajan con la tubería de producción y permiten llevar a cabo trabajos de mantenimiento en subsuelo, sin tener que matar el pozo o sacar la tubería de producción. También proporcionan facilidades para instalar equipos de seguridad en el subsuelo.

3.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO.

Los equipos de subsuelo se dividen de acuerdo a su función en la completación, lo cual se muestra en el esquema siguiente:

Debido a que son demasiados equipos de subsuelo, solo se definirán los que son representativos para este trabajo, esto en busca de sintetizar la cantidad de conceptos presentes en esta sección.

NIPLES DE ASIENTO.

Son dispositivos tubulares insertados en la tubería de producción y comunes en el pozo a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción de la tubería. Los niples de asiento están disponibles en dos tipos básicos que son:

NIPLES DE ASIENTO SELECTIVO:

Su principio de funcionamiento está basado en la comparación del perfil del niple, con un juego de llaves colocado en un mandril de cierre. Pueden ser colocados más de uno en una corrida de tubería de producción, siempre que tenga la misma dimensión interna. Las ventajas de este tipo de niple son:

- Taponar el pozo hacia arriba o hacia abajo o en ambas direcciones.
- Permite probar la tubería de producción.
- Permite colocar válvulas de seguridad.
- Permite colocar reguladores en fondo.
- Permite colocar un niple de parada.
- Permite colocar packers hidráulicos.

Existen básicamente dos tipos de niples de asiento selectivo:

- Niple de asiento selectivo por la herramienta de corrida.
- Niple de asiento selectivo por el mandril de localización.

NIPLES DE ASIENTO NO SELECTIVO:

Este tipo de niple es un receptor para dispositivos de cierre. Su principio de funcionamiento es de impedir el paso de herramientas de diámetro no deseado a

través de él ("NO-GO"), para localizar los dispositivos de cierre, por lo tanto el diámetro exterior del dispositivo debe ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del niple. Estos niples son colocados, generalmente, en el punto más profundo de la tubería de producción.

NIPLES PULIDOS.

Son pequeños niples tubulares contruidos del mismo material que el niple de asiento, el cual no tiene receptáculo de cierre pero es pulido internamente para recibir una sección de sellos. Estos niples pueden ser usados al mismo tiempo que los niples de asiento, las camisas deslizantes, juntas de erosión y otros equipos de completación. Su función primordial radica en la posibilidad de aislar en caso de filtraciones en la junta de erosión, haciendo uso de herramientas de Slickline y mediante un ensamblaje.

Los tapones son piezas indispensables al momento de reparar y completar un pozo, debido a su aplicabilidad durante la prueba de tubería y las operaciones con equipos de superficie.

El tapón que soporta presión por debajo consiste en un ensamblaje con un tapón de cabezal cargado con un resorte, el cual sella sobre un asiento metálico dispuesto en el sustituto igualador, pudiéndose realizar este sello también con un asiento de goma en adición con el metal.

El tapón de circulación soporta presión solamente por encima y puede ser circulado a través de él. Su diseño varía de acuerdo a los requerimientos, teniendo así dispositivos de cierre con bola y asiento, válvula de sello o tipo válvula check de goma. Para finalizar se tiene el tapón de cierre en ambas direcciones el cual es comúnmente empleado para separación de zonas de completaciones del tipo selectivas.

Existe una gran variedad de estos equipos con diferentes aplicaciones, pero con un mismo principio de funcionamiento. Entre ellos tenemos:

- Tubería de producción con orificios
- Con receptáculos de asiento y ancla para mandril.
- Con una sección de sello.

- Con camisa recuperable con Slickline.
- Con válvula recuperable con Slickline.

MANDRILES CON BOLSILLO LATERAL.

Estos son diseñados para instalarse en los controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción. Existen dos tipos básicos de estos mandriles. El primer tipo, consiste en un mandril estándar, con perforaciones en el lado exterior de la camisa hacia el revestidor y el fondo de la misma está comunicado con la tubería de producción. En el segundo tipo, las perforaciones están en el interior hacia la tubería de producción y el fondo de la misma está en contacto con el espacio anular. Las válvulas que se instalan en estos mandriles se clasifican en dos grupos: recuperables con guaya fina y no recuperables con guaya fina. Las no recuperables con guaya son poco usadas debido a que el reemplazo de alguna de ellas ameritaría sacar la tubería de producción, sustituirla y luego introducirla de nuevo en el pozo.

3.3 INSTALACION Y RECUPERACION DE TAPONES DE CIERRE DE FONDO.

3.2.1 TAPONES RECUPERABLES CON SLICKLINE (BLANKING PLUG, BSIP).

Son empleados para hacer sello y aislar zonas y poder evaluar ésta tomando un registro de presión (Buildup), minimizando el after flow (almacenamiento) y poder obtener mejor información en menor tiempo con la ventaja adicional de no diferir producción ya que proporciona información equivalente a un cierre en superficie pero en un tiempo ostensiblemente menor; también se aplican para realizar trabajos de mantenimiento y trabajos en las zonas del pozo que están situados sobre el tapón instalado. Existen tres tipos básicos de tapones recuperables, los cuales son asentados en niples o en la tubería de producción. Estos tres tipos se clasifican según la dirección en que son capaces de soportar presión.

Los que son capaces de soportar presión por encima o en sentido descendente.

Los que soportan presión en sentido ascendente o por debajo.

Los que soportan presión en ambas direcciones, bajo condiciones de operación.

Los tapones son piezas indispensables al momento de reparar y completar un pozo, debido a su aplicabilidad durante la prueba de tubería y las operaciones con equipos de superficie.

El tapón que soporta presión por debajo consiste en un ensamblaje con un tapón de cabezal cargado con un resorte, el cual sella sobre un asiento metálico dispuesto en el sustituto igualador, pudiéndose realizar este sello también con un asiento de goma en adición con el metal.

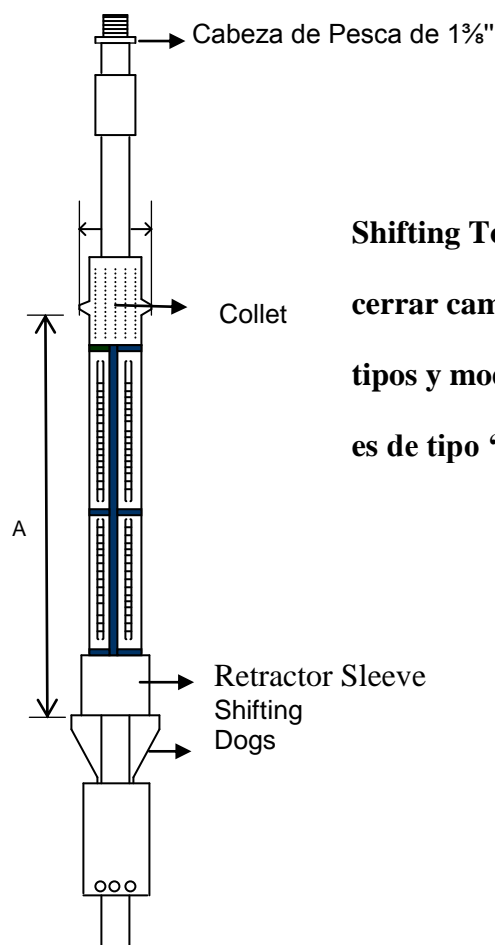
El uso del Slickline en la instalación y recuperación de los tapones de cierre de fondo, hace de éste una de sus principales actividades, permitiendo a la compañía operadora que utilice este tipo de tapones inherente al Slickline, una considerable reducción de costos pues, no es necesario sacar tubería para llevar a superficie el tapón ahorrando dicha operación usando la alternativa de tapones instalados y recuperados con el uso del Slickline.

3.3 APERTURA Y CIERRE DE CAMISA DE CIRCULACIÓN

3.3.1 SLIDING SLEEVE (CAMISA).

Son equipos de comunicación o separación, los cuales son instalados en la tubería de producción, existen de diferentes diámetros de acuerdo a la tubería de producción de la cual forman parte, generalmente son utilizadas para circular remanentes de lodos o fluidos atrapados en el tubing después de la perforación y preparar el pozo para el respectivo baleo. Pueden ser abiertos ó cerrados utilizando Slickline convirtiéndose en una de sus principales aplicaciones. Entre las funciones que cumplen estos dispositivos tenemos:

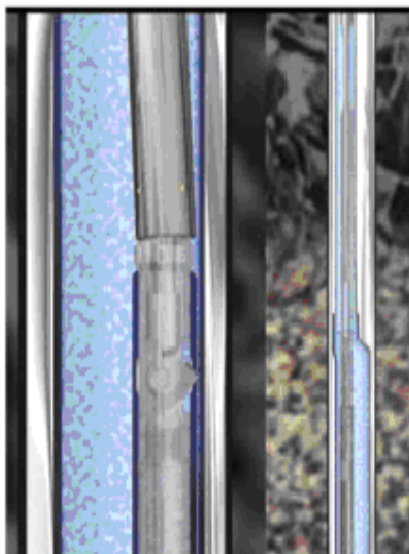
- Traer pozos a producción.
- Matar pozos.
- Lavar arena.
- Producción de pozos en múltiples zonas.



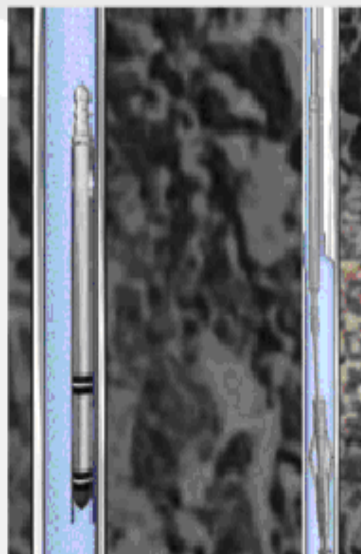
**Shifting Tool para abrir y/o
cerrar camisa, existen varios
tipos y modelos el de la figura
es de tipo 'L' Baker**

3.4 INSTALACION Y RECUPERACION DE VÁLVULAS DE INYECCIÓN MANDRILES CON BOLSILLO LATERAL.

Estos son diseñados para instalarse en los controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción. Existen dos tipos básicos de estos mandriles. El primer tipo, consiste en un mandril estándar, con perforaciones en el lado exterior de la camisa hacia el revestidor y el fondo de la misma está comunicado con la tubería de producción. En el segundo tipo, las perforaciones están en el interior hacia la tubería de producción y el fondo de la misma está en contacto con el espacio anular. Las válvulas que se instalan en estos mandriles se clasifican en dos grupos: recuperables con Slickline y no recuperables con Slickline. Las no recuperables con Slickline son poco usadas debido a que el reemplazo de alguna de ellas ameritaría sacar la tubería de producción, sustituirla y luego introducirla de nuevo en el pozo.



Instalación de Válvulas



Válvula instalada en el mandril

3.5.-MISCELANEOS

En el comienzo de la década de los 70 el uso del alambre en las operaciones, se limitaba para movimientos de herramientas mecánicas, y por no permitir la transmisión de datos en tiempo real se le utilizó para correr algunas herramientas electrónicas con memoria. Con estos dispositivos mecánicos es factible maniobrar todas las herramientas mecánicas que se utilizan en pozos inyectoras con tuberías de 2 3/8'' 2 7/8'' y 3'', por ejemplo válvulas reguladoras de agua, gas y ciegas (dummys), tapones recuperables, rascadores de tubería , rascadores de bolsillos de mandriles, cuchillos calibradores, impresores, herramientas de pistoneo entre otras.

Como se dijo anteriormente el hecho de no poder transmitir datos a tiempo real el slickline desarrolló herramientas electrónicas con memoria, permitiendo abrir un sin fin de posibilidades no solo registrar presión y temperatura del fondo del pozo sino también caudales de inyección y producción (PLT), inclinación y orientación del pozo en la etapa de perforación, medidores de corrosión, punzonamiento de la tubería para casos en que se necesite comunicación entre tubos y forros (Tubing puncher); a todo esto se le puede añadir registros gamma ray, ccl y hasta telemetría laser para la exactitud en la profundidad del pozo, etc.

En el caso local específicamente en los campos del noroeste peruano se ha tenido cierta experiencia en lo que se refiere a registros de presión y temperatura en pozos

de mar y de tierra para esto se desarrolló un procedimiento de rutina para los diferentes tipos de operaciones más comunes.

OPERACIÓN DE EQUIPO Y UNIDAD DE ALAMBRE “SLICKLINE”

- Transporte de la unidad de Slickline al muelle de embarque a Pozos en Tierra.
- Levantar la unidad de Slickline con tecla hacia el vehículo que la transportara desde el taller de la contratista a su destino. Previamente debe asegurar dicha unidad en la tolva del vehículo.
- Preparar la guía de remisión para ser presentada en los puestos de control.
- Coordinar con los operadores del muelle para que se reciba la unidad de Slickline. El operador de la contratista libera la unidad del vehículo para que el operador de guía levante la unidad la ubique dentro del muelle o hacia la embarcación que la transportará hacia la plataforma.
- Coordinar con el personal de producción para recibir la unidad en la plataforma.
- Para realizar trabajos en pozos en tierra, la unidad será transportada en camión o carreta, permaneciendo en el área hasta concluido el trabajo.



Unidad Slickline lista para ser transportada a locación

3.5.2 ARMADO DE LA UNIDAD DE “SLICKLINE” Y EQUIPO DE SUPERFICIE

El personal de la contratista deberá presentarse con equipo de seguridad completo (EPP) y cumplir con lo establecido en las normas para contratistas.

Antes de realizar cualquier trabajo solicitar el permiso de trabajo en caliente, y la prueba de explosividad al representante de la compañía contratista, y con su autorización se inicia el trabajo de armado de la unidad.

- Inspeccionar al área donde se realizara el servicio de Slickline.
- Inspeccionar los niveles de aceite y agua del motor de la unidad de Slickline
- Señalizar con cinta de peligro y los protectores de seguridad de la zona donde se realizara el trabajo.
- Abrir la ventana del tercer nivel del pozo a trabajar, revisar posicionar el tecele (cuando se trabaja en plataformas). Luego armar el lubricador para sujetarlo momentáneamente con el tecele.
- Pasar la punta del cable del tambor por el stuffing box.
- Preparar el rope socket, haciendo un trenzado del alambre, haciendo uso del nudo Standard, que consiste en dar una vuelta alrededor del disco y luego 10 a 13 vueltas alrededor del mismo alambre.
- Pasar el rope socket luego de trenzado con el alambre por la parte interna de los lubricadores hacia la parte inferior con la finalidad de ensamblar el stuffing box.
- Conectar el rope socket a la sarta de herramientas de Slickline.

Luego con la unidad de Slickline levantar el alambre con la sarta de herramientas hacia el tope del stuffing box ya conectado con la parte superior del lubricador. Al nivel del las válvulas laterales se tomara la referencia como punto cero para la medición del cable a bajar del pozo.

- Cerrar la inyección de gas lift y las válvulas master y lateral del pozo que se va a trabajar.
- Retirar el tapón del cabezal del pozo para instalar en su lugar la válvula de Slickline (TXT ò BOP) en posición de cerrada.

- Abrir la válvula aster y lateral del pozo que se va a trabajar, manteniendo la válvula de Slickline cerrada.
- Instalar el conjunto del lubricador sobre válvula de Slickline. Luego abrirla para presurizar el lubricador el cual tiene instaladas la sarta de herramientas de Slickline y con la herramienta adecuada para el trabajo a realizar.
- Dar arranque a la unidad de Slickline, tanto la unidad como el equipo de servicio de Slickline quedan instalados en el pozo para iniciar el trabajo indicado.
- Instalar las rejillas para cubrir las ventanas del pozo tanto en la mesa intermedia como en la mesa superior.



Terminando de armar la unidad de Slickline

DESMONTAJE DE LA UNIDAD DE SLICKLINE Y EQUIPO DE SUPERFICIE

- Terminada la operación de Wireline, subir el cable, operando con la unidad de Wireline para que la sarta de herramientas quede internamente en el lubricador pegada hacia el tope inferior del stuffing box.
- Cerrar las válvulas master y lateral del pozo que a sido trabajado.
- Abrir la válvula de $\frac{1}{2}$ del lubricador para desfogar la presión acumulada en su interior.

- Desconectar el lubricador de la válvula de Wireline (desenroscando la unión rápida) para retirarlo junto con la sarta de herramientas de Wireline hacia un costado.
- Retirar B.O.P del cabezal del pozo
- Abrir las válvulas master y lateral e inyección de gas dejando el pozo operativo en condiciones normales.
- Retirar del lubricador desconectado, la sarta de herramientas bajando hacia el primer nivel de la plataforma para proceder a cortar el cable del rope socket.
- Jalar el cable suelto manualmente o con la ayuda de la unidad de Wireline (desde el tercer nivel) para enrollarlo en el tambor. La punta del cable queda con un nudo como tope en la polea del guiador del cable.
- Bajar los lubricadores usando el teclé hacia el piso del segundo nivel para proceder a desamarrarlos. Subir los lubricadores al tercer nivel con el winche o grúa de la plataforma para guardarlos en la caja de herramientas.
- Desarmar la sarta de herramientas en el primer nivel y subirlas al tercer nivel y guardarlas junto con las herramientas manuales en la caja de herramientas.
- En el tercer nivel se guardan los accesorios del lubricador, teclé y herramientas manuales en la caja de herramientas.
- Dejar posicionado la unidad y equipo de Slickline cerca de winche ó grúa, para que el personal de producción la pueda mover a otra locación.
- Hacer limpieza del área de trabajo, colocando los desechos en los respectivos contenedores.

PROCEDIMIENTO DE REGISTRO DE PRESION INICIAL:

Inspeccionar el buen estado de la unidad de Slickline, de las herramientas de mano para abrir o cerrar las válvulas del pozo (Rope Socket, pesos de 1 ½”, jar tubular, registradores electrónicos).

- Conectar el Rope socket a la sarta de herramientas: pesos de 1 ½”, jar tubular y registradores electrónicos.
- Instalar la botella de 5 ½”. Sobre la válvula de baleo.

- Instalar BOP sobre botella de 5 ½.”
- Instalar lubricadores sobre BOP.
- Instalar manómetro en el lubricador para leer la presión estadística en la cabeza del pozo.
- Bajar sarta de herramienta hasta el punto medio de la formación por una o dos horas en condición estática.
- Subir la sarta de herramientas con paradas predeterminadas según programa hasta superficie.
- Cerrar válvula de baleo, desfogar lubricador y sacar herramientas.
- Desarmar equipo de Slickline y se deja unidad lista para transportar a la base.
- Desactivar registradores.
- Interpretar los resultados en el campo utilizando una computadora lap top (presión Inicial y niveles de fluido).
- Dejar limpia el área de trabajo.
- Reportar al supervisor jefe de campo, el trabajo realizado.
- Presentar el informe de campo al supervisor de producción designado y el informe de la presión inicial al departamento de ingeniería.

PROCEDIMIENTO DE REGISTRO DE GRADIENTE ESTÁTICA

Inspeccionar el buen estado de unidad de Slickline, de las herramientas de mano para abrir o cerrar las válvulas del pozo y de las herramientas que se bajarán en el pozo (Rope Socket, barras, knuckle joints, pescantes de 2” tipo JDS, BOP, jar mecánico, registradores electrónicos).

- Instalar BOP sobre la cabeza del pozo.
- Calibrar el pozo con copa hasta el nicle de asiento.
- Recuperar válvula de pie si es necesario.
- Chequear tope de arena.
- Desarmar el equipo de Slickline.

- Dejar el pozo cerrado por el tiempo que indica el programa preparado para el pozo en particular y colocar el aviso de “POZO CERRADO”.
- Dejar limpia el área de trabajo.
- Reportar al supervisor de jefe de campo, el trabajo realizado.
- Presentar el informe de campo al supervisor de producción designado.
- El día de la prueba se instala nuevamente el equipo de Slickline.
- Instalar BOP sobre la cabeza del pozo.
- Conectar el Rope Socket a la sarta de herramientas pesos de 1 1/2 “, jar tubular y registradores electrónicos.
- Instalar lubricadores sobre BOP.
- Instalar manómetro en el lubricador para leer la presión estadística en la cabeza del pozo.
- Bajar sarta de herramientas hasta la profundidad requerida por el departamento de ingeniería. En esa profundidad queda por una o dos horas en condición estadística.
- Subir la sarta de herramientas con paradas predeterminadas según programa hasta superficie.
- Cerrar válvula de pie en caso que haya sido recuperada.
- Entregar el pozo al recorredor para que proceda a ponerlo en operación.
- Desarmar equipo de Slickline y se deja unidad lista para transportar a la base.
- Dejar limpia el área del trabajo.
- Reportar al supervisor jefe de campo, el trabajo realizado.
- Presentar el informe de campo al supervisor de producción designado y el informe de gradiente estadística al departamento de ingeniería.

PROCEDIMIENTO DE REGISTRO DE GRADIENTE FLUYENTE

Inspeccionar el buen estado de la unidad de Slickline, de las herramientas de mano para abrir o cerrar las válvulas del pozo y de las herramientas que se bajaran en el

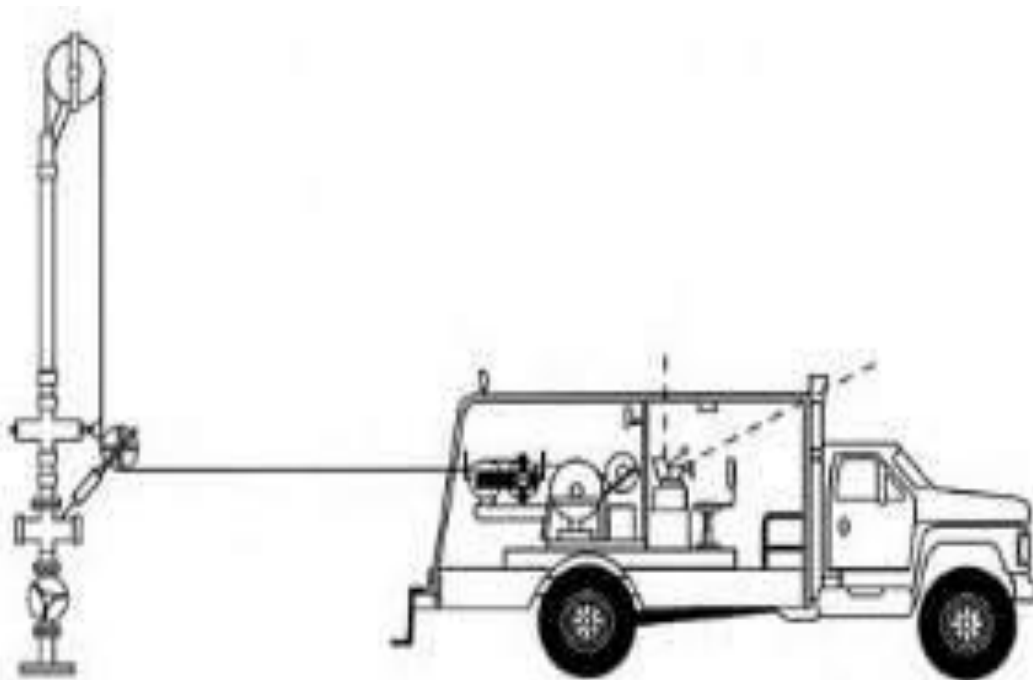
pozo (Rope Socket, barras, Knuckle joints, pescantes de 2" tipo JDS, BOP, jar mecánico, registradores electrónicos).

- Instalar BOP sobre la cabeza del pozo.
- Calibrar el pozo con copa hasta el nicle de asiento.
- Recuperar válvula de pie si es necesario.
- Chequear tope de arena.
- Conectar el Rope Socket a la sarta de herramientas: pesos de 1 ½", jar tubular y registros electrónicos.
- Instalar lubricadores sobre BOP.
- Instalar manómetro en el lubricador para leer la presión surgente en la cabeza del pozo durante el periodo de prueba.
- Bajar sarta de herramienta hasta la profundidad requerida por el departamento de ingeniería.
- Registrar el tiempo preestablecido por el departamento de ingeniería, en el caso que se tenga instalación de gas lift tomar unas 2 ó 3 inyecciones y cortar la inyección de gas, el pozo permanece abierto al separador durante la prueba.
- Registrar la producción así como la presión en tubos y forros durante el registro.
- Subir con paradas predeterminadas hasta superficie
- Entregar el pozo al recorredor para que restablezca la inyección de gas lift y poner pozo en operación.
- Desarmar equipo de Slickline y se deja unidad lista para transportar a la base.
- Dejar limpia el área del trabajo.
- Reportar al supervisor jefe de campo, el trabajo realizado.
- Presentar el informe de campo al supervisor de producción designado y el informe de gradiente estática al departamento de ingeniería.

CAPITULO IV.- APLICACIONES

El término de cable metálico se refiere generalmente a la técnica usada por los operadores para intervenir pozos de petróleo y gas para bajar equipos. En su forma más simple y más usada, el cable metálico consiste en un solo filamento del alambre de metal cuyo diámetro varía entre 0.075" y 0.125" (designado como slickline). En otros casos, el alambre está compuesto de filamentos trenzados, haciéndolo más fuerte y más pesado (llamada línea trenzada). La línea trenzada puede contener una base interna de alambres aislados, que proporcionan energía al equipo situado en el extremo del cable (llamada línea eléctrica) y proporciona un medio para la telemetría eléctrica y permite la comunicación entre el equipo y la superficie del pozo.

4.1 APLICACIONES



4.1.- SLICKLINE

Alrededor del 80% de trabajos de cable metálico prefieren utilizar ‘Slickline’. La naturaleza del slickline permite utilizar cualquier herramienta independiente de la comunicación eléctrica desde la superficie. Esta limitación del slickline permite realizar trabajos tales como instalar y/o recuperar dispositivos que requieren de la acción mecánica. Esta acción mecánica es lograda por la operación de las tijeras (jar) que son parte de la sarta estándar del Slickline. Algunos elementos de la completación de pozos se pueden desplegar y recuperar con slickline tales como válvulas de seguridad recuperables con cable, válvulas de inyección de gas, paquetes de plunger lift etc. el Slickline se puede también utilizar para la pesca, en el proceso de intentar recuperar equipos y/o alambres que han caído al fondo del pozo. Los usos mas comunes para el slickline son: Instalar en la tubería émbolos de producción paquetes de plunger lift (collar stop con bumper spring ó tubing stop) • Registrar topes de arena y colapsos • Abrir y cerrar camisas de circulación • Calibración de la tubería de producción y cambiar diámetros de beans de fondo • Instalación-recuperación de las válvulas de inyección de gas • Registros de Presión y Temperatura del fondo del pozo • Operaciones de pesca • Corte de parafina • Correr registros con dispositivos de memoria.

4.1.1.-LÍNEA TRENZADA

La línea trenzada se utiliza generalmente cuando la fuerza del slickline no es suficiente para determinados trabajos. El uso mas común es para operaciones de pesca en especial cuando hay cable eléctrico. Se requiere bastante aceite para lubricar el cable trenzado.

4.1.2.-LÍNEA ELÉCTRICA

La línea eléctrica se utiliza para los registros de los pozos, implicando desplegar las herramientas sensoriales diseñadas para proporcionar información sobre las características del pozo generalmente e tiempo real y en superficie. La línea eléctrica se puede dividir en dos partes: Evaluación del depósito, que es importante en la evaluación del depósito para determinar la localización del contacto agua-aceite. El agua posee propiedades conductoras más agudas que los hidrocarburos por lo que se utiliza este principio para determinar contactos agua-aceite donde se denota un cambio en la curva de resistividad. Localizando el contacto.

También se podrá determinar densidad, porosidad, saturación de aceite y agua, movilidad de hidrocarburos, presencia de fracturas, etc. es importante la evaluación del depósito para determinar la localización del contacto agua-aceite.

Los recientes desarrollos de los tractores del cable metálico han permitido que el cable metálico sea utilizado en los pozos alto grado de desviación y horizontales, las operaciones normalmente han requerido tubería enrollada (Coild tubing).

4.1.3.- HERRAMIENTAS DE LA EVALUACIÓN DEL DEPÓSITO

HERRAMIENTAS DE RAYO GAMMA

Las herramientas del rayo gama son una familia de herramientas que están diseñadas para medir la radiación gamma natural en la formación de la tierra generalmente debido al potasio, al uranio, y al torio. Estas herramientas no utilizan corriente eléctrica ni energía radiactiva. Las herramientas naturales del rayo gama emplean un sensor de radiactividad que generalmente es un cristal de centelleo que emite una pulsación de luz proporcional a la fuerza de incidencia del pulso del rayo gama. Esta pulsación de luz se convierte en un pulso que por medio de un tubo multiplicador de la foto (PMT) alimenta la electrónica de la herramienta para la transformación posterior al sistema superficial para registrarlo. La fuerza de los rayos gama recibidos es dependiente de la fuente que emite rayos gama, la densidad de la formación, y la distancia entre la fuente y el detector de la herramienta.

El registro registrado por esta familia de herramientas se utiliza a, identifica la litología.

HERRAMIENTAS RADIOACTIVAS

Las herramientas radioactivas contienen con frecuencia una fuente de rayo gama y una fuente de neutrón.

Los rayos gama son bloqueados progresivamente aumentando la densidad material. El registro del rayo gama sirve para determinar la densidad de la formación, con esta densidad de roca determinada se obtiene la porosidad (contenido líquido en la roca).

Los neutrones son neutralizados por el hidrógeno, que está presente en los hidrocarburos y el agua. El registro del neutrón por lo tanto nos da el grado de

absorción, como una indicación del contenido líquido de la formación, que proporciona la porosidad de la roca

HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD

Esta herramienta es importante en la evaluación del depósito para determinar la localización del contacto agua-aceite. El agua posee propiedades conductoras más agudas que los hidrocarburos por lo que se utiliza este principio para determinar contactos agua-aceite donde se denota un cambio en la curva de resistividad. localizando el contacto

- Herramientas acústicas y ultrasónicas
- Herramientas del muestreo
- Herramientas magnéticas de la resonancia nuclear
- Herramientas sísmicas de la perforación
- Herramientas de la producción
- Herramientas de "Slickline"

4.1.4.- HERRAMIENTAS BASICAS

STUFFING BOX: permite la entrada del cable dentro de la tubería para realizar la unión con la sarta de herramientas. Se instala en la parte superior del lubricador. Consta de una cámara de empaques con una tuerca reguladora para sellar alguna fuga por la presión del pozo.

LUBRICADORES.- secciones tubulares armadas con las uniones rápidas que son ensambladas al stuffing box para sellar el cable con el rope socket, el cual va unido a la sarta de herramientas de "Slickline". Son instalados en posición vertical sobre una válvula de "Slickline".

VÁLVULA DE WIRELINE.- (B.O.P) válvula del control del pozo que puede ser cerrada para aislar la presión del pozo en el lubricador sin dañar el cable.

Sarta de herramientas de "Slickline".

Sarta Principal.

PEPA (ROPE SOCKET): pieza de enganche para fijar el cable con la sarta de herramientas de "Slickline". Comprende de un cuerpo, un resorte, un soporte y una arandela.

Barras (pesos): Proporcionan el peso necesario para vencer la fuerza creada por la acción de la presión del pozo sobre el área transversal del cable el cual es sellado en el stuffing box.

TIJERA MECÁNICA (JAR). Permite con el peso de la barra crear impactos de golpe hacia arriba o hacia abajo dentro del pozo.

MUÑECO (KNUCKLE JOINT). Permite una acción angular entre la tijera y la herramienta o dispositivo de control dentro del pozo.

4.1.5.- HERRAMIENTAS AUXILIARES.

RASPADOR (CUCHILLA): herramienta para raspar la parafina en las paredes internas de la tubería de producción.

HERRAMIENTAS DEFLECTORAS.

Kickover: (OK1 ò L2D). Diseñadas para localizar un mandrel que alojan en su bolsillo equipo de control de subsuelo y que se pueden recuperar a superficie TIJERAS Ó SLICKLINE JAR

SINKER BAR Ó PESO

El peso ó barra de peso esencialmente sirve para agregar carga al toolstring (sarta de "Slickline"). El peso puede ser necesario para superar la presión del pozo. Algunas variaciones del peso, llamadas peso con ruedas, pueden tener ruedas incorporadas a la herramienta para permitir que la sarta de herramientas se deslice más fácilmente en pozos desviados.

4.1.6-HERRAMIENTAS DE PESCA (PULLING TOOL))

Éstas son herramientas diseñadas para pescar otras herramientas, que se pudieron haber caído en el pozo. Todas las herramientas del "Slickline" se diseñan con cabezas de pesca en la parte superior ante la eventualidad de tener pescado, esto permite recuperar fácilmente las herramientas que tengan éstas características.. También se utilizan para recuperar componentes metálicos como conexiones entre otros.

CALIBRADOR (COPA)

Esta herramienta se recorre en tubing para determinar una restricción dentro del pozo previo a una operación de corrida, pesca o instalación de algún dispositivo de control de subsuelo.

Las partes importantes de estas herramientas son su extremo inferior, que es un anillo cuya medida está ajustada al diámetro interior del tubería a recorrer, ésta herramienta nos permite determinar colapsos en la tubería así como reducciones en las conexiones y así poder asegurar que las herramientas a bajar en el pozo puedan hacerlo con la seguridad respectiva..

BLOQUE DE LA IMPRESIÓN DEL PLOMO (ESTAMPA)

Generalmente usada en operaciones de pesca es un cilindro de acero llenado con plomo que permite obtener impresiones del tope de un pescado El plomo por su naturaleza maleable permite obtener la impresión del pescado que ayuda a determinar la naturaleza y así poder diseñar la sarta adecuada.

SAND BAILER

Esta herramienta está diseñada para recoger muestras de sólidos del fondo del pozo funciona con golpe del martillo, generalmente es utilizada para propósitos de limpiar o determinar la naturaleza de sólidos tales como el tipo de arena presente en el fondo del pozo.

EQUIPO ADICIONAL

STUFFING BOX

Esto es un equipo estándar del cable metálico, requerido para conectar el alambre con toolstring, y se utiliza para casi todos los servicios.

TRACTORES

Éstas son las herramientas eléctricas que se pueden utilizar para empujar la sarta del ‘Wireline’ ‘Slickline’ hacia el pozo, superando la desventaja del cable metálico de ser dependiente de la gravedad. Éstos se utilizan para las operaciones en pozos desviados y horizontales, donde el peso no es suficiente para bajar la sarta por gravedad incluso utilizando el vástago con rodajes. Esta tecnología ha sido probada

por más de 10 años y ciertas compañías tienen factores de operación de hasta el 98% con sus tractores del cable metálico.

4.1.7.- CARRETE PORTADOR DE CABLE METÁLICO

Para los trabajos a realizar en las intervenciones a los pozos petrolíferos y de gas el elemento más importante es el cable que va enrollado en un carrete metálico unido ó como parte de la unidad de "Slickline", el diámetro del carrete puede variar entre 3a 10 pies dependiendo da la cantidad de cable a enrollar. Los operadores pueden utilizar un carrete portable (en la parte posterior de un carro). Asociado al carrete uno encuentra el engranaje y un motor usado para dar vuelta al carrete y así poder levantar y bajar herramientas al pozo a intervenir..

4.1.8.- CONTROL DE PRESIÓN DURANTE OPERACIONES CON CABLE METÁLICO

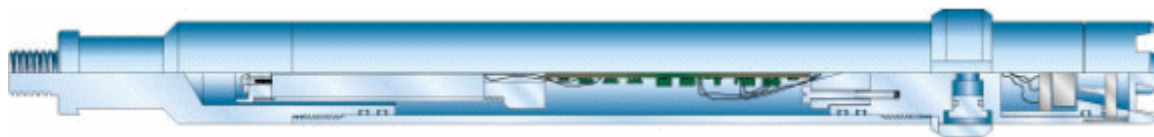
La barrera primaria de control de la presión está situada en la parte superior del lubricador en el stuffing box que posee una cámara donde van alojados elementos de goma (cauchos) que aprisionan el cable mientras éste rueda conteniendo la presión del pozo, este diseño es apoyado con una línea de inyección de grasa cuando sea necesario. La segunda barrera de control de presión, es el elemento del "Slickline" mas importante, que todo equipo de "Slickline" debe tenerlo: la válvula preventora de reventones B.O.P. capaz de hacer sello cuando el cable ya no esté rodando, posee material de caucho (ranes) en forma de compuertas que se cierran y aprisionan el cable sin dañarlo al no existir contacto metal-metal, es muy utilizado en pruebas de restauración de presión (Buildup) por su excelente sello. La barrera terciaria o último recurso cuando la presión del pozo no ha sido controlada por las dos barreras anteriores siendo necesario cerrar la válvula principal ó válvula master situada en la parte superior del árbol de navidad o cabezal del pozo, este cierre ocasiona corte en el cable del "Slickline" provocando que la sarta de herramientas queden en el fondo del pozo para posteriores operaciones de pesca manteniendo el pozo controlado.

FOTOGRAFIAS CON ‘SLICKLINE’

Entre las aplicaciones más recientes del Slickline tenemos la herramienta DCT para obtener información del fondo del pozo con imágenes fotográficas que permiten diseñar entre otras cosas herramientas adecuadas para pescas y diseños para distintos tipos de trabajos, y también permite detectar obstrucciones y colapsos en la tubería para poder tomar las mejores y adecuadas decisiones para los trabajos en el pozo.

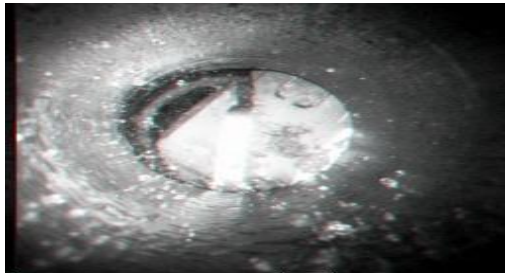
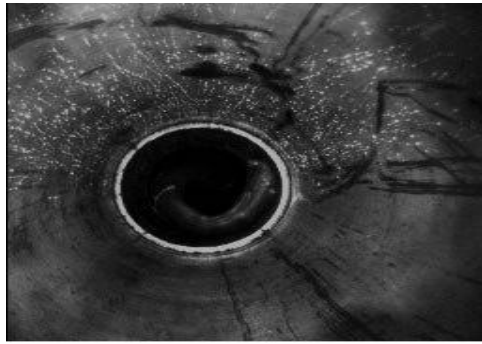
La tecnología de cámara de fondo de pozo (DCT) cámaras con memoria muestra imágenes "ópticamente limpias" en pozos de petróleo y gas. Las fotografías tomadas se pueden utilizar para ayudar a una amplia gama de servicios y actividades de pesca e inspeccionar la tubería del fondo del pozo

Tomando un máximo de 256 imágenes en una sola corridaa, las DCT son fáciles de configurar y leer utilizando un PC estándar con interface para descargar la información. Los parámetros de programación sólo son el tiempo de retardo y el intervalo entre las imágenes

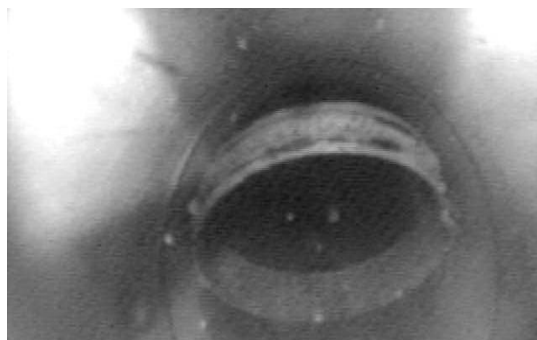
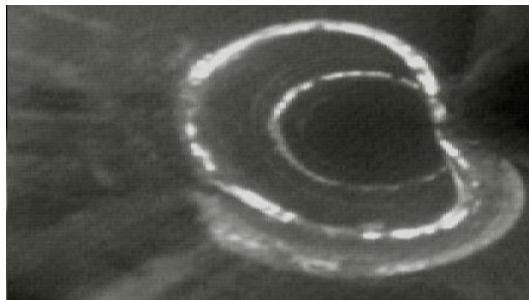


Herramienta DCT (Fotos Slickline)

A continuación se muestra una serie de fotografías donde se muestra una válvula dañada así como un colapso en la tubería.



**SCSSV @ 411ft. WLM RETAINER PIN
SHEARED AND FLAPPER UPSIDE DOWN
ON BOTTOM SUB**



CAPITULO V.- ECONOMIA DEL SLICKLINE

5.1- COSTOS DEL EQUIPO

UNIDAD DE "SLICKLINE":

Motor 25 HP	\$ 7,500.00
Winche	\$ 3,000.00
Estructura	\$ 2,000.00
Acabados	\$ 1,000.00
SUB TOTAL	\$ 13,500.00

EQUIPO DE HERMETICIDAD:

B.O.P. (10,000 psi)	\$ 5,000.00
Stuffing Box	\$ 1,800.00.
Grasera + línea de alta	\$ 1,000.00
20' de lubricadores 2 7/8"	\$ 800.00
SUB TOTAL	\$ 8,600.00

CABLE METÁLICO

10 Carretes de 30,000 pies c/u	\$ 18,000.00
SUB TOTAL	\$ 18,000.00

TOOL STRING BÁSICO (02 JUEGOS)

15` de pesos se 1 1/2"	\$ 1,200.00
Jar Mecánico de 1 1/2"	\$ 800.00
Rope Socket + accesorios	\$ 400.00
SUB TOTAL	\$ 2,400.00

SENSORES CON MEMORIA

Sensores de Presión y Temperatura (CIF)	\$ 22,000.00
Software de adquisición de data	\$ 1,500.00
Baterías de larga duración de Litio Cadmio	\$ 600.00
Pc, Lap top + cable interface	\$ 4,000.00
SUB TOTAL	\$ 28,100.00

ARTICULOS DE SEGURIDAD

EPP + Extinguidotes, Cintas, Letreros y Señalizaciones	\$ 700.00
Unidad móvil	\$ 26,000.00
SUB TOTAL	\$ 27,200.00

TOTAL COSTO (UNIDAD BÁSICA) = \$ 97,800.00

5.2.- COSTO SERVICIO (Well Testing).

Precios referenciales

	Slickline	Wireline
Presión Inicial (\$)	600.00	3,200.00
Gradiente Estática (\$)	600.00	3,200.00
Gradiente Fluyente (\$)	600.00	3,200.00
Registro de Temperatura (\$)	800.00	3,500.00
Buildup x 05 días (\$)	1,500.00	6,500.00
Drawdown x 05 días (\$)	1,500.00	6,500.00
Falloff Test x 05 días (\$)	1,500.00	6,500.00

FACTURACION MENSUAL ESPERADA

Buildup x 05 días	\$ 1,500.00
Drawdown x 05 días	\$ 1,500.00
Registro de temperatura (entrada de gas)	\$ 800.00
Registro de temperatura (Tope de cemento)	\$ 800.00
Falloff x 10 días	\$ 3,000.00

TOTAL MENSUAL PROMEDIO = \$ 7,600.00

Cálculo de la recuperación de la inversión sin considerar sensibilidad y manteniendo el promedio mensual.

Inversión Inicial (Equipo Básico)= \$ 97,800.00

Total Mensual promedio= \$ 7,600.00

Depreciación 08 años (Mensual) = \$ 97,800.00/8/12= \$ 1,018.75

Costo Operativo (70% Mensual) = \$ 7,600.00*70/100 = \$ 5,320.00

Utilidad Neta Mensual = \$ 7,600.00-1018.75-5,320.00 = \$ 1261.25

Retorno (Mensual) = \$ 97,800.00/1261.25 = \$ 77.542

Retorno = 6.46.años

CAPITULO VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La utilización del "Slickline" en la industria del petróleo cuenta con una gran aceptación en los trabajos frente a los cables trenzados del "Wireline", especialmente para trabajos mecánicos donde se requieren muchos y frecuentes viajes dentro del pozo, así como las tensiones a las que son sometidos, y los golpes de martillo en algunas operaciones, que podrían causar algún tipo de daño en especial los cables eléctricos

El factor de servicio es más alto que en otros tipos de cables (swab, trenzado, coaxial, eléctrico, etc), lo que permite hacer más viajes al fondo del pozo y por lo tanto más trabajos sin causar fatiga al material del cable; redundando en un menor coste y haciendo más económico el servicio.

Es ideal para bajar herramientas electrónicas que no cuentan con lectura en superficie especialmete ideales para herramientas electrónicas (sensores) con memoria.

Es altamente económico respecto a otras alternativas, el "Slickline" por su tamaño y por su versatilidad, unido a su fácil armado en el campo, permite ahorrar costos, haciendo su uso más extensivo. La compañías operadoras prefieren estos servicios ya que hacen viable el servicio, para pozos no tan productivos, pero que necesitan el servicio.

Tiene mayor posibilidad de armado en zonas inaccesibles, porque son muy ligeros y no necesitan el uso de transporte pesado y, puede ser armado en espacios muy pequeños, en el caso de plataformas marinas son muy solicitadas por falta de espacio para unidades más grandes.

El "Slickline" es de fácil desplazamiento, al ser ligero en su estructura permite trastear fácilmente con una carreta especialmente diseñada y que va enganchada a una unidad móvil (camioneta). Para viajes más largos como asistir a pozos en lugares como la selva es necesario contar con un pequeño camión. Son fácilmente transportables en lanchas pequeñas cuando se tiene que usar medios fluviales. En el caso de transporte por medios aéreos se podrán utilizar aviones muy ligeros y helicópteros ya que no producen sobrecarga.

Al igual que otras alternativas el "Slickline" puede intervenir pozos con severas condiciones de presión temperatura y presencia de ácido sulfhídrico seleccionando adecuadamente los elementos necesarios para cada pozo en particular.

Para pozos desviados el Slickline cuenta con pesos a los que se han incorporado ruedas y puedan tener más posibilidad de desplazamiento.

Recorta el tiempo de operación ya que el armado y desarmado es muy sencillo y no necesita el uso de grúas ni de equipos pesados, una cuadrilla de 03 trabajadores hacen esta operación sin someterse a esfuerzos severos.

DESVENTAJAS

En pozos desviados que tengan más de 60 grados, es muy difícil utilizar el "Slickline" lo mismo que para pozos horizontales.

Cuando existen tensiones de más de 3000 libras es necesario contar con otro tipo de cables que escapen a las posibilidades del Slickline.

En pozos muy profundos de más de 15000 pies el uso del "Slickline" es restringido y en algunos casos de compañías operadoras lo prohíben expresamente.

RECOMENDACIONES EN EL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO DEL SLICKLINE.

Es necesario contar con un programa de mantenimiento mecánico del motor, cuidando especialmente el aceite ya que generalmente el "Slickline" utiliza motores enfriados por aire ante posibles eventualidades de escasez de agua para los radiadores.

Tener especial cuidado en el manejo del cable de "Slickline" se debe contar con manual de manipuleo de cable Slickline; por ser uno de los elementos más sensibles en todo el sistema, este elemento no puede fallar bajo ningún motivo pues ocasionaría que las herramientas queden en el fondo del pozo con la consecuente pérdida de todo lo ahorrado anteriormente.

Se debe contar con checklist para cada trabajo, el "Slickline" al ser ligero tiene componentes muy pequeños que podrían eventualmente ser desapercibidos por el personal. al momento de partir hacia un servicio.

CAPITULO VII.- BIBLIOGRAFÍA

Oil Well Testing Houston

Navid Naderpour And Maryam Khosthnitnat Nikoo

Well Testing 2008...Lima Perú

Luis Del Castillo Rodriguez

Manual de Gas Lift

Petro-Tech Peruana S.A. 2002 Jorge Correa, Fermín Paredes

Uso del Registro de temperatura en Pozos de Petróleo y Gas INGPET EXP-3EXPL-3-JR-JT -195

UNIPETRO ABC 2005 Juan Ticlla –Julio Rodriguez

Gas Well Testing Handbook (Hardcover) 1995

Amanta Chaudhry

Presión y Temperatura Complejidad Geológica

Monografías Publicadas J Pazcona

SlickLine y Wireline en Intervenciones de Pozos Inyectores de Agua en Proyectos de Recuperación Secundaria. Secondary Recovery Operation

Omar Maturana

Well Testing New York Dallas 1982

Jhon Lee

A Textbook of Chemistry Academic Press New York .

Martin Guzman, Munne Navarro

Diccionario de Física Química

JM Costa

Manual de cementación Engineering Handbook

BJ Houston Texas 1995

Manual del Slickline

Flopetrol Schlumberger 1985 Venezuela

CAPITULO VIII.- ANEXOS

**8.1- REGISTRO DE TEMPERATURA A CONDICION FLUYENTE POZO
PN-3D YACIMIENTO ‘LA ISLA’**

INKAWELLDATA

REGISTRO DE TEMPERATURA A CONDICION
FLUYENTE

Pozo PN-3D

La Isla

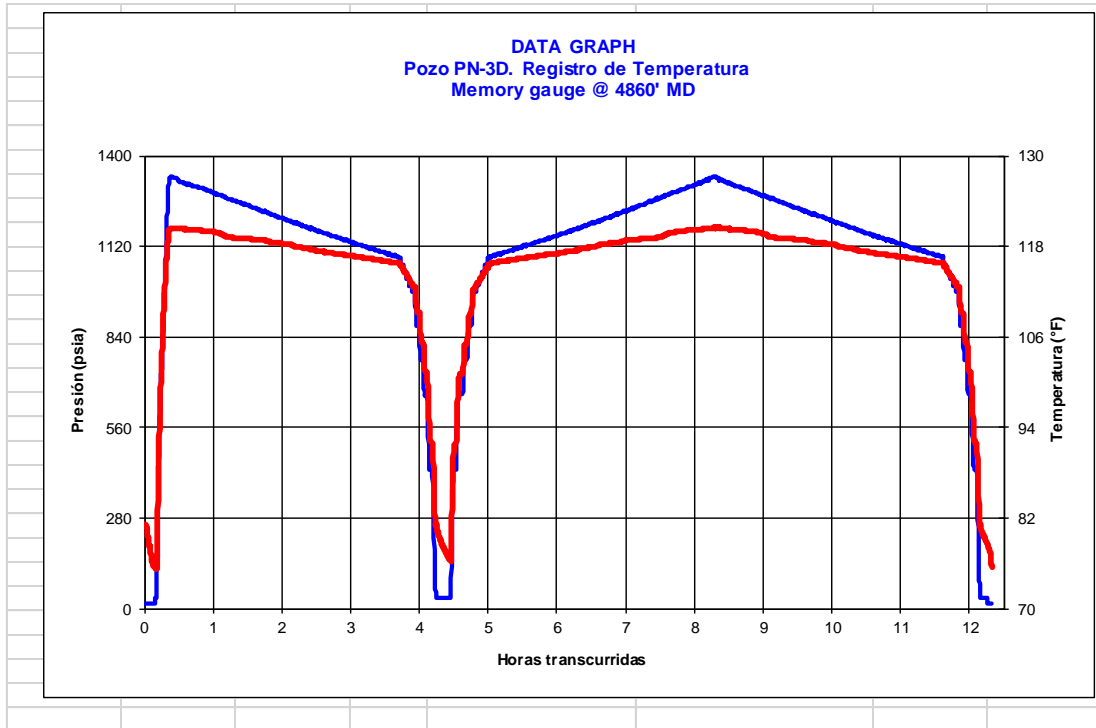
01 de Julio del 2009

INKAWELLDATA

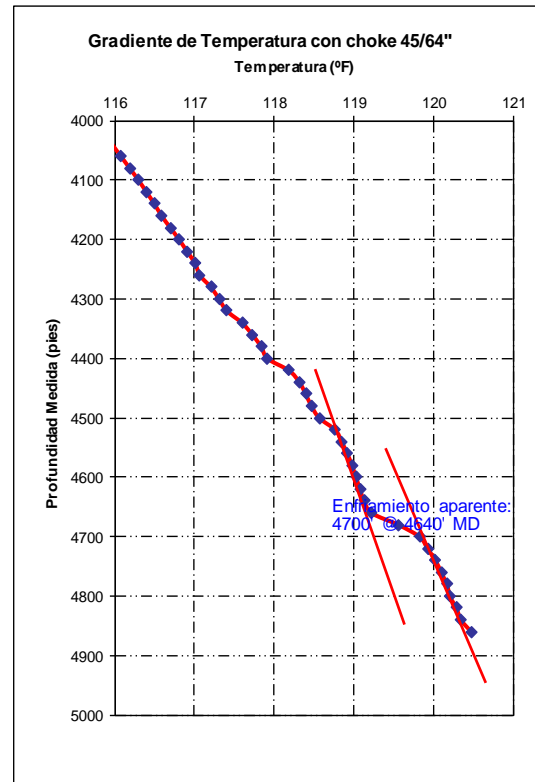
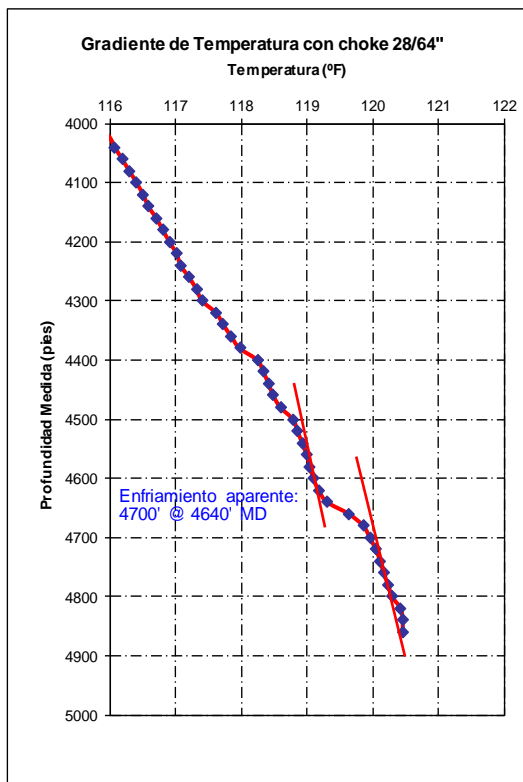
WELL TESTING

Bajar Memory para Registro de Temperatura de Fondo

FECHA	30 junio al 01 julio del 2009	PROFUNDIDAD DEL REGISTRADOR: 4860 pies
YACIMIENTO	La Isla	CASING 5 1/2", J-55 17#/pie hasta 5040'
POZO	PN-3D	Salina (4080'-4798')
DIAGRAMA		
<p>Choke: 28/64" Choke: 45/64"</p>		<p>Status: Pozo en producción, WHP=35 psig</p> <p>Casing 5.5"</p> <p>Arena neta: 102 pies, 408 disparos</p>
REGISTRO DE TEMPERATURA		
30-jun-09		
<p>16:00 Personal IKW en locación Empieza a armar equipo</p> <p>17:30 Equipo de slickline armado</p> <p>17:40 Baja Peso Muerto y detecta Tope a 4870'. Muestra de fondo: Lodo</p> <p>18:11 Activa registrador electrónico PPS-25 n/s 2928</p> <p>18:18 Bajando registrador</p> <p>18:33 Registrador a 4860' por 03 min. Choke = 28/64"</p> <p>18:36 Levanta registradores con paradas en condición fluyente: De 4860' a 4800': Cada 10' de 4000' a 3500': cada 100' de 3500' a 2000': cada 500' de 2000' a 0': cada 1000'</p> <p>22:23 Memory a 0'</p> <p>22:30 Se cambia a Choke=45/64"</p> <p>22:32 Baja registradores con paradas en condición fluyente: De 0' a 2000': cada 1000' de 2000' a 3500': cada 500' de 3500' a 4000': cada 100' de 4000' a 4860': cada 10'</p>		
01-jul-09		
<p>02:23 Levanta registradores con paradas en condición fluyente: De 4860' a 4800': Cada 10' de 4000' a 3500': cada 100' de 3500' a 2000': cada 500' de 2000' a 0': cada 1000'</p> <p>06:17 Registrador a 0' x 10 min</p> <p>06:20 Desarma equipo de slickline</p> <p>07:30 Personal se retira de locación</p>		
Preparado por :	Supervisor:	Operador:
Ing. Marcial Cáceres	Ing. Carlos Cruz	Miguel Dioses



Zoom de 4000' hasta 5000'



Gradientes de fluido a condición Fluyente: Choke 45/64"

Prof. MD(pies)	Vertical (pies)	Presión (psia)	Grad (psi/pie)	Temp (°F)
0	0.00	34.74		76.63
1000	925.80	430.05	0.4270	91.86
2000	1465.27	661.25	0.4286	101.16
2500	1709.82	768.75	0.4396	105.14
3000	1952.05	872.52	0.4284	109.10
3500	2195.98	978.35	0.4339	112.56
3600	2243.84	999.75	0.4471	113.20
3700	2291.73	1020.35	0.4302	113.83
3800	2340.41	1040.88	0.4217	114.49
3900	2391.23	1062.82	0.4317	115.12
4000	2444.91	1086.28	0.4370	115.74
4020	2456.11	1091.91	0.5027	115.87
4040	2467.49	1097.39	0.4815	115.97
4060	2478.95	1101.88	0.3918	116.08
4080	2490.53	1106.69	0.4154	116.19
4100	2502.22	1111.89	0.4448	116.30
4120	2513.97	1116.82	0.4196	116.40
4140	2525.79	1122.69	0.4966	116.50
4160	2537.68	1127.61	0.4138	116.59
4180	2549.63	1131.75	0.3464	116.70
4200	2561.64	1137.47	0.4763	116.81
4220	2573.71	1143.13	0.4689	116.91
4240	2585.83	1147.78	0.3837	117.01
4260	2598.11	1153.52	0.4674	117.07
4280	2610.54	1159.90	0.5133	117.21
4300	2623.12	1164.15	0.3378	117.31
4320	2636.00	1169.86	0.4433	117.41
4340	2649.06	1175.20	0.4089	117.60
4360	2662.30	1181.18	0.4517	117.73
4380	2675.75	1186.90	0.4253	117.84
4400	2689.23	1192.72	0.4318	117.92
4420	2702.74	1198.85	0.4537	118.19
4440	2716.31	1204.68	0.4296	118.32
4460	2729.92	1210.70	0.4423	118.40
4480	2743.65	1216.91	0.4523	118.47
4500	2757.43	1222.80	0.4274	118.57
4520	2771.25	1228.15	0.3871	118.77
4540	2785.06	1234.60	0.4671	118.85
4560	2798.90	1240.60	0.4335	118.92
4580	2812.75	1246.16	0.4014	118.98
4600	2826.66	1252.57	0.4608	119.03
4620	2840.62	1258.79	0.4456	119.08
4640	2854.65	1264.62	0.4155	119.13
4660	2868.63	1270.60	0.4278	119.23
4680	2882.77	1277.45	0.4844	119.57
4700	2896.77	1283.56	0.4364	119.83
4720	2910.72	1289.20	0.4043	119.93
4740	2924.63	1295.43	0.4479	120.03
4760	2938.38	1300.99	0.4044	120.10
4780	2952.13	1306.94	0.4327	120.17
4800	2965.87	1312.97	0.4389	120.21
4820	2979.60	1319.00	0.4392	120.29
4840	2993.35	1325.13	0.4458	120.35
4860	3007.13	1335.79	0.7736	120.48

Niveles y gradientes de fluidos

	Nivel medido	Vertical (pies)	Grad (psi/pie)
Agua	0	0	0.4311
Lodo	4820	2980	0.6099
Gauges	4860	3007	0.4442

Sumario de resultados

Fecha de la prueba	30 jun al 01 jul 2009	
Formación	(4774'-4978'), (5038'-5222'), (6602'-6932'), (7159'-7248'), (7464'-7662'), (7686'-7748'), (7771'-7824'), (7832'-7938')	
Profundidad del registrador	4860 3007	pies MD pies VD
Tope encontrado	4870 3011	pies MD pies VD

A Condición Fluyente

Status del pozo	Flowing	
Presión en cabeza	35	psig
Presión a 4860'	1335.79	psia
Gradiente del pozo a 4860'	0.4442	psi/pie
Temperatura a 4860'	120.48	°F
Grad. Temp.a 4860'	1.46	°F/100 pies VD
Gradiente de agua	0.4311	psi/pie
Nivel de agua	0 0	pies medidos pies verticales
Nivel de Cemento	4840 2993	pies medidos pies verticales

Hay enfriamiento aparente: 4700' @ 4640' MD con Choke de 28/64" y con 45/64"

**8.2.- REGISTRO DE TEMPERATURA PARA DETERMINACION DE TOPE
DE CEMENTO POZO: Z-14051 YACIMIENTO "ZORRITOS"**

INKAWELLDATA

Registro de Temperatura

(Tope de Cemento)

Pozo Z-14051

ZORRITOS

PETROLERA MONTERRICO

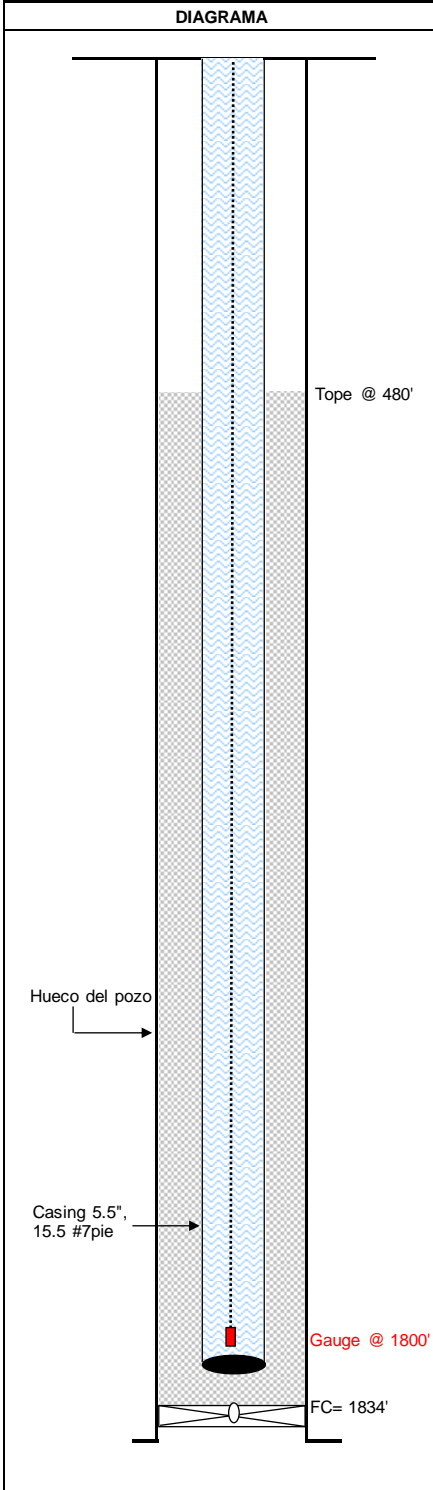
10 de Agosto del 2009

INKAWELLDATA

WELL TESTING

REGISTRO DE TEMPERATURA-TOPE DE CEMENTO

FECHA	10 de agosto 2009	PROFUNDIDAD DEL REGISTRADOR	1800 pies
YACIMIENTO	Zorritos	FORROS	5 1/2", 15.5 #/pie
POZO	Z-14051	FORMACION	



Status: Recien cementado
TOPE DE CEMENTO

09-ago-09

23:30 Personal en locación

10-ago-09

00:20 Equipo slickline armado.

00:30 Se baja peso muerto y chequea tope a 1800'

00:38 Activa registrador electrónico Memory Gauge PPS25 n/s 2556

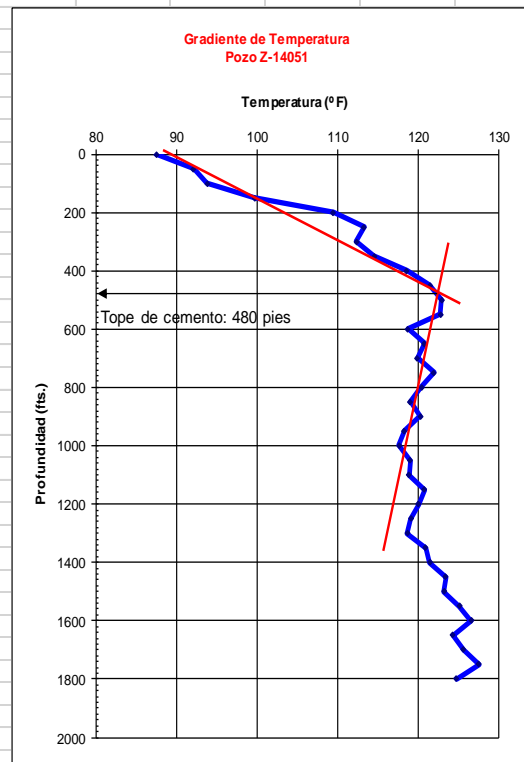
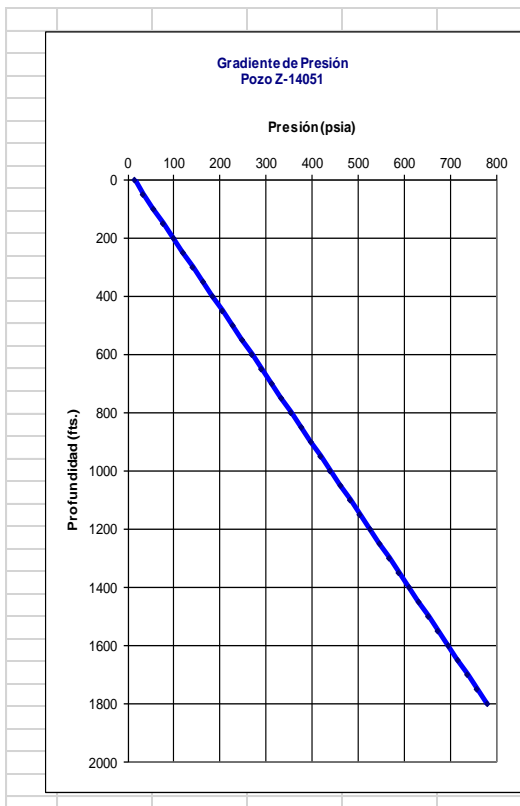
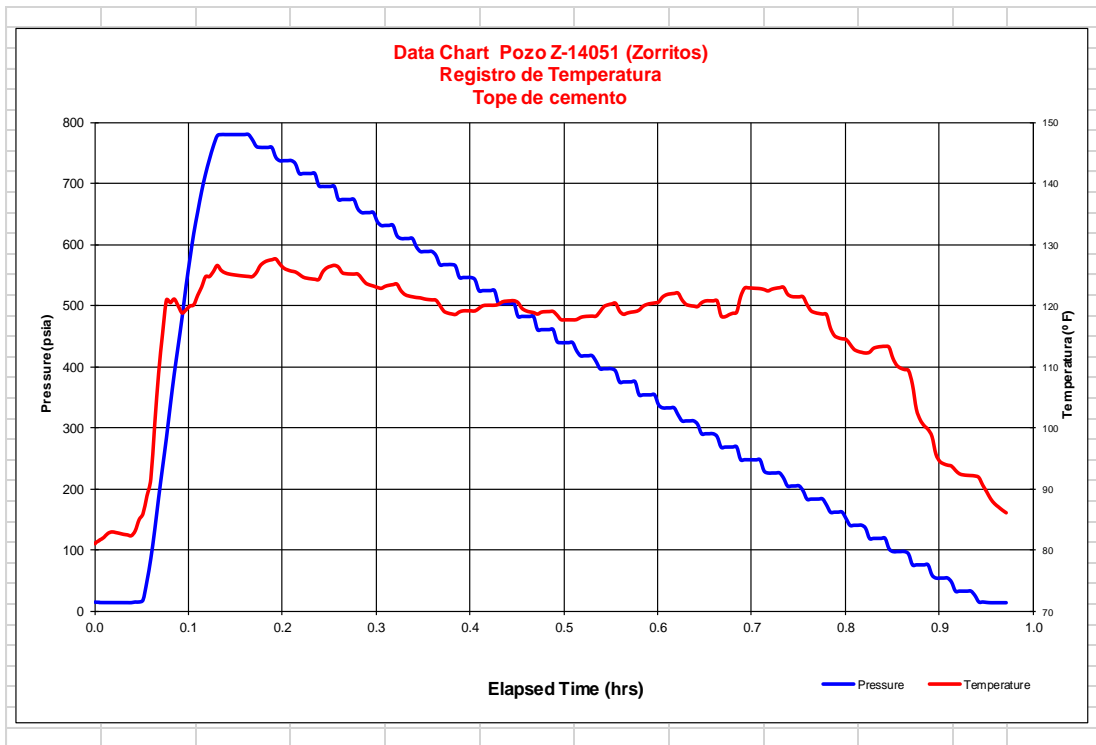
00:45 Baja Memory gauge a 1800' y registra x 3 min a esa profund.

00:48 Se levanta Registrador con paradas:
De 1800' hasta 0': de 50' en 50'

01:35 Memory Gauge en superficie

02:00 Desactiva Memory Gauge y retira personal

Preparado por : Ing. Marcial Cáceres	Supervisor: Ing. Marcial Cáceres	Operador: A. Palomino
---	-------------------------------------	--------------------------



Gradientes de fluido y Temperatura

Profundidad (fts.)	Presión (psia)	Temperatura (°F)	Grad (psi/ft.)
0	14.31	87.54	
50	33.19	92.14	0.3776
100	54.63	93.85	0.4288
150	76.18	99.71	0.4310
200	97.97	109.55	0.4358
250	119.53	113.36	0.4312
300	141.00	112.38	0.4294
350	162.44	114.60	0.4288
400	183.91	118.66	0.4294
450	205.28	121.48	0.4274
500	226.46	122.99	0.4236
550	247.88	122.83	0.4284
600	268.99	118.79	0.4222
650	290.61	120.83	0.4324
700	311.64	119.96	0.4206
750	332.87	122.05	0.4246
800	354.23	120.48	0.4272
850	375.61	119.07	0.4276
900	396.96	120.32	0.4270
950	418.18	118.32	0.4244
1000	439.61	117.71	0.4286
1050	460.99	119.08	0.4276
1100	482.36	118.90	0.4274
1150	503.63	120.85	0.4254
1200	524.79	120.11	0.4232
1250	546.12	119.19	0.4266
1300	567.34	118.68	0.4244
1350	588.68	120.99	0.4268
1400	609.87	121.50	0.4238
1450	631.50	123.49	0.4326
1500	652.27	123.26	0.4154
1550	673.68	125.22	0.4282
1600	695.03	126.66	0.4270
1650	716.21	124.37	0.4236
1700	737.37	125.70	0.4232
1750	758.80	127.58	0.4286
1800	780.01	124.83	0.4242

Niveles y gradientes de fluidos

	Nivel (pies)	Nivel (pies)	Gradiente (psi/pie)
Agua	-	-	0.4254
Registrador	1800	1800	0.4333

Sumario de resultados

Fecha de la prueba	10 de Agosto del 2009
Formación	N.A.
Profundidad del registrador	1800 fts.
Tope Cemento calculado	480 pies
Presión en cabeza (forros)	0 psig.
Presión a 1800'	780.01 psia
Temperatura a 1800'	124.83 ° F

**8.3.- BUILDUP X 24 HR. CON GRADIENTE ESTATICA Y FLUYENTE
POZO: PN3-1 YACIMIENTO "PEÑA NEGRA OFFSHORE"**

INKAWELLDATA

Well PN3-1

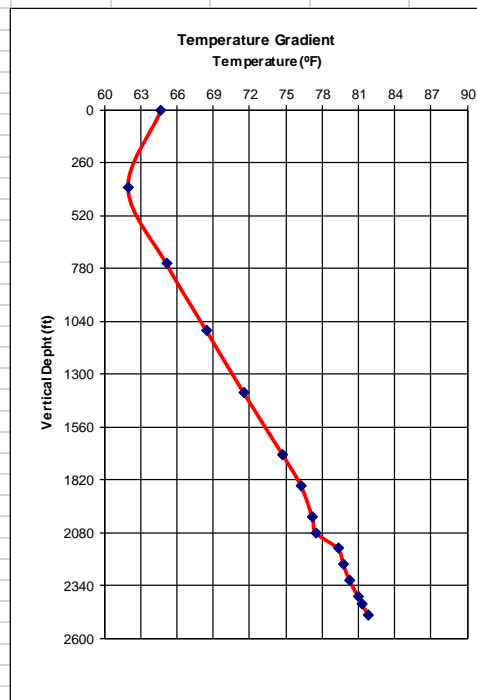
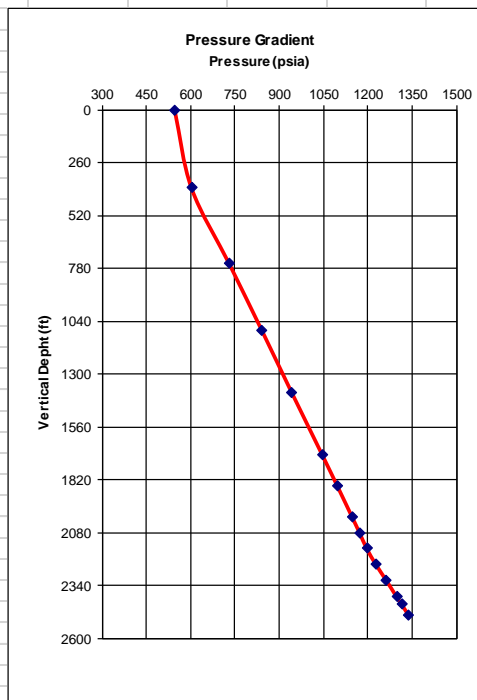
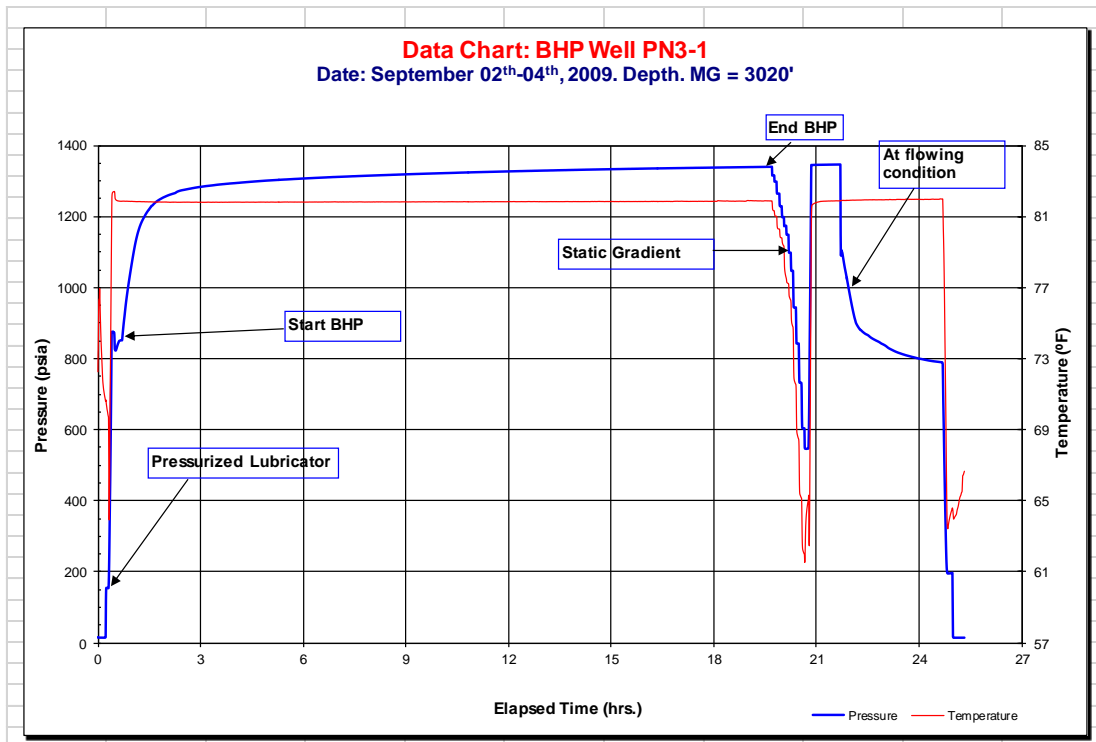
Formation: Upper Ostrea (3024' - 2655')

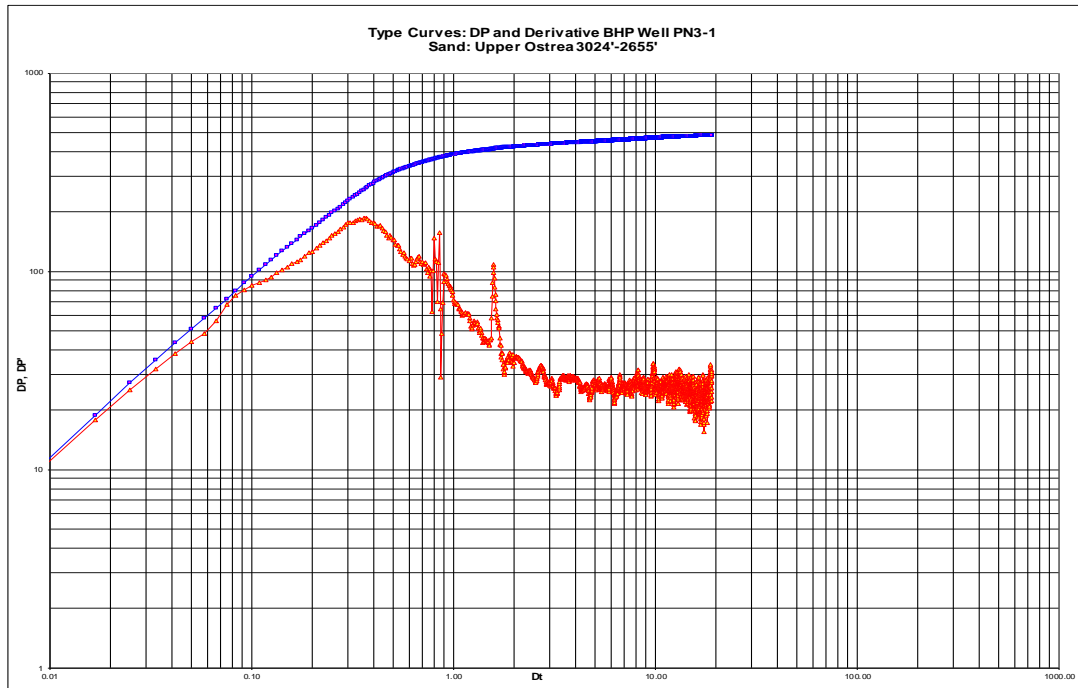
PETRO-TECH PERUANA S.A.

September 02th - 04th, 2009

INKAWELLDATA

Well Testing		BHP with surface shut in	
DATE	September 02 th -04 th , 2009	DEPTH MEMORY	3020'
RESERVOIR	Peña Negra	CASING	5 1/2"
WELL	PN3-1	INTERVAL:	Upper Ostrea (3024'-2655')
DIAGRAM		SERVICE PERFORMED	
<p>Oil Level 229 pies</p> <p>GS= 719'</p> <p>Csg 13 3/8"</p> <p>GS= 1925'</p> <p>Csg 9 5/8"</p> <p>Seat Nipple: 2576' PKR a 2580'</p> <p>Water Level 2645 pies</p> <p>2655'</p> <p>Upper Ostrea</p> <p>3024'</p> <p>Memory gauge @ 3020'</p> <p>Plug BP 3130'</p> <p>4420'</p> <p>Ostrea "E"</p> <p>4744'</p> <p>4948'</p> <p>Mogollón</p> <p>5888'</p> <p>Csg 5 1/2"</p> <p>FC a 5975'</p> <p>T.D.=6060'</p>		<p>September 02th, 2009</p> <p>Well was shot the day before (Upper Ostrea) Well in production from 20:30 of 01/09/2009 Production = 240 bpd</p> <p>21:00 Staff in location Safety talk</p> <p>22:00 Rig up Slickline</p> <p>23:00 P(tubing)=160 psig, P(Annulus)=260 psig</p> <p>23:30 RIH dead weight and detect top: 3130'</p> <p>23:47 Active battery Memory gauges (IKW) PPS25 n/s 2928 y 2760</p> <p>September 03th, 2009</p> <p>00:01 Lubricator pressurized. P(tubing)=145 psig, P(annulus)=245 psig</p> <p>00:05 RIH Memory Gauges</p> <p>00:12 Memory to 3100' x 5 min</p> <p>00:17 Memory up to 3020'</p> <p>00:30 P(tubos)=160 psig, P(forros)=260 psig Shut in lateral production valve and close the well Start of Buildup test x 24 hrs.</p> <p>02:00 P(tubing)=415 psig, P(Annulus)=230 psig</p> <p>03:00 P(tubing)=495 psig, P(Annulus)=230 psig</p> <p>04:00 P(tubing)=500 psig, P(Annulus)=230 psig</p> <p>10:00 P(tubing)=500 psig, P(Annulus)=230 psig</p> <p>11:00 P(tubing)=500 psig, P(Annulus)=220 psig</p> <p>18:00 P(tubing)=500 psig, P(Annulus)=220 psig</p> <p>19:30 Static Gradient. up memory gauge with steps 3 min each one: 3020'-2950'-2900'-2800'-2700'-2600'-2500'-2400'-2200'-2000'-1600'- 1200'-800'-400'-0'</p> <p>20:40 RIH Memory at 3020' x and record pressure x 50 min</p> <p>21:30 Open the well into production x 3 hrs Oil production = 46 Bls ; 100%. Bean 5/16"</p> <p>September 04th, 2009</p> <p>00:31 POOH Memory Gauge</p> <p>00:40 In surface</p> <p>00:50 Bleed off Lubricator</p> <p>01:12 Desactivate Memory gauges</p> <p>02:00 Rig down Slickline equipment Well in production</p>	
Report elaborated by :		Supervisor:	Operator:
Ing. Marcial Cáceres		Ing. Marcial Cáceres	Martín Herrera





Gradient at Static Condition

MD (ft)	VD (ft)	Pressure (psia)	Gradient(psi/ft)	Temp (°F)
0	0	546.28		64.70
400	384.51	603.57	0.1490	61.97
800	758.08	732.06	0.3440	65.16
1200	1085.41	842.49	0.3374	68.45
1600	1391.48	943.91	0.3314	71.54
2000	1696.37	1046.86	0.3377	74.76
2200	1849.55	1097.94	0.3335	76.28
2400	2003.55	1148.57	0.3288	77.22
2500	2080.99	1173.71	0.3246	77.53
2600	2158.74	1198.16	0.3145	79.33
2700	2236.73	1228.94	0.3947	79.80
2800	2314.72	1264.12	0.4511	80.29
2900	2392.71	1298.04	0.4349	81.01
2950	2431.7	1315.69	0.4527	81.32
3020	2486.32	1339.75	0.4405	81.87

Fluid Level and Gradients

	MD (ft)	VD (ft)	Level (ft)	Gradient (psi/ft)
Gas	0	0	0	0.0100
Oil	229	220	229	0.3351
Water	2645	2194	2645	0.4440
Memory gauge	3020	2486.32	3020	0.5388

Summary of results

TEST DATE	September 02th-04th, 2009
INTERVAL:	Upper Ostrea (3024' - 2655')
DEPTH MEMORY	3020 ft MD 2486.32 ft VD

BHP for 20 hours & Static Gradient

Well Status	Shut in for testing
Well head tubing pressure	500 psig
Well head annulus pressure	220 psig
Pressure at 3020'	1339.75 psia
Well Gradient at 3020'	0.5388 psi/ft
Temperature at 3020'	81.87 °F
Oil Level	229 ft MD 220 ft VD
Water Level	2645 ft MD 2194 ft VD
Oil Gradient	0.3351 psi/ft
Water Gradient	0.4440 psi/ft

Flowing Pressure x 3 hrs

Well head pressure (Tubing)	200 psig
Annulus pressure	210 psig
Pressure at 3020'	789.40 psia
Well Gradient at 3020'	0.3175 psi/ft
Temperature at 3020'	81.98 °F

Data to analyze buildup:

Np	STB
Qo	200 Bpd
Bo	1.12 BI/STB
co	4.20E-06 psi ⁻¹
uo	3.82 cp
rw	0.2063 ft
Φ	0.1250
tp	hrs
h (Net thickness)	130 ft

Result:

Type Curves

C	0.009333
C _{De} ^{2s}	1.E+10
(P _D /ΔP) _{Match}	0.0333
(Δt/ΔP) _{unit slope}	0.0010
k	30.98 md
Skín	7.53

**8.4.- REGISTRO DE GRADIENTE FLUYENTE POZO 13068D YACIMIENTO
MIRADOR SUR**

INKAWELldata

GRADIENTE FLUYENTE

Pozo 13068D

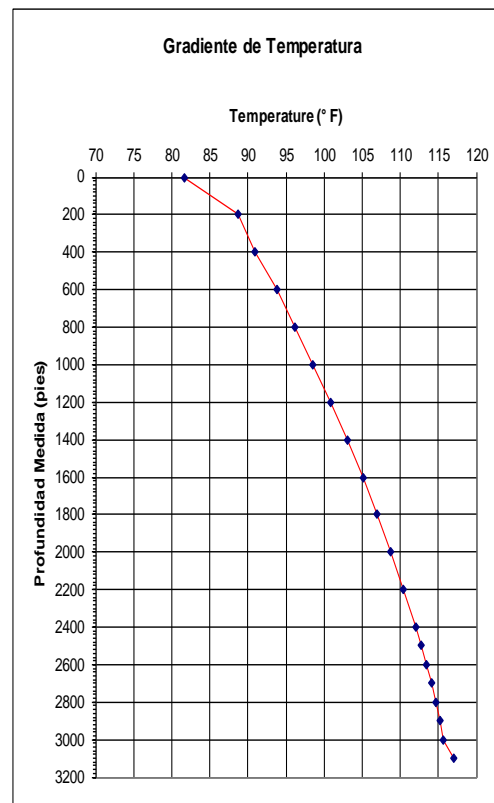
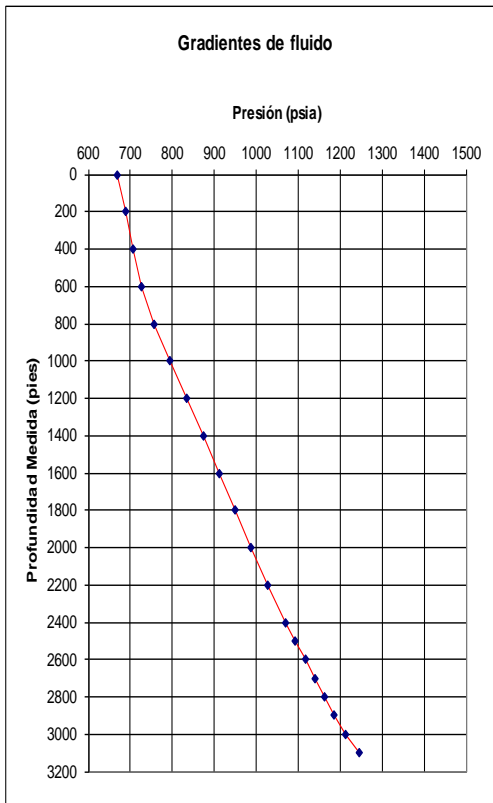
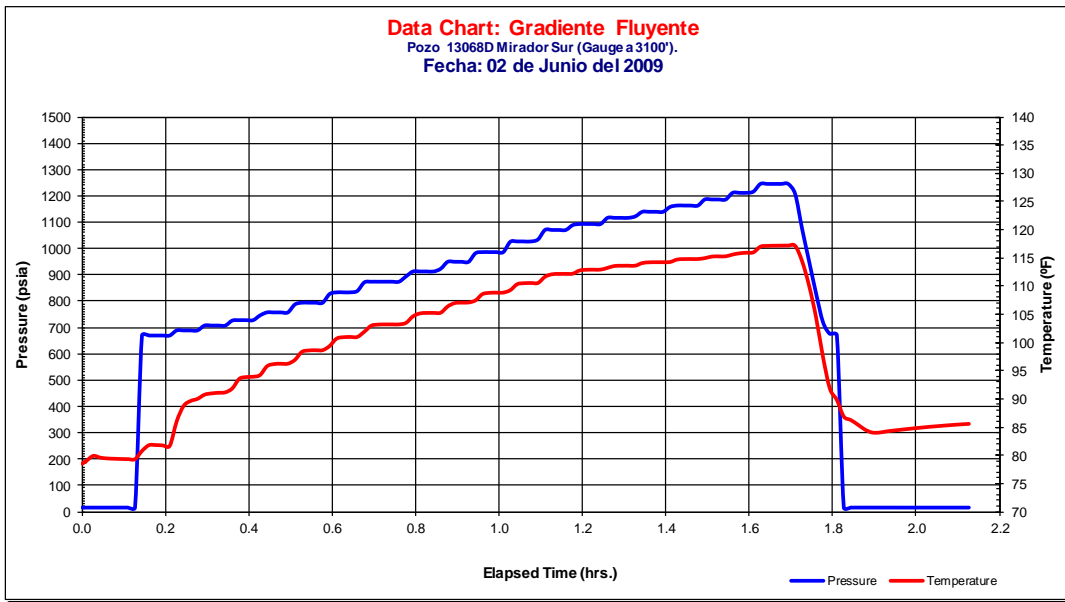
Salina Mogollón:(3002'-2991')

INTEROIL PERU - LOTE III

02 de Junio del 2009

INKAWELLDATA

Well Testing		Gradiente Fluyente	
FECHA	02 de Junio del 2009	PROFUNDIDAD REGISTRADOR	3100'
YACIMIENTO	Mirador Sur	FORROS	7"
POZO	13068D	INTERVALO EVALUADO:	(3002'-2991')
DIAGRAMA		SERVICIO REALIZADO	
		<p>02-jun-09</p> <p>10:39 Personal en locación 10:42 Charla de seguridad x 5 minutos 11:45 Equipo de slickline armado 11:47 Activa registrador electrónico Memory Gauge PPS25 11:50 Presuriza Lubricador (WHP: 620 psig) 11:55 Bajando Registrador con paradas en: De 0' hasta 2400' c/200" y desde 2400' hasta 3100' c/100' 13:20 Subiendo registrador 13:25 En superficie 13:50 Desarma Equipo 14:00 Desactiva Bateria de Registrador y retira personal de locación</p>	
<p>13 3/8" H-40, 48lbs/ft</p> <p>GS=286.83'</p> <p>2991'</p> <p>3002'</p> <p>GS=3092.24'</p> <p>Salina Mogollon</p> <p>3139'</p> <p>3153'</p> <p>FC=3410.66'</p> <p>GS=3452.44'</p> <p>Csg 7", J-55, 23 lb/ft, MD=3460'</p> <p>Nivel de emulsion @ 3000'</p> <p>9 5/8" J-55 40 lbs/ft Memory @ 3100'</p> <p>RBP @ 3122'</p>		<p>Preparado por : Marcial Cáceres</p> <p>Supervisor: Ing. Carlos Cruz</p> <p>Operador: Martín Herrera</p>	

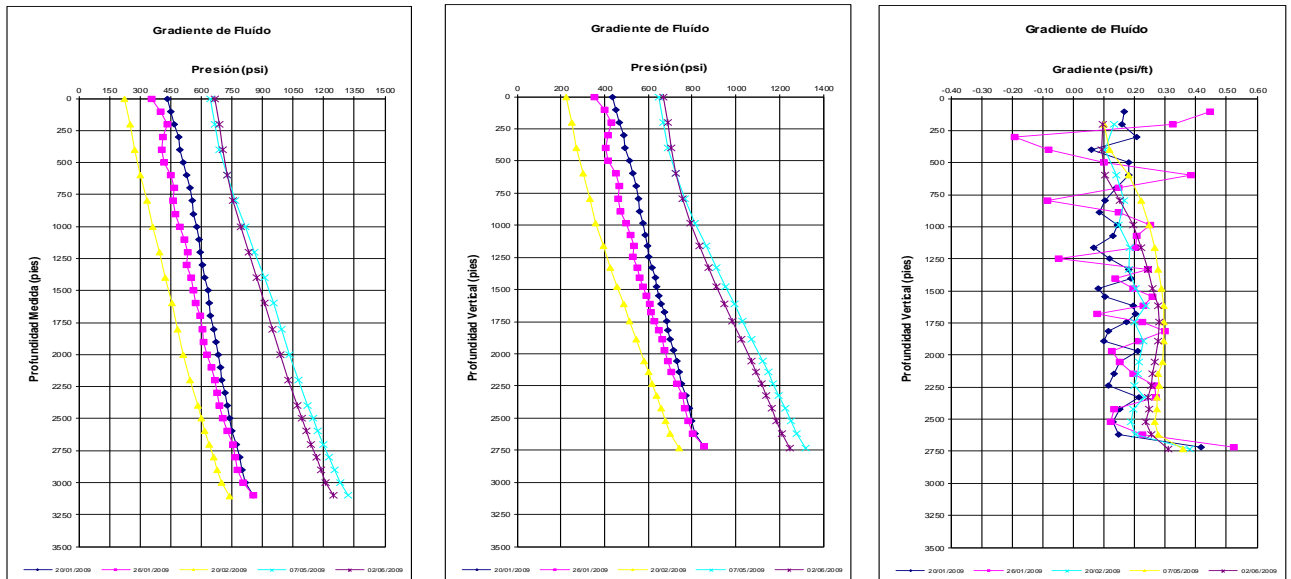


Gradientes de fluido a condición Fluyente

Profundidad (pies)	Vertical (pies)	Presión (psia)	Gradiente (psi/pie)	Temp (deg F)
0	0.00	668.959		81.72
200	200.00	688.300	0.0967	88.66
400	399.83	707.008	0.0936	90.99
600	599.15	727.417	0.1024	93.77
800	794.89	756.966	0.1510	96.13
1000	984.13	793.822	0.1948	98.53
1200	1162.54	833.310	0.2213	100.88
1400	1329.43	873.805	0.2426	103.10
1600	1479.44	912.749	0.2596	105.14
1800	1612.38	949.457	0.2761	106.97
2000	1744.70	986.391	0.2791	108.73
2200	1891.05	1026.911	0.2769	110.41
2400	2055.37	1070.623	0.2660	112.05
2500	2143.13	1093.256	0.2579	112.81
2600	2234.49	1116.685	0.2564	113.50
2700	2328.62	1139.766	0.2452	114.13
2800	2425.04	1163.493	0.2461	114.68
2900	2523.11	1186.583	0.2354	115.17
3000	2622.39	1211.889	0.2549	115.71
3100	2732.06	1245.744	0.3087	117.05

Niveles y gradientes de fluidos

	Prof. Medida (pies)	Vertical (pies)	Nivel (pies)	Gradiente (psi/pie)
Aceite aligerado	0	0	0	0.2161
Emulsión	3000	2622	3000	0.3087
Memory gauge	3100	2732	-	0.4560



Sumario de resultados

Fecha de la prueba	02 de Junio del 2009
Formación	(3002' - 2991')
Profundidad del registrador	3100 pies (Prof. Medida)
	2732.06 pies (Prof. Vertical)
Tope encontrado	3115 pies

A Condición Fluyente

Status del pozo	Flowing
Presión en cabeza	654 psig
Presión a 3100'	1245.74 psia
Gradiente del pozo a 3100'	0.4560 psi/pie
Temperatura a 3100'	117.05 °F
Gradiente de aceite aligerado	0.2161 psi/pie
Gradiente de emulsión	0.3087 psi/pie
Nivel de aceite aligerado	0 pies
Nivel de emulsión	3000 pies