

EXPERIENCIAS DE PRODUCCION EN POZOS CON DIAMETRO REDUCIDO (SLIM HOLE) EN EL ZOCALO CONTINENTAL

Ing. Ricardo Corman Reyes
Ing. Jorge Correa Rosales
Petrotech Peruana S.A.

RESUMEN

En este trabajo se presentan las experiencias de campo sobre la completación y levantamiento artificial en pozos desviados de diámetro reducido perforados desde plataformas marinas. Se hace una descripción detallada de la completación del Pozo, para luego analizar los distintos tipos de instalación de gas lift utilizados; así como los problemas encontrados durante su vida productiva y la solución a los mismos.

INTRODUCCION

En Junio de 1995 PETROTECH inicia un proyecto de perforación de pozos de diámetro reducido, desde plataformas ubicadas en el zócalo continental. Se considera un Pozo de diámetro reducido los completados con revestimiento de 4" o menos. En este proyecto los pozos fueron completados con revestimiento 3 ½" OD.

El objetivo principal fue la formación BASAL SALINA, en la cual se esperaba encontrar pozos surgentes. Sin embargo debido a los pobres resultados obtenidos durante la completación motivo que se pusiera en producción el objetivo secundario, la formación MOGOLLON la cual requiere de un trabajo de fracturamiento hidráulico para una mejor recuperación de fluidos debido a la baja permeabilidad del reservorio (Ver graf. # 1).

CEMENTACION FORZADA

Seleccionado el pozo a ser reprofundizado, con una unidad de servicio de pozos se empezara a recuperar la instalación de gas lift; luego limpiar el pozo para bajar tubería con un packer, y proceder a realizar cementaciones selectivas con el fin de obturar los punzados; debido al gran numero de estos y a la depletación de las formaciones se uso con el cemento bolas sellantes de nylon. Terminada la ultima etapa se perfora el cemento, y probando cada intervalo con presión para determinar su hermeticidad, caso negativo se repetiría la cementación forzada. De esta manera, el pozo queda listo para ser perforado.

PERFORACION

Antes de iniciar la reprofundizacion, se perforaba el collar y el zapato guía, para luego colocar un tapón de cemento con el fin de iniciar la perforación hacia el objetivo propuesto, con el nuevo ángulo y dirección. En otros casos fue necesario frezar el casing para cumplir con los parámetros de perforación fijados. En cualquiera de los dos casos la perforación del pozo se realizaba con broca de 4 ¾".

REVESTIMIENTO DE PRODUCCION

Como los pozos están completados con revestimiento de 5 ½" y su diámetro interno era de 4.892", se empleo casing de 3 ½" con un diámetro interno de 2.992". Inicialmente se corrió el casing como "liner" con un colgador hidráulico desde el fondo hasta encima del tope de la formación cementada, una vez cementada se completaba con un "tie-back" usando tubería de 2 7/8" hasta superficie. En otros pozos el revestimiento de 3 ½" se corrió desde el fondo hasta la superficie, el cual se mejoro el tiempo de completación (Ver graf. # 2).

PUNZONAMIENTO

Los primeros pozos se punzonaron con "former wire" (platinas) de 2 1/8" o 1 11/16" de 4 tiros/pie, los cuales tuvieron problemas de agarre después de efectuado los disparos debido a la deformación sufrida por las platinas por la gran energía que disipada dentro del casing de 3 1/2" por los disparos. En los siguientes pozos se empleo escopetas de 2 1/8" de 4 tiros/pie terminándose con este problema. En una oportunidad se uso la tubería enrollada "coiled tubing" para este propósito.

FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

En la secuencia geológica la formación Mogollón se encuentra primero que la formación objetivo "Basal Salina", la cual presenta dos secciones. Una superior de 500 pies verticales con buen desarrollo de arena y arenisca; intercalada con lutitas grises y otra inferior de 300 pies verticales con regular a pobre desarrollo de arenas, con mayor cantidad de intercalaciones de lutitas y limolitas. En las dos secciones tanto la porosidad como su permeabilidad son bajas requiriendo de una estimulación hidráulica para que estos pozos comiencen a producir comercialmente.

La formación Basal Salina también presenta dos secciones, una superior de 100 pies verticales con buen desarrollo de arenas; y otra inferior de 250 pies verticales, también con buen desarrollo de arenas. Estas dos secciones se encuentran separadas unos 150 pies verticales. La principal característica de esta formación es que comienza a producir surgente luego de ser punzonada.

La formación Basal Salina que fue el objetivo de este proyecto, no se fractura. Estas fluyen después del punzonamiento, y se estimula en casos especiales, como cuando la formación esta expuesta mucho tiempo al lodo de perforación, el daño es removido bombeando ácido con la cual se recupera o mejora la producción del pozo.

En cambio, la formación Mogollón requiere de fracturamiento debido a su baja permeabilidad, 0.1 a 2 md. y baja porosidad promedio de 10%. Durante el fracturamiento por cada etapa, se emplea unos 500 barriles de crudo gelificado, 400 sacos de arena 20/40, a un caudal de 14 bpm y una presión promedio de 6000 psi, terminadas las etapas de fracturamiento el pozo es cerrado por 6 horas y luego abierto a producción.

En el fracturamiento en pozos de diámetro reducido se ha tenido algunas limitaciones con respecto a pozos completados en casing de 5 1/2", como:

- .- Las longitudes de fractura son cortas debido a los bajos rates de bombeo.
- .- Las presiones de trabajo son altas debido a la fricción, y solo se permitirá llegar hasta un máximo que no sobrepase las presiones que pueda soportar el casing, cuando no son cementados hasta superficie.
- .- Después de realizada una etapa de fracturamiento el pozo queda presurizado, y es muy probable que cuando se quiera punzonar la siguiente etapa, los cañones no bajen, de tal manera que es necesario esperar a que la presión confinada baje para continuar con el trabajo

PRODUCCION DE LOS POZOS

Durante la vida productiva del Pozo los fluidos de la formación viajan por los tubulares para llegar a superficie, sufriendo enfriamiento, parte de ellos se va cristalizando (cadenas largas de carbono) depositándose en los primeros 3000' del pozo, debido a los cambios de temperatura y presión, con el tiempo esta acumulación de cristales forma lo que se conoce como parafina, esto reduce el diámetro de la tubería productora causando disminución de la producción.

El fluido proveniente de la formación Basal Salina, presenta un mayor porcentaje de estas cadenas largas de carbono, comparado con el fluido que proviene de la formación Mogollón, por lo que requiere de una eliminación más frecuente de la parafina. La forma es mediante limpieza mecánica y control de la parafina con productos químicos que son inyectados durante la vida productiva del mismo.

POZOS SURGENTES

En los dos tipos de completación luego de ser punzonado o fracturado el pozo es puesto a producción, controlado con un estrangulador (Choke) para mantener la presión del reservorio y una declinación normal de su producción. Durante la vida productiva del pozo se presentan declinaciones anormales debido a la formación de parafina en el interior de la tubería o el revestimiento (Ver graf. # 3). En estos casos restablecer la producción es rápido, con cortes mecánicos de parafina, bombeo de crudo caliente en volúmenes pequeños y/o solventes mezclados con diesel. El reinicio de la producción después de cada servicio es utilizando la propia energía del pozo.

POZOS CON GAS LIFT CONTINUO O INTERMITENTE

Los pozos completados en el Zocalo Continental en su casi totalidad son desviados, en los cuales se utiliza el sistema de gas lift para continuar con la recuperación de fluidos cuando la energía inicial del pozo ha disminuido. En caso de los pozos de diámetro reducido, la alternativa cuando el pozo deja de fluir en forma natural es equiparlo con una instalación concéntrica, que consiste en bajar tubería de OD=1 ¼" con válvulas de gas lift no recuperables, todo colgado desde el árbol de producción del pozo (X-Mas-Tree).

En el tipo de completación "A", se recupera la tubería de 2 7/8" (ID=2.441") dejando al descubierto el casing de 5 ½" y el pozo es equipado con tubería de 1 ¼" la cual tiene válvulas de gas lift no recuperables. En la de completación del tipo "B" se baja la misma instalación, esto es por la restricción de diámetros (Ver graf. # 4).

De acuerdo al potencial del pozo estos continuaran produciendo con gas lift continuo o intermitente. El gas de alta presión ingresa por la tubería de 1 ¼" al pasar por la válvula de gas lift esta levantara el fluido que se encuentre en el anular y lo llevara hasta superficie. Este proceso es repetido en forma continua o intermitente.

Con el transcurrir del tiempo el espacio anular se va obturando de parafina restringiendo la recuperación de fluidos. En estos casos la limpieza por medio de la acción mecánica de corte no es posible y solo el bombeo frecuente de crudo caliente o solvente mantendrá una producción de acuerdo a su declinación. Esta solución será por unos meses ya que necesitara de una unidad de servicio antes que este problema conduzca a que la tubería de producción se agarre.

Con el tiempo se encontró una solución para el tipo de completación "A". Este pozo presenta un espacio con casing de 5 ½" donde se aprovecho para bajar tubería de 2 7/8" con packer sentándose cerca al colgador del casing de 3 ½". En la parte inferior de la tubería de 2 7/8" se cuelga la tubería de 1 ¼" con sus válvulas de gas lift y la parte superior de la tubería de 1 ¼" ingresara en la de 2 7/8" un tubo encima del packer, se tapa la punta y a la vez conectamos a un costado de la tubería de 2 7/8", por medio de unos huecos se comunica con el espacio anular para que por ahí ingrese el gas de alta presión. Debajo del packer, el tubo de 2 7/8" tendrá también huecos para el retorno de los fluidos y en su base un aislador (bushing de 2 7/8" x 1 ¼") que sostendrá el peso de la tubería concéntrica. Como vemos se han juntado dos diseños de gas lift: el convencional y el concéntrico (Ver graf. # 5). En este caso la formación de parafina será en las paredes de la tubería de 2 7/8" el cual será removido con corte mecánico, siendo esto más económico y de menor riesgo.

SERVICIO DE POZO

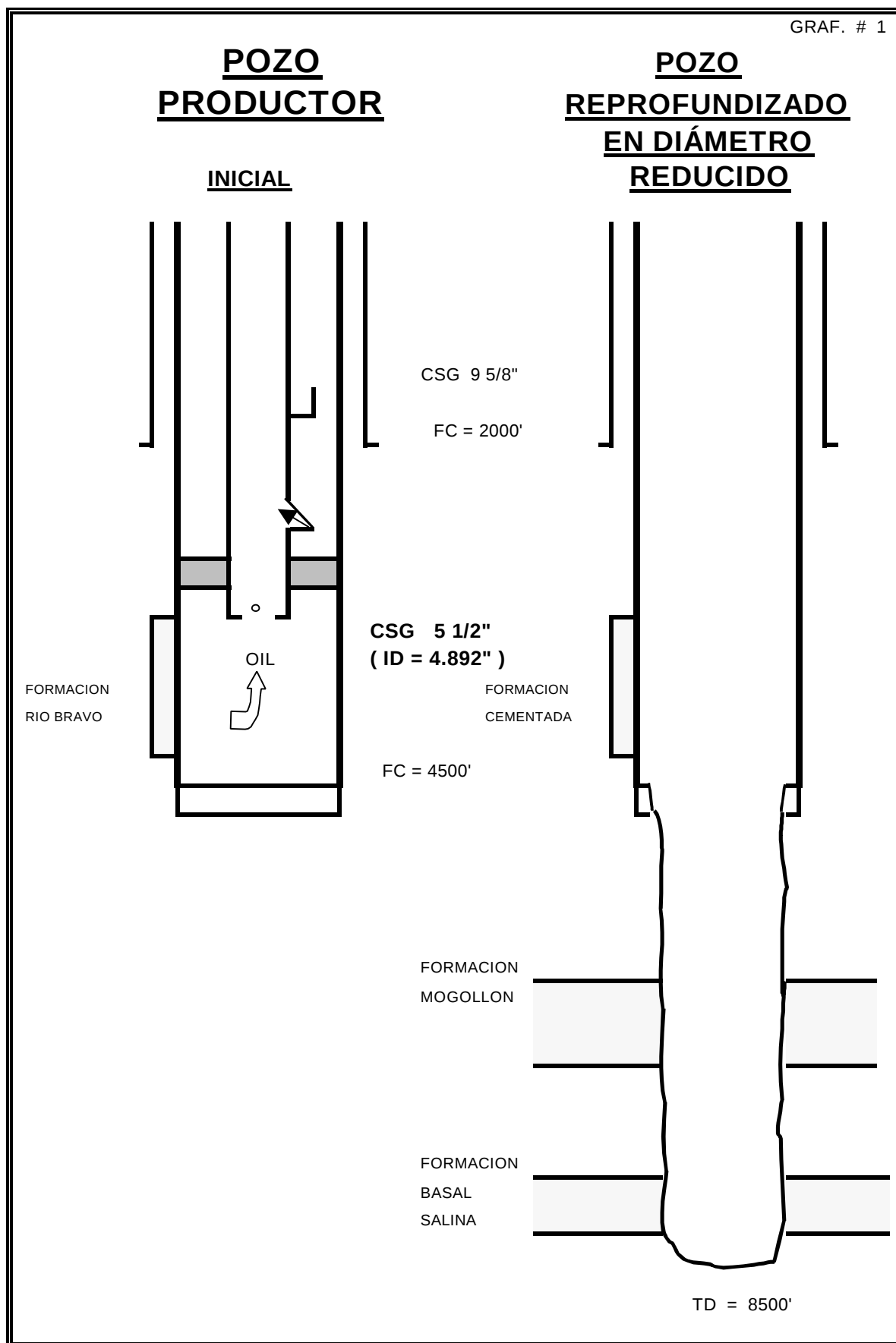
En la limpieza del pozo fracturado no se ha tenido problemas, mientras el reservorio tenia energía para establecer una buena circulación, este trabajo se realizo con tubería de 1 ¼" o con una unidad de Coiled Tubing. En caso de no tener circulación se utilizo una bala hidrostática de acuerdo al diámetro interno de la tubería 3 ½".

En pozos que tienen instalación de gas lift cuando se ha iniciado a sacar la instalación esta no salía o salía muy lentamente debido a que el anular estaba lleno de parafina, por lo que se tenia que calentar crudo y inyectar por el anular e ir sacando la tubería. Terminada de sacar la instalación se procedía a la limpieza del revestimiento con un espiral, dejando limpio de parafina el pozo.

En otros casos cuando se ha estado cortando parafina, estas herramientas se han perdido en el Pozo produciéndose un “pescado”, quedando en el interior del casing gran cantidad de alambre y las cuchillas de corte. Cuando la unidad de servicio ha intentado recuperar estos alambres ha originado un pescado mucho más grande por lo que la tubería de 1 ¼” se quedaba agarrada, debido al poco espacio anular y a lo desviado que son los pozos, originando la pérdida de esta formación.

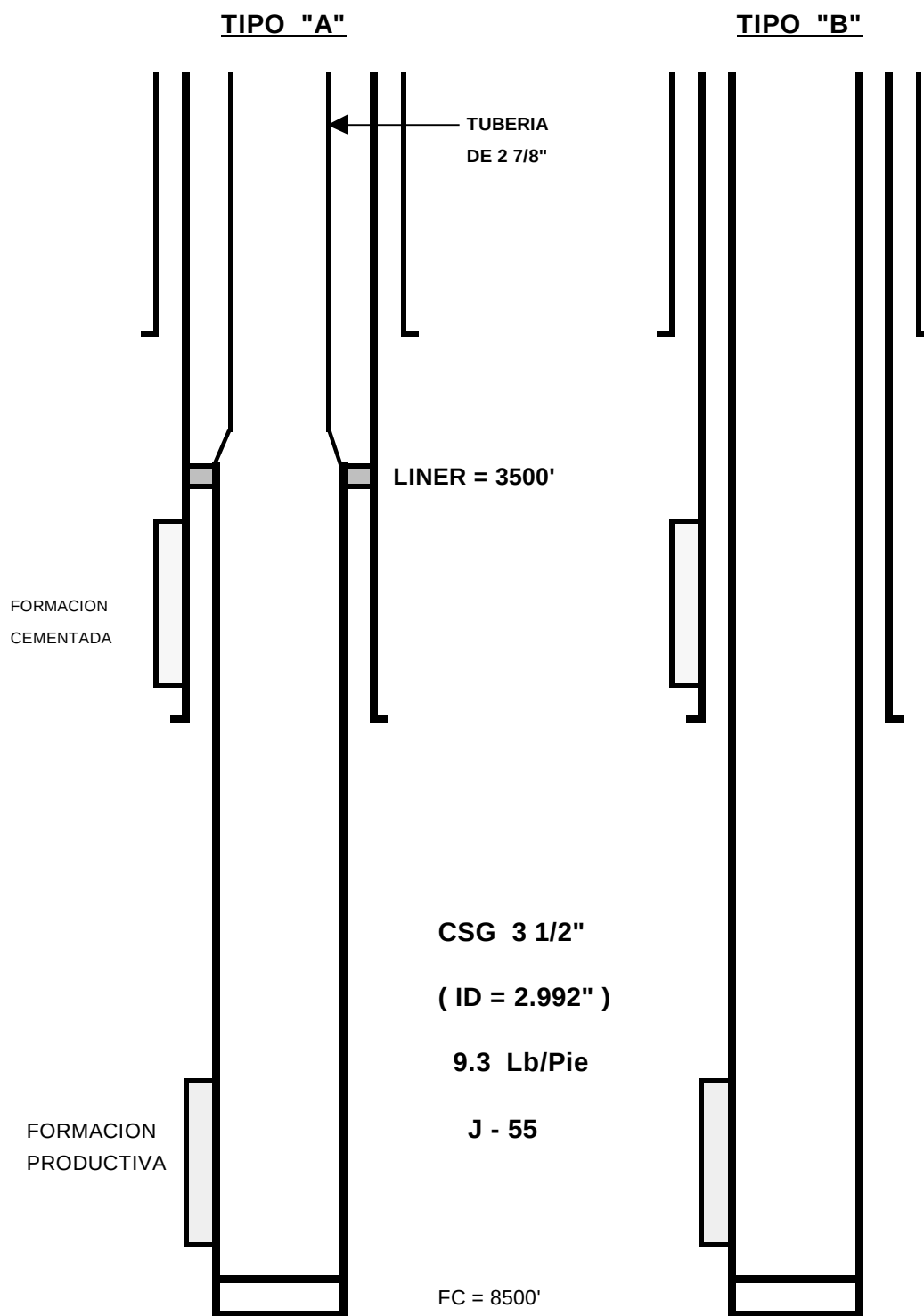
CONCLUSION

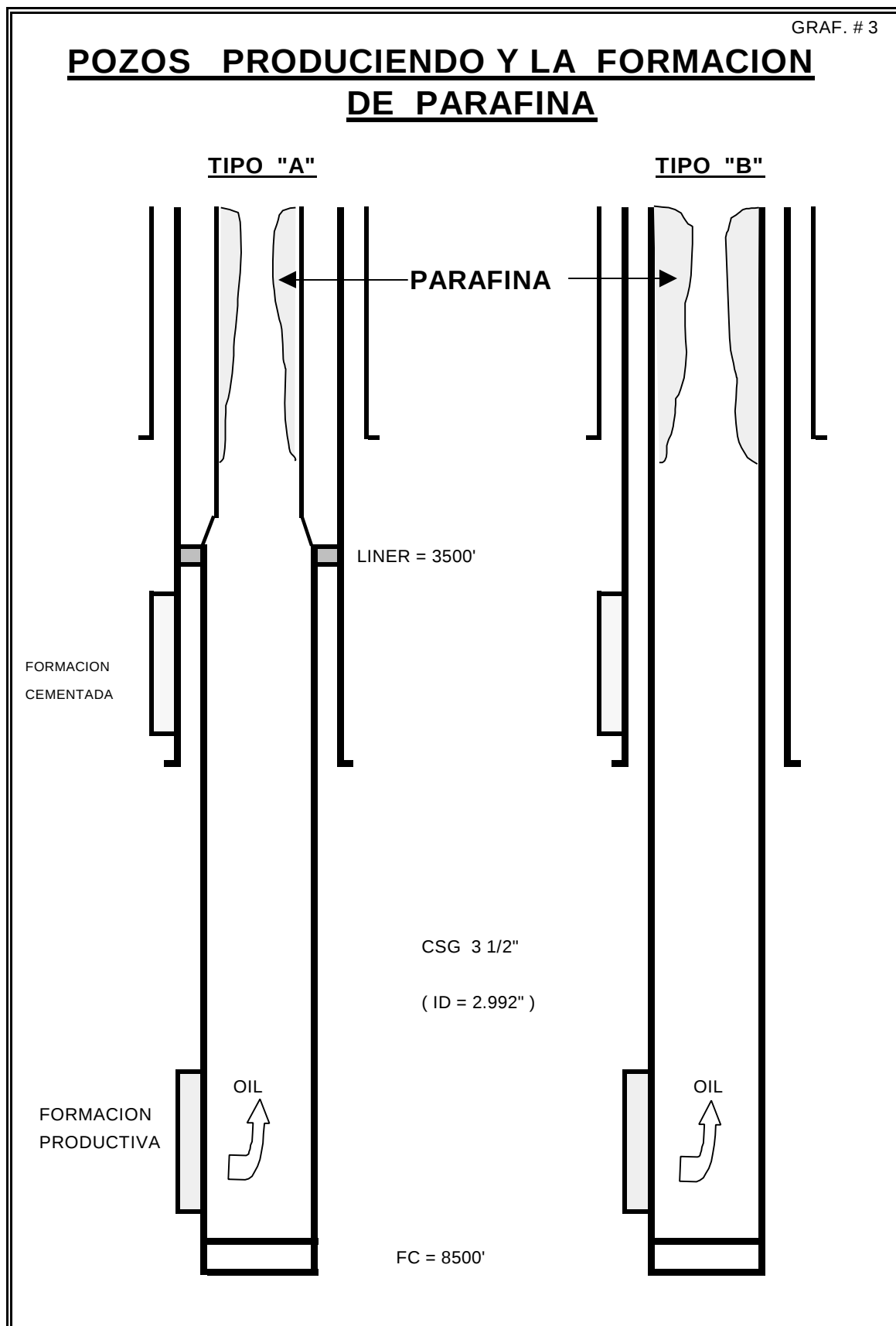
- En pozos surgentes cuando se quiere eliminar la parafina, no es conveniente utilizar las unidades de corte mecánico, por que de romperse el alambre el pescado que se origina será muy difícil de recuperar con la posibilidad de perder el pozo.
- La completación de pozo con revestimiento desde el fondo hasta la superficie no es adecuada cuando el pozo deja de producir surgente. Una vez equipada el pozo con instalación gas lift concéntrica, la producción de fluidos ira acumulando parafina en el anular por lo que necesitara con mas frecuencia de una unidad de servicio. Mientras una alternativa frecuente será bombear fluido caliente.
- La completación con LINER seguido de una tubería nos da más oportunidad de que en futuro se pueda recuperar la tubería, y utilizar el casing de 5 ½” para equipar el pozo con una instalación convencional / concéntrica y cortar mecánicamente la parafina que se forma en la tubería.
- En los casos cuando se trabaja con gas lift continuo o intermitente de fallar la válvula operativa se tendrá que sacar la instalación.
- En el futuro cuando se desee realizar estimulaciones químicas será muy difícil hacerlo en forma selectiva debido a la dificultad para bajar y sentar packers en el reducido espacio interior de la tubería de producción.



GRAF. # 2

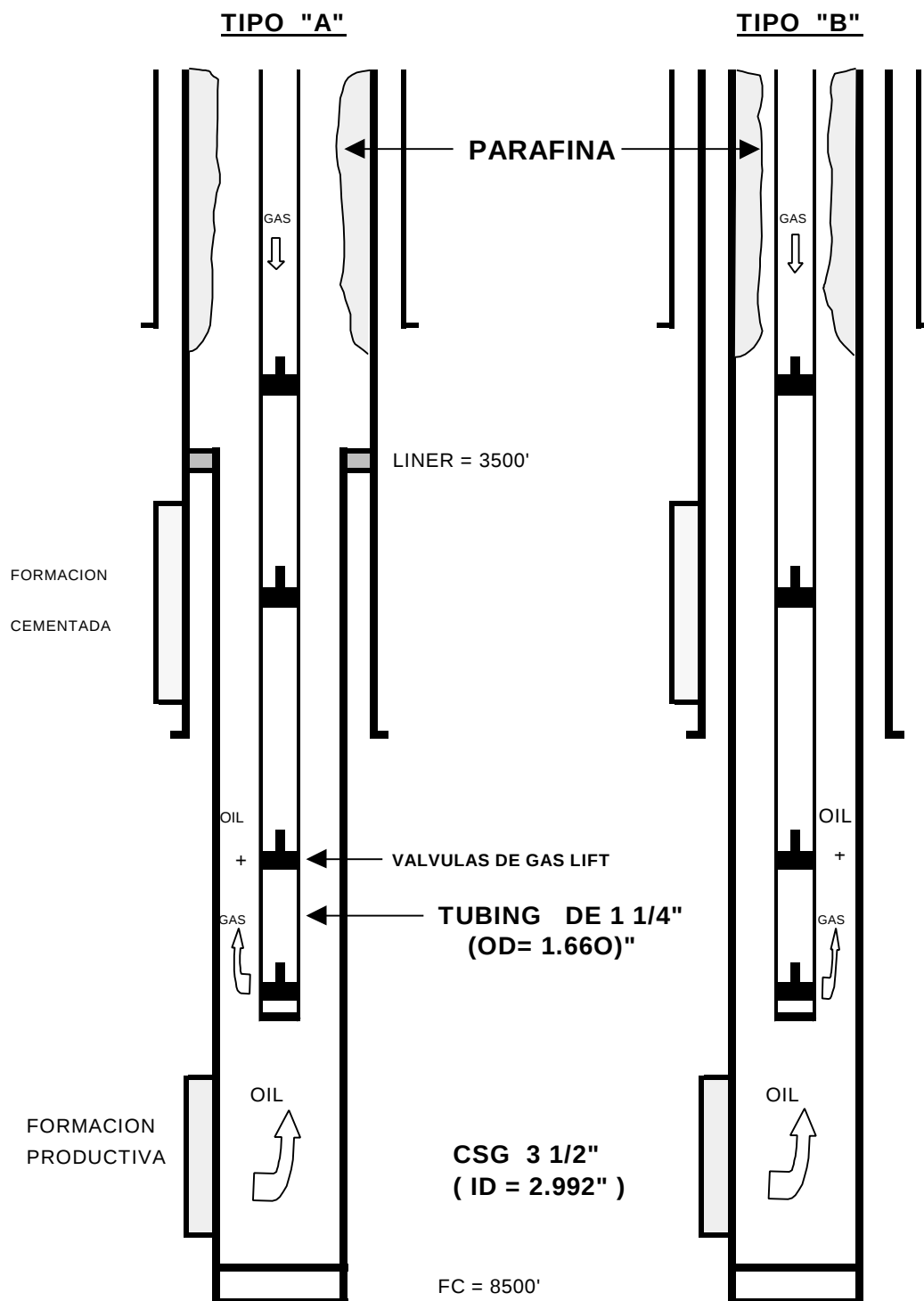
POZOS COMPLETADOS EN DIAMETRO REDUCIDO





GRAF. # 4

POZOS CON INSTALACION DE GAS LIFT CONCENTRICA



GRAF. # 5

POZOS CON INSTALACION DE GAS LIFT

CONVENCIONAL / CONCENT.

CONCENTRICA

