



029

DISPOSICIÓN SMeH N° _____/12.-

NEUQUÉN,

6 JUL 2012

VISTO:

La necesidad de implementar pautas y procedimientos tendientes a controlar y regular la actividad de aquellos pozos que son utilizados, tanto para la extracción asistida (inyector) como así también para los sumideros; y

CONSIDERANDO:

Que es función de la Autoridad de Aplicación, desarrollar tareas de control y monitoreo de toda la actividad hidrocarburífera dentro del territorio provincial;

Que la extracción primaria de hidrocarburo, a través del sistema de extracción mecánico, deja parte de los hidrocarburos en el subsuelo, resultando necesario, implementar la recuperación secundaria y/o terciaria, quien proporciona la energía necesaria, mediante la inyección de agua de tratamiento (extraída del reservorio y agua dulce);

Que en la Provincia del Neuquén, existen aproximadamente dos mil doscientos (2200) pozos inyectores afectados a recuperación asistida, inyectando agua al reservorio, como así también, otros productos desechables (químicos y otros, caso el polímero) de la actividad a otros niveles, tal el caso de los pozos inyectores y sumideros;

Que ante esta situación, resulta necesario desarrollar tareas de monitoreo, control de presiones, volúmenes inyectados y ensayos de los proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria, actuales y futuros, en las que se incluyen todas las instalaciones asociadas;

Que la rotura del casing, instalación superior y/o líneas de conducción, con el consiguiente derrame de agua de purga, pueden afectar los acuíferos de agua dulce, incidencia ambiental que debe evitarse, ya que constituye un riesgo potencial de contaminación;

Que ante tal circunstancia resulta procedente diseñar un registro de anomalías y deficiencias en las instalaciones de los pozos inyectores/sumideros, tanto, en la integridad de las cañerías guía que aísla los estratos superiores, tapones y paker del casing, como de las pérdidas que los mismos pudieran poseer;

Que asimismo, y a los fines de un adecuado control por parte de esta Autoridad de Aplicación, las empresas operadoras y/o concesionarias deberán informar si las instalaciones cuentan con la protección adecuada en la cañería guía que selle los acuíferos de agua y de los controles de integridad y estanqueidad posteriores a posibles reparaciones a los pozos inyectores/sumideros;

Que el Instituto Argentino del Petróleo y Gas elaboró un conjunto de prácticas recomendadas para el aseguramiento y control de barreras de aislamiento en pozos inyectores, las cuales han sido modificadas y adecuadas a criterios establecidos por esta Autoridad de Aplicación;

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



DISPOSICIÓN SMeH N° _____/12.-

Que la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, se encuentra facultada a dictar los actos administrativos que, como aplicación de las normas existentes, resulten necesarios a los efectos de llevar controles pormenorizados de incidentes, en resguardo de la integridad de las instalaciones para prevención de neutralizar y minimizar las posibles afectaciones a las personas y el medio ambiente;

Por ello;

EL SUBSECRETARIO DE MINERÍA E HIDROCARBUROS

DISPONE:

Artículo 1º: APROBAR la Norma de Procedimientos para las Prácticas de Recuperación Asistida para la extracción de hidrocarburos, todo tipo de inyectores y pozos sumideros en el territorio de la Provincia del Neuquén y que como Anexo I, II y III, forma parte integrante de la presente norma.

Artículo 2º: ESTABLECER que las empresas operadoras y/o concesionarias, deberán presentar con carácter de declaración jurada, en un plazo de 30 (treinta) días corridos, a partir de la notificación de la presente Disposición, un listado georreferenciado de los pozos inyectores y sumideros que se encuentran en cada yacimiento, acompañado por el siguiente detalle: 1) Diagrama de entubación del pozo, 2) Antigüedad del pozo, 3) Si fue transformado de productor a inyector indicar, además, la fecha de transformación, 4) Niveles de inyección o de sumidero, 5) Formación a la que se está inyectando, 6) Presión a la que se está inyectando, 7) Informar si es inyección libre o regulada (con válvulas reguladoras), 8) Existencia certificada de acuíferos de agua potable en horizontes superiores, 9) Material del casing y tubing, 10) Descripción de las instalaciones de superficie y sub-superficie, 11) Cualquier otro dato que consideren relevante para evaluar la integridad de la instalación.

Artículo 3º: ESTABLECER que los pozos inyectores y/o sumideros que se realicen a partir de la sanción de la presente, deberán cumplir con la presente normativa.

Artículo 4º: ESTABLECER que para los pozos existentes, que no cumplan con la presente Norma, las empresas deberán presentar para su aprobación, un plan de monitoreo de los mismos con el fin de poder analizar la integridad de los casings dentro de los 60 (sesenta) días corridos de la notificación de la presente Disposición.

Artículo 5º: ESTABLECER que el incumplimiento de lo establecido en la presente Norma, estará sujeto a las sanciones que surgen del TÍTULO VII, Artículos 110º, 111º y ccs de la Ley Provincial 2453.-

Artículo 6º: Regístrese, comuníquese, dese intervención al Boletín Oficial y archívese.-

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



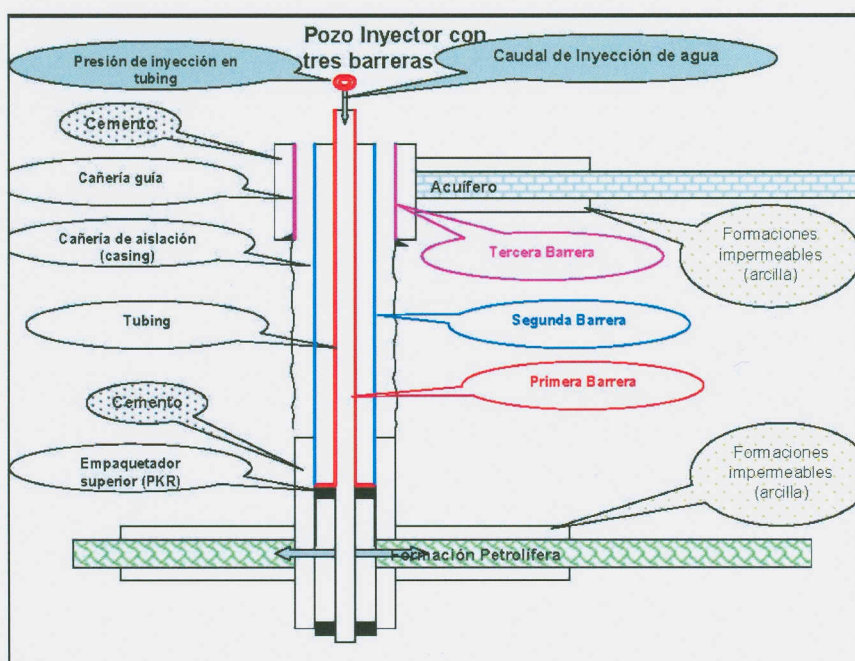


ANEXO I

NORMA DE PROCEDIMIENTO PARA LAS PRÁCTICAS DE RECUPERACIÓN ASISTIDA, PARA POZOS INYECTORES Y SUMIDEROS

1 - Objetivo

Establecer la metodología de diseño y los procedimientos de control operativo para el servicio de pozos inyectores de agua, tanto en los pozos en actividad como en los inyectores inactivos, incluyéndose también los pozos sumideros o disposal, para verificar y monitorear la efectividad de las tres barreras que normalmente existen en cada pozo inyector, que permita asegurar que al menos una de las barreras esté protegiendo el acuífero de agua dulce.



- PRIMERA BARRERA: tubing y empaquetador superior (Primer PKR)
- SEGUNDA BARRERA: cañería de aislamiento (casing)
- TERCERA BARRERA: cañería guía aísla los estratos superiores, protegiendo el acuífero dulce.

2- Conceptos Generales

Las fallas en el tubing y/o en los componentes de la instalación selectiva (empaquetadores, mandriles y válvulas), se manifiesta invariablemente como una anomalía en la presión y/o el caudal de inyección en boca de pozo inyector.

Por lo tanto midiendo regularmente dichas variables es posible detectar, en forma inmediata una posible pérdida en la primera barrera.

Ante esta situación existen herramientas, como los trazadores y sistemas de video inspección, que permiten verificar la causa y ubicación de la anomalía registrada en las variables.

3 - Técnicas recomendadas

Se deberá contar con:



- Un programa de verificación y certificación periódico de la integridad de la Primera Barrera (trazador semestral).
- Medición diaria de caudales y presiones de inyección en cada pozo inyector, seguimiento regular y sistemático de dichas variables para detectar anomalías.
- Programa de intervención con sistema de video inspección, específico para la observación directa del interior del casing.
- Programa de Intervención con Wire Line (trazador/flowlog), específico para verificar la causa de las anomalías detectadas en algún pozo.
- Programa de Intervención para la reparación o reemplazo de la Primera Barrera.

3.1- Aseguramiento de la Primera Barrera: tubing y empaquetador superior

- Monitoreo y verificación de integridad

Todos los pozos en inyección deben contar con un registro (trazador) que certifique la integridad de la primera barrera.

La verificación y certificación periódica mediante un Programa de Intervención con sistema de video inspección, específico para la observación directa del interior del tubing y trazador/flowlog, el que deberá ser realizado por una empresa de servicios con personal calificado, que acredite un adecuado entrenamiento y experiencia para la correcta interpretación de la información relevada, entregando, un informe oficial que certifique el resultado de la prueba.

La presión y caudal de inyección en cada pozo inyector activo serán registrados diariamente mediante la lectura del manómetro y caudalímetro existentes en boca de pozo ó en los manifolds de inyección, o a través de los sensores de presión y caudal on line, en los casos que se disponga.

Si la variación anómala de la presión y/o el caudal de un pozo en particular, no está relacionada con cambios en el sistema de inyección de superficie (paro de bombas, habilitación de nuevos inyectores, intervenciones en inyectores cercanos, etc.), se podrá inferir una posible falla en la barrera primaria ó variación en la instalación selectiva, la cual deberá ser verificada mediante la realización de un nuevo trazador y/o video inspección.

Los resultados de las verificaciones y certificaciones deberán ser documentados, archivados convenientemente y notificados a la Autoridad de Aplicación mensualmente.-

- Programa de intervención

De acuerdo al resultado del trazador y/o video inspección, al constatarse una falla en el tubing ó packer superior, se incluirá el pozo en un Programa de Intervención que restituya la integridad de la primera barrera.

La continuidad del pozo en inyección o no, hasta tanto se restituya la integridad de la primera barrera, se definirá en base al estado de la segunda y la tercera barrera, debiéndose asegurar la integridad de al menos una de ellas, de acuerdo al detalle que se presenta más abajo.

Finalizada la intervención para restituir la integridad de la Primera Barrera, se realizará un nuevo trazador con Wire Line/flowlog y sistema de video inspección, para certificar nuevamente la hermeticidad de la misma.

Los resultados de los controles y reparaciones asociadas deberán ser registrados, archivados convenientemente y notificados a la Autoridad de Aplicación.-



3.2 - Evaluación de la Segunda Barrera: entre columna tubing-cañería de aislación (casing)

- Monitoreo y diagnóstico

Ante la presunción de una falla en la integridad de la primera barrera, en alguno de los pozos inyectores se procederá de la siguiente manera:

Se corta la inyección y se procede al llenado de la entre columna (tubing y casing) comprobando con el manómetro pcs una presión no mayor a veinte Kilogramos por centímetro cuadrado (20 kg/cm^2) se realiza una carrera de video inspección por tubing (sin fluido de inyección) y se verifica:

1- Si no se observa entrada de fluido en el tubing la pérdida de presión está entre el packer y fondo del pozo y/o entre la segunda y tercera barrera.

2- Caso contrario se determina el/los tubing dañados, es decir la primer barrera no está íntegra.

- Se verificará la presión de entre columna tubing-casing de dicho pozo diariamente mediante la lectura del manómetro o sensor de presión on line en los casos que se disponga.

- Si la presión es igual a cero kilogramos por centímetro cuadrado (0 Kg/cm^2) se deberá determinar el nivel de fluido en la entre-columna mediante el llenado de la misma. Si en la verificación siguiente es necesario completar el volumen de entre-columna nuevamente, esto indicará que la misma no se encuentra íntegra; por lo que el pozo podrá continuar en inyección o no, en función del estado de la primera y tercera barrera.

- Si la presión es mayor que cero Kilogramos por centímetro cuadrado (0 Kg/cm^2) (primera barrera no íntegra) y la segunda barrera retiene dicha presión (barrera íntegra) y/o la tercera barrera cubre el acuífero, el pozo puede permanecer en inyección hasta que sea intervenido con Pulling/WO para reparar o restituir la primera barrera.

- Si es mayor que cero kilogramos por centímetro cuadrado (0 Kg/cm^2), (primera barrera no íntegra) y la segunda barrera no retiene dicha presión (no se encuentra íntegra) y la tercera barrera no cubre los acuíferos de interés, esto indicará que la misma no es efectiva y se deberá interrumpir la inyección en el pozo en forma inmediata, hasta tanto se intervenga el mismo para restituir la integridad de la primera barrera.

- Programa de intervención

Se elaborará un plan de mediano y largo plazo para restituir la integridad de la segunda barrera, en función de la viabilidad técnica y económica de dicha reparación. Asimismo se evaluará la posibilidad de perforar un pozo inyector de reemplazo, cuando el análisis técnico y económico así lo recomienden.

Los resultados de los controles y reparaciones asociadas deberán ser registrados, archivados convenientemente y notificados a la Autoridad de Aplicación.-

3.3 - Evaluación de la Tercer Barrera:

- Monitoreo y verificación:

Se deberá tener la información de la profundidad de las cañerías guías de todos los pozos inyectores y/o sumideros, como así también de la profundidad de los topes y bases de los acuíferos dulces a proteger.



Los resultados de los controles y reparaciones asociadas deberán ser registrados, archivados convenientemente y notificados a la Autoridad de Aplicación.

- Nuevos pozos inyectoros

Se deberá asegurar que, los nuevos inyectoros a perforar cuenten con una cañería guía (tercera barrera) de longitud suficiente, como mínimo cien metros (100 mts) por debajo del acuífero inferior, para proteger los acuíferos de interés.

4 - Alcance

La normativa alcanza a todas las operaciones en todos los yacimientos hidrocarburíferos existentes en el territorio de la Provincia del Neuquén.

5 - Responsabilidades

Las operadoras y concesionarias con actividad en el territorio provincial deben implementar el presente procedimiento, cumplirlo acabadamente e informar de las acciones y avances ante la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén como Autoridad de Aplicación.

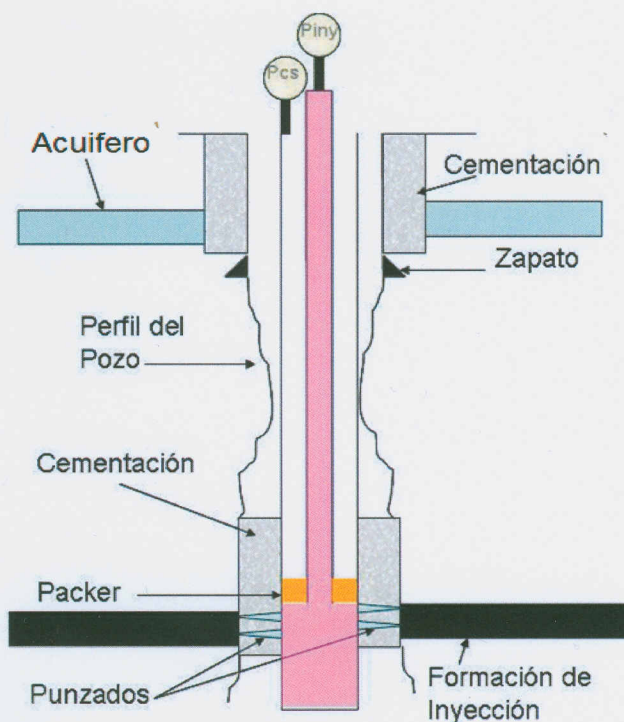
6 - Generalidades

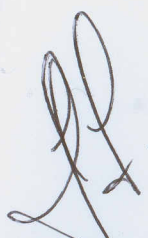
6.1 – Criterio de diseño

La instalación a implementar en todos los nuevos inyectoros será de acuerdo a los siguientes esquemas (VER: Fig.1: CONDICION N1; y Fig.2: CONDICION N2).

En todos estos casos se establecerá una barrera adicional sobre los horizontes acuíferos dulces (Acuíferos de interés: aptos para consumo humano, de ganado y riego) menores o iguales a tres mil parte por millón (3000 ppm) para sales disueltas totales, mediante la instalación y cementación de la cañería guía con la longitud adecuada, como mínimo cien metros (100 mts.) por debajo del piso del acuífero inferior o mediante un punzado auxiliar y cementación a presión por debajo de la profundidad del horizonte acuífero, en cuyo caso se realizará un perfil de cemento.

Fig.1: CONDICION N1




JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



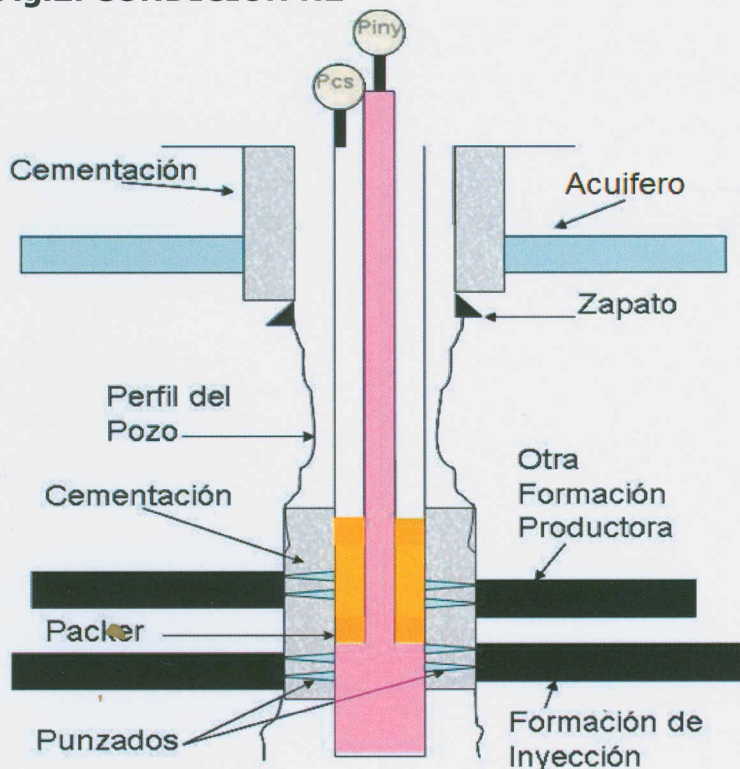
En todos los pozos perforados nuevos, la cañería guía deberá profundizarse por lo menos cien metros (100 mts.) por debajo del acuífero inferior, ésta deberá garantizar una completa aislación, por cementado, del casing con la formación en su totalidad (desde el fondo de pozo hasta encima de la base de cañería guía).

En todos los pozos que se conviertan por primera vez a inyectores/sumideros, se deberá instalar un packer inmediatamente arriba de la zona de punzados, aún los no pertenecientes al proyecto de inyección, a fines de posibilitar un adecuado monitoreo de la integridad de casing.

El packer deberá estar asentado en una zona con cemento debidamente comprobado, que asegure la aislación necesaria de las zonas bajo inyección del resto de las capas someras.

En todas las conversiones en las que el pozo posea más de cinco (5) años desde su terminación, se correrá un perfil de corrosión en la intervención de conversión, para evaluar el estado de integridad del casing.

Fig.2: CONDICION N2



Todos los pozos inyectores/sumideros tendrán sus válvulas de casing cerradas y con manómetro instalado permanentemente en tubing y casing para un monitoreo efectivo de sus presiones. En aquellos casos que las condiciones de integridad lo requieran, también se instalará un manómetro permanente en el surface casing. Con tal motivo se deberá incorporar al cien por ciento (100%) de los pozos inyectores/sumideros una válvula en el surface casing.

Se priorizarán los trabajos según el siguiente orden:

- Pozos con guía por encima del acuífero de interés y sin cemento.
- Pozos con guía por encima del acuífero de interés, cementada.
- Pozos con guía por debajo del acuífero de interés, cementada.



DISPOSICIÓN SMeH N° 029 /12.-

Los materiales a utilizar en los diseños de los pozos serán los técnicamente adecuados para cada condición de inyección o sumición programada.

En caso de que un pozo inyector/sumidero no pueda ser operado dentro de las condiciones de integridad requeridas, se evaluarán las condiciones económicas dentro del proyecto para su reemplazo o su adecuación de acuerdo a diferentes tecnologías (Tubing less, Casing patch, entre otras) alternativas estas, que deberán estar sujetas a la aprobación de esta Autoridad de Aplicación o su abandono definitivo.

Todos los pozos inyectores/sumideros existentes, que sus diseños no se ajusten a los estándares establecidos (Ver Anexo: Fig.7a: CONDICION A o Fig.10: CONDICION F3), serán acondicionados cuando ingrese un equipo de reparación para efectuar alguna operación necesaria.

En caso de que se requiera, por la importancia del caso, se podrá programar especialmente una operación para solucionar ese inconveniente.

6.2 - Control de pozos inyectores/sumideros inactivos

Todo pozo inyector/sumidero que no se encuentre inyectando/sumiendo y que no tenga un programa de intervención inminente, deberá estar físicamente desvinculado de su línea de inyección o sumisión.

Todas las cañerías y/o accesorios que no estén conectados, deberán estar aislados con bridas ciegas o tapones.

Se deberá monitorear periódicamente el estado de integridad de la boca de pozo reportando potenciales estados de corrosión en válvulas y accesorios, pérdidas u otras anomalías detectadas. Asimismo, se deberá monitorear el estado de la locación y el área adyacente al pozo reportando cualquier anomalía (humedad, limpieza, accesibilidad, etc.).

A todo pozo inyector/sumidero inactivo, independientemente del estado del proyecto de recuperación secundaria, se le efectuará un control de niveles mediante Programa de Intervención con sistema de video inspección, específico para la observación directa del interior del casing, NIVELES, y Sonolog con frecuencia semestral. Si el nivel de fluidos se encuentra en una zona cercana a la profundidad de los acuíferos de interés, se deberá intervenir dentro de los noventa (90) días de la detección.

En caso de no contar con Instalación Selectiva, y no poder realizar medición de nivel, se deberá medir la Presión de Boca de Pozo. Si el pozo pertenece a un proyecto en operación y será reincorporado, se le deberán instalar manómetros y se monitorearán periódicamente las presiones de Casing y Tubing con una frecuencia diaria.

Si el pozo no pertenece a un proyecto activo o no tiene interés dentro del proyecto al que perteneció, se lo incluirá en el plan de abandonos de la compañía de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente de abandono Decreto N° 1631/06.

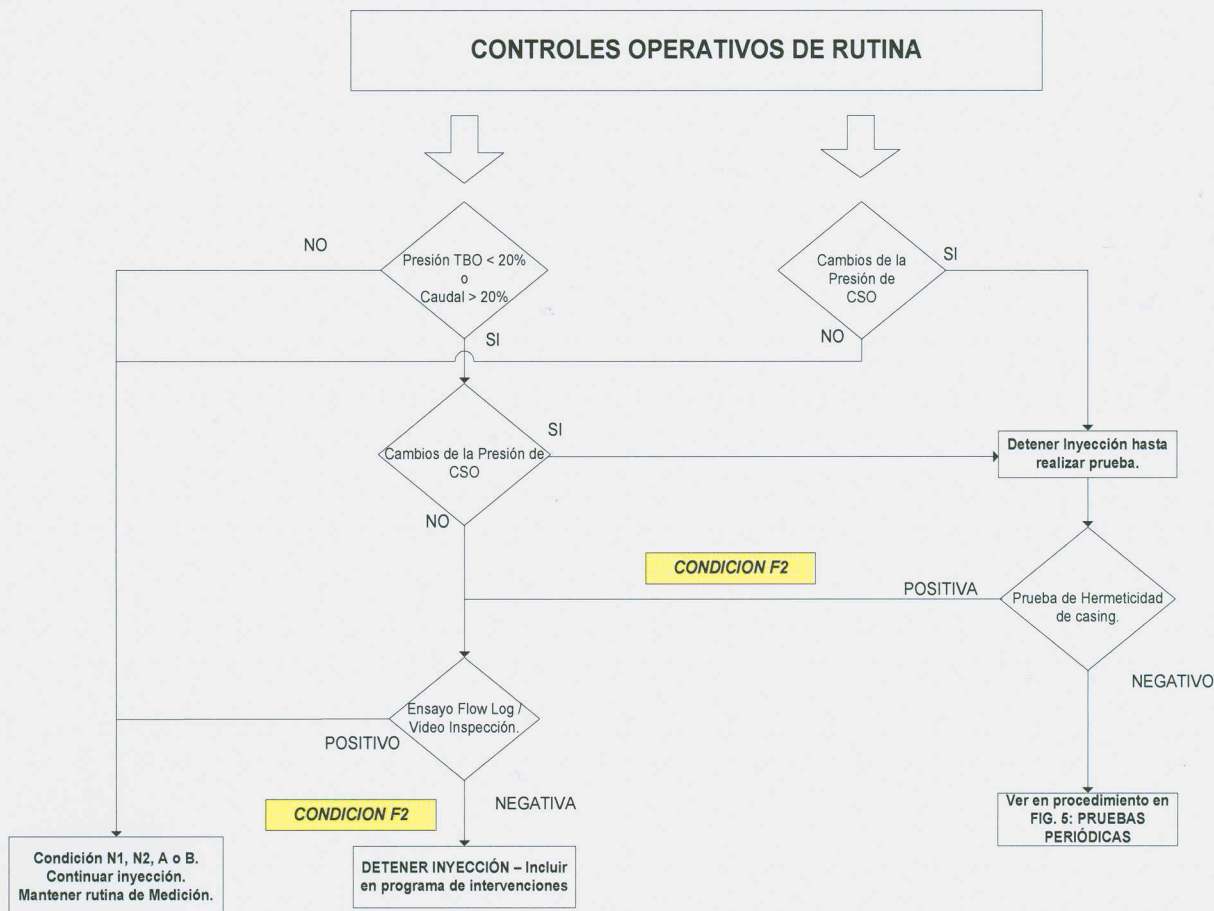
6.3 - Control de pozos inyectores/sumideros activos

6.3.1 - Controles operativos (presión en boca de pozo y volúmenes inyectados)

- Mediciones de caudal: medición diaria. Frente a desviaciones de este ensayo, seguir el siguiente procedimiento:



Fig.4: Controles operativos de rutina



• Mediciones de presión de tubing y casing:

- 1 Pozos sin registro de presión: frecuencia quincenal.
- 2 Pozos con registros de presión de casing: Archivos de cartas de presión durante un año.

• Verificación del estado de la locación y la boca de pozo:

1. • Se deberá verificar periódicamente el correcto funcionamiento de válvulas y elementos de medición y/o monitoreo
2. • Toda cañería y/o accesorio que no esté conectado, deberá estar aislado con bridas ciega o tapón.
3. • Se deberá monitorear periódicamente el estado de integridad de la boca de pozo reportando potenciales estados de corrosión en válvulas y accesorios, pérdidas u otras anomalías detectadas.
4. • Se deberá monitorear el estado de la locación y el área adyacente al pozo reportando cualquier anomalía (humedad, limpieza, accesibilidad, etc.).

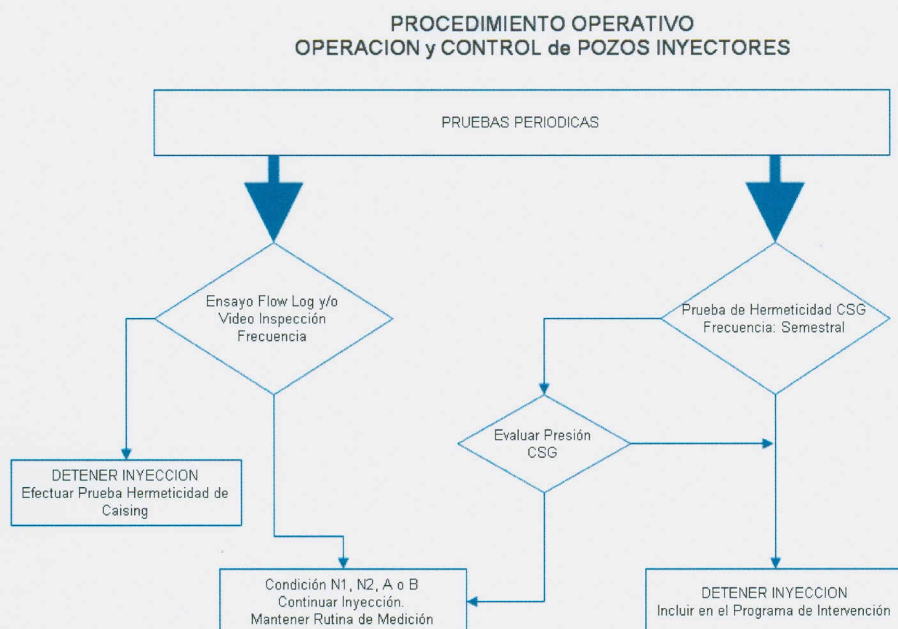
6.3.2 - Pruebas de la instalación

Se realizarán pruebas de hermeticidad de casing con una frecuencia semestral en aquellos pozos con funcionamiento normal. En el Anexo II punto 2 se detalla el procedimiento de la prueba de hermeticidad.



En aquellos pozos con hermeticidad negativa de casing, se deberá poner fuera de servicio en forma inmediata, debiendo comunicar a la Autoridad de Aplicación.

Fig. 5: Pruebas periódicas



- **6.3.3 - Ensayos de programa de intervención con sistema de video inspección, específico para la observación directa del interior del casing y flow-log**

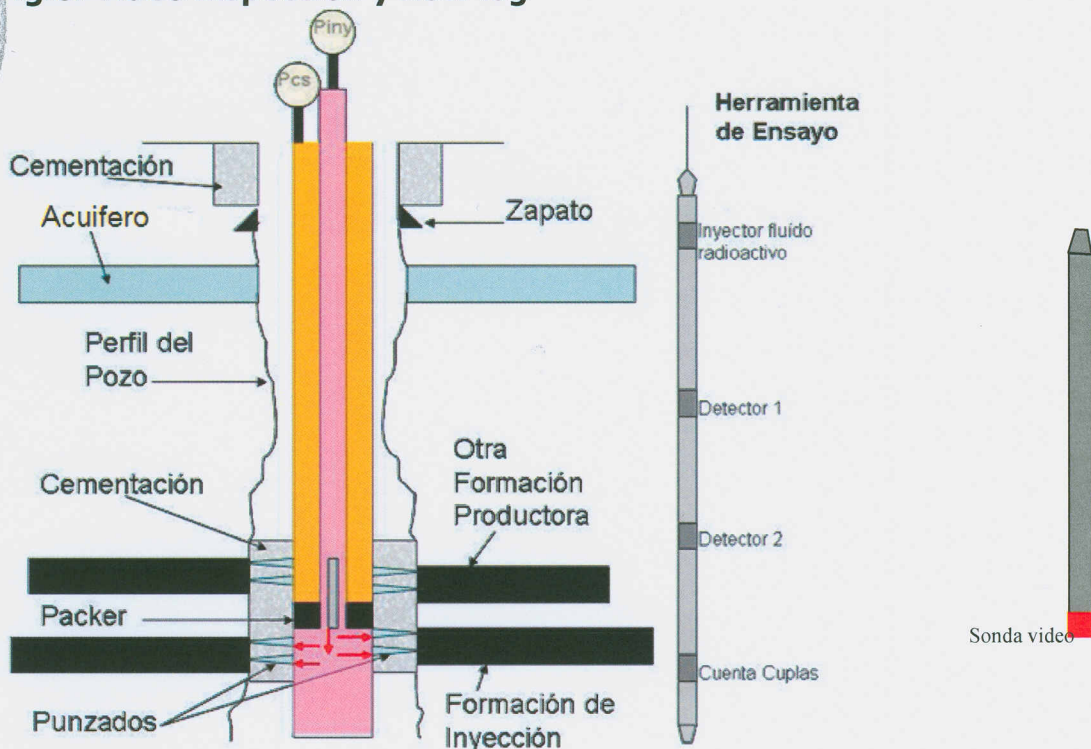
El Programa de Intervención con sistema de video inspección, específico para la observación directa del interior del casing y el perfil de tránsito de fluido (Flow-Log) se utilizará, en principio, como herramienta para determinar y confirmar la estanqueidad en la instalación de fondo de inyección.-

En el caso de que por obturaciones o elementos en el interior del tubing no se pueda efectuar este ensayo, se deberá realizar la prueba de hermeticidad de casing. En los pozos en que no se logre hermeticidad de casing, éstos deberán ser puestos fuera de servicio, a la espera de reparación con equipo de Workover.

En los pozos en condiciones normales de hermeticidad, la frecuencia será establecida por la Autoridad de Aplicación (VER Fig.5: PRUEBAS PERIODICAS).



Fig.6: Video inspección y flow log



6.4 – Procedimiento de reparación de grandes pérdidas de casing a través de otras técnicas

Con el avance de la tecnología, es probable que aparezcan nuevos equipos y/o tecnologías que permitan la evaluación de la problemática planteada.

Para cualquier otra nueva técnica de reparación, no contemplada en este procedimiento, la operadora deberá presentar la propuesta con su justificación técnica para ser evaluada y aprobada por esta Autoridad de Aplicación, la que incorporará el procedimiento pertinente y se adjuntará a la presente Disposición.

6.5 - Reporte de incidentes ambientales o anomalías en instalaciones

Las operadoras deberán reportar a la Autoridad de Aplicación cualquier anomalía o incidente ocurrido en este tipo de instalaciones. Entendiéndose como incidente o anomalía: opresión en entre columna, roturas de casing, surgencia en boca de pozo o en superficie, resultados negativos en pruebas de hermeticidad, presión en surface casing, instalaciones en pesca, etc.

6.6 - Reporte de intervenciones con equipos de torre en pozos con deficiencias en instalaciones, o conversión de pozos productores

Las operadoras luego de intervenir pozos que presenten deficiencias en instalaciones y hayan sido sacados fuera de servicio, o en pozos productores convertidos en inyectores, deberán remitir a la Autoridad de Aplicación el reporte diario de la intervención, conjuntamente con el esquema final del pozo y los protocolos de las pruebas de hermeticidad que haya efectuado el equipo. También se deberá remitir perfil CCL, para corroborar profundidad de packer superior.

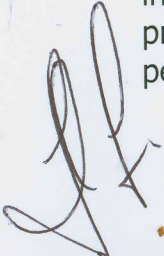
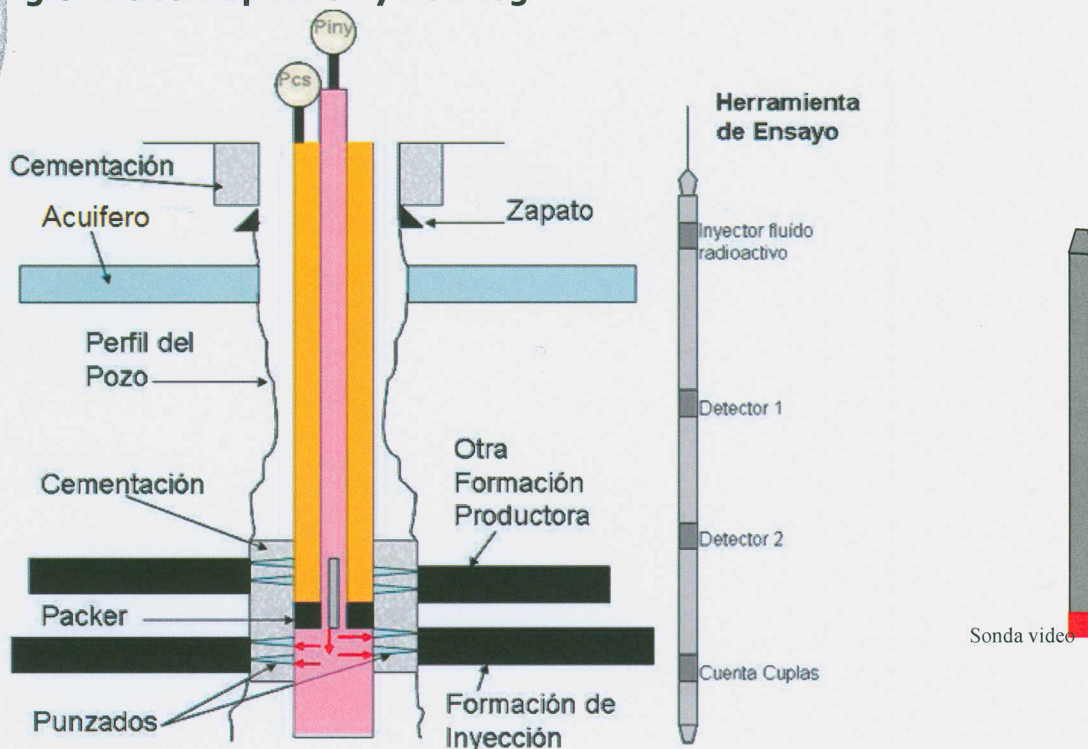

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



Fig.6: Video inspección y flow log



6.4 – Procedimiento de reparación de grandes pérdidas de casing a través de otras técnicas

Con el avance de la tecnología, es probable que aparezcan nuevos equipos y/o tecnologías que permitan la evaluación de la problemática planteada.

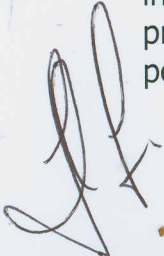
Para cualquier otra nueva técnica de reparación, no contemplada en este procedimiento, la operadora deberá presentar la propuesta con su justificación técnica para ser evaluada y aprobada por esta Autoridad de Aplicación, la que incorporará el procedimiento pertinente y se adjuntará a la presente Disposición.

6.5 - Reporte de incidentes ambientales o anomalías en instalaciones

Las operadoras deberán reportar a la Autoridad de Aplicación cualquier anomalía o incidente ocurrido en este tipo de instalaciones. Entendiéndose como incidente o anomalía: opresión en entre columna, roturas de casing, surgencia en boca de pozo o en superficie, resultados negativos en pruebas de hermeticidad, presión en surface casing, instalaciones en pesca, etc.

6.6 - Reporte de intervenciones con equipos de torre en pozos con deficiencias en instalaciones, o conversión de pozos productores

Las operadoras luego de intervenir pozos que presenten deficiencias en instalaciones y hayan sido sacados fuera de servicio, o en pozos productores convertidos en inyectores, deberán remitir a la Autoridad de Aplicación el reporte diario de la intervención, conjuntamente con el esquema final del pozo y los protocolos de las pruebas de hermeticidad que haya efectuado el equipo. También se deberá remitir perfil CCL, para corroborar profundidad de packer superior.


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



En el caso de encontrar roturas de casing se deberá especificar tanto en el reporte diario de la intervención, como en el esquema final de instalación, el piso y techo de las roturas y las cementaciones, tanto auxiliares como balanceados, en estos últimos casos se deberán anexar los perfiles de cemento.

Una vez recepcionado el reporte y la información, la Autoridad de Aplicación coordinará con la empresa para auditar la prueba de hermeticidad y proceder a la habilitación del pozo.

6.7 – Reporte mensual de estado de inyectoros, sumideros y actividades quincenales

Mensualmente las operadoras remitirán, en carácter de declaración jurada, el estado de la totalidad de pozos inyectoros y sumideros por área y yacimiento, proyecto al que pertenece, nomenclatura del pozo, profundidad de packer superior, profundidad de cañería guía, estado (pozo inyector de agua **-PIA-**, parado transitorio inyector de agua **-PTIA-**, abandonado **-A-**, a abandonar **-AA-**, reserva recuperación secundaria **-RRS-**, Clausurado **SEH y M-**, espera equipo reparación **-EER-**), mediciones de presión (presión entre columna, presión por directa y fecha de lectura - con rutina semanal), caudal promedio de inyección (m³), producción neta asociada, intervenciones semanales (trabajo y resultado), para pozos a abandonar (motivo desafectación y fecha).

Toda esta información deberá ser actualizada mensualmente. Ver figura N° 13.

6.8 – Metodología para la actualización y/o revisión de la presente disposición

La Autoridad de Aplicación recibirá las consultas de los operadores y concesionarios acerca de cualquier aspecto relacionado con esta disposición.

Las empresas que deseen plantear una modificación a la presente deberán:

1. Enviar una solicitud a la Autoridad de Aplicación donde se exprese claramente el cambio propuesto.
2. Adjuntar la información necesaria y suficiente que demuestre la validez de su propuesta.
3. Una vez recepcionada la solicitud la Autoridad de Aplicación podrá establecer un período máximo de seis (6) meses para analizar el cambio y tomar una resolución acerca de la solicitud planteada.
4. Si la consulta se refiere a una interpretación de la Norma el procedimiento de respuesta será el más expeditivo posible.

7 - A Abandonar o Abandono definitivo

Se deberá cumplir con la Normativa Provincial vigente en lo referente a abandono, estipulado en el Decreto N° 1631/06 y sus complementarios.

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



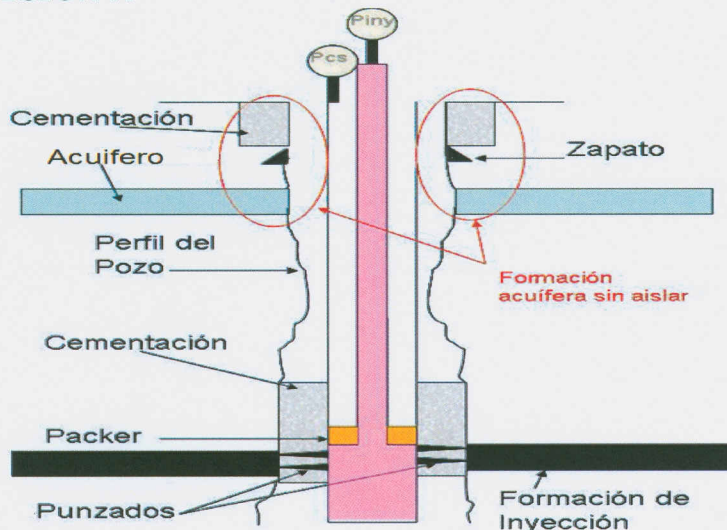
ANEXOS II

1.- Condiciones no estándar o de fallas y plazos previstos

1.1 - CONDICION A

Pozo con integridad de casing y con los acuíferos de interés no aislados (se encuentra por debajo de la cañería guía). Se deben efectuar las mediciones de rutina y periódicas para determinar si hubo algún cambio en su estado de protección. Se efectuará el ajuste a los estándares establecidos, aislamiento de los acuíferos, en la próxima intervención requerida. VER Fig.7a: CONDICION A.

Fig.7a: CONDICION A



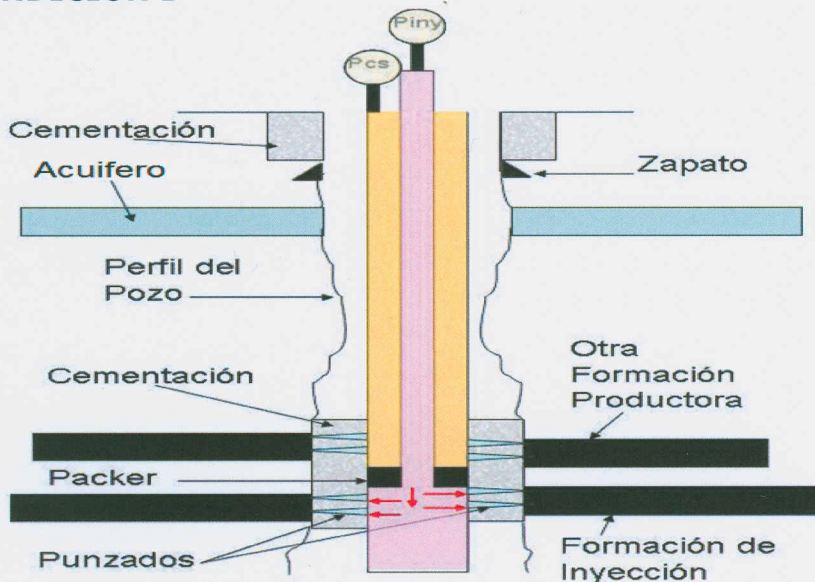
1.2 - CONDICION B

Pozo con Integridad de casing y con los acuíferos de interés aislados o no.

Pozo con punzados abiertos por arriba del packer.

Se deben efectuar las mediciones de rutina y periódicas para determinar si hubo algún cambio en su estado de protección. Se efectuará el ajuste a los estándares establecidos (aislamiento de los acuíferos) en la próxima intervención requerida, en caso de no encontrarse cementado y se deberán cementar los punzados o bien subir el Packer por encima de dichos punzados. VER Fig.7b: CONDICION B.

Fig.7b: CONDICION B

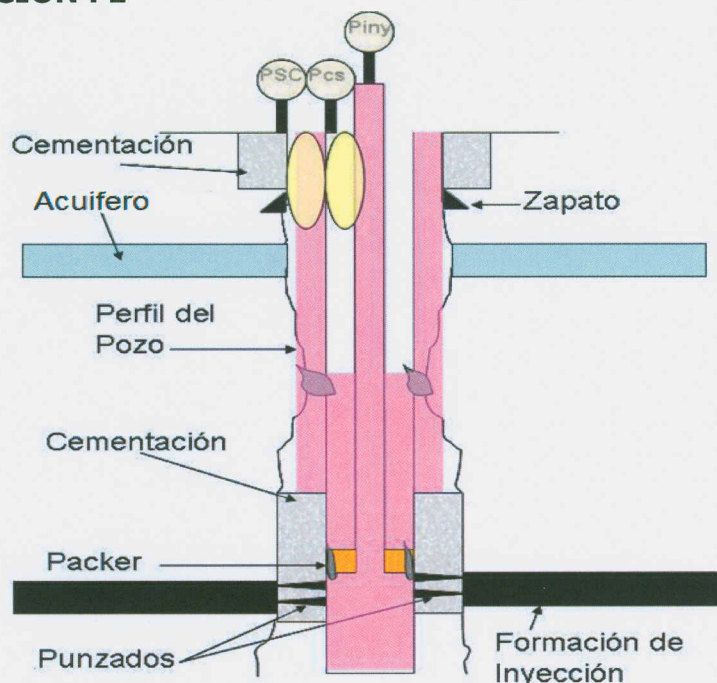




1.3 - CONDICION F1

Instalación de fondo con falla. No se detecta presión de Casing y el Packer está perdiendo. Puede deberse también a daños en el Casing. En esta situación, si los acuíferos no están aislados, no hay protección efectiva, por lo que se debe detener el pozo, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.8: CONDICION F1.

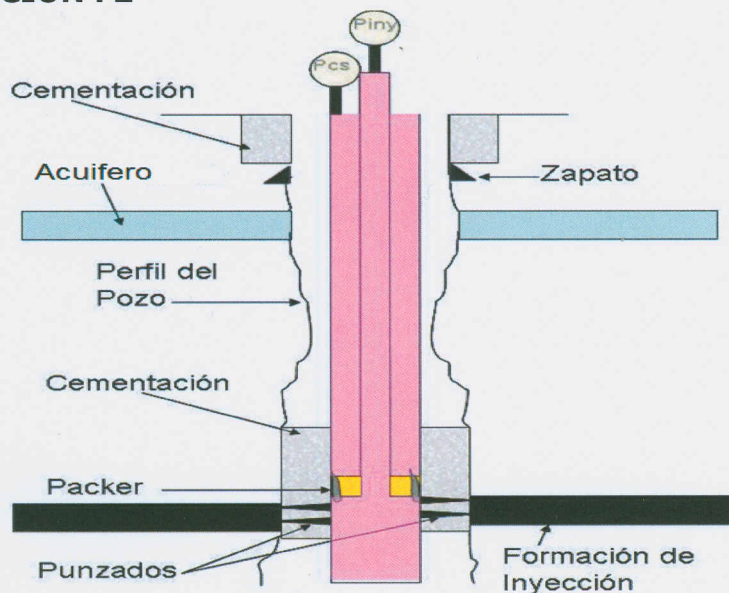
Fig.8: CONDICION F1



1.4 - CONDICION F2

Existen pérdidas en la instalación de fondo. En esta situación al no estar dañado el casing los acuíferos de interés están, al menos, protegidos por una barrera. De acuerdo a la magnitud de la pérdida y la presión se deberá cambiar la configuración de válvulas o la instalación. Se debe intervenir el pozo con alambre para intentar solucionar la pérdida. Si no es posible, se debe parar el pozo hasta normalizar la condición, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.9: CONDICION F2.

Fig.9: CONDICION F2



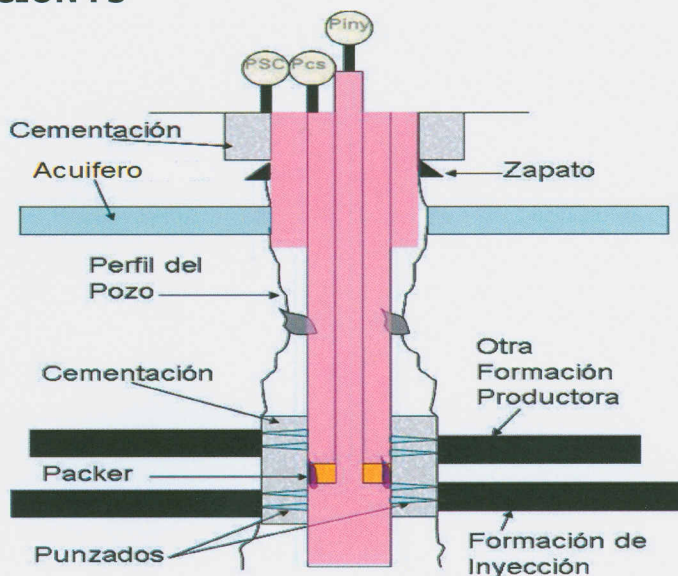

JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



1.5 - CONDICION F3

La instalación de fondo está rota y existen punzados por encima del packer. La hermeticidad del casing es negativa. Si los acuíferos de interés están aislados o no el pozo tendrá o una o ninguna barrera. Se debe detener el pozo, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.10: CONDICION F3.

Fig.10: CONDICION F3



2 -Protocolo para la prueba de hermeticidad para pozos inyectores

Se anexa la planilla del protocolo de pruebas de hermeticidad para pozos inyectores en las FIG. 12 y 13

2.1 - Procedimiento de prueba de hermeticidad para pozos inyectores

Al llegar al pozo realizar las siguientes tareas:

1. Tomar nota del estado de las válvulas laterales, abiertas o cerradas.
2. Tomar nota sobre derrames visibles.
3. Tomar nota de la presión en directa y anular.
4. Si está en inyección tomar nota del caudal.
5. Asegurarse que el fluido a utilizar en la prueba sea agua tratada con anticorrosivo y bactericida.
6. Completar el protocolo con todos los datos requeridos.

En pruebas de hermeticidad que se efectúen con presencia de la Autoridad de Aplicación la operadora preverá que las entre columnas tengan el espacio anular lleno de fluido al momento de iniciar la prueba.

Una vez realizadas se da comienzo a la prueba, siguiendo los siguientes pasos:

1. Retirar manómetro y reducción del lateral.
2. Abrir ambas válvulas del lateral.



DISPOSICIÓN SMeH N° 029 /12.-



3. Colocar árbol de control con registrador gráfico, carta y equipo acorde al tiempo y presión a monitorear.
4. Conectar la motobomba al árbol de control y completar el pozo inyectando a bajo caudal, controlando volumen de llenado y en espera que las burbujas de aire salgan a superficie o se disuelvan.
5. Con el pozo lleno cerrar la otra válvula del lateral y presurizar con la motobomba hasta 20 Kg/cm^2 , mantener la presión durante 5 min.
6. Cerrar la válvula del árbol de control.
7. Observar la presión durante cinco (5) minutos.
 - a. Si la presión se mantiene, prolongar control durante quince (15) minutos, de seguir manteniéndose la opresión, **DAR LA PRUEBA POR FINALIZADA.**
 - b. Si la presión NO se mantiene, liberar presión, verificar todas las conexiones y elementos involucrados y repetir el ensayo una vez más en forma completa dando veinte kilogramo por centímetro cuadrado (20 Kg/cm^2) y si continúa sin mantenerse **SUSPENDER EL ENSAYO, CERRAR POZO E INFORMAR.**

En la Fig.11 se detalla la ubicación del equipo utilizado para la prueba de hermeticidad de pozos inyectores

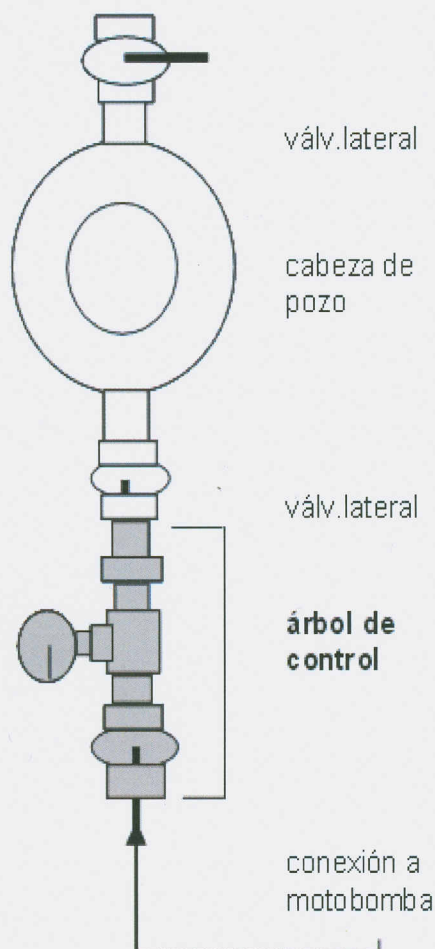
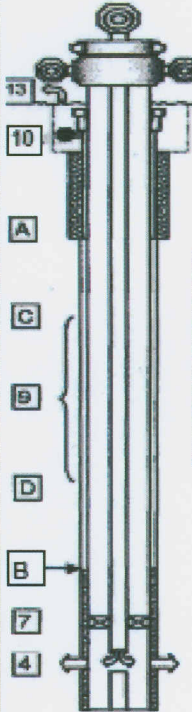


Fig.11: Ubicación equipo de prueba



En la Fig. 12 se presenta el protocolo de prueba de hermeticidad de casing.

Fig. 12: Protocolo de Prueba de Hermeticidad de Pozos Inyectores

Equipo:	Compañía Operadora:	Fecha: / /	
Pozo:	Yacimiento:	Area:	Bloque:
 Datos de la instalación: Inyector ☐ Sumidero ☐ 1 - Fecha de terminación del pozo: 2 - Ø del CSG Guía: A - Prof. Zapato guía: 3 - Ø de CSG: B - Profundidad de cemento de aislación(mbbp)*: 4 - Punzados abiertos: 5 - Acuífero Patagoneano cementado?: Profundidad: 6 - Se observaron afloramientos de fluidos antes de la operación?: 7 - Profundidad de PKR superior (mbbp)*: Cantidad de PKRS: Tipo: 8 - Detectó rotura en CSG?: C -Techo de rotura: D - Piso de rotura: 9 - Longitud de la rotura: Admisión en rotura: 10 - Tiene instalada válvula de surface CSG? 11 - Hay punzados abiertos por encima del PKR superior? 12 - Presión de bombeo a punzado superior: Admisión: 13 - Presión de prueba hermeticidad anular: Tiempo: 14 - Volumen necesario para llenar anular: 15 - Se observaron afloramientos de fluidos durante las pruebas? 16 - Manómetro marca: Instalado en: Rango: 17 - Manómetro marca: Instalado en: Rango: 18 - Tipo de fluido utilizado en la prueba: 19 - Resultado de la prueba: * (mbbp) metros bajo boca de pozo Observaciones: 			
Nota: expresar diámetros en pulgadas, presiones en Kg/cm ² , caudales en m ³ y lts/min y longitudes en metros.			
Personal interviniente en la prueba			
OPERADORA Firma y aclaración			
Por Contratista operadora: Firma y aclaración			
Subsecretaría Medio Ambiente Firma y aclaración			
Instrucciones: Indicar en observaciones si tiene presión o nivel de agua por directa , anular y surface csg, antes de la intervención. Probar con 20 Kg/cm ² . Mantener por 15 minutos la presión. Adjuntar gráfico al informe			


JOSÉ LUIS HUENUMÁN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería
e Hidrocarburos



DISPOSICIÓN SMeH N° 029 /12.-

POZOS INYECCION													
EMPRESA	AREA O YACIMIENTO	NOMBRE DE POZO	ESTADO DE POZO	PROFUNDIDAD PKR SUPERIOR	NIVEL INYECCION ACTUAL	PROFUNDIDAD CAÑERIA GUIA mbbp	ESTADO	MEDICION DE PRESION			CAUDAL DE INYECCION PROMEDIO	INTERVENCION SEMANAL	
								ENTRE COLUMNA	DIRECTA	FECHA LECTURA		TRABAJO	RESULTADO

POZO SUMIDERO													
EMPRESA	AREA O YACIMIENTO	NOMBRE DE POZO	ESTADO DE POZO	PROFUNDIDAD PKR SUPERIOR	NIVEL INYECCION ACTUAL	PROFUNDIDAD CAÑERIA GUIA mbbp	ESTADO	MEDICION DE PRESION			CAUDAL DE INYECCION PROMEDIO	INTERVENCION SEMANAL	
								ENTRE COLUMNA	DIRECTA	FECHA LECTURA		TRABAJO	RESULTADO

JOSÉ LUIS HUENUMAN
Director de Enlace Administrativo
Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos