

RIO GALLEGOS, de julio de 2007

VISTO:

La necesidad de implementar pautas de procedimiento tendientes a regular la actividad extractiva de hidrocarburos por el método de recuperación asistida, y ;

CONSIDERANDO:

Que en la explotación hidrocarburífera que se efectúa en el territorio provincial se utiliza como método para la extracción de petróleo crudo, la Recuperación Secundaria, existiendo específicamente en la Cuenca del Golfo San Jorge alrededor de 2000 pozos inyectores,

Que esta Autoridad de Aplicación viene desarrollando tareas de control y monitoreo de los pozos inyectores y en los proyectos de recuperación secundaria, incluyendo todas las instalaciones asociadas.

Que del mismo se ha detectado una serie de anomalías y deficiencias en las instalaciones de los pozos inyectores, tanto en la integridad de casing como por pérdidas en sus instalaciones.

Que muchos de los pozos existentes no presentan la protección adecuada de los acuíferos dulces existentes por medio de la cañería guía,

Que esta situación constituye un potencial riesgo de contaminación de los acuíferos de interés existentes, como por ejemplo en la Cuenca del Golfo San Jorge (Formación Patagonia).

Que ante el cuadro de situación existente se hace menester dictar la normativa que regule la actividad extractiva de hidrocarburo con este tipo de método de recuperación asistida a fin de neutralizar o en su caso minimizar la eventual afectación del medio ambiente

Que, habiendo tomado vista de los antecedentes, la Asesoría Letrada de este organismo emitió el dictamen correspondiente.

Que, el suscripto es competente para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el decreto provincial N° 974/98, normas concordantes y complementarias

POR ELLO:

EL SUBSECRETARIO DE MEDIO AMBIENTE

D I S P O N E

Artículo 1°: Establecer las normas y procedimientos técnicos a los que se ajustará la práctica de recuperación secundaria en la extracción de hidrocarburos en todo el territorio de la Provincia de Santa Cruz, cuyo detalle surge del Anexo I que se adjunta formando parte integrante de la presente disposición.

Artículo 2°: **NOTIFÍQUESE** del contenido de la presente al Ministerio de Economía y Obras Públicas, a sus efectos; entréguese copia al Tribunal de Cuentas; **dése** a conocer en el Boletín Oficial y cumplido, **ARCHIVASE**.

DISPOSICION N° -SMA/07

ANEXO I

1. OBJETIVO

Establecer la metodología de diseño y los procedimientos de control operativo para el servicio de pozos inyectores de agua, tanto en aquellos en actividad como en los inyectores inactivos, incluyéndose también los pozos sumideros o disposal.

2. ALCANCE

Las operaciones en todos los yacimientos hidrocarburíferos existentes en el territorio provincial.

3. RESPONSABILIDADES

Las operadoras con actividad en el territorio provincial deben implementar el presente procedimiento y cumplirlo acabadamente bajo control de la Subsecretaría de Medio Ambiente como Autoridad de Aplicación.

4. GENERALIDADES

4.1 CRITERIO DE DISEÑO

La instalación a implementar en todos los nuevos pozos inyectores será de acuerdo a los siguientes esquemas (VER: Fig.1: CONDICIÓN N; y Fig.2: CONDICIÓN NP). En todos estos casos se establecerá una barrera adicional sobre los horizontes acuíferos portadores de agua dulce (acuíferos de interés: aptos para consumo humano, abrevamiento de ganado y riego) de hasta 2000 ppm de sales disueltas totales o 3000 $\mu\text{S}/\text{cm}$ de conductividad eléctrica, mediante la instalación y cementación de la cañería guía con la longitud adecuada o mediante un punzado auxiliar y cementación a presión por debajo de la profundidad del horizonte acuífero, realizándose un perfilaje de cementación.

En todo nuevo pozo que se perfore, la cañería guía deberá extenderse por debajo de los acuíferos de interés, ofreciendo una eficaz aislación con cemento entre el casing y la formación desde el fondo de pozo hasta superar la base de cañería guía.

En todos los pozos que fueran convertidos por primera vez a inyectores, se deberá instalar un packer superior inmediatamente por encima de la zona de punzados a fines de posibilitar un adecuado monitoreo de la integridad de casing. El packer deberá ser instalado en un sector donde la cementación asegure la correcta aislación de las zonas bajo inyección, de las capas acuíferas a proteger..

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

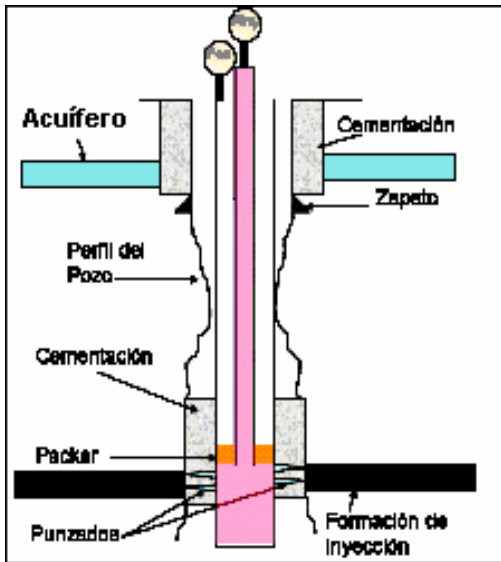


Fig.1: CONDICIÓN N

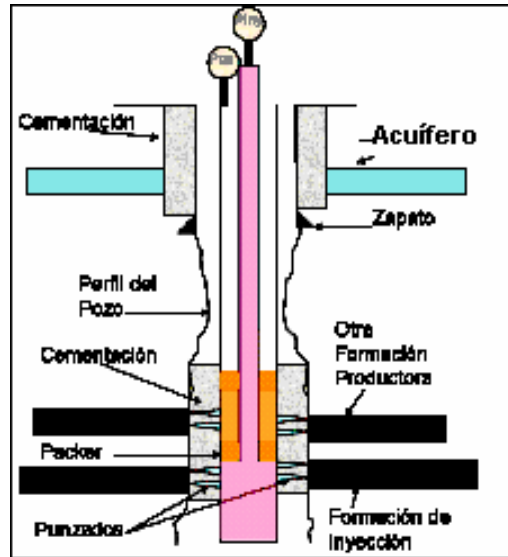


Fig.2: CONDICIÓN NP

Todos los pozos inyectores mantendrán sus válvulas de casing cerradas y con manómetro instalado permanentemente en tubing y casing para un monitoreo efectivo de sus presiones. Cuando las Condiciones de integridad lo requieran, se instalará un manómetro permanente en el surface casing y en todos los casos, una válvula.

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.

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

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

Los pozos inyectores existentes cuyos diseños no se ajusten a los estándares establecidos (Ver Anexo: Fig.7: CONDICIÓN A o Fig.10: CONDICIÓN F3), deberán ser acondicionados en oportunidad de ingresar un equipo de reparación para efectuar alguna operación necesaria. En el caso en que se requiera dada la

importancia del caso, podrá programarse una operación especialmente para solucionar el inconveniente producido.

4.2 CONTROL DE POZOS INYECTORES INACTIVOS

Todo pozo inyector que no se encuentre inyectando y no tenga un programa de intervención inminente, deberá estar físicamente desvinculado de su línea de inyección (válvulas, tapones). Todas las cañerías y/o accesorios que no estén conectados, deberán estar aislados con bridas ciegas o tapones.

Deberá monitorearse 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 área adyacente al pozo reportando cualquier anomalía (humedad, limpieza, accesibilidad, etc.).

En todo pozo inyector inactivo (independientemente del estado del proyecto de Recuperación Secundaria) será efectuado un control de niveles mediante Sonolog con frecuencia semestral. Si el nivel de fluidos se encuentra en una zona cercana a la profundidad de los acuíferos de interés, deberá intervenir dentro de los 90 días de la detección.

En caso de no contarse con Instalación Selectiva, y no poder realizarse en consecuencia medición de nivel, será medida la presión de boca de pozo.

Si el pozo pertenece a un proyecto en operación y se proyecta su reincorporación, se instalarán manómetros y monitorearán periódicamente las presiones de Casing y Tubing (frecuencia: semanal/quincenal).

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 y se monitoreará de acuerdo a los criterios utilizados en los pozos de ese rubro.

4.3 CONTROL DE POZOS INYECTORES ACTIVOS

4.3.1 Controles operativos

- Mediciones de caudal: Registro de paso diario Frente a desviaciones de este ensayo, seguir el siguiente procedimiento. VER: Fig.4: CONTROLES OPERATIVOS DE RUTINA.

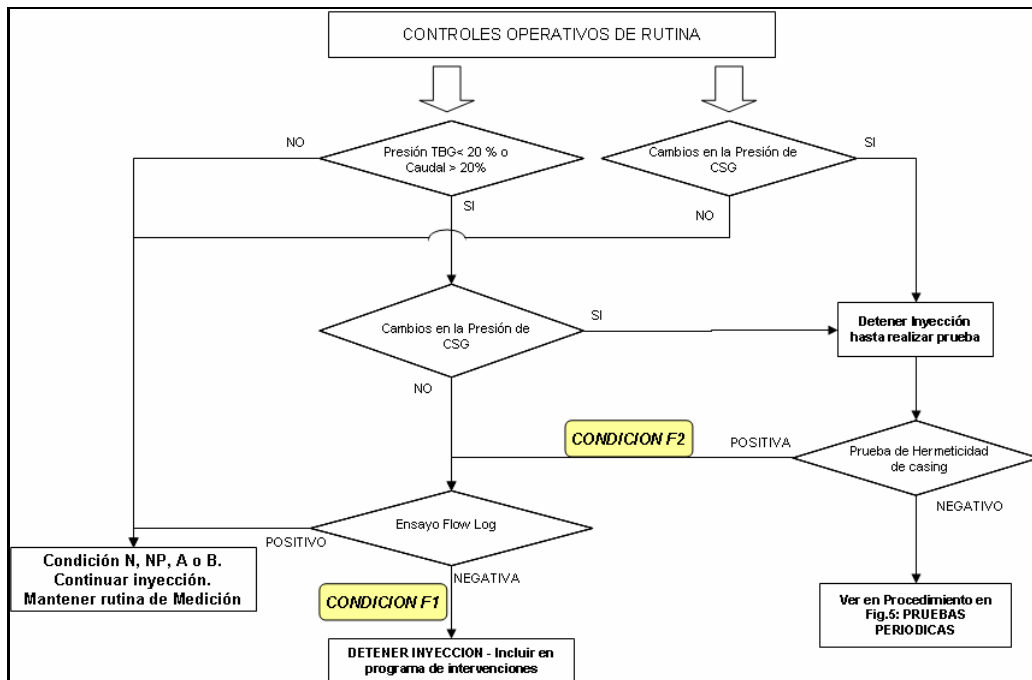


Fig.4: CONTROLES OPERATIVOS DE RUTINA

- Mediciones de presión de tubing y casing:
 - ✓ Pozos sin registro de presión: frecuencia semanal
 - ✓ 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:
 - ✓ Se deberá verificar periódicamente el correcto funcionamiento de válvulas y elementos de medición y/o monitoreo
 - ✓ Toda cañería y/o accesorio que no esté conectado, deberá estar aislado con brida ciega o tapón.
 - ✓ Se deberá monitorear periódicamente el estado de integridad de boca de pozo reportando potenciales estados de corrosión en válvulas y accesorios, pérdidas u otras anomalías detectadas.
 - ✓ Se deberá monitorear el estado de la locación y el área adyacente al pozo reportando cualquier anomalía (humedad, limpieza, accesibilidad, etc.).

4.3.2 Pruebas de la instalación

Se realizarán pruebas de hermeticidad de casing con frecuencia semestral en aquellos pozos con funcionamiento normal. En el Anexo 5.2 se detalla el procedimiento de la prueba de hermeticidad.

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

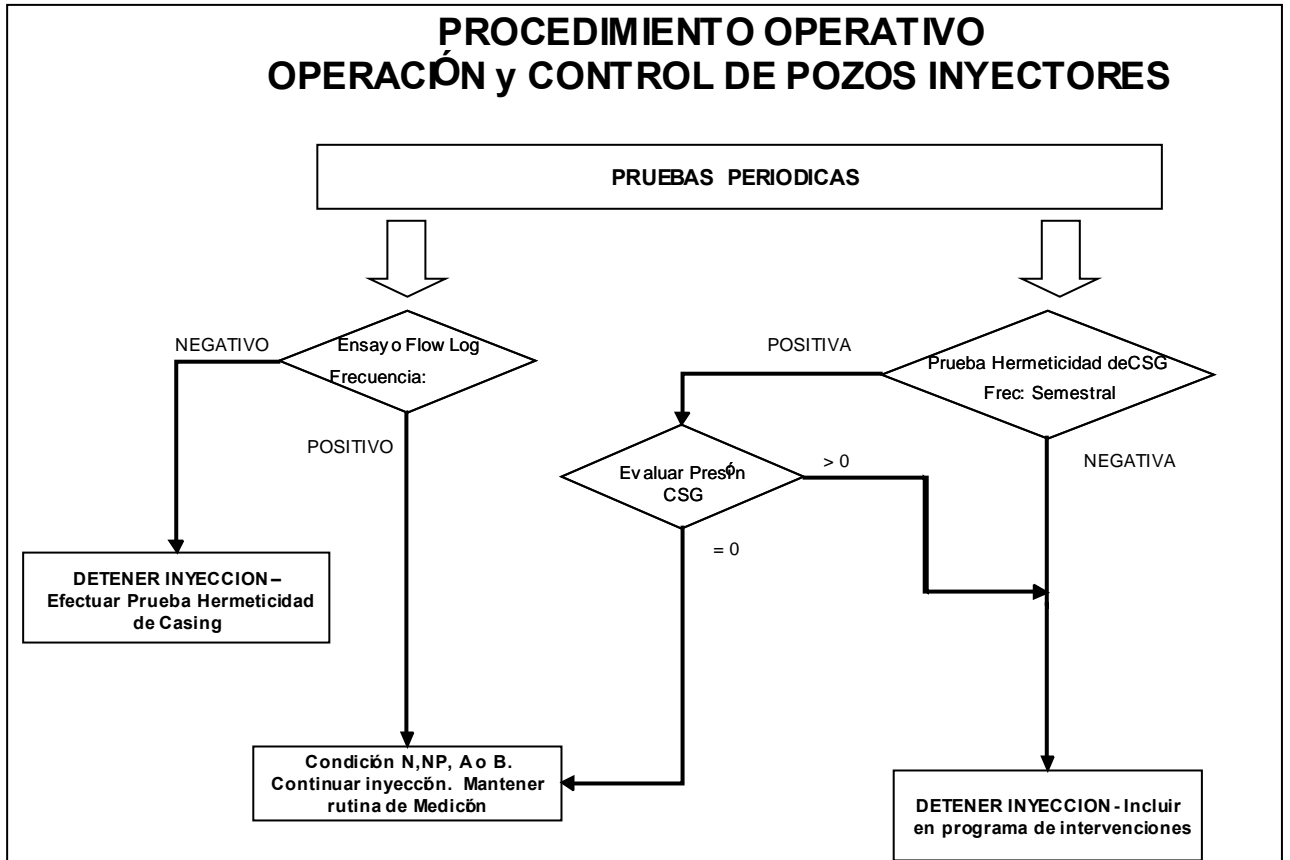


Fig.5: PRUEBAS PERIÓDICAS

4.3.3 Ensayos de Flow-log

El perfil de tránsito de fluido (Flow-Log) será utilizado a para determinar y confirmar la estanqueidad en la instalación de fondo de inyección. En la Fig.6: FLOW LOG se esquematiza el ensayo.

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

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

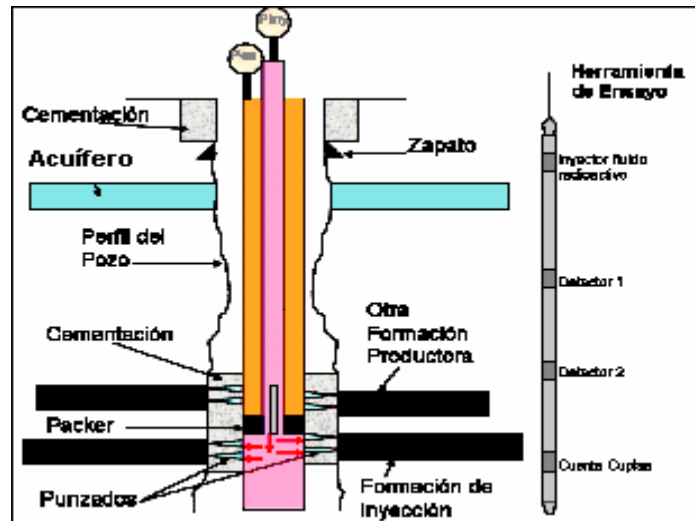


Fig.6: FLOW LOG

4.4 PROCEDIMIENTO DE REPARACIÓN DE GRANDES PÉRDIDAS DE CASING A TRAVÉS DE OTRAS TÉCNICAS.

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 creará el procedimiento pertinente que se adjuntará a la presente

4.5 REPORTE DE INCIDENTES AMBIENTALES O ANOMALIAS 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: presión en entrecolumna, roturas de casing, surgencia en boca de pozo o en superficie, resultados negativos en pruebas de hermeticidad, presión en sulfa casing, instalaciones en pesca, etc..

4.6 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/o hayan sido puestos 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 protocolos de las pruebas de hermeticidad que haya efectuado el equipo. También se deberá remitir perfil CCL, para corroborar profundidad de packer superior. 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 la/las roturas y las cementaciones tanto auxiliares como balanceadas, en estos últimos casos anexándose los perfiles correspondientes. Una vez recibido el reporte y la información, la Autoridad de Aplicación procederá a efectuar la prueba de hermeticidad para habilitar el pozo.

4.7 REPORTE SEMANAL DE ESTADO DE INYECTORES, SUMIDEROS Y ACTIVIDAD RELACIONADA

Las operadoras remitirán semanalmente con carácter de declaración jurada el estado de la totalidad de pozos inyectores y sumideros, con indicación de **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 Subsecretaria Medio Ambiente -CSMA-*, *espera equipo reparación -EER-*), mediciones de **presión** (presión entrecolumna, 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 cerrados** (motivo desafectación y fecha). Toda esta información deberá ser actualizada semanalmente. Ver figura N° 13.

5 ANEXOS

5.1 ANEXO I: CONDICIONES NO ESTANDAR O DE FALLAS Y PLAZOS PREVISTOS

5.1.1 Condición A

Pozo con Integridad de casing y con los acuíferos de interés no aislados (se encuentra por debajo de la 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: CONDICIÓN A.

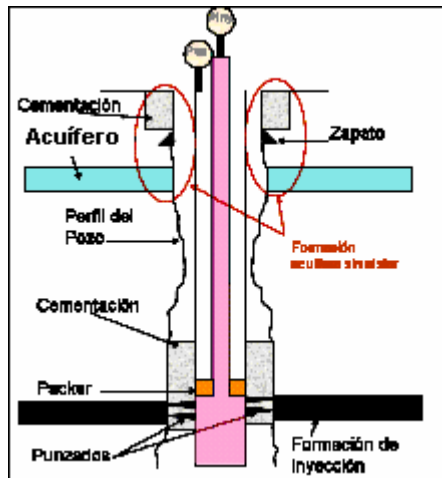


Fig.7a: CONDICIÓN A

5.1.2 Condición B

Pozo con Integridad de casing y 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, : cementar los punzados o bien subir el Packer por encima de dichos punzados. VER Fig.7b: CONDICIÓN B.

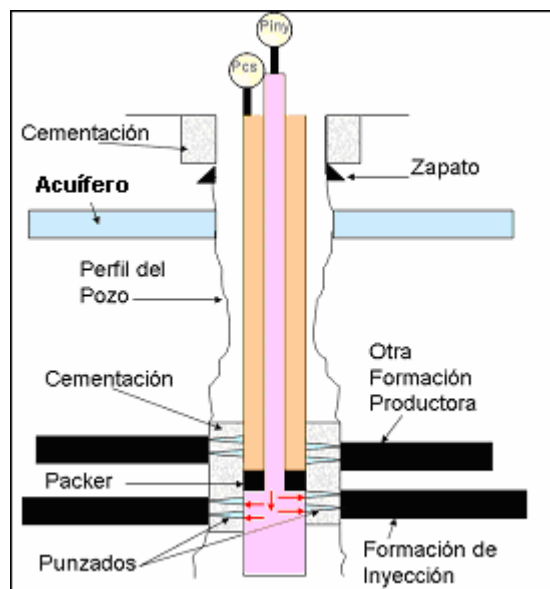


Fig.7b: CONDICIÓN B

5.1.3 Condición 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

cual se debe desactivar el pozo, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.8: CONDICIÓN F1.

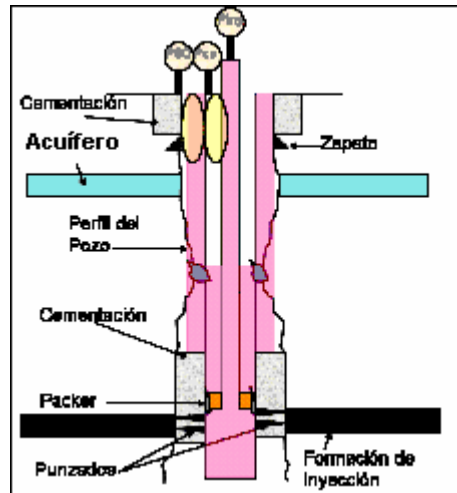


Fig.8: CONDICIÓN F1

5.1.4 Condición F2

Existen pérdidas en la instalación de fondo. En esta situación al no estar dañado el casing los acuíferos de interés están 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 expeditivamente para intentar solucionar la pérdida. Si no es posible, se debe desactivar el pozo hasta normalizar la condición, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.9: CONDICIÓN F2.

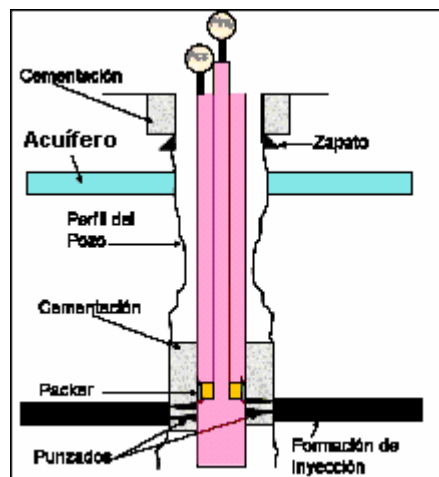


Fig.9: CONDICIÓN F2

5.1.5 Condición 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 de protección. Se debe

desactivar el pozo, e incluirlo en el programa de intervenciones. VER Fig.10: CONDICIÓN F3.

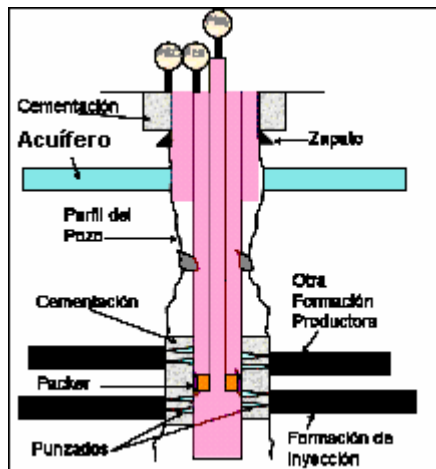


Fig.10: CONDICIÓN F3

5.2 ANEXO II: PROTOCOLO PARA LA PRUEBA DE HERMETICIDAD PARA POZOS INYECTORES

5.2.1 Protocolo de pruebas de hermeticidad para pozos inyectores

Se anexa la planilla del protocolo de pruebas de hermeticidad para pozos inyectores en las páginas 14 y 15

5.2.2 Procedimiento de prueba de hermeticidad para pozos inyectores

Al llegar al pozo se realizarán 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. Verificar 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 en las entre columnas se halle 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.
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 de burbujeo o disolución de las burbujas.

5. Con el pozo lleno, cerrar la otra válvula del lateral y presurizar con la motobomba hasta presión de 20 Kg/cm², manteniéndola durante 5 min.
6. Cerrar la válvula del árbol de control.
7. Observar la presión durante 5 min.
 - a. Si la presión se mantiene, prolongar control durante 15 minutos. De seguir manteniéndose la presión, 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 con presión de 20 Kg/cm² 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

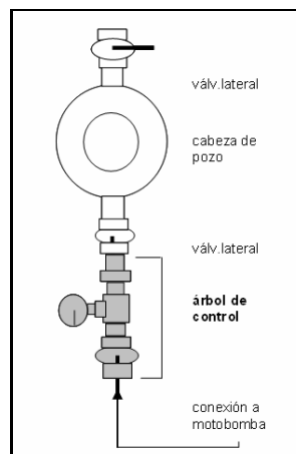


Fig.11: Ubicación equipo de prueba

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



SUBSECRETARIA DE MEDIO AMBIENTE

Protocolo Prueba de Hermeticidad Pozo Inyector

Equipo:	Compañía Operadora:	Fecha: / /
Pozo:	Yacimiento:	Area:
		Bloque:

	Datos de la instalación: Inyector <input type="checkbox"/> Sumidero <input type="checkbox"/>
	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/cm², **caudales** en m³ y lts/min y **longitudes** en metros.

Personal interviniente en la prueba

OPERADORA
Firma y aclaración

Por Contratista operadora:
Firma y aclaración

Subsecretaria 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/cm². Mantener por 15 minutos la presión. Adjuntar gráfico al informe

Figura 12

En la Fig. 13 se presenta modelo de Reporte semanal de estado de inyectores, sumideros y actividad semanal

YACIMIENTO	PROYECTO	POZO	Prof/Pkr Superior	Prof. Cartera Guía [m/bbp]	ESTADO	Medición de Presión			Caudal de Inyección Promedio m ³ /d	Meta Asociada	Intervenciones semana		Para pozos cerrados	
						Entre columna	Directa	Fecha Lectura			Trabajo	Resultado	Motivo Desactivación	Fecha

Figura 13

En la Fig. 13 se presenta modelo de Reporte semanal de estado de inyectores, sumideros y actividad semanal