



**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

PR IAPG – SS – 12 – 2014 – 00

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

NOTAS ESPECIALES:

Estas Prácticas Recomendadas carecen de todo contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.

No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que sólo integran un conjunto de consejos o sugerencias para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.

La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y /o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.

El IAPG no asume, con la emisión de estas PR, la responsabilidad propia de las Compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Asimismo el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.

Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de las PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente adopten esta PR o la utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad.

La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva, celebrada en Sede Central

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

1 PROPOSITO

El Instituto Argentino de Petróleo y Gas -Seccional Sur-, a través de su Comisión Técnica, elaboró la presente Práctica Recomendada, como un método más, para realizar la disposición final de residuos sólidos y líquidos generados en la actividad petrolera, en pozos especialmente preparados y aprobados por la autoridad competente.

2 ALCANCE

Esta práctica alcanza la inyección de recortes de pozo (cuttings), residuos sólidos impregnados con hidrocarburos (slop oil) y fondos de tanque; en pozos de disposición final ubicados en la Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ).

3 DEFINICIONES

Slurry o Lechada: barro muy líquido compuesto por una mezcla de sólidos finos con agua.

Cuttings: Recortes que realiza el trépano al perforar un pozo.

Fractura Hidráulica: Consiste en inducir la fracturación de la formación mediante el bombeo de un fluido base agua “slurry” a presión, que penetra en la formación provocando su ruptura.

Permeabilidad: Medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en presencia de uno o varios fluidos.

Porosidad: Parte del volumen total de roca compuesta por poros.

SRT (Step Rate Test): Método utilizado para medir exactamente la presión de fractura de una formación mediante la inyección de agua en una serie de incrementos de caudal estabilizando la presión en cada caudal.

Falloff Test: Medición y análisis de la evolución de la presión en un pozo inyector después que se cierra el pozo.

Distanciamiento: Distancia típica de explotación entre pozos productores e inyectores para un determinado yacimiento. Para la Cuenca del Golfo San Jorge el distanciamiento típico es entre 150 y 300 m.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Fondo de Tanques: Residuos encontrados en el fondo de los tanques de almacenaje o procesos de plantas o baterías, luego del vaciado para su limpieza.

Slop Oil: Emulsión estable de petróleo, agua y sólidos muy finos.

CBL: Cement Bond Log, registro que se efectúa a pozo entubado para medir la adherencia del cemento a la cañería.

VDL: Variable Density Log, registro que se efectúa a pozo entubado para medir la adherencia del cemento a la formación

Ingresión: Proceso que implica el ingreso del mar sobre zonas continentales, lo cual provoca la modificación de la línea de costa. Las intrusiones marinas pueden ser de variada magnitud pudiendo alcanzar cientos de kilómetros costa adentro.

Depositación: Proceso que hace referencia a la acumulación de sedimentos producto de la pérdida de energía de un agente de transporte, en este caso el agua.

Psamítico: Rocas sedimentarias clásticas compuestas mayoritariamente por fragmentos de entre 0,062 mm a 2 mm.

Clástico: Depósito o roca formada por fragmentos de rocas preexistentes.

Pelitas: Rocas sedimentarias clásticas compuestas mayoritariamente por fragmentos menores a 0,062 mm

Casing: Cañería de aislación.

Tubing: Cañería de conducción.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

4 CONCEPTOS GENERALES

La solución ambiental adecuada para la disposición de los residuos sólidos con contenido de hidrocarburos generados durante los procesos de perforación, extracción, producción y procesamiento de petróleo, se encuentra dentro de las prioridades fundamentales de la industria petrolera así como la minimización de su generación.

Las técnicas de tratamiento de estos residuos consisten en la aplicación de procesos químicos, biológicos o físicos a fin de cambiar su estado en forma permanente y algunas de ellas tienen asociados consumos importantes de recursos naturales.

Una de las técnicas probada a nivel internacional para disposición de los recortes de perforación y sólidos impregnados con hidrocarburos es su reinyección en pozos sumideros. Esta técnica es utilizada a nivel mundial y es uno de los procesos para disponer residuos con estas características. Consiste básicamente en realizar con el residuo, una solución salmuera con las propiedades reológicas necesarias e inyectarla al reservorio que lo contuvo o en formaciones que sean similares y adecuadas, mediante bombas. Estas formaciones deben asegurar la contención de los residuos sin riesgos.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

5 DESARROLLO

La inyección de los residuos de la actividad de exploración y producción petrolera se ha expandido significativamente en los años recientes. Por ejemplo grandes operaciones se están realizando en varias regiones de mundo como ser en Canadá, Alaska, California, Luisiana, Centroamérica, entre otros.

La inyección se realiza en reservorios de relativamente alta permeabilidad en condición de fractura hidráulica. Este proceso requiere información del reservorio, análisis, verificación práctica y monitoreo continuo.

5.1 Equipamiento para Inyección

El objetivo de los equipos utilizados es convertir los residuos en una mezcla líquida pero viscosa, (lechada), la cual es bombeada o inyectada a una zona permeable adecuada del subsuelo.

El equipamiento puede constar de los siguientes elementos (Figura 1):

Unidad mezcladora: Esta unidad tritura desechos mediante la continua circulación de los mismos, quebrándolos hasta obtener una mezcla viscosa, (lechada).

Zarandas: Clasifican las partículas descartando los sólidos de un tamaño inadecuado para su inyección.

Agitadores mecánicos para mantenimiento en suspensión de los sólidos evitando su decantación.

Preparación de bentonita en tanques de hidratación.

Líneas de flujo para utilizar las bombas en diferentes funciones.

Es importante destacar que la hidratación de los residuos para obtener la lechada se puede realizar con agua salada de formación de modo de evitar el consumo de agua dulce.

5.2 Preparación de la Lechada

Una vez triturados los sólidos, la lechada sigue su flujo hacia la zaranda; el fluido que pasa a través de las mallas contiene sólidos de un tamaño promedio de 300 micrones y fluye hacia un segundo tanque con agitación donde se adecuan los parámetros requeridos para la lechada de inyección. Si la viscosidad no se alcanza es necesario agregar un agente viscosificante que puede ser bentonita, un polímero u otro.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Este fluido se almacena en un tanque donde es succionado por una bomba que lo inyecta en el pozo seleccionado para su disposición final.

5.3 Esquema de preparación de lechada.

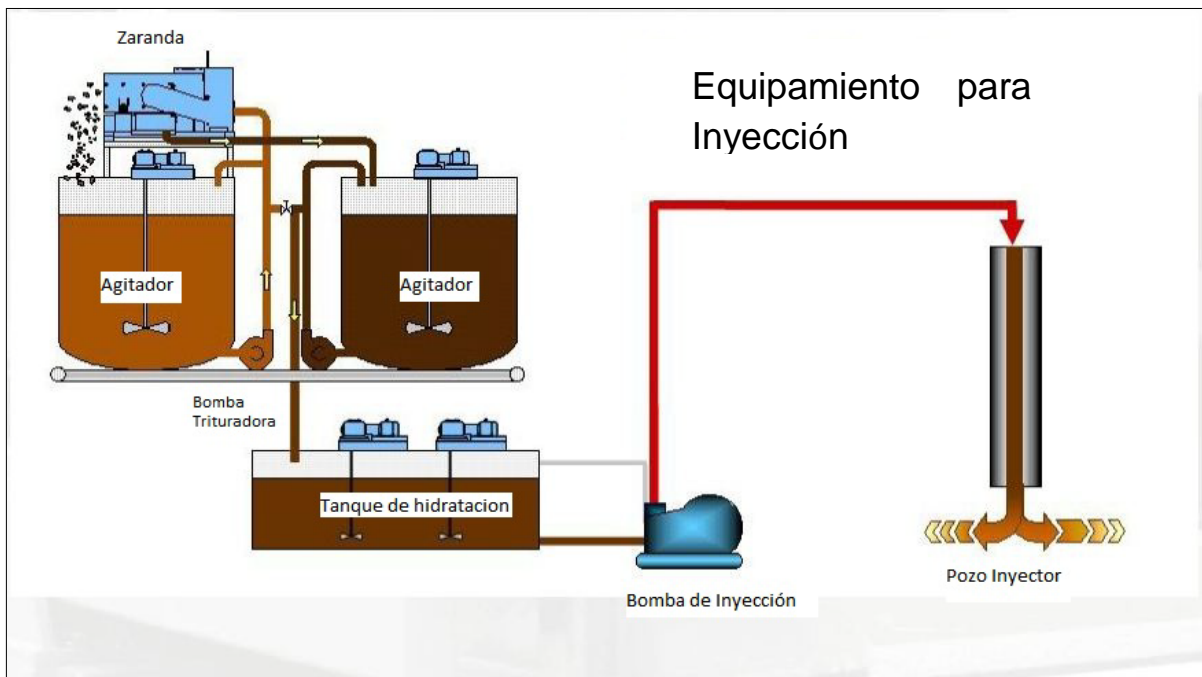


Figura 1: Esquema de preparación de lechada

Los valores típicos de los parámetros de preparación de lechada para la CGSJ son:

Viscosidad: entre 70 y 100 sec/qt,

Peso: entre 10 y 14 ppg,

Contenido de sólidos: entre un 20 y un 35 %

Pudiendo variar en función de las características del reservorio receptor.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

5.4 Condiciones de diseño

El requerimiento más importante de esta técnica es la contención que pueda brindar el pozo y para ello es necesario hacer una adecuada selección del pozo inyector. Contención significa que el residuo quedará permanentemente encerrado entre capas geológicas impermeables, tal como los reservorios de hidrocarburos, que impiden la contaminación de las aguas.

El primer requisito es seleccionar un intervalo de inyección apropiado para recibir y contener el volumen de residuos disponible. Además de contar con alta permeabilidad y espesor adecuado, es fundamental que este reservorio esté contenido entre niveles impermeables, (arcillas), que actúan como barreras impidiendo el crecimiento vertical de las fracturas.

El proceso de inyección debe ser monitoreado a través de las presiones de cierre y periódicos Step Rate Test. Debe tenerse especial cuidado para asegurar las adecuadas condiciones de hermeticidad e integridad de pozos ubicados en un entorno de un distanciamiento.

5.5 Manejo Operativo

Una vez que el diseño está realizado, conociendo la formación donde se va a inyectar, el pozo, su integridad, y el equipo necesario para preparar e inyectar la lechada, se requiere ajustar el manejo operativo. La clave de la operación es el apropiado monitoreo y análisis de los datos de inyección en forma permanente.

Este monitoreo incluirá:

Registros de las propiedades de la inyección (densidad, concentración, viscosidad).

Registros de la presión de boca de pozo durante la inyección y durante el periodo de parada de inyección “shut in periods” hasta su disipación, (Momento en que el reservorio vuelve a su condición de presión inicial).

Análisis de la respuesta del comportamiento de la fractura durante la inyección y “fall-off”.

“Step Rate Test” de fractura periódica en el pozo inyector.

Monitoreo de presión en pozos vecinos.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

5.6 Fracturas Hidráulicas

Debido a que los diferentes tipos de rocas se acumularon en diferentes tiempos geológicos, la columna sedimentaria se caracteriza por contener distintas capas con propiedades diferentes entre las capas superiores e inferiores. El contraste de granos ultrafinos de la arcilla con los relativamente grandes de la arena, depositados por corrientes fluviales o marinas, produce una barrera de arcilla para el movimiento de fluidos. Las litologías diferentes en permeabilidad y porosidad son muy importantes para el almacenamiento y entrapamiento de hidrocarburos y también importantes para la fractura hidráulica.

La inyección de sólidos y la fractura hidráulica están íntimamente conectadas, para inyectar sólidos en capas profundas se deben crear fracturas. En el caso de inyección de sólidos el volumen a inyectar en un pozo receptor se realiza en múltiples operaciones durante el curso de varios meses o años.

Para producir una fractura en la formación se utiliza presión hidráulica. Cuando se bombea en una zona permeable un fluido a baja presión, el mismo se introduce en los espacios porosos. A mayor caudal se incrementa la presión. Cuando la presión es suficiente para romper la formación, se inicia la fractura en el punto más débil de la roca. Cuanto más fluido es bombeado la fractura crece en altura, longitud y ancho. Cuando la inyección es parada la fractura deja de crecer, se disipa la presión, y la fractura se cierra por efecto de la compresión que ejerce la roca.

El parámetro más importante para el crecimiento, control y diagnóstico de las fracturas es la presión en el pozo a la profundidad donde se inició la misma. La fractura crece en dos direcciones, con ángulos de 180° entre ambas.

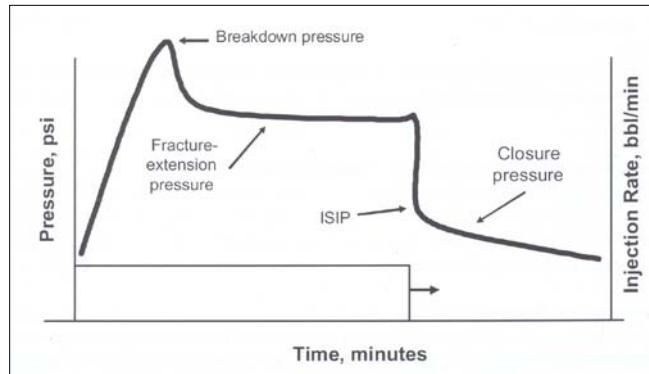
Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

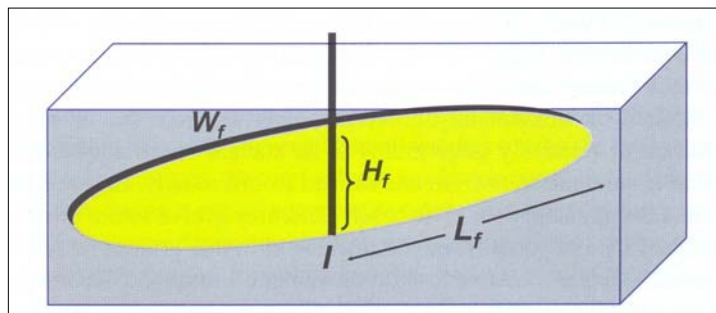
Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Curva tipo de una Fractura Hidráulica:



Geometría clásica de una fractura plana de dos alas:



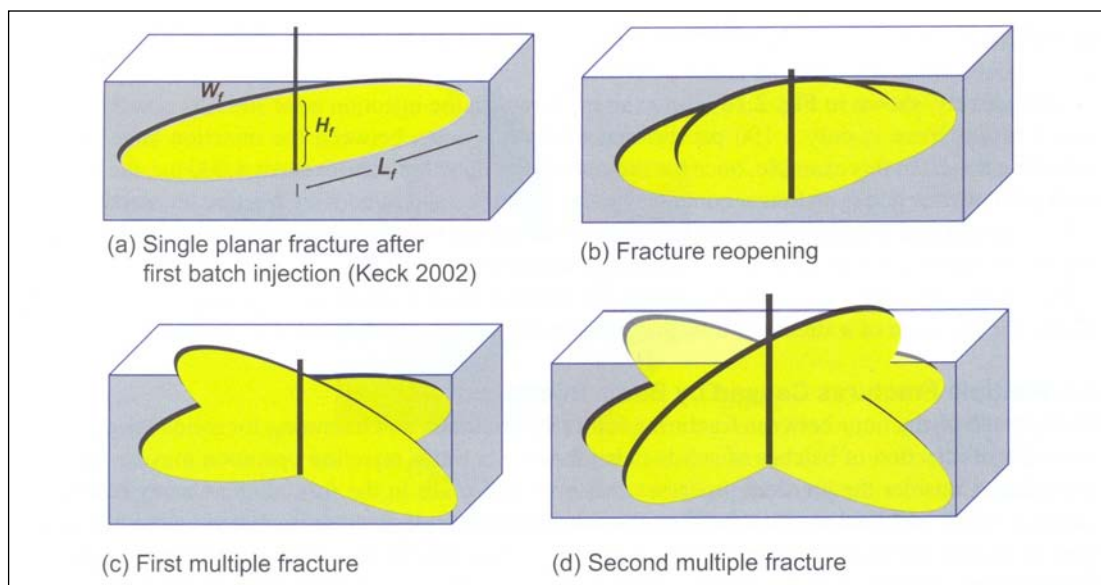
Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

La altura de la fractura es principalmente limitada por la diferencia en la presión de fractura entre las rocas de las formaciones ubicadas arriba y debajo de la zona de inyección. Es decir la fractura se mantendrá contenida dentro de la zona de inyección siempre que no se sobrepase la presión de fractura de las formaciones ubicadas arriba y abajo de esa zona. La inyección de sólidos en forma periódica en el pozo inyector puede hacer que las fracturas previas se reabran o se produzcan nuevos planos de fracturas.



- a)- Fractura plana simple después de un evento de inyección
- b)- Fractura reabierto por otro evento de inyección
- c)- Primera fractura múltiple
- d)- Segunda fractura múltiple

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

5.7 Consideraciones ambientales para la inyección

Para que la operación de eliminación de los residuos sea aplicada de manera correcta es necesario que se cumplan las siguientes consideraciones ambientales:

No podrá considerarse como formación receptora de los residuos a aquella que constituya fuente actual o potencial de provisión de agua para consumo humano, agrícola, ganadero o industrial.

Se debe demostrar mediante pozos existentes para monitoreo, que no habrá migración del material inyectado de la zona receptora hacia otras zonas que puedan ser de interés, (ej. Acuíferos, formaciones no explotadas o con potencial comercial, etc.

Por lo tanto es necesario que exista un buen diseño de la cañería de aislación, cabeza de pozo y programa de cementación para operar con las presiones requeridas para inyectar la lechada de sólidos en la formación apropiada. Una vez hecho esto será de igual manera indispensable que se tenga un adecuado sistema de manejo de información de las cantidades, tiempos y etapas del proceso para que sea totalmente trazable la operación y se pueda cumplir con toda la documentación que se guardará de respaldo por el tipo de residuo que interviene.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

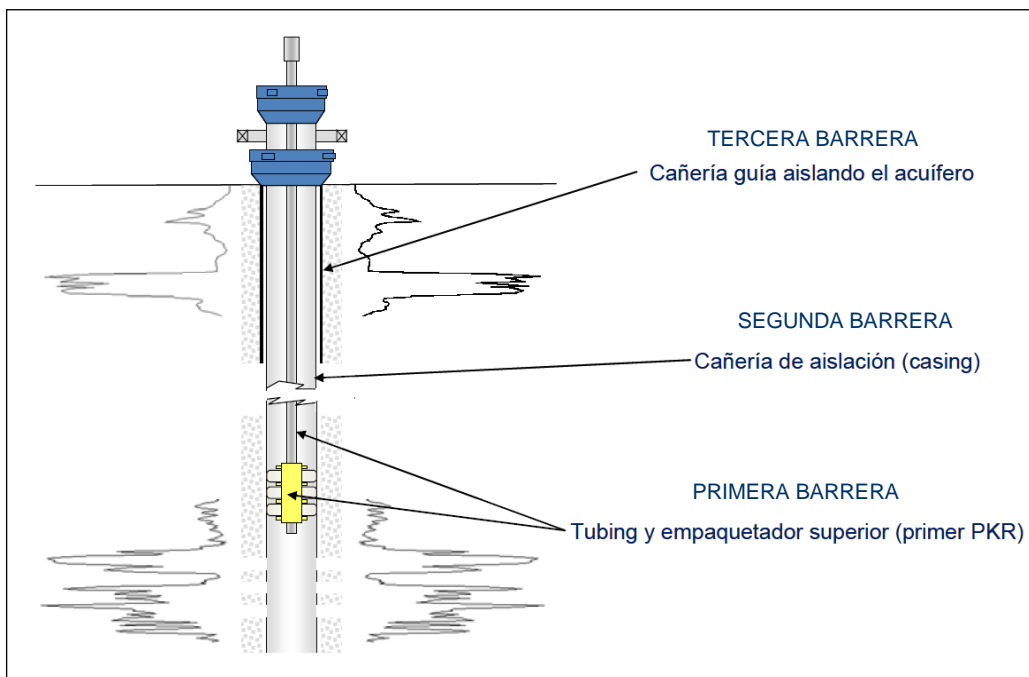
Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

6 INTEGRIDAD DEL RECEPTOR DE SÓLIDOS

El pozo receptor deberá contar con sus “tres barreras” íntegras y con documentación técnica certificando dicha integridad, según PR IAPG SS-02-2010-00



PRIMERA BARRERA: Cañería de conducción o Tubing, y empaquetador superior o Packer.

SEGUNDA BARRERA: Cañería de aislación o Casing.

TERCERA BARRERA: Cañería guía aislando el acuífero.

6.1 Monitoreo y verificación de integridad de la tercera barrera

Se deberá disponer de la información de la profundidad de la cañería guía, información de la cementación de la misma y profundidad de la base de los acuíferos de agua dulce a proteger. La cañería guía debe ser asentada y cementada desde la superficie hasta una profundidad mínima de 25 metros debajo de la zona de acuíferos de interés.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

6.2 Monitoreo y verificación de integridad de la segunda barrera

Se deberá disponer de los perfiles de cemento para verificar la calidad de la cementación primaria, fundamentalmente en una altura de al menos 50 metros por encima de la zona a inyectar. El perfil de cementación deberá mostrar en el registro CBL (Cement Bond Log) un valor menor a 1,5 unidades y en el VDL (Variable Density Log) un valor atenuado de al menos 300 micro segundos, (Tres divisiones).

Previo a la inyección del residuo en la capa seleccionada se deberán realizar las siguientes verificaciones:

Correr un perfil de corrosión y efectuar una prueba hidráulica por encima de la profundidad de la capa monitora, (ver 7.5); será aceptable hasta una pérdida de espesor de un 50% del nominal y un valor de presión de un 30% calculado con la tensión admisible de la cañería y el espesor residual.

Con un sensor de presión ó registro acústico, según sea el caso, se verificará y se registrará la presión entre columna casing/tubing durante todo el proceso de inyección de sólidos.

Si el pozo esta en uso se correrá un perfil de corrosión cada cinco años, interpretados en todos los caños que componen la sarta, para determinar la corrosión o erosión interna y externa de la cañería.

6.3 Monitoreo y verificación de integridad de la primera barrera

El pozo receptor debe contar con un registro (trazador) que certifique la integridad de la primera barrera. La verificación y certificación se realizará cada 6 meses de operación mediante trazador como indica la PR IAPG SS-02-2010-00 y deberá ser realizada inyectando sólo agua y por una empresa de servicios con personal capacitado, entregando un informe oficial que certifique el resultado de la prueba.

De acuerdo al resultado del trazador, al constatarse una falla en el tubing o en el empaquetador superior, se deberá intervenir el pozo para restituir la integridad de la tercera barrera.

La presión y el caudal de inyección de sólidos deberán ser medidos y quedar registrados en una base de datos auditable.

6.4 Abandono definitivo del pozo Receptor

De acuerdo a la legislación vigente se cementará a presión la zona de inyección, se colocará un tapón permanente sobre los punzados y sobre el mismo se colocarán 50 metros de cemento.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

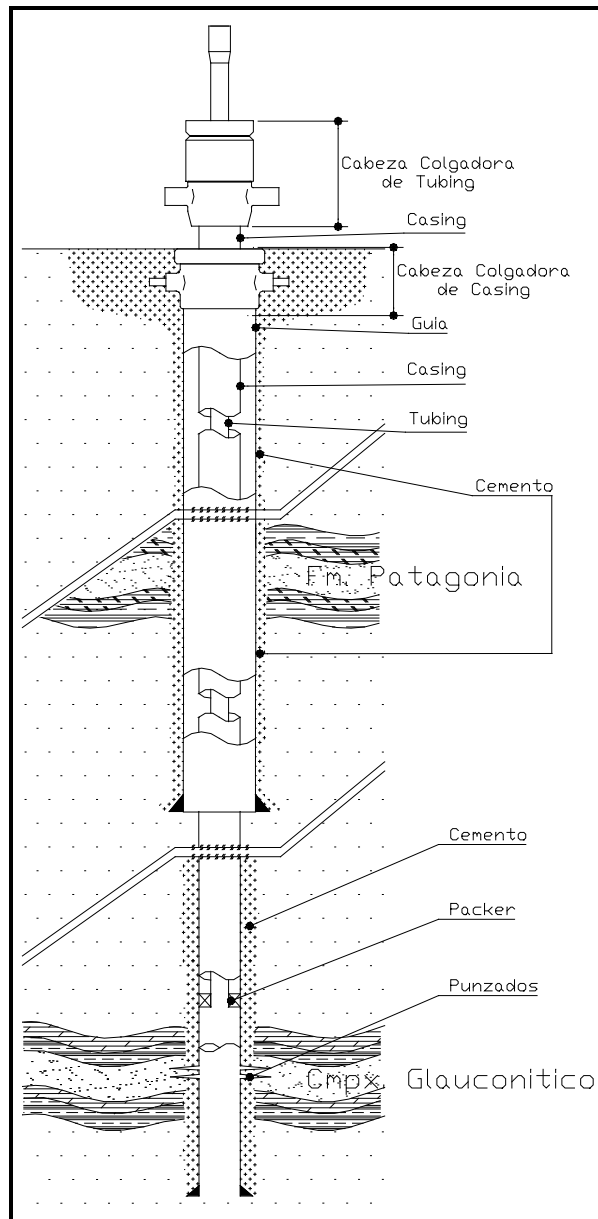
Número: 12

Fecha: 11-12-2014

Revisión: 00

6.5 Pozo Receptor de Residuos:

Esquema típico para CGSJ Chubut.



Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

7 ZONA A INYECTAR

7.1 Consideraciones Geológicas para la CGSJ Chubut

Las propiedades y características que debe cumplir un reservorio para ser considerado como posible receptor de residuos sólidos son:

Un espesor promedio no inferior a 3 metros y continuidad lateral documentada de al menos 400m.

Pobremente consolidada, relativamente horizontal y sin presencia cercana de fallas, con al menos dos capas que actúen como sellos por encima de la misma.

Porosidad preferentemente mayor a 20%, permeabilidad mayor a 0,2 Darcy.

Que haya sido un reservorio de hidrocarburos, agua salada de formación o gas.

Estas características indican alta capacidad de almacenamiento y previenen alto incremento de la presión de formación.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

7.2 Posibles Reservorios Receptores en la C.G.S.J.

En la columna estratigráfica de la cuenca, presentada en la figura 01, existen varias formaciones que, localmente, cumplen con los requisitos descriptos en el ítem 7.1.

En el sector Este de la cuenca dentro de la provincia de Chubut, el miembro Glauconítico de la Formación Salamanca constituye uno de los reservorios con mejores condiciones para realizar inyección de sólidos. En el sector Oeste, en cambio, la Formación Salamanca no cumple con alguno de los requisitos, ya que sus propiedades petrofísicas desmejoran y a su vez, en algunos sectores se encuentra aflorando. Sin embargo, existen reservorios dentro de las formaciones El Trébol y Comodoro Rivadavia que cumplen con estos requerimientos.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Golfo San Jorge. Tomado de Sylwan et. al., 2011.

TIEMPO (Ma)	ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	UNIDADES			MEGA-SECUENCIA	EVENTO	MEDIO AMBIENTE DEPOSITACIONAL Litología generalizada	Máx. Espesor (m)	HC				
					SUR	NORTE	OESTE						S.P.R.M.			
1,6 - 5,3	CENOZOICO	Terciario	PLEISTOCENO		Rodados Patagónicos Fm. Tehuelche Shingle			C	IV	FLUVIO - GLACIAL Conglomerados, rodados polimícticos.	40					
23,7			PLIOCENO		Fm. Santa Cruz					TERCIARIO	III	MARGEN PASIVO	FLUVIO - DELTAICO Arenas y pelitas. Basaltos.	200		
36,6			MIOCENO		Fm. Patagonia								MARINO SOMERO Arenas y pelitas, abundancia de fósiles.	280		
57,8			OLIGOCENO		Fm. Sarriento								FLUVIO - LACUSTRE Tobas, arenas, conglomerados, pelitas. Fósiles de mamíferos, Basaltos.	120		
66,4			EOCENO		Fm. Río Chico								FLUVIO - DELTAICO	250		
74,5	PALEOCENO		Fm. Salamanca Mb. Glauconítico			MARINO SOMERO - DELTAICO - FLUVIAL Arenas y conglomerados. Arenas transgresivas glauc.	200									
84	MESOZOICO	CRETÁCICO	SUPERIOR	MAASTRICHTIANO		Fm. Laguna Palacios		CHUBUTIANO	II	SAG TARDÍO	DELTAICO Secuencia granocrescente y estratocrónica de sucesión progradante de arenas y pelitas.					
87,5				CAMPANIANO	Meseta	Yac.						FLUVIAL - LACUSTRE Delgadas arenas intercaladas con potentes pelitas oscuras, menor participación tobáceas.				
91				SANTONIANO	Espinosa	El Trébol						ALUVIAL - FLUVIAL - LACUSTRE Secuencia de pelitas y arenas intercaladas con menor participación volcánoclasticas. Arenas depositadas en abanicos aluviales y sistemas fluviales tipo anastomosados y de meandro, que progresan hacia la cuenca lacustre.	4000+			
97,5				CONIACIANO		Bajo						FLUVIAL - LACUSTRE Pelitas predominantemente tobáceas intercaladas con arenas proximal del Flanco Norte.				
113				TURONIANO	Cañadón Seco	Comodoro Rivadavia						FLUVIAL - LACUSTRE Dark grey tuffaceous shales and sandstones that become predominant towards the basin margin. Collic. lineations are common towards the top of the section.	1500+			
124			INFERIOR	NEOCOMIANO	ALBIANO		Fm. Mina del Carmen				I	RIFT TARDÍO	LACUSTRE - FLUVIAL Predominantemente pelitas negras intercaladas con arenas finas, más prominentes hacia los margenes.	560		
129					APTIANO		Fm. Pozo D-129						LACUSTRE (Cuenca hembra)	1700+		
131					BARREMIANO		Mb. Los Alzazares						FLUVIAL - LACUSTRE Pelitas negras & fangosas intercaladas con delgados bancos de arena fina			
138					HAUTERIVIANO		Fm. Pozo Cerro Guadalupe									
144					VALANGINIANO		Fm. Pozo Anticinal Aguada Bandera									
163	JURASICO	MALM	KIMMERIDGIANO		Complejo Volcánico		O	RIFT TEMPRANO	VOLCANCLÁSTICOS Traquitas porfíricas y cuarcosas intercaladas con areniscas volcánicas, conglomerados y brechas.	1300+						
187			OXFORDIANO		Gr. Bahía Laura											
208			CALLOVIANO		Gr. Lonco Trapal											
245	PZ	PÉRMICO	LIAS		Liásico			LIAS	PRE RIFT	MARINO SOMERO Pelitas negras y tobas intercaladas con delgados bancos de arena en posiciones marginales.	700+					
		PERMIANO			Basamento Igneo-metamórfico					CONTINENTAL. Piroclásticas, vulcanitas.	?					
		CARBONIFERO			Gr. Río Genoa					GRANITOS Y ROCAS METAMÓRFICAS						

A° Miembro Glauconítico Fm. Salamanca

En el Flanco Norte se lo encuentra a una profundidad que varía entre los 450 y los 800 mbbp dependiendo de la cota y de la posición E-W en dicho flanco. Los depósitos suprayacentes constituidos por secuencias pelíticas y tobáceas constituyen un sello impermeable de magnitud importante para lograr contener los fluidos y sólidos que se inyectarían en el Galuconítico evitando así fugas hacia niveles superiores.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

El Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca representa la primera ingresión marina proveniente del Atlántico y su depositación se produjo en el Paleoceno (60 Ma). Conformado principalmente por areniscas glauconíticas que representan depósitos de barras costeras en un ambiente marino proximal durante un evento transgresivo (Figari et al, 1999). De amplia distribución regional y con un espesor que oscila entre 10 y 50 m dependiendo de la ubicación en la cuenca.

Microscópicamente las areniscas glauconíticas están constituidas por glauconita, cuarzo y en forma subordinada plagioclasa. La porosidad típica de estos reservorios es del orden del 30%.

El miembro Glauconítico se deposita sobre depósitos de la formación Yacimiento El Trébol, conformándose un contacto erosivo. Con el avance de la ingresión marina se depositan sobre las areniscas unos 100 m de arcilitas “Miembro Fragmentosa” con escasos niveles psamíticos. Coronando el ciclo y producto de la regresión marina se deposita otro cuerpo arenoso de buena distribución areal en la cuenca y que funciona como reservorio de gas en varios yacimientos “Banco Verde”.

Suprayacen a la Fm. Salamanca, los depósitos continentales de la Fm. Río Chico (aprox. 250 m); las tobas de la Fm. Sarmiento (aprox. 100 m) y los depósitos de la Fm. Patagonia que representan el registro de la segunda ingresión marina desde el Atlántico.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

B°) Formaciones El Trébol y Comodoro Rivadavia

CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS

La columna estratigráfica que caracteriza esta zona está representada según se muestra en la columna generalizada (Fig. 2). Los reservorios de hidrocarburos en el área se encuentran en el denominado Grupo Chubut, de edad Cretácica Medio Superior.

En la zona de estudio se encuentra desarrollada toda la secuencia estratigráfica de la cuenca.

La Formación El Trébol (complejo II) y la Formación Comodoro Rivadavia (complejo III) se describen a continuación.

Formación El Trébol

Esta unidad está caracterizada por dos ciclos. La parte superior de esta unidad es conocida como complejo I, que litológicamente está constituida por areniscas finas a gruesas, y la parte intermedia está constituida por arcilitas y limoarcilitas, constituyéndose así como un sello regional. El intervalo arenoso inferior es también conocido como complejo II, y está constituido principalmente por areniscas con buenas propiedades petrofísicas.

Los depósitos son interpretados como canales fluviales anastomosados y meandriformes de moderada a baja energía, situándose la zona de aporte hacia el NNO.

El intervalo inferior es de mucha importancia ya que en el yacimiento El Trébol tiene valores de producción importantes.

Formación Comodoro Rivadavia

En la zona esta unidad es conocida como complejo III. Litológicamente está constituida por areniscas con intercalaciones de arcilitas y limoarcilitas, aumentando hacia la parte basal de esta unidad la cantidad de material piroclástico (tobas arenosas y limoarcilitas tobáceas). La textura puede ser masiva, relleno poral, cutánea, en un porcentaje variable entre el 1% y 15 %. Los cementos más comunes en estas rocas son el cuarzo, como crecimiento secundario y microcristalino, y el feldespato. La marcada conectividad vertical y lateral responden fundamentalmente a que las unidades de reservorio se encuentran amalgamadas, desarrollándose lateralmente con anchos que superan los 100 metros (Taboada et al., 2001).

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

7.3 Selección de la Zona

A fin de establecer una cota segura de inyección para las diferentes zonas en operación de una cuenca debe considerarse:

Existencia de niveles permeables capaces de absorber el líquido.

Coronas tomadas en el Glauconítico indican interesantes valores de permeabilidad; si a esto se agrega que estos niveles son portadores de petróleo en algunas zonas, se concluye en que no habrá afectación de los niveles superiores.

Tales niveles deben estar separados de la Formaciones acuíferas de interés por sellos efectivos.

Por encima del Banco Verde, y hasta la base de la Formación Patagonia, se desarrollan las Formaciones Río Chico y Sarmiento, constituidas principalmente por rocas pelíticas que aportan el sello que ha contenido la migración de los hidrocarburos hacia niveles por encima de Salamanca. El espesor de esta zona de sello es de alrededor de 300 metros.

En la eventualidad de que las presiones de inyección sean elevadas, la fractura hidráulica inducida no debe poner en peligro la integridad de los sellos mencionados ni de la aislación de los pozos en uso.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

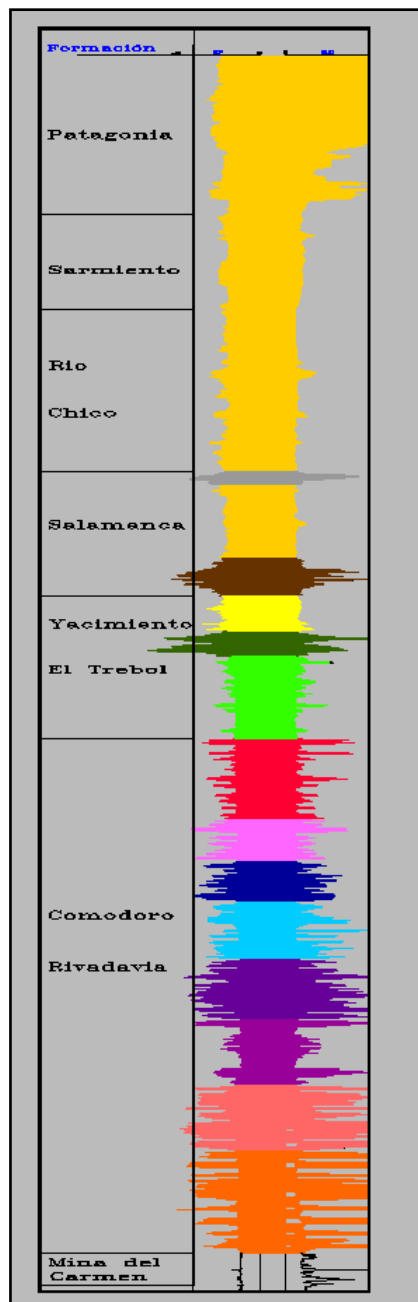
Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

7.4 Esquema típico de formaciones.

En la figura se observa la parte superior de la columna estratigráfica de la CGSJ:



Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

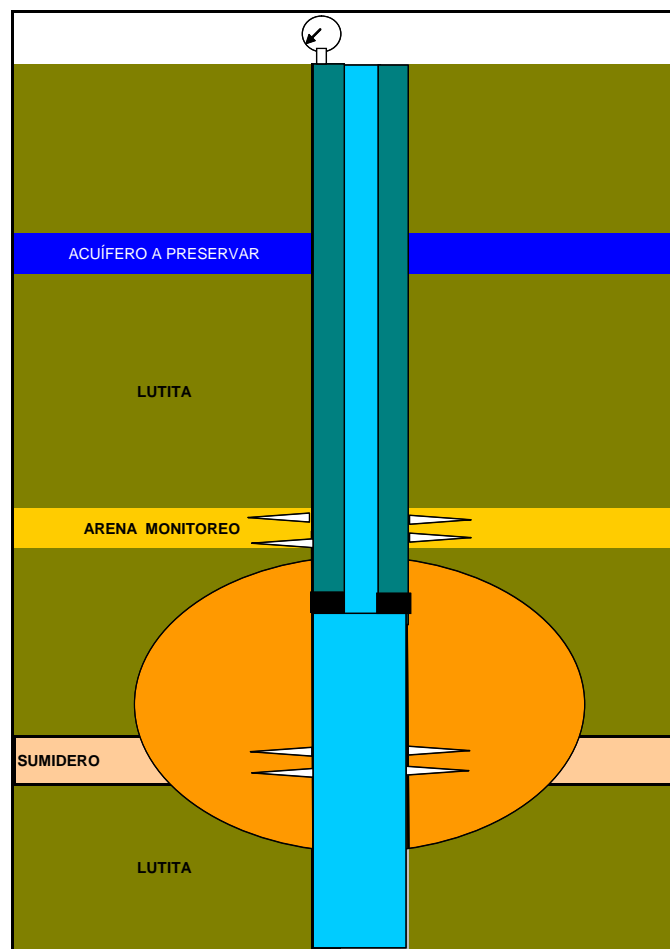
Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

7.5 Monitoreo de zonas Superiores a la Zona de Inyección

La conveniencia, desde el punto de vista del subsuelo, es utilizar una capa de alta permeabilidad que tenga, al menos, otra capa superior de características similares para que, en caso de crecimiento vertical a través de la arcilla, actúe como barrera protegiendo algún eventual acuífero o zona superior ambientalmente sensible.



En el esquema anterior se muestra una fractura en la capa sumidero que crece hacia arriba debido al bajo contraste con la arcilla suprayacente.

Para asegurar que la fractura no afectará una zona ambientalmente sensible deberá punzarse una arena superior y monitorear, mientras dure la inyección, la presión de entre caños, a través de la medición de nivel, con el objeto de detectar un posible crecimiento de la fractura en cuyo caso habría que suspender la operación.

**Inyección de sólidos y líquidos en la
Cuenca del Golfo San Jorge**

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Un esquema mejorado consistiría en seleccionar una arena sumidero con dos capas permeables por encima. La primera actuaría como barrera al crecimiento vertical y la segunda como garantía de que la fractura no sobrepasa ese punto.

Las arenas, sobre todo si son muy permeables, son una buena barrera al crecimiento vertical ya que disipan rápidamente la presión del borde de ataque de la fractura.

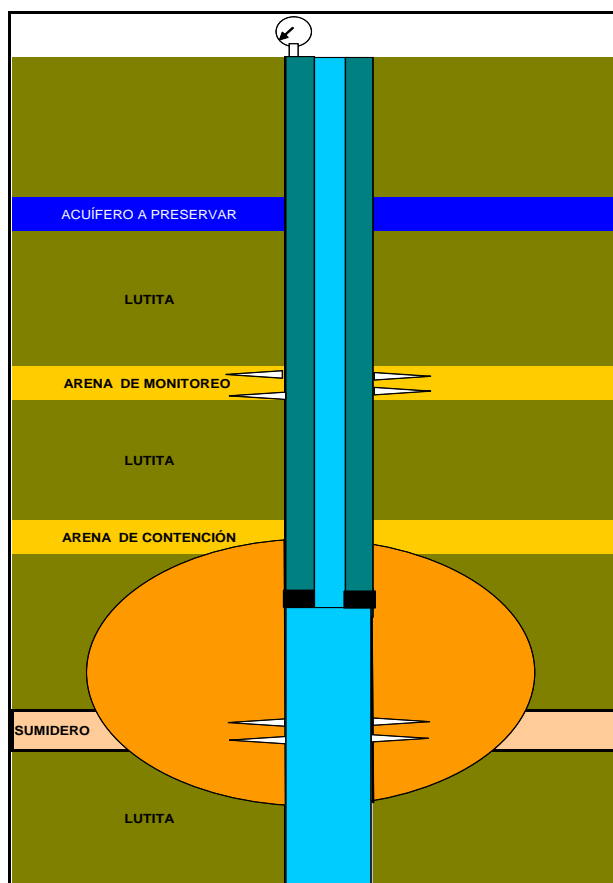
Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Fecha: 11-12-2014

Revisión: 00

Arena superior de Monitoreo.



7.6 Ejemplo de ensayos realizados en la CGSJ

Para determinar el contraste entre las capas aislantes y la capa receptora se realizaron ensayos de inyección a distintos caudales, primero a la arcilla superior, luego a la capa receptora y por último a la arcilla inferior.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Ensayo SRT en la Arcilla inferior, zona comprendida entre 829 y 830 mbbp.

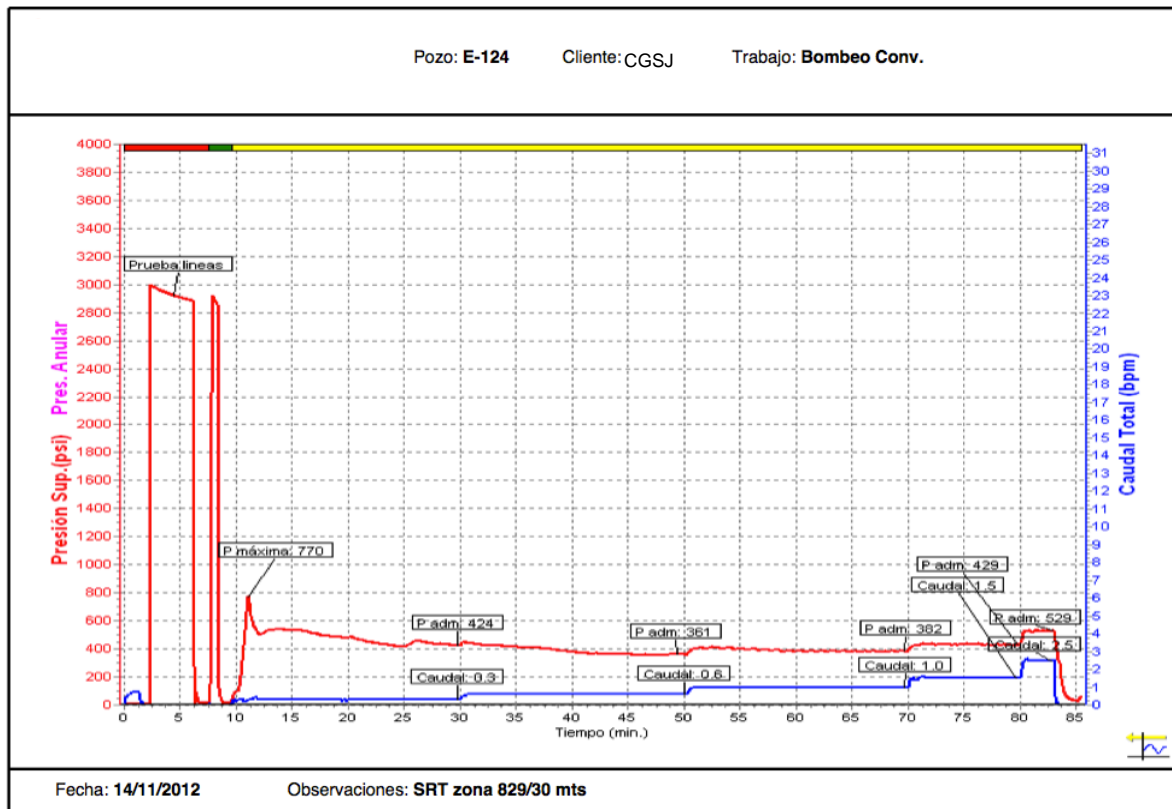


Figura 3

En los gráficos, Figura 3; se observa la evolución de la presión, (Ordenadas eje izquierdo), durante el bombeo de agua y el caudal inyectado, (Ordenadas eje derecho), en el tiempo, para distintas capas.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

En la Figura 4 se observa el grafico correspondiente al Step Rate Test de la arena comprendida entre 786 y 787 mbbp.

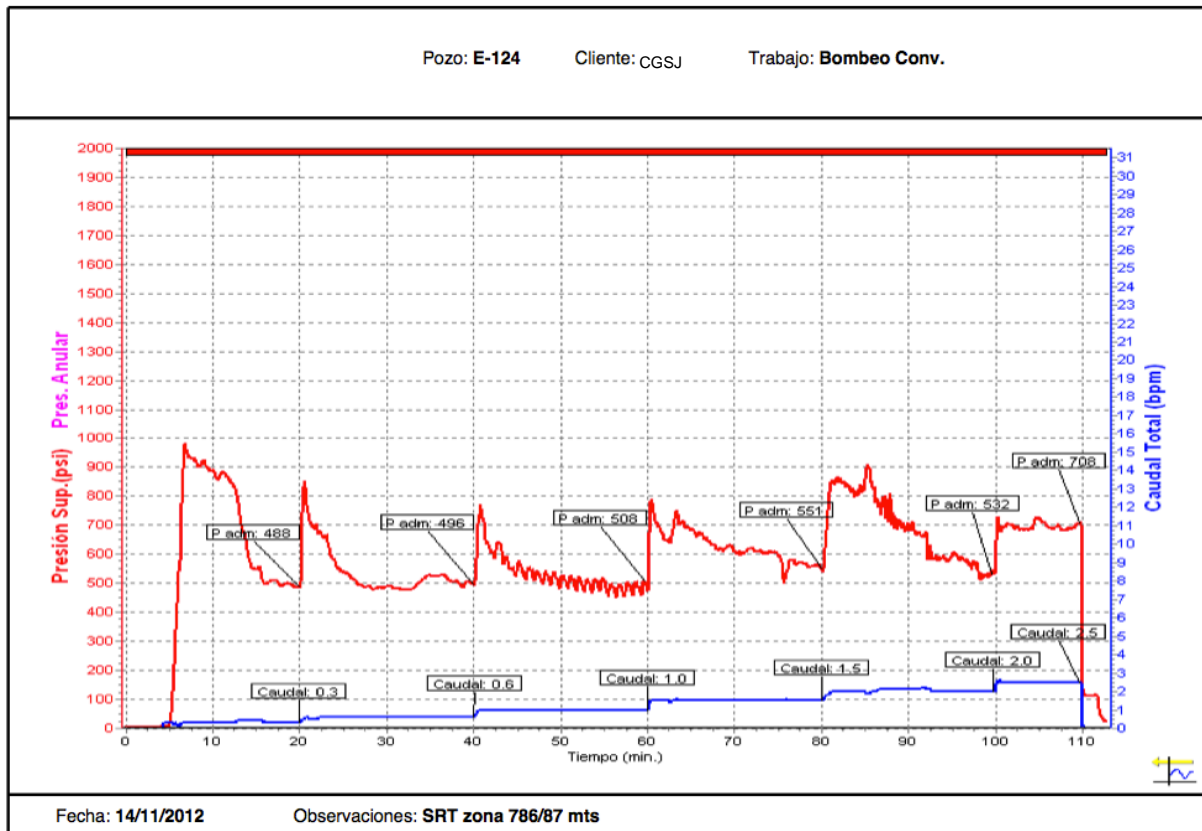


Figura 4

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

En la figura 5, se observa el grafico correspondiente al Step Rate Test de la arcilla superior, realizado a la zona comprendida entre 765 y 766 mbbp.

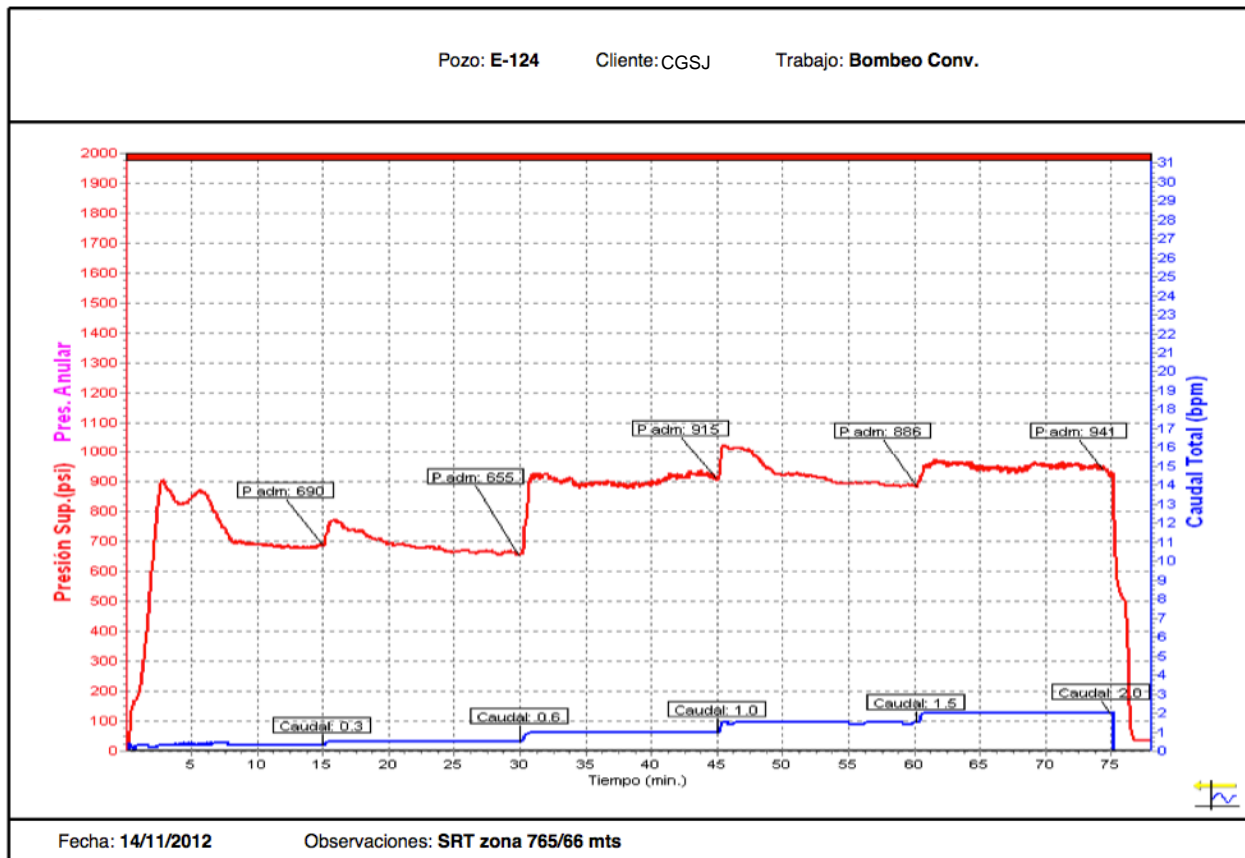


Figura 5

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Resultado de los ensayos:

Tabla 1: Valores de presión en boca de pozo (PSI), para cada uno de los caudales de inyección en barriles por minuto (BPM) y para cada una de las capas testeadas, 829 a 830 , 786 a 787 y 765 a 766 metros bajo boca de pozo (MBBP)

	Arcilla Inferior 829 a 830 mbbp	Glauconítico 786 a 787 mbbp	Arcilla Superior 765 a 766 mbbp
Caudal de Inyección BPM	Presión de Inyección PSI	Presión de Inyección PSI	Presión de Inyección PSI
0,3	424	488	690
0,6	361	496	655
1	382	508	915
1,5	429	551	886
2	479	532	934
2,5	529	708	ND

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Tabla 2: Valores de presión llevados a la profundidad de la capa en (PSI), para cada uno de los caudales de inyección en barriles por minuto (BPM) y para cada una de las capas testeadas, 829 a 830 , 786 a 787 y 765 a 766 metros bajo boca de pozo (MBBP)

Arcilla Inferior 829 a 830 mbbp	Glaucónitico 786 a 787 mbbp	Arcilla Superior 765 a 766 mbbp
Presión en la capa PSI	Presión en la capa PSI	Presión en la capa PSI
1603	1606	1778
1540	1614	1743
1561	1626	2003
1608	1669	1974
1658	1650	2022
1708	1826	1088

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Tabla 3: Valores de gradiente de fractura para cada capa y caudal a la profundidad correspondiente.

Gradientes de fractura		
Arcilla Inferior 829 a 830 mbbp	Glaucónitico 786 a 787 mbbp	Arcilla Superior 765 a 766 mbbp
0,59	0,62	0,71
0,57	0,63	0,69
0,57	0,63	0,8
0,59	0,65	0,79
0,61	0,64	0,81
0,63	0,71	0,43
Promedio	0,59	0,65

**Inyección de sólidos y líquidos en la
Cuenca del Golfo San Jorge**

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Tabla 4: Resumen del ensayo Step Rate.

Profundidad M	Profundidad FT	Gradiente de Fractura PSI/FT
829	2719	0,59
786	2578	0,65
725	2378	0,70

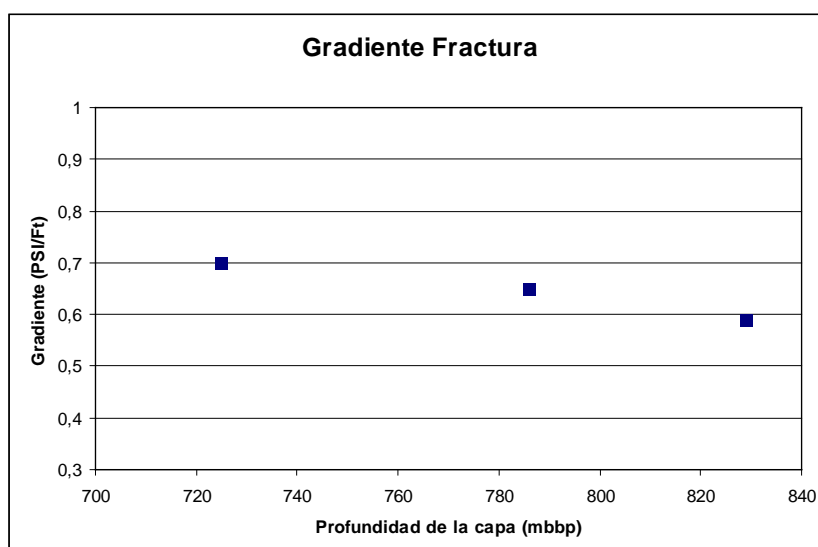
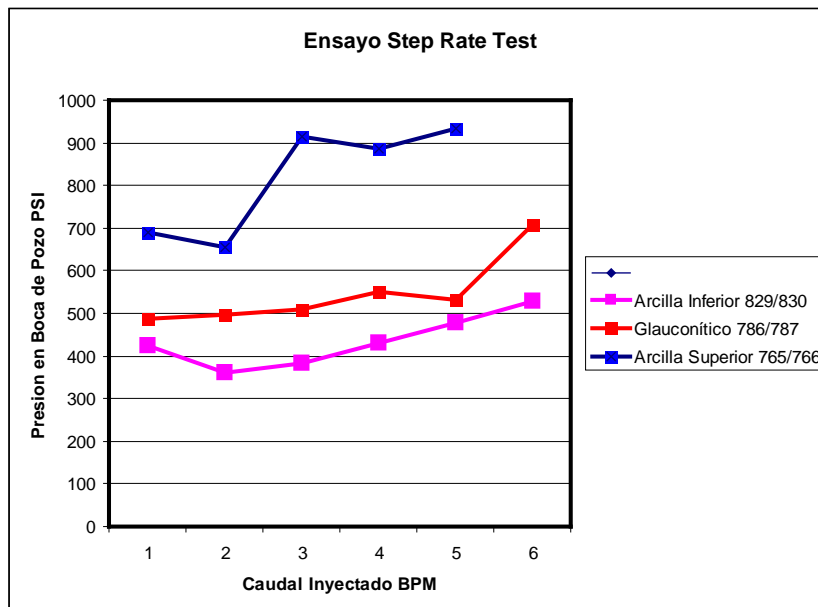
Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Como se observa en el último gráfico los gradientes de fractura entre la arena y las arcillas superior e inferior son similares.



Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

8 OPERACIONES DE INYECCION

El mayor riesgo de falla operativa es aquél que impacta en la habilidad para mantener las partículas sólidas en suspensión. La suspensión es necesaria para asegurar que el pozo no se tapa frente a la zona punzada para inyectar y que las partículas son transportadas una distancia suficiente dentro de la formación por la fractura inducida.

Los controles a considerar incluyen, concentración de sólidos, tamaño de partículas y procedimiento de bombeo particularmente caudal de inyección y reología del fluido (slurry).

El tamaño de las partículas del slurry debe ser suficientemente pequeño para reducir la cantidad de sólidos en el pozo inyector y evitar el taponamiento de los punzados. Para establecer los requerimientos de molienda e indicar el tamaño de las partículas se requiere de la simulación de la fractura.

300 micrones es el tamaño máximo de partícula más indicado según la experiencia internacional, sin embargo hay casos donde se han inyectado partículas de 1000 micrones sin inconvenientes.

Para validar las propiedades de la formación y los resultados de la simulación debe realizarse un ensayo en el pozo inyector, el procedimiento de ensayo puede incluir un step-rate test y un falloff test.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

9.0 CONSIDERACIONES TECNICAS RECOMENDADAS

Estas recomendaciones, que resumen lo tratado anteriormente, tienen como objeto identificar los tipos de elementos que pueden ser usados para asegurar la protección de la salud humana y el Medio Ambiente.

9.1 Ubicación

No todas las locaciones tienen condiciones geológicas favorables para la inyección de sólidos. La ubicación del pozo inyector incluye la siguiente información relevante:

Perfiles verticales indicando la formación, su litología y espesor.

Indicación de la extensión horizontal de las formaciones propuestas para inyección.

Permeabilidad, porosidad e inyectividad de la formación y permeabilidad y porosidad de las capas superiores.

Gradiente de presiones

Presencia de fallas

Información de los pozos vecinos.

9.2 Construcción del pozo inyector

En algunos casos se puede inyectar sólidos en pozos improductivos. Un pozo nuevo sería necesario si se anticipan grandes volúmenes de inyección que podrían erosionar o corroer la instalación del pozo.

Algunos elementos de la construcción del pozo son los siguientes:

Resistencia e integridad de las cañerías, tubing, casing, cabeza de pozo, etc.

Cantidad y dimensiones de casings del pozo.

Tipo de cementos utilizados y longitud de las zonas cementadas.

Evaluación de la calidad de adherencia del cemento.

Descripción de packers y equipamiento de subsuperficie.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

Tamaño y densidad de los punzados.

9.3 Operaciones

El operador debe evaluar el volumen de sólidos y líquidos que se generan, la duración del ciclo de inyección es un parámetro importante. Algunos proyectos operan continuamente, otros inyectan en “batches” de varias horas por día.

Desde el punto de vista operativo es importante lo siguiente:

Descripción del tipo y volumen de los materiales a ser inyectados.

Tipo y fuente del líquido para hacer el slurry.

Viscosidad, densidad y concentración de sólidos del slurry.

Máxima presión de inyección para el pozo o la zona y caudal de inyección.

Volumen diario de inyección y duración de la misma.

9.4 Control de la inyección

Se debe realizar previamente el modelado de inyección para estimar el tamaño y la forma de la pluma a inyectar. Controlando la inyección durante la operación se tendrá buena indicación sobre las condiciones del pozo y del lugar del material inyectado en el pozo.

Las técnicas de control del pozo inyector incluyen lo siguiente:

Medición de presión en boca de pozo y de nivel de entre columna, en forma continua y con registros auditables.

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

9.5 Abandono del pozo inyector

Se deberá cumplir con la resolución SEN 5/96 para el abandono del mismo.

Para asegurar que el pozo no podrá conducir y/o transferir fluido entre formaciones o a la superficie se requiere especificar lo siguiente:

Ubicación y tipo de material de los tapones empleados.

Forma de instalación de los tapones.

Extensión vertical de los tapones.

En el abandono del pozo de disposición se deben cementar los punzados de la capa que fue utilizada para la disposición del residuo, (es decir que además de abandonar el pozo con tapones de cemento se debe cementar esta capa específicamente).

Inyección de sólidos y líquidos en la Cuenca del Golfo San Jorge

Número: 12

Revisión: 00

Fecha: 11-12-2014

10 MATRIZ DE MONITOREO DE POZOS INYECTORES Y MONITORES.

Tabla de monitoreo de las variables fundamentales para garantizar la disposición adecuada del residuo.

Monitoreos y Verificaciones				
Parámetro o dato a corroborar	Lugar de medición	Tipo de medición	Frecuencia	Equipamiento
Profundidad de la cañería guía	Pozo receptor y pozo monitor	Información de legajo del pozo	Única vez cuando se selecciona el pozo a utilizar	Legajo
Información de la cementación	Pozo receptor y pozo monitor	Información de legajo del pozo	Única vez cuando se selecciona el pozo a utilizar	Legajo
Profundidad de los acuíferos de agua dulce	Pozo receptor y pozo monitor	Información de legajo del pozo	Única vez cuando se selecciona el pozo a utilizar	Legajo
Estado del casing	Pozo receptor y pozo monitor	Perfil sónico de cementación	Única vez cuando se prepara ó repara el pozo a utilizar	Camión de perfilaje
Estado del casing	Pozo receptor y pozo monitor	Prueba hidráulica por encima de la capa receptora o monitora	Única vez cuando se prepara ó repara el pozo a utilizar	Bomba y registrador de presión con registro
Estado del casing	Pozo receptor	Perfil de corrosión hasta la capa receptora	Una vez cuando se repara el pozo a utilizar, luego cada 5 años mientras dure la operación de inyección o monitoreo	Camión de perfilaje
Estado del casing	Pozo monitor	Perfil de corrosión hasta la capa monitora	Una vez cuando se inicia el monitoreo y la inyección y luego cada 5 años mientras dure la operación de inyección	Camión de perfilaje
Estado del casing	Pozo receptor y monitor	Registro de presión de casing	Diaria mientras dura la operación de inyección de sólidos	Sensor de presión con registro
Estado del tubing y empaquetador	Pozo receptor	Registro de trazador	Semestral mientras dura la operación de inyección de sólidos	Servicio de registro de trazador
Estado del tubing y empaquetador	Pozo receptor	Registro continuo de presión de tubing	Contínuo mientras dura la operación de Inyección de sólidos	Sensor de presión con registro (Carta o digital)
Estado del tubing y empaquetador	Pozo receptor	Registro continuo de caudal inyectado	Contínuo mientras dura la operación de inyección de sólidos	Sensor de caudal con registro (Carta o digital)
Presión en el casing	Pozo monitor	Registro de nivel de casing	Diario mientras dura la operación de inyección de sólidos en el pozo receptor mas cercano	Acústico (Sonolog) con registro.
Estado de presión de capa en pozo receptor	Pozo receptor en casing	Registro de presión de casing	Contínuo mientras dura la operación de inyección de sólidos	Acústico (Sonolog) con registro ó sensor de presión.
Estado de presión de capa en pozo monitor	Pozo monitor en tubing	Registro de nivel de tubing	Diario mientras dura las operación de inyección de sólidos	Acústico (Sonolog) con registro ó sensor de fondo con registro

Fin de la Práctica Recomendada.