



ANEXOS



Registro Provincial de Prestadores Ambientales de EySA SRL



RAWSON, 21 NOV 2013

VISTO:

El Expediente N° 0320-MAyCDS-07 y la Disposición N° 296/11-SGAYDS; y

CONSIDERANDO:

Que por el Expediente citado en el Visto la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L., solicita la renovación de la inscripción en el Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental en la categoría "Consultoría Ambiental" y la inscripción en la categoría "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera";

Que el artículo 2° del Decreto 39/2013 establece: "El Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental se compondrá a su vez de cuatro categorías: Consultoría Ambiental, Expertos Ambientales de la Industria Petrolera, Actividad Minera - minerales de primera y segunda categoría, y Actividad Minera - minerales de tercera categoría";

Que de acuerdo al artículo 24° y 25° del Decreto 39/2013 las personas físicas y/o jurídicas inscriptas con anterioridad a la fecha del presente Decreto, serán reempadronadas al nuevo Registro de Prestadores de Consultoría Ambiental en la categoría correspondiente, teniendo un plazo de UN (1) año a partir de su renovación para cumplimentar con los requisitos contemplados en el presente;

Que los profesionales que integran el grupo para la categoría "Consultoría Ambiental" son: en calidad de responsable técnico el Licenciado en Gestión Ambiental Daniel Alejandro WARTON, D.N.I. 30.605.559; el Licenciado en Ciencias Geológicas Fernando VALDOVINO, D.N.I. 16.206.305; la Ingeniera Ambiental María Leonor AZAGRA, D.N.I. 26.632.478; el Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental Ismael Alberto GARCÍA, D.N.I. 26.901.754; el Ingeniero en Ecología Federico WERNER, D.N.I. 27.590.912; la Licenciada en Geología Melina Gisela SANTOMAURO, D.N.I. 29.718.611; la Ingeniera Ambiental María Eugenia ZANDUETA, D.N.I. 24.820.593 y la Licenciada en Economía Marta del Carmen CÓRDOBA, D.N.I. 4.403.542;

Que los profesionales que integran el grupo para la categoría "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera" son: en calidad de responsable técnico el Licenciado en Gestión Ambiental Daniel Alejandro WARTON, D.N.I. 30.605.559; la Ingeniera Ambiental María Leonor AZAGRA, D.N.I. 26.632.478; el Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental Ismael Alberto GARCÍA, D.N.I. 26.901.754; el Ingeniero en Ecología Federico WERNER, D.N.I. 27.590.912 y la Licenciada en Geología Melina Gisela SANTOMAURO, D.N.I. 29.718.611;

Que el Señor Director de Registros y Sistemas de Información Ambiental, mediante Nota N° 188/13/DRySIA-DGGA, de fecha 30 de Octubre de 2013, expresa que: " ...en relación al trámite de solicitud de renovación e inscripción de la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. en el Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental... por el título universitario, perfil profesional y la formación académica de su responsable técnico, el perfil profesional de los integrantes del grupo de trabajo y los antecedentes laborales declarados por la empresa, sugiero se le renueve la inscripción para la categoría 'Consultoría Ambiental', se la inscriba en la categoría 'Expertos Ambientales de la Industria Petrolera' y sea reempadronada con el número 086 del mencionado registro... ";

Que la Dirección General de Asesoría Legal y Normativa Ambiental ha tomado intervención en el presente trámite;

POR ELLO:

Gabriela Alejandrina ANDRADE
ABOGADA
AC Jefatura Departamento Letrado
Dirección General Asesoría Legal
y Normativa Ambiental
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable

Farm. Irma Elida Lacalle
Dirección General de Gestión Ambiental
MAyCDS
Provincia del Chubut

Dr. Ariel Orlando González
Subsecretaría de Gestión Ambiental
y Desarrollo Sustentable
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable
Provincia del Chubut

//...



Biod. Pedro Barbo Williams
DIRECTOR DE REGISTROS Y
SISTEMAS DE INFORMACION
AMBIENTAL
M.A. Y C.D.S.

//2.-

ES COPIA FIEL
DEL ORIGINAL

EL SUBSECRETARIO DE GESTIÓN AMBIENTAL
Y DESARROLLO SUSTENTABLE

DISPONE:

Artículo 1°.- RENUÉVESE la inscripción para la categoría "Consultoría Ambiental", INSCRÍBASE en la categoría "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera" y REEMPADRÓNESE con el N° 086 en el Registro Provincial de Prestadores de Consultoría Ambiental a la empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. con sede social en calle Alicia Moreau de Justo N° 750, 2° 212 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y oficina técnico comercial declarada en la Provincia del Chubut en calle Río Pico N° 83 de la localidad de Rada Tilly, teniendo un plazo de UN (1) año a partir de su renovación para cumplimentar con los requisitos contemplados en el Decreto 39/2013.-

Artículo 2°.- Los profesionales que conforman los grupos de trabajo se detallan en el Anexo I para la categoría "Consultoría Ambiental" y en el Anexo II para la categoría "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera", Anexos que forman parte integrante de la presente Disposición. Los profesionales integrantes deberán mantenerse actualizados y capacitarse periódicamente en temas ambientales, cumplimentando junto con la empresa los deberes establecidos en los artículos 12°, 15° y 16° del Decreto 39/2013, bajo apercibimiento de ley.-

Artículo 3°.- La empresa ESTUDIOS Y SERVICIOS AMBIENTALES S.R.L. deberá confeccionar los documentos ambientales que presente bajo su exclusiva responsabilidad y en función de las incumbencias profesionales determinadas para cada uno de los títulos universitarios de los profesionales que integran el grupo de trabajo, de acuerdo a la categoría en la que fue inscripta, debiendo acompañar copia de las mismas en cada presentación.-

Artículo 4°.- La presente disposición será refrendada por la Señora Directora General de Gestión Ambiental.-

Artículo 5°.- Regístrese, notifíquese a la empresa, dese al Boletín Oficial para su publicación y cumplido, ARCHÍVESE.-

Gabriela Alejandrina ANDRADE
ABOGADA
A/C Jefatura Departamento Letrado
Dirección General Asesoría Legal
y Normativa Ambiental
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable

Farm. Irma Elida Lacalle
Dirección General de Gestión Ambiental
M.AyCDS
Provincia del Chubut

Dr. Ariel Orlando Lombardi
Subsecretario de Gestión Ambiental
y Desarrollo Sustentable
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable
Provincia del Chubut

DISPOSICION N° 257 /13-SGAyDS.-



Blgo. Pablo Barba Williams
DIRECCIÓN DE RELACIONES
SISTEMAS DE INFORMACIÓN
AMBIENTAL
M.A. Y C.D.S.
113.-

ES COPIA FIEL
DEL ORIGINAL

ANEXO I: "PROFESIONALES DEL GRUPO DE TRABAJO"

Categoría "Consultoría Ambiental"

- 1- Licenciado en Gestión Ambiental Daniel Alejandro WARTON, D.N.I. 30.605.559, en calidad de Responsable Técnico.
- 2- Licenciado en Ciencias Geológicas Fernando VALDOVINO, D.N.I. 16.206.305,
- 3- Ingeniera Ambiental María Leonor AZAGRA, D.N.I. 26.632.478,
- 4- Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental Ismael Alberto GARCÍA, D.N.I. 26.901.754,
- 5- Ingeniero en Ecología Federico WERNER, D.N.I. 27.590.912,
- 6- Licenciada en Geología Melina Gisela SANTOMAURO, D.N.I. 29.718.611,
- 7- Ingeniera Ambiental María Eugenia ZANDUETA, D.N.I. 24.820.593,
- 8- Licenciada en Economía Marta del Carmen CÓRDOBA, D.N.I. 4.403.542.-

Gabriela Alejandrina ANDRADE.
ABOGADA
AVC Jefatura Departamento Letrado
Dirección General Asesoría Legal
y Normativa Ambiental
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable

Farm. Irma Lidia Lacalle
Dirección General de Gestión Ambiental
M.Ay.C.D.S.
Provincia del Chubut

Dr. Ariel Orlando Comboa
Subsecretaría de Gestión Ambiental
Desarrollo Sustentable
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable
Provincia del Chubut

DISPOSICION N° 257 /13-SGAYDS.-

COPIA FIEL
DEL ORIGINAL

Bioq. Pablo Borba Williams
SECRETARÍA DE REGISTROS Y
SISTEMAS DE INFORMACIÓN
AMBIENTAL
M.A. Y C.D.S.

REPUBLICA ARGENTINA
PROVINCIA DEL CHUBUT
MINISTERIO DE AMBIENTE Y CONTROL DEL
DESARROLLO SUSTENTABLE
SUBSECRETARÍA DE GESTIÓN AMBIENTAL Y
DESARROLLO SUSTENTABLE



838

ANEXO II: "PROFESIONALES DEL GRUPO DE TRABAJO"

Categoría "Expertos Ambientales de la Industria Petrolera"

- 1- Licenciado en Gestión Ambiental Daniel Alejandro WARTON, D.N.I. 30.605.559, en calidad de Responsable Técnico.
- 2- Ingeniera Ambiental María Leonor AZAGRA, D.N.I. 26.632.478,
- 3- Licenciado en Diagnóstico y Gestión Ambiental Ismael Alberto GARCÍA, D.N.I. 26.901.754,
- 4- Ingeniero en Ecología Federico WERNER, D.N.I. 27.590.912,
- 5- Licenciada en Geología Melina Gisela SANTOMAURO, D.N.I. 29.718.611.-

Mariela Alejandrina ANDRADE
ABOGADA
A/C Jefatura Departamento Letrado
Dirección General Asesoría Legal
y Normativa Ambiental
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable

Farm. Irma Elida Lacalle
Dirección General de Gestión Ambiental
MAYCDS
Provincia del Chubut

Daniel Orlando Lombon
Subsecretario de Gestión Ambiental
y Desarrollo Sustentable
Ministerio de Ambiente y Control
del Desarrollo Sustentable
Provincia del Chubut

DISPOSICION N° 257 /13-SGAYDS.-



Informes de Conversión de los Pozos

IAP “Conversión pozo Gbk-716”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



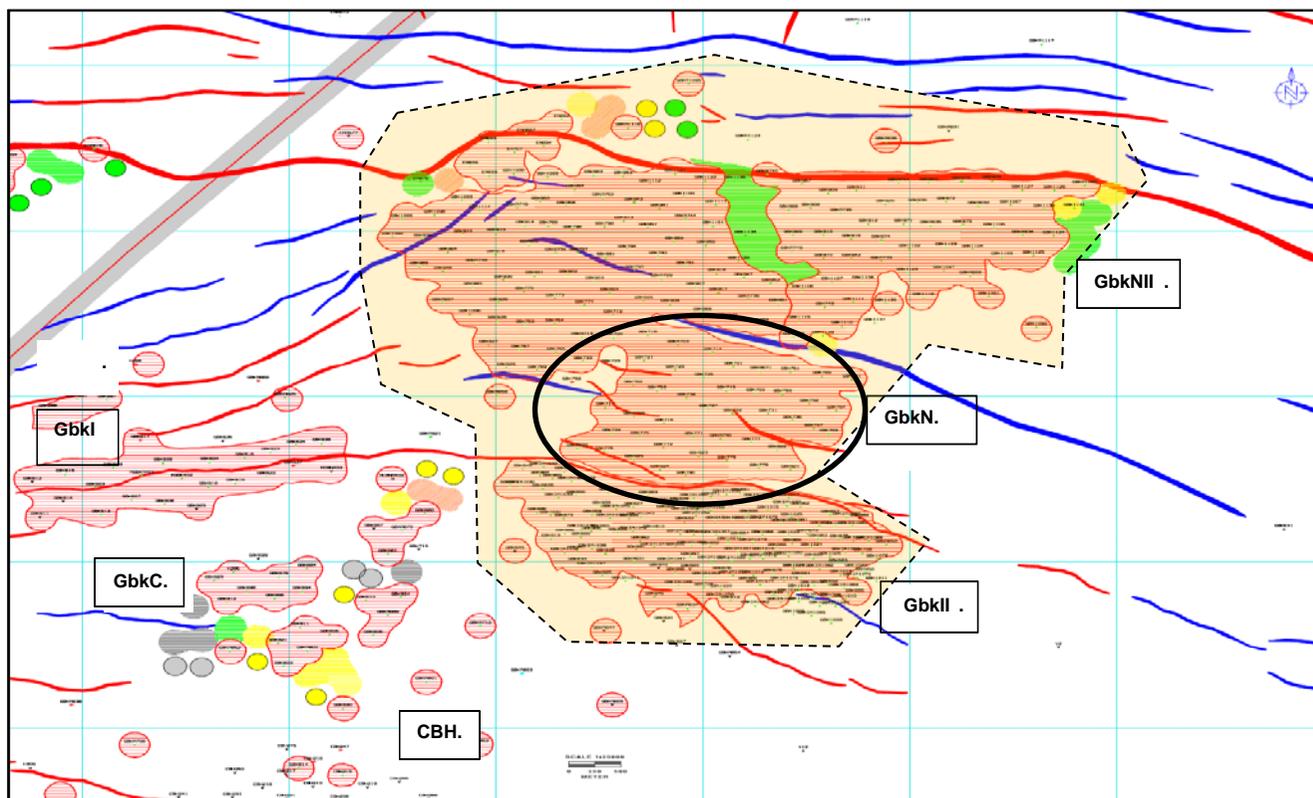
Marzo 2014

ÍNDICE

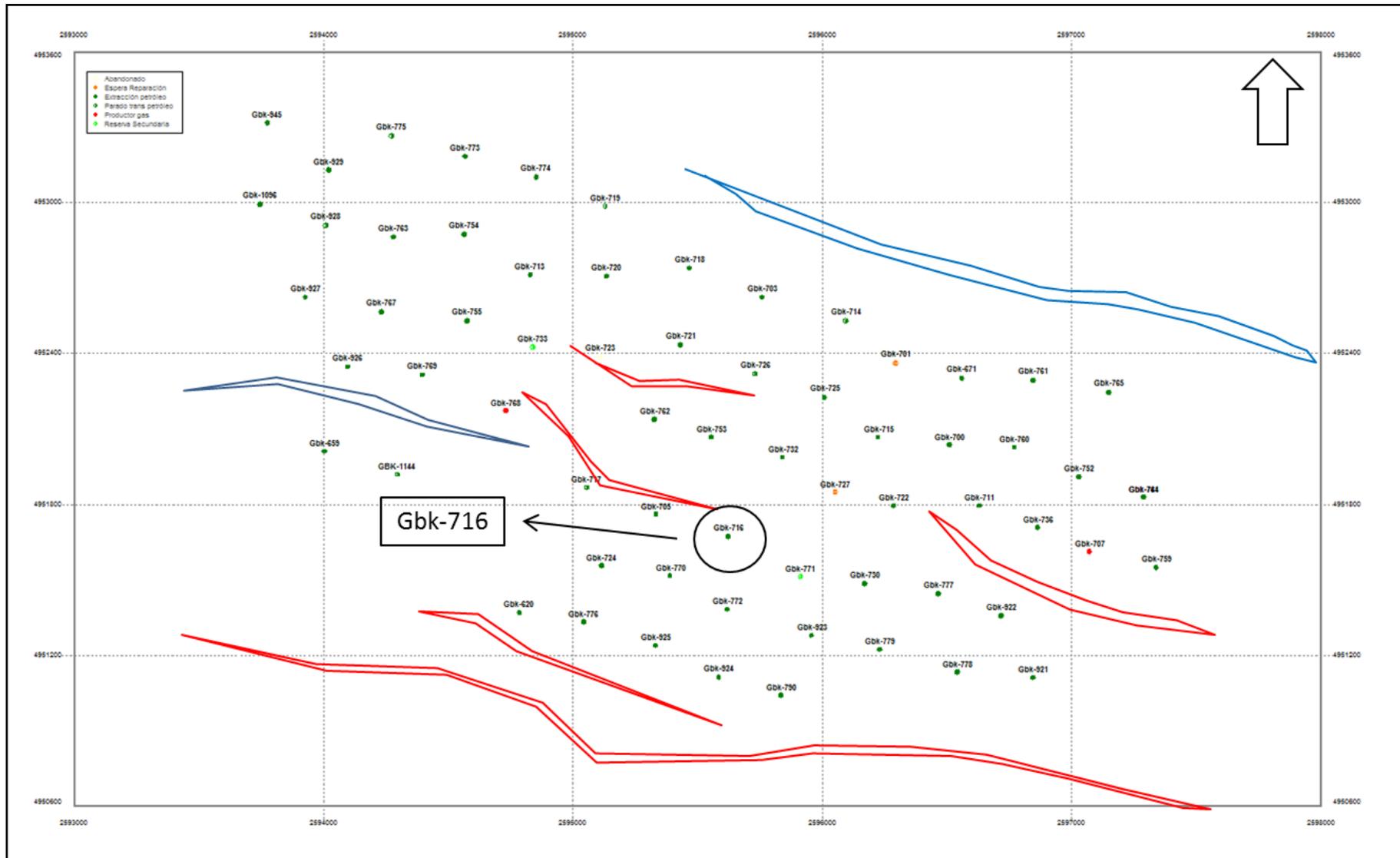
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-716.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-716.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-716.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-716.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-716

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-716.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-716

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE					
EDAD	UNIDADES LITOSTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN	
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLES) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS		
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª 1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA
	SANTO- NIANO		SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES		RESERVORIOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	DEPOSITACIÓN DE M.O.	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO
	ALBIANO SUP.		Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen		ACOMODACIÓN POR SUBSIDIENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
CRETÁSICO INFER.	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS Fm. D129 + Fm. MATASIETE	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG
	BARREM. HAUTER.		Fm. CERRO GUADAL		LACUSTRE
NEOCOMIANO	CRET. BASAL	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO
	JURÁS. SUP.		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA		COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO
JURÁSICO MEDIO					

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

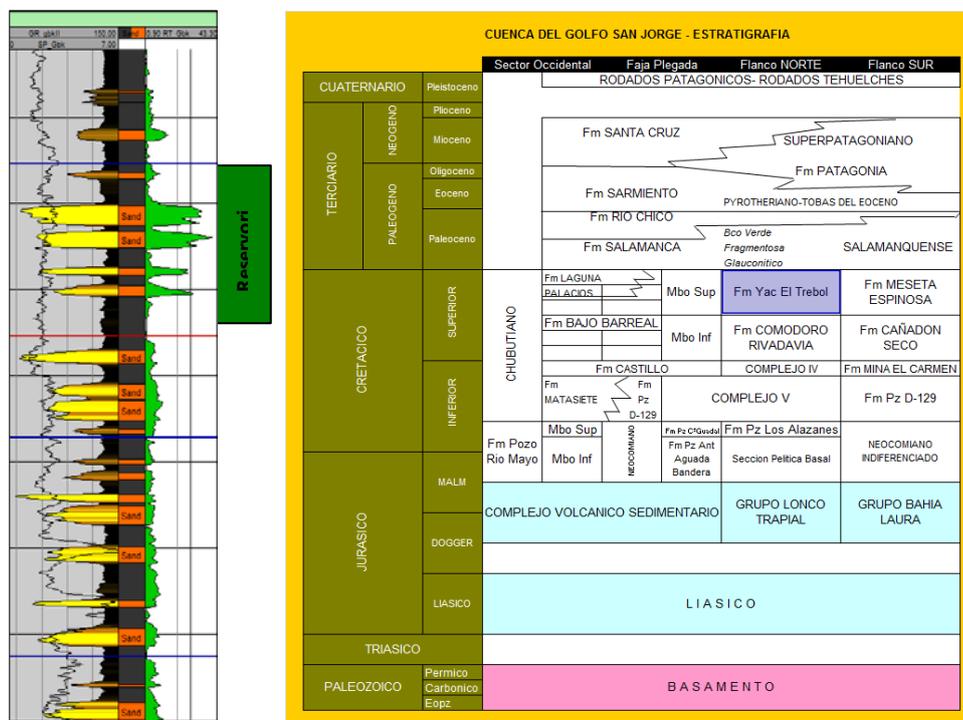
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

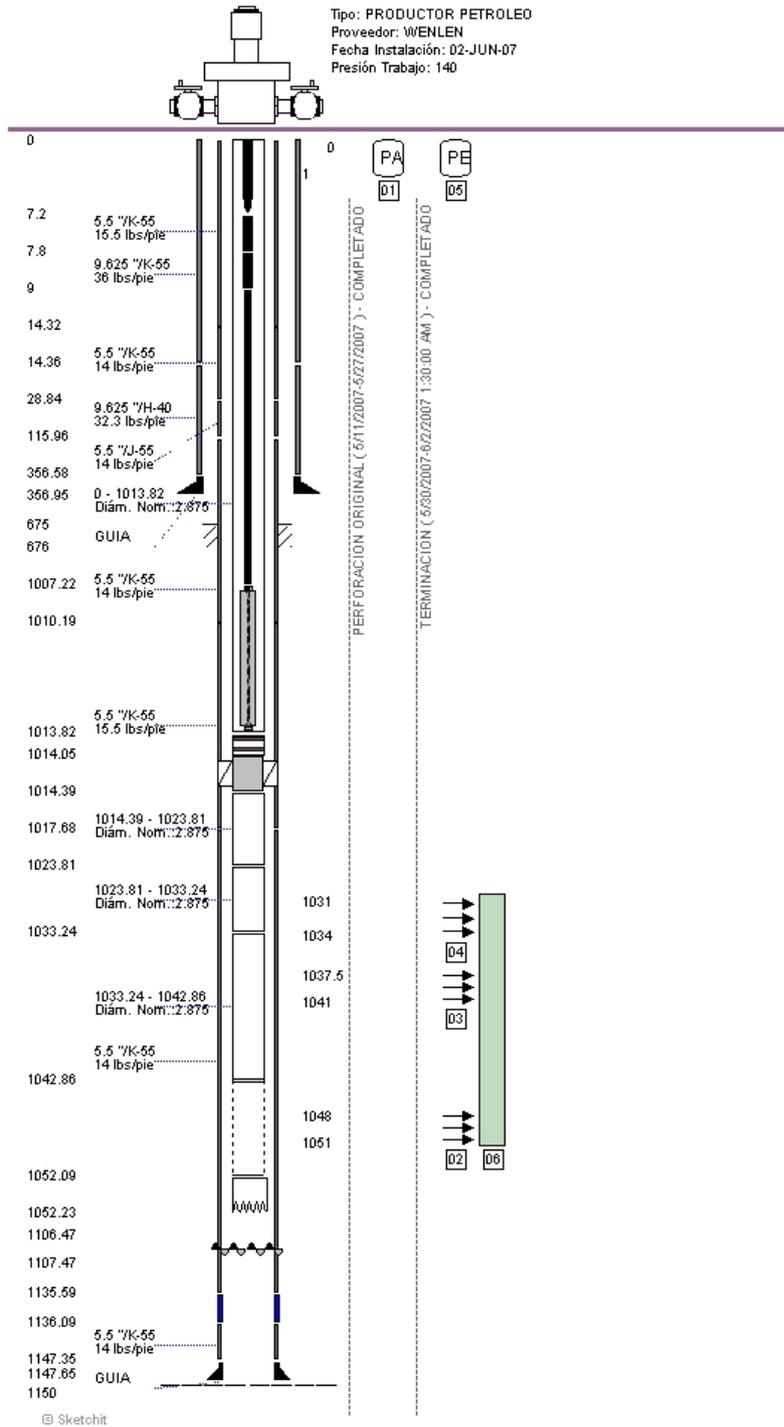
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLOGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-716

X: 4951672.38 Y: 2595623.23 Z: 653.66
Profundidad final: 1154.9 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 330.49 mmm
Profundidad de cañería guía: 356.9 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-716

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 356.9 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 323.2 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-716

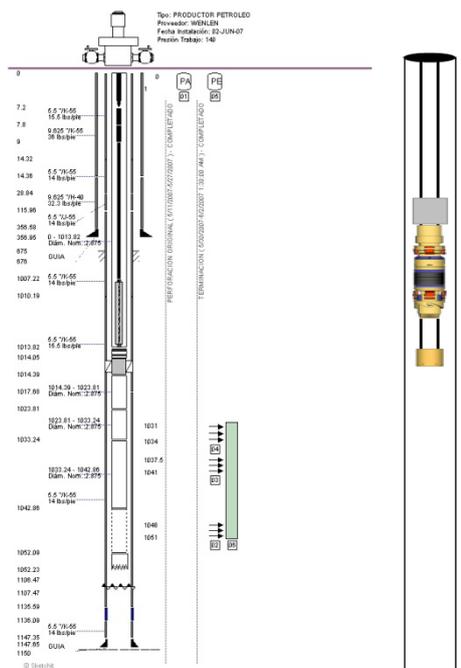
Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermiticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberan hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal minimo a la presión de 800 psi.
- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

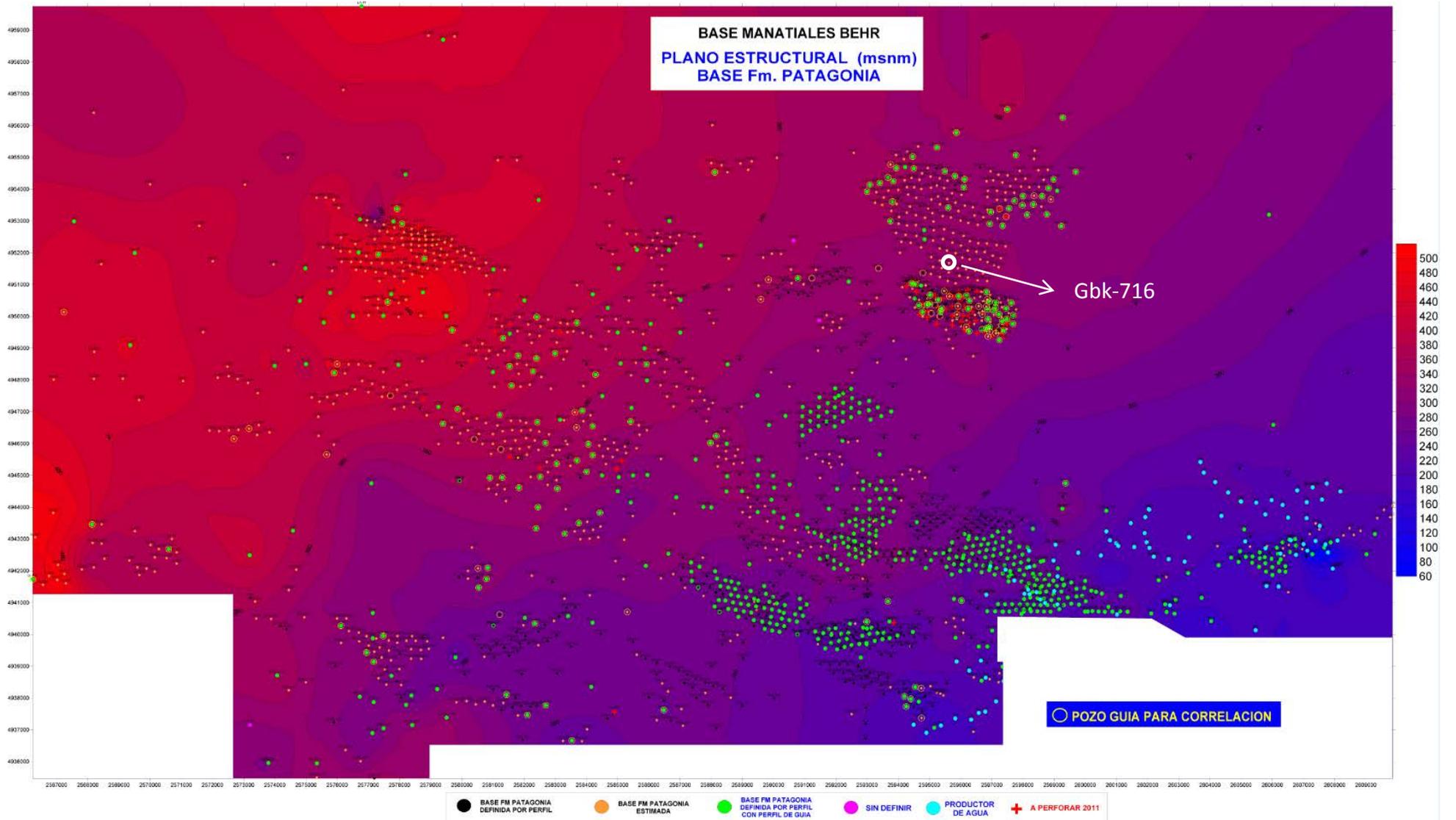
6. Historial del pozo:

- Mayo del 2007: Perforación
- Junio del 2007: Terminación
- Agosto del 2011: Equipo de pulling , cambio de cañería

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-716

El perfilaje del pozo Gbk-761, fue de tipo convencional, desde los 1151.8 mbbp hasta los 340.94 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-724”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



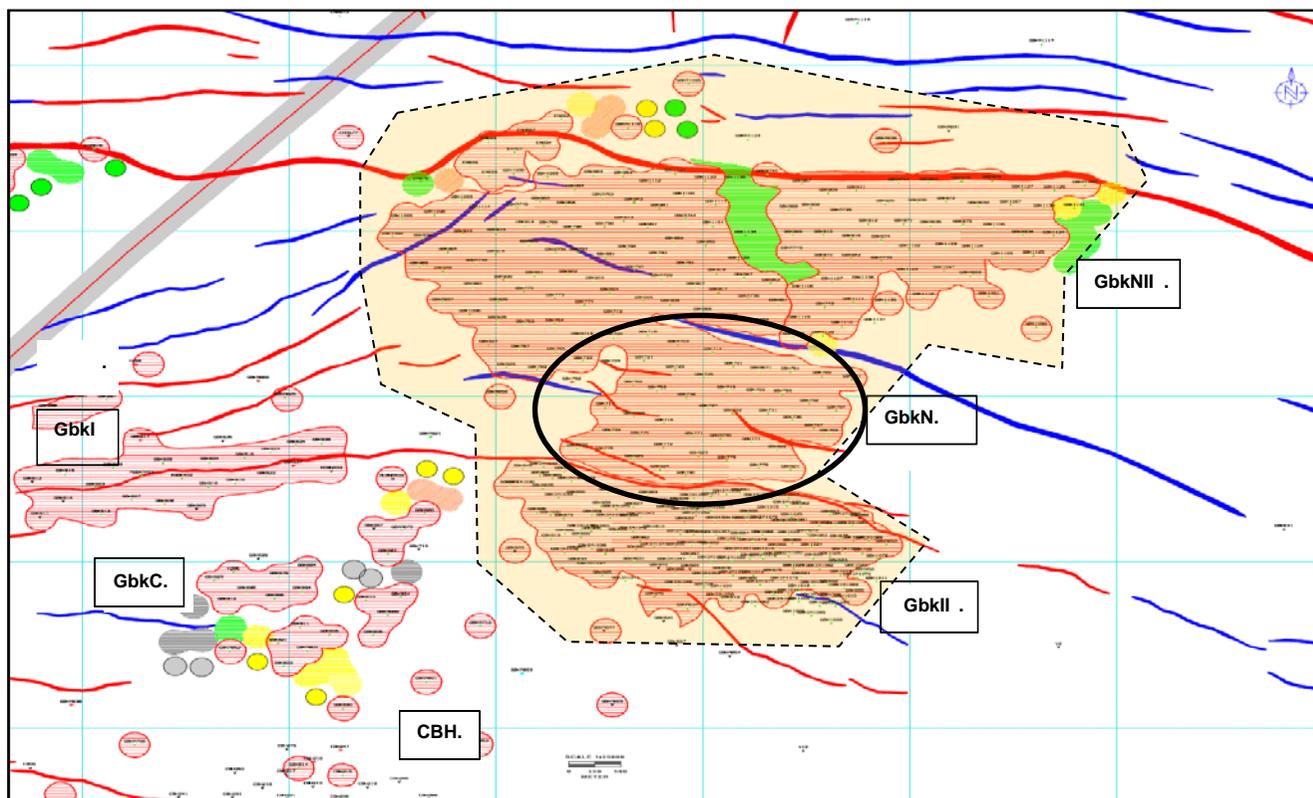
Marzo 2014

ÍNDICE

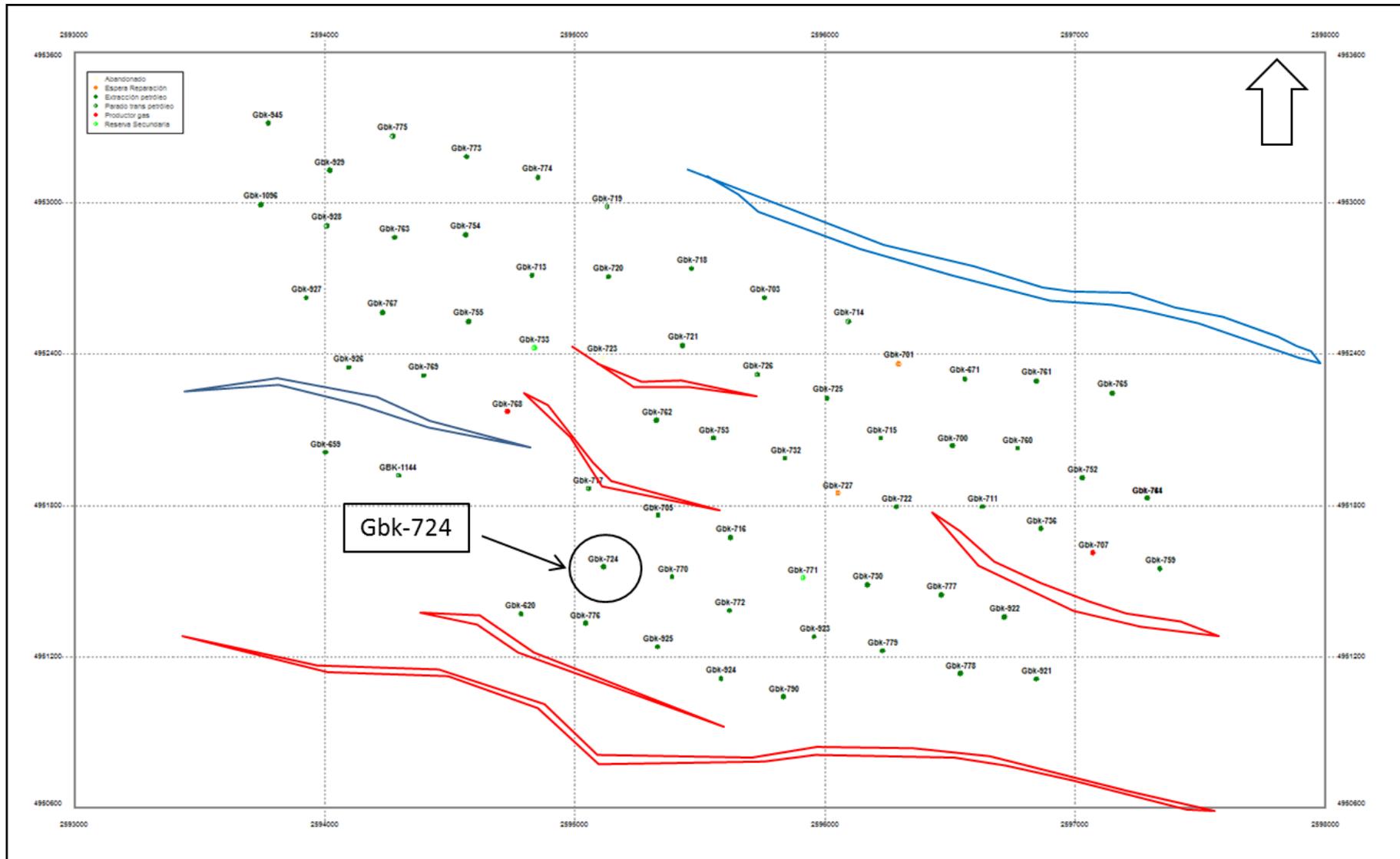
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-724.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-724.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-724.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-724.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-724

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-724.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-724

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD	UNIDADES LITOSTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN		
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA	
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS			2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN)
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS	
	SANTO- NIANO					Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	RESERVORIOS	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO	
	ALBIANO SUP.					Fm. CASTILLO
	ALBIANO APTIANO					Fm. Mina el Carmen
NEOCOMIANO/CRET. INF.	BARREM. HAUTER.	Gr. LAS HERAS	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	ROCA MADRE POTENCIAL COMPR.	TRANSICIÓN RIFT-SAG	
	CRET. BASAL					Fm. D129 + Fm. MATASIETE
	JURÁS. SUP.					Fm. CERRO GUADAL
	JURÁSICO MEDIO					Fm. AGUADA BANDERA
JURÁSICO MEDIO	Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	RIFT TEMPRANO CON VOLCANISMO BIMODAL	

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

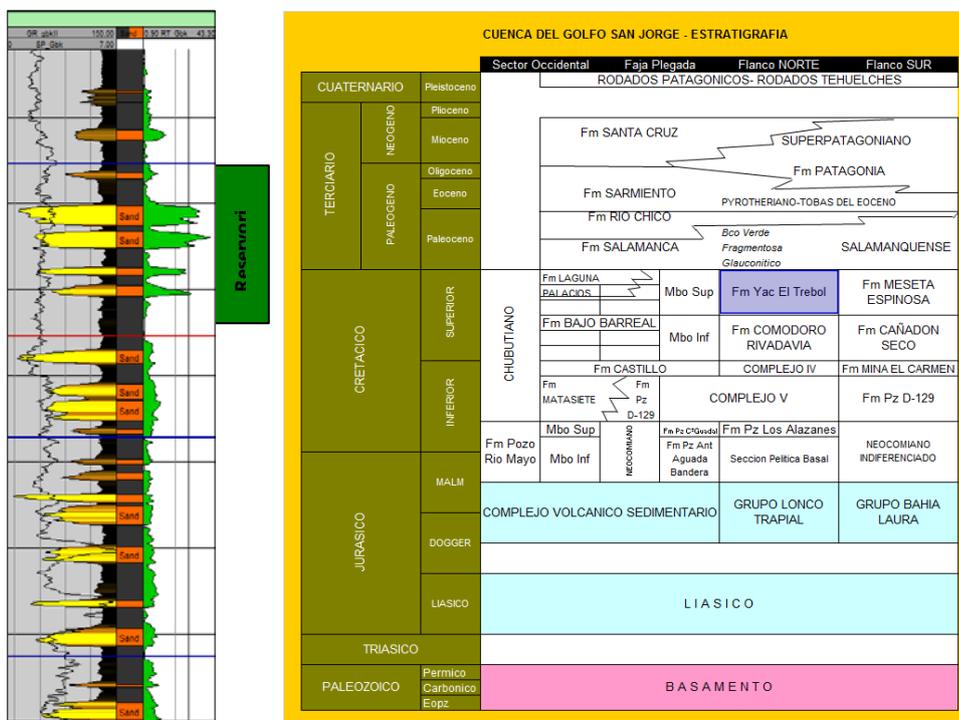
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle “C”** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

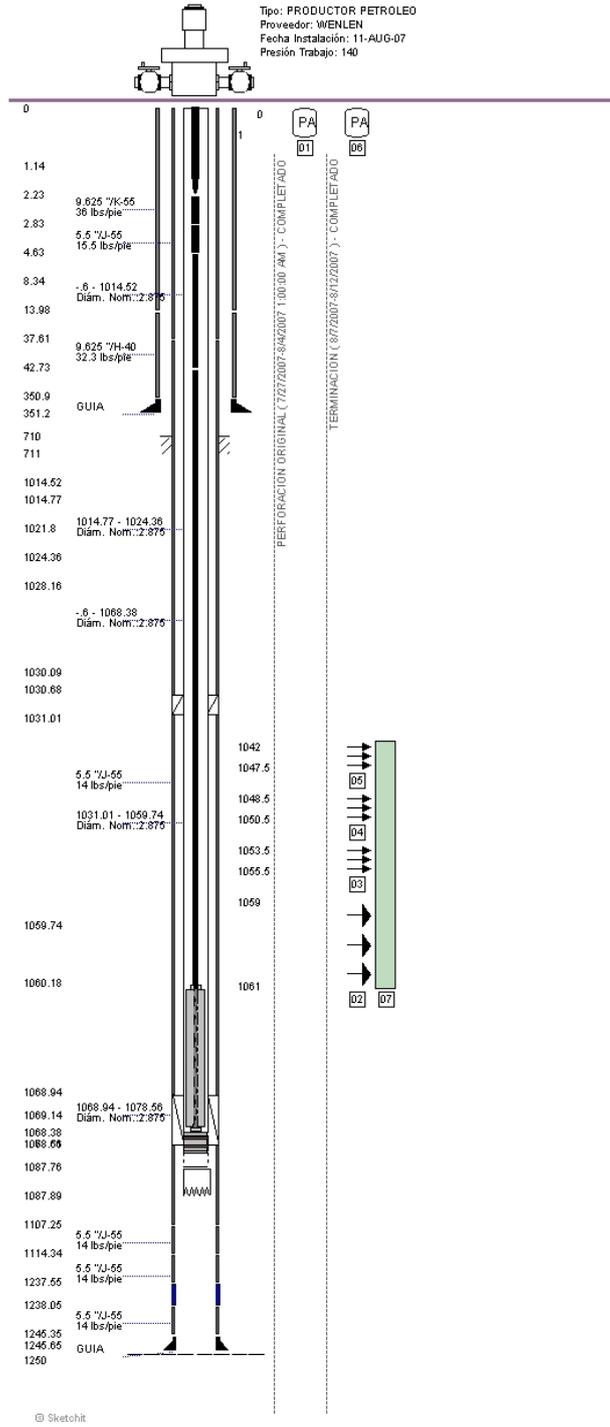
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLÓGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-724

X: 4951554.94 Y: 2595115.81 Z: 658.58
 Profundidad final: 1255.0 mbbp
 Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
 Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 332.93 mmm
 Profundidad de cañería guía: 351.2 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-724

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 351.2 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 325.65 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectores.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-724

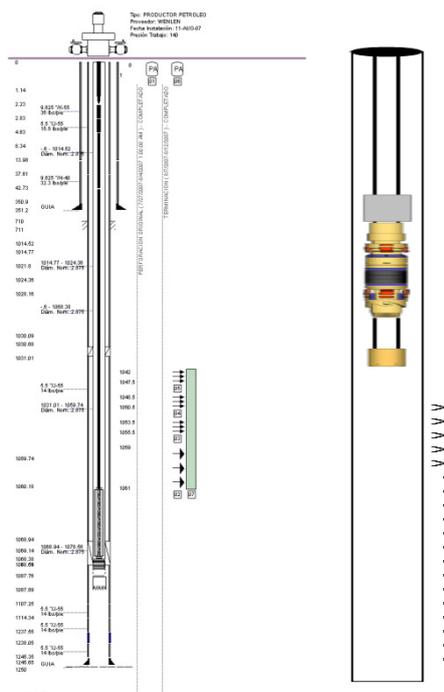
Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermiticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la perdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberan hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal minimo a la presión de 800 psi.
- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

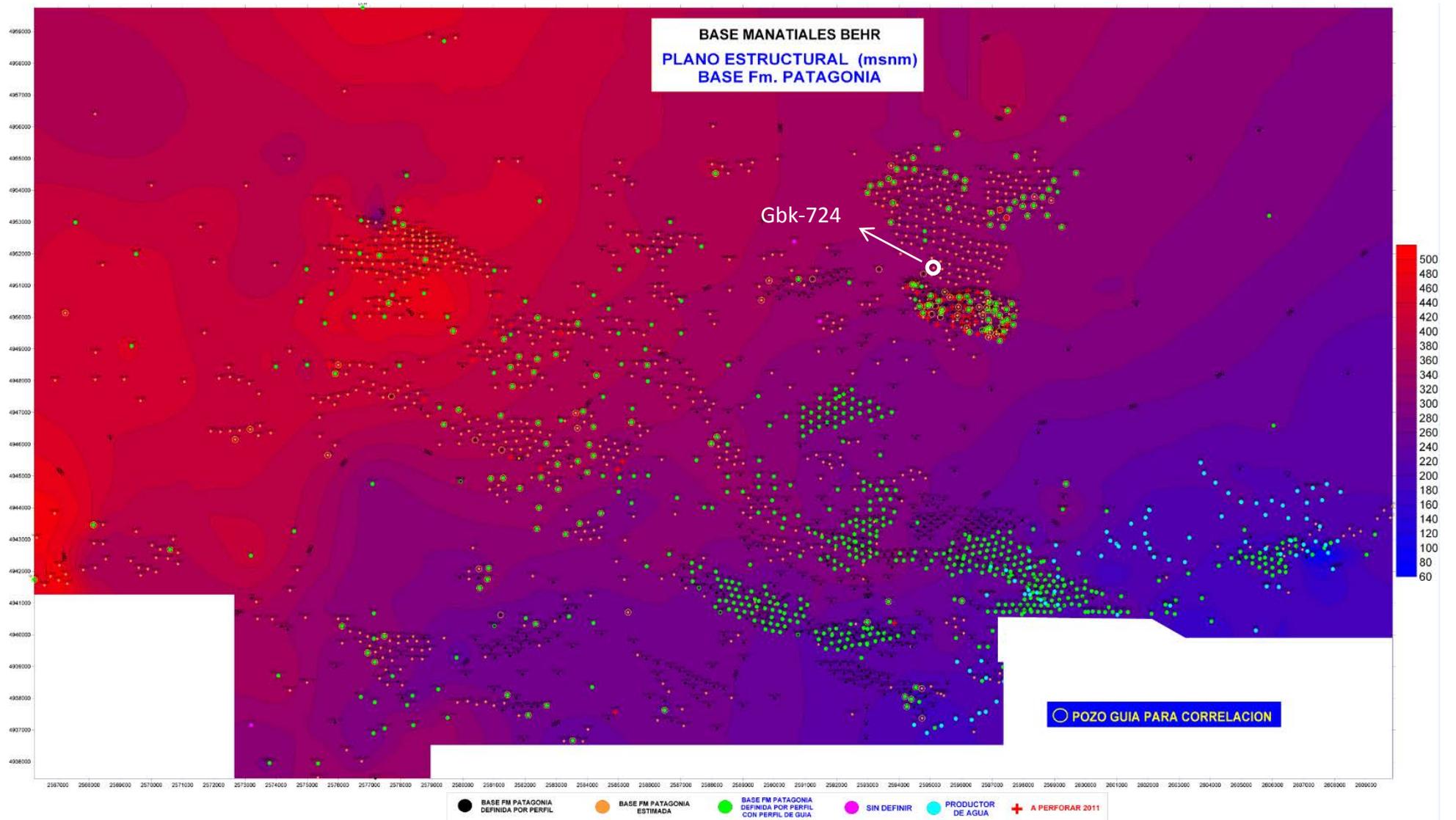
6. Historial del pozo:

- Agosto del 2007: Perforación y terminación
- Septiembre del 2009: Equipo de pulling, cambio estator PCP
- Septiembre del 2011: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-724

El perfilaje del pozo Gbk-724, fue de tipo convencional, desde los 1254.56 mbbp hasta los 320.98 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-727”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



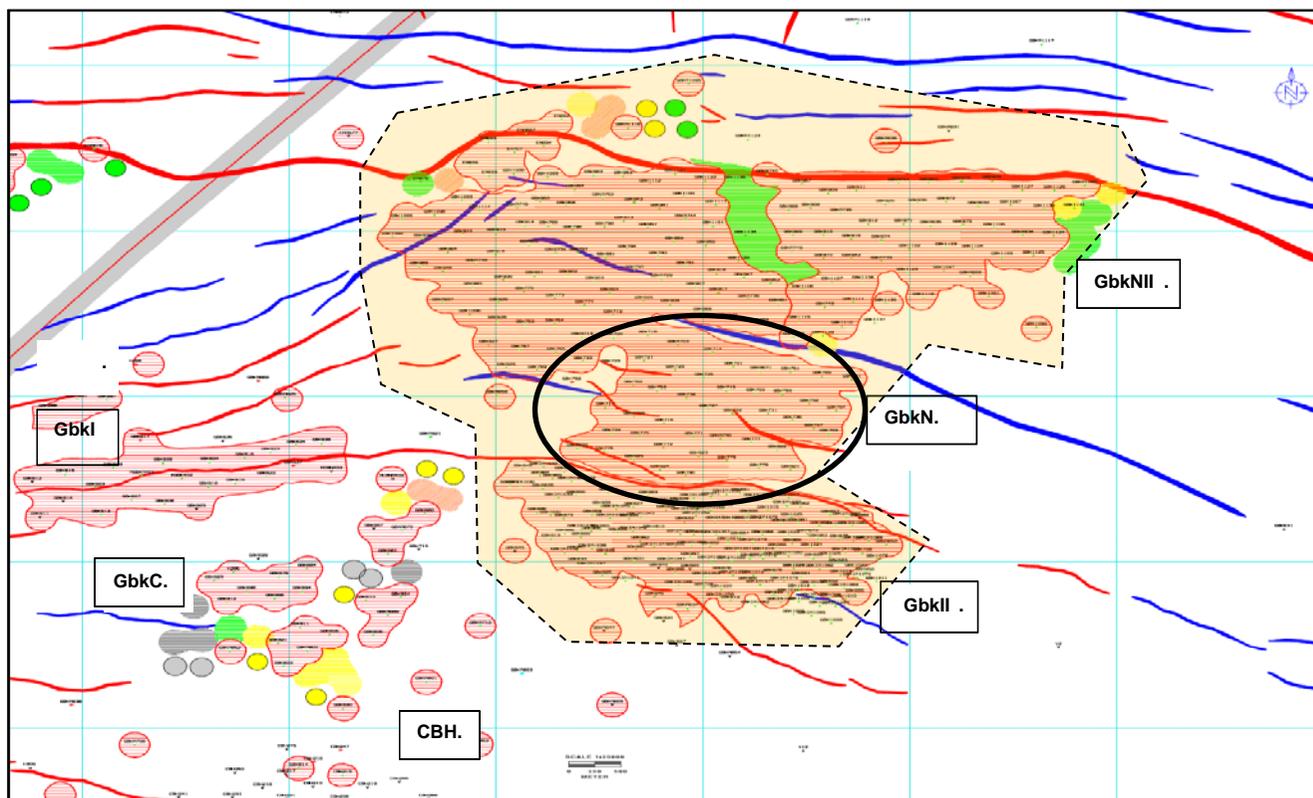
Marzo 2014

ÍNDICE

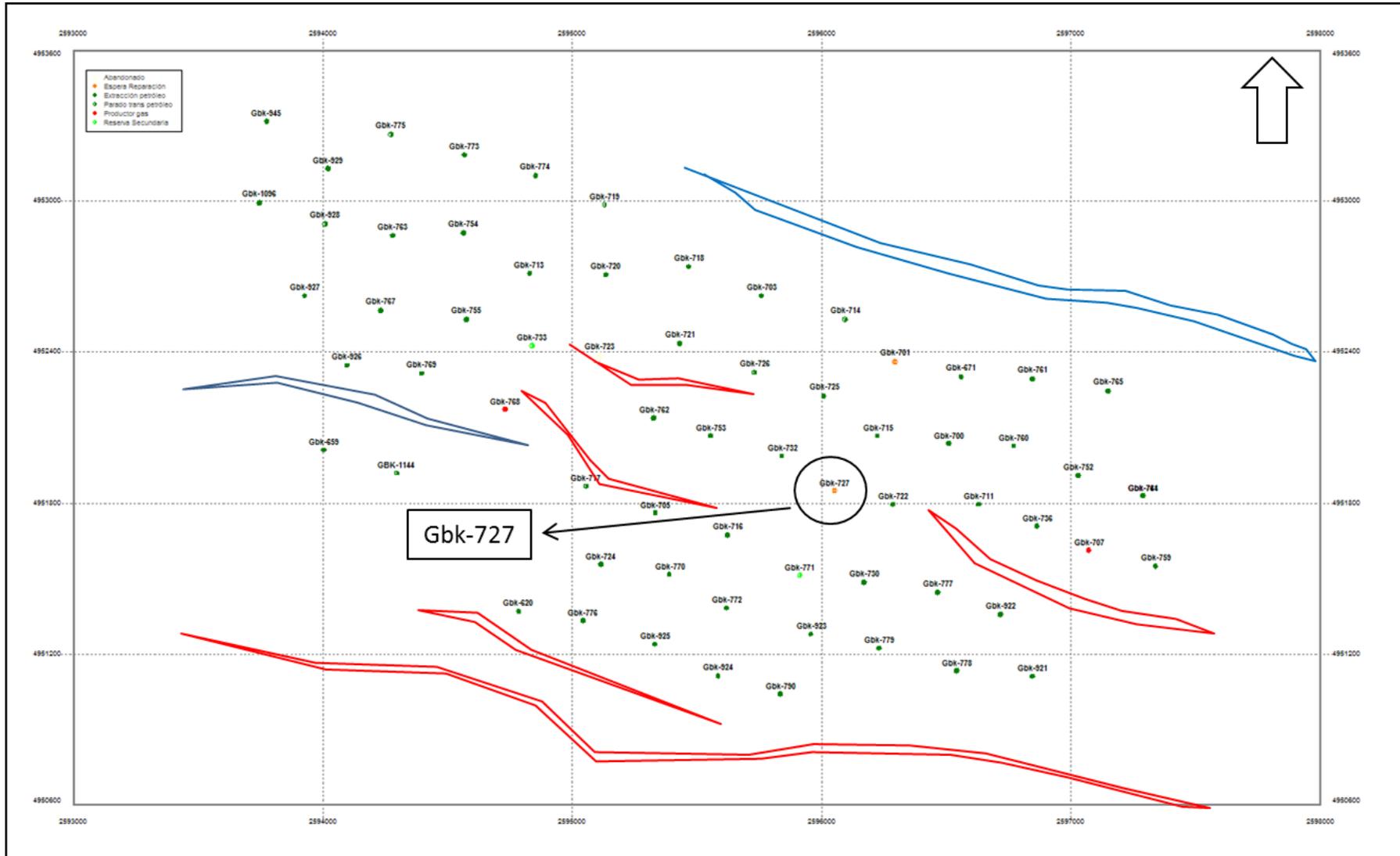
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-727.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-727.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-727.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-727.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-727

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-727.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-727

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE					
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN	
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLES) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS		
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES	DEPOSITACIÓN DE ARENA MIGRACIÓN 1ª	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
	SANTO- NIANO		SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES		
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	DEPOSITACIÓN DE M.O.	RESERVORIOS
	ALBIANO SUP.		Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen		
CRETÁSICO INFER.	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS Fm. D129 + Fm. MATASIETE	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE POTENCIAL COMPR.
	BARREM. HAUTER.		Fm. CERRO GUADAL		
NEOCOMIANO	CRET. BASAL	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE POTENCIAL COMPR.
	JURÁS. SUP.		LACUSTRE		
JURÁSICO MEDIO		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VOLCANISMO BIMODAL

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

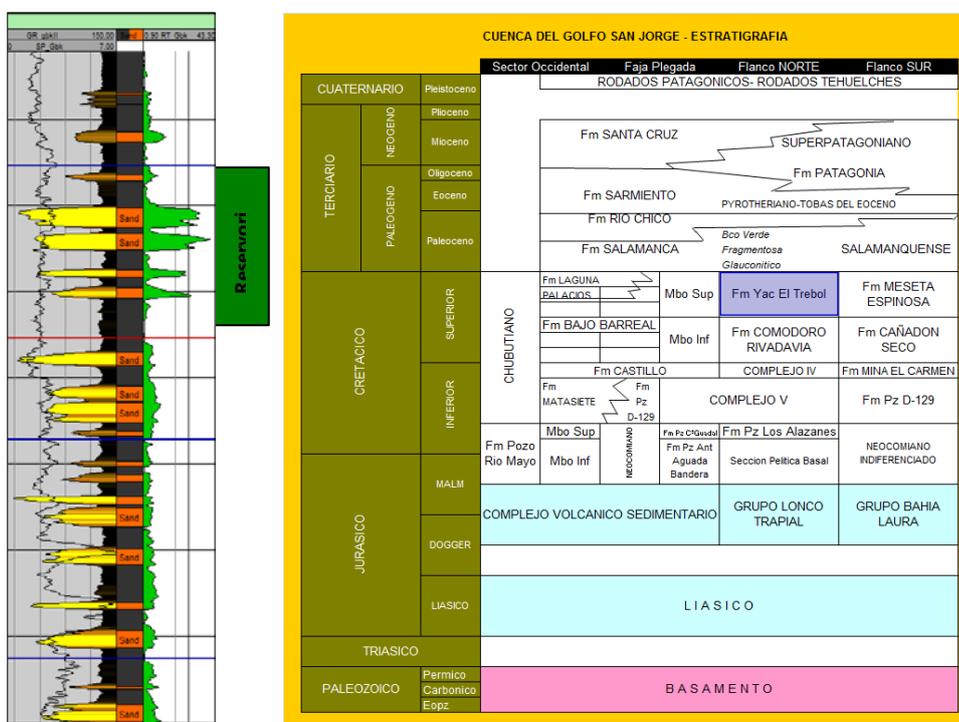
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLOGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-727

X: 4951847.23 Y: 2596053.22

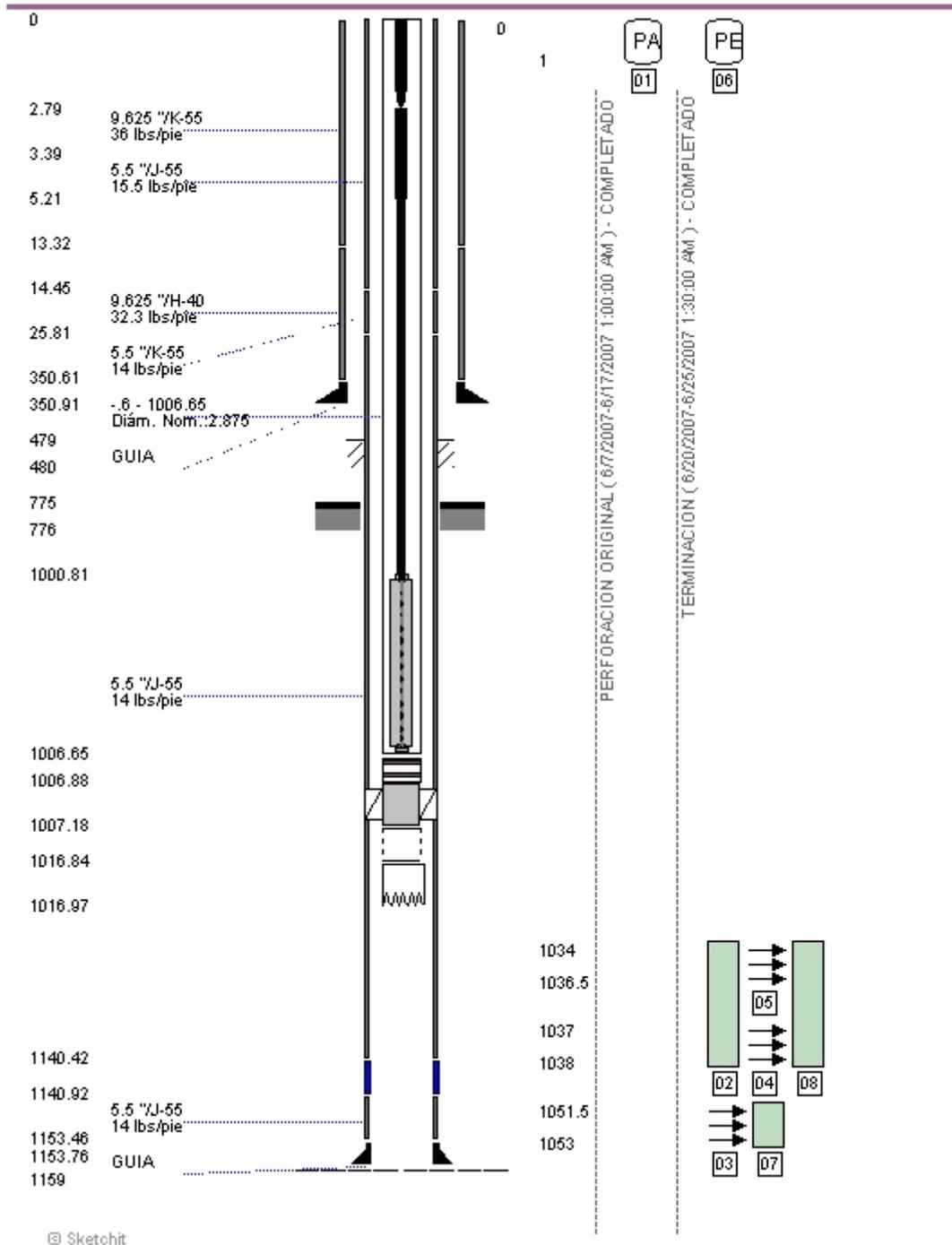
Z: 653.69

Profundidad final: 1159 mbbp

Estado Actual: EER (Espera Equipo de Reparación)

Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 329.6 mrm

Profundidad de cañería guía: 350.9 mbbp



© Sketchit

Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-727

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 350.9 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 324.1 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-727

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

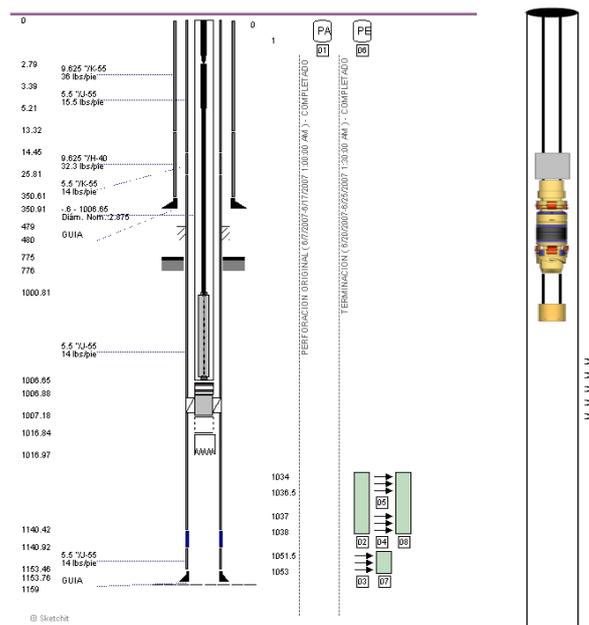
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

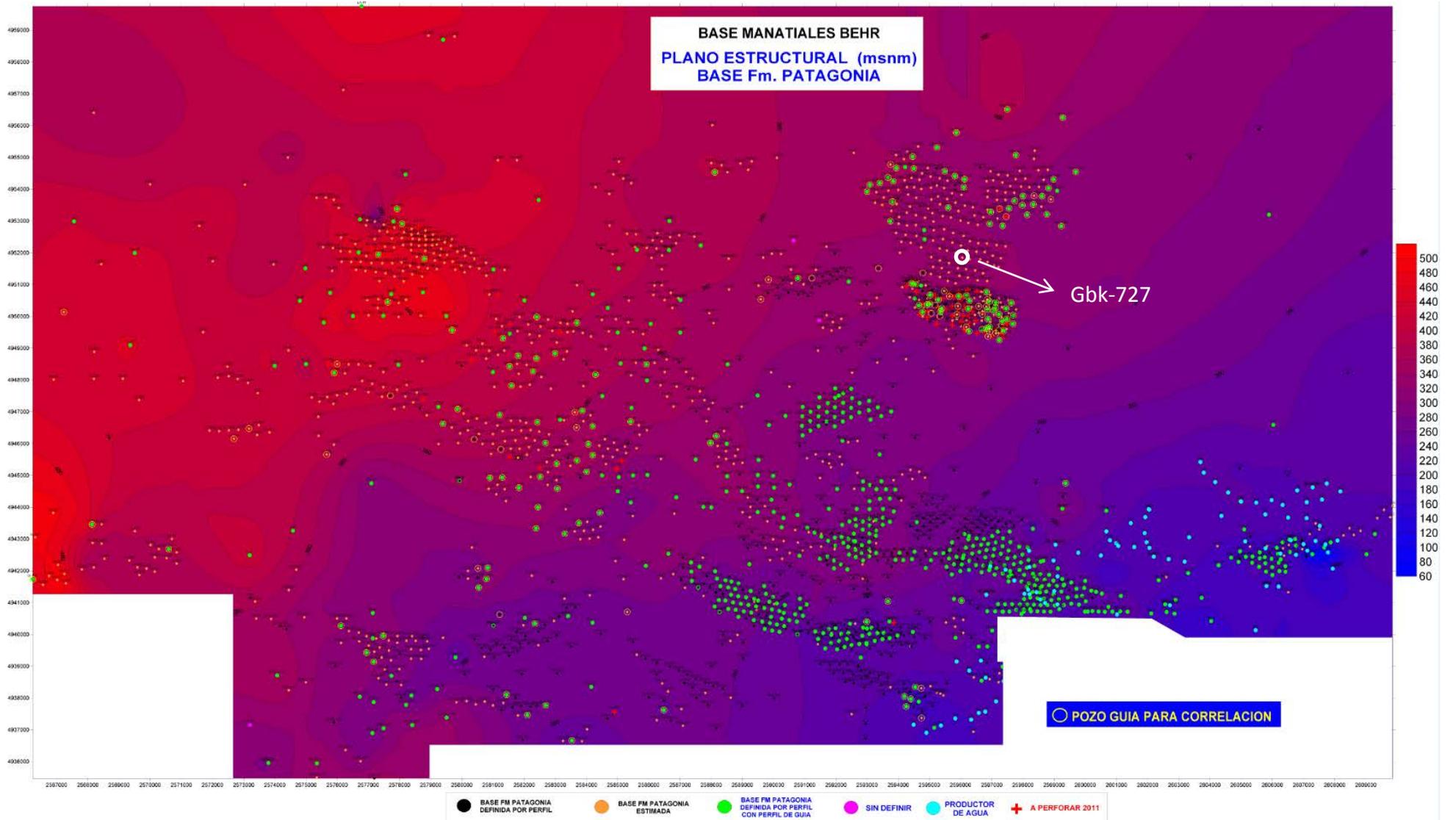
6. Historial del pozo:

- Junio del 2007: Perforación y terminación
- Marzo de 2010: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce
- Mayo de 2010: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce
- Junio de 2010: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce
- Enero de 2011: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce
- Marzo de 2011: Equipo de pulling, pesca en la bomba
- Junio de 2011: Equipo de pulling, cambio de bomba – no produce
- Actual (Marzo 2014): Espera Equipo Reparación

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-727

El perfilaje del pozo Gbk-727, fue de tipo convencional, desde los 1156.3 mbbp hasta los 352.6 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-730”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



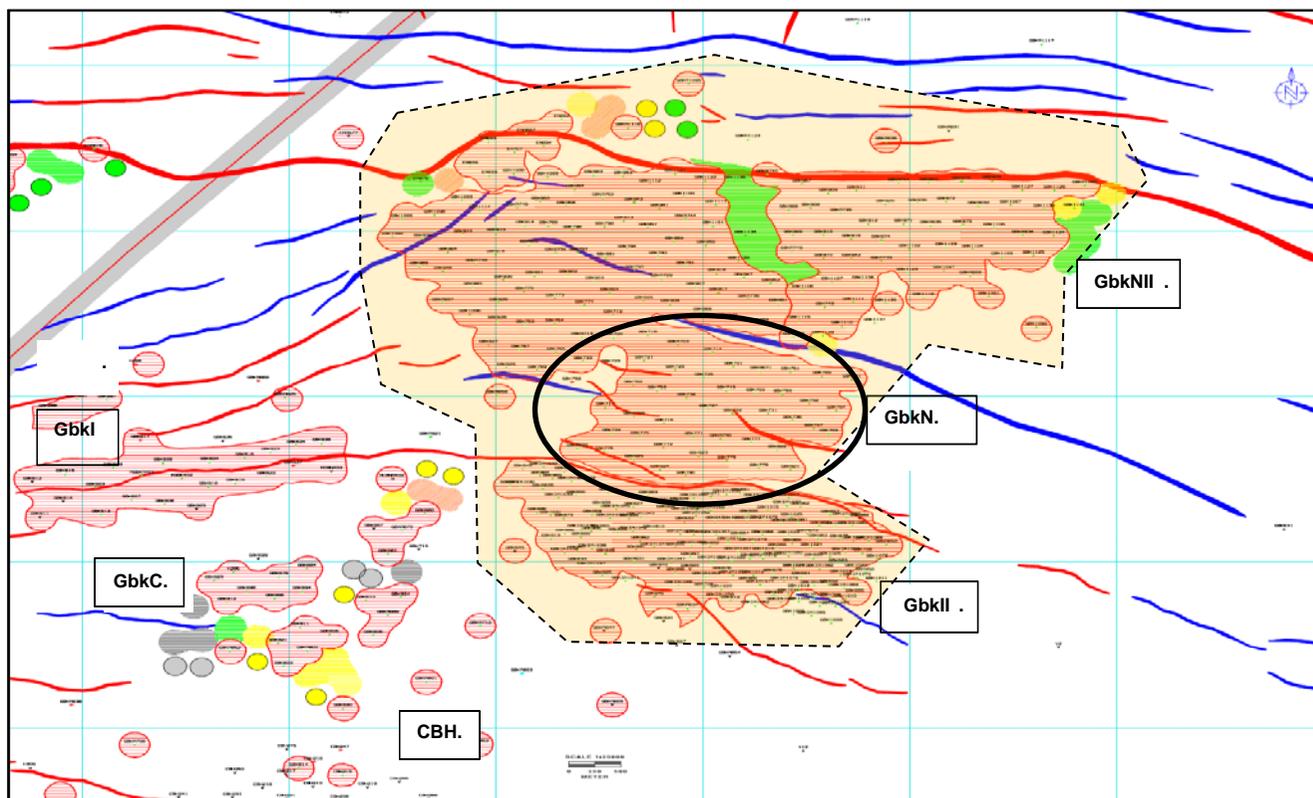
Marzo 2014

ÍNDICE

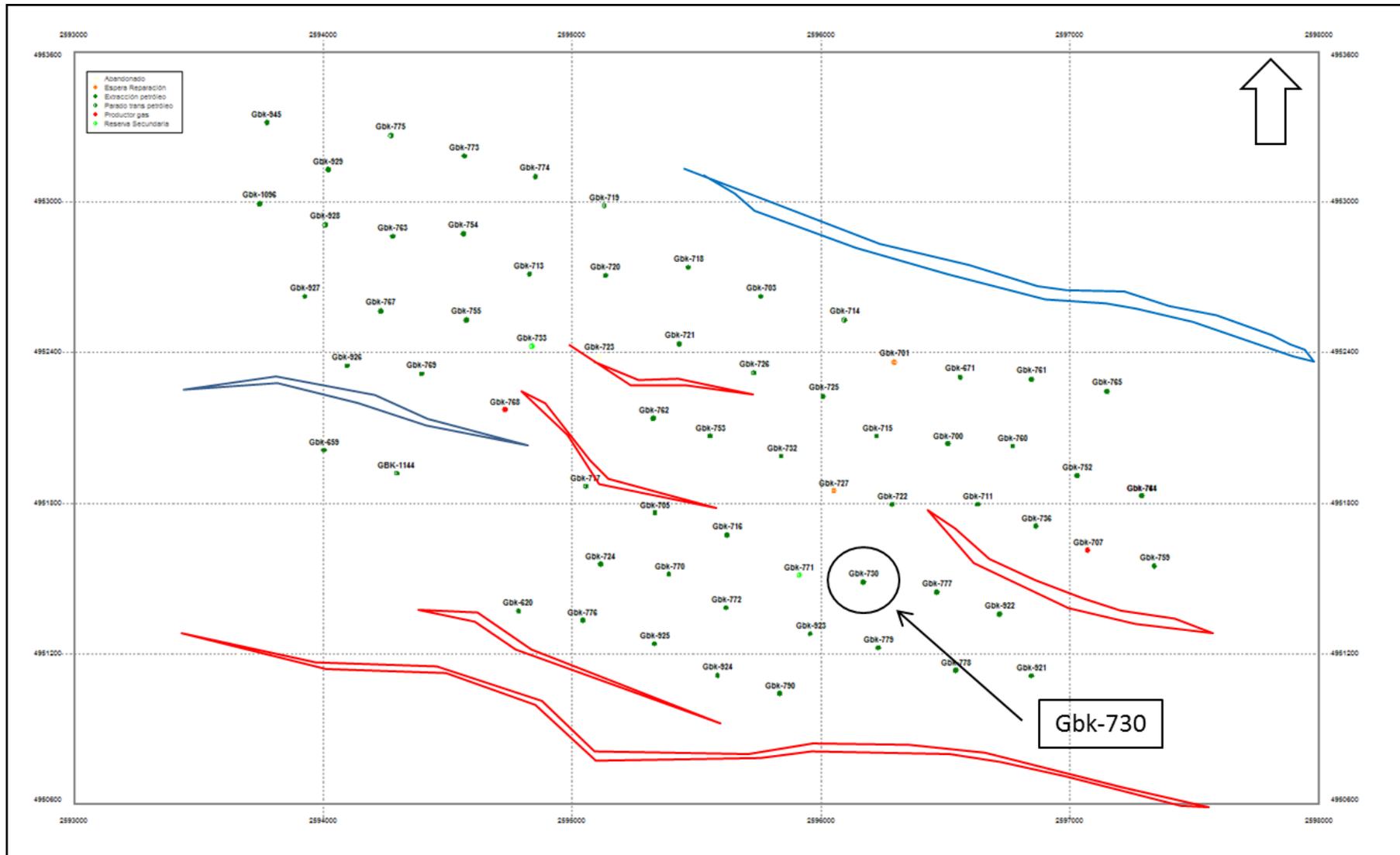
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-730.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-730.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-730.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-730.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-730

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-730.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-730

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE					
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN	
TERCIARIO	PLEISTOC.	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS		
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Gr. CHUBUT Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª 1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA
	SANTO- NIANO		SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES		
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
	ALBIANO SUP.		Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen		
CRETÁSICO INFER.	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS Fm. D129 + Fm. MATASIETE	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG
	BARREM. HAUTER.		Fm. CERRO GUADAL		
NEOCOMIANO	CRET. BASAL	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TARDÍO CON VOLCANISMO BIMODAL
	JURÁS. SUP.		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA		
JURÁSICO MEDIO					

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

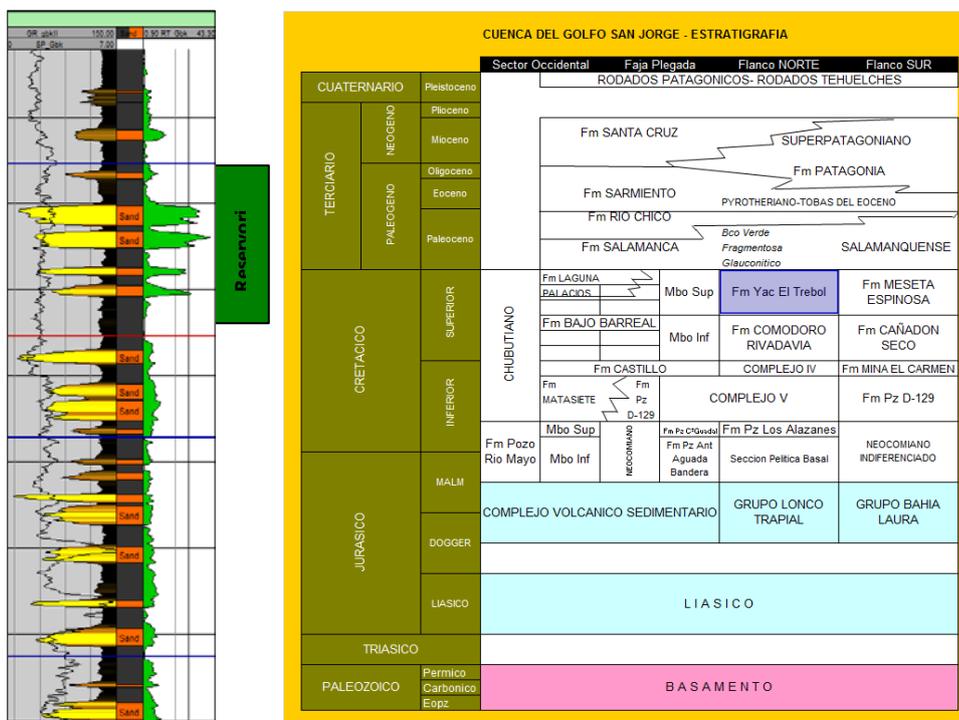
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

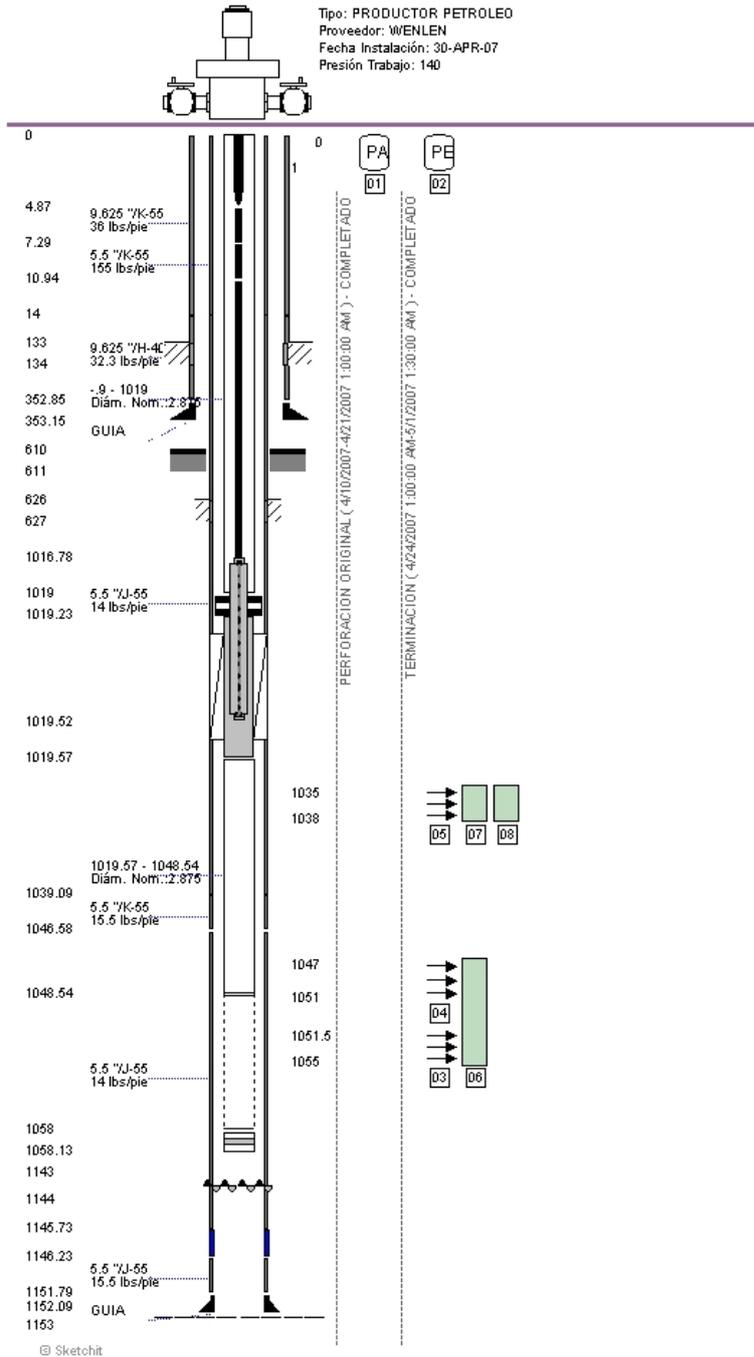
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLOGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-730

X: 4951484.49 Y: 2596170.94 Z: 645.45
Profundidad final: 1150.0 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 328.29 mmm
Profundidad de cañería guía: 353.1 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-730

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 353.1 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 317.2 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-730

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

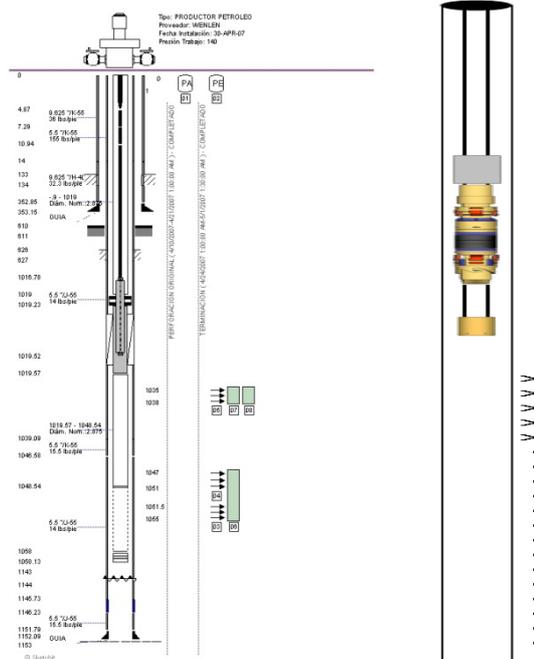
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

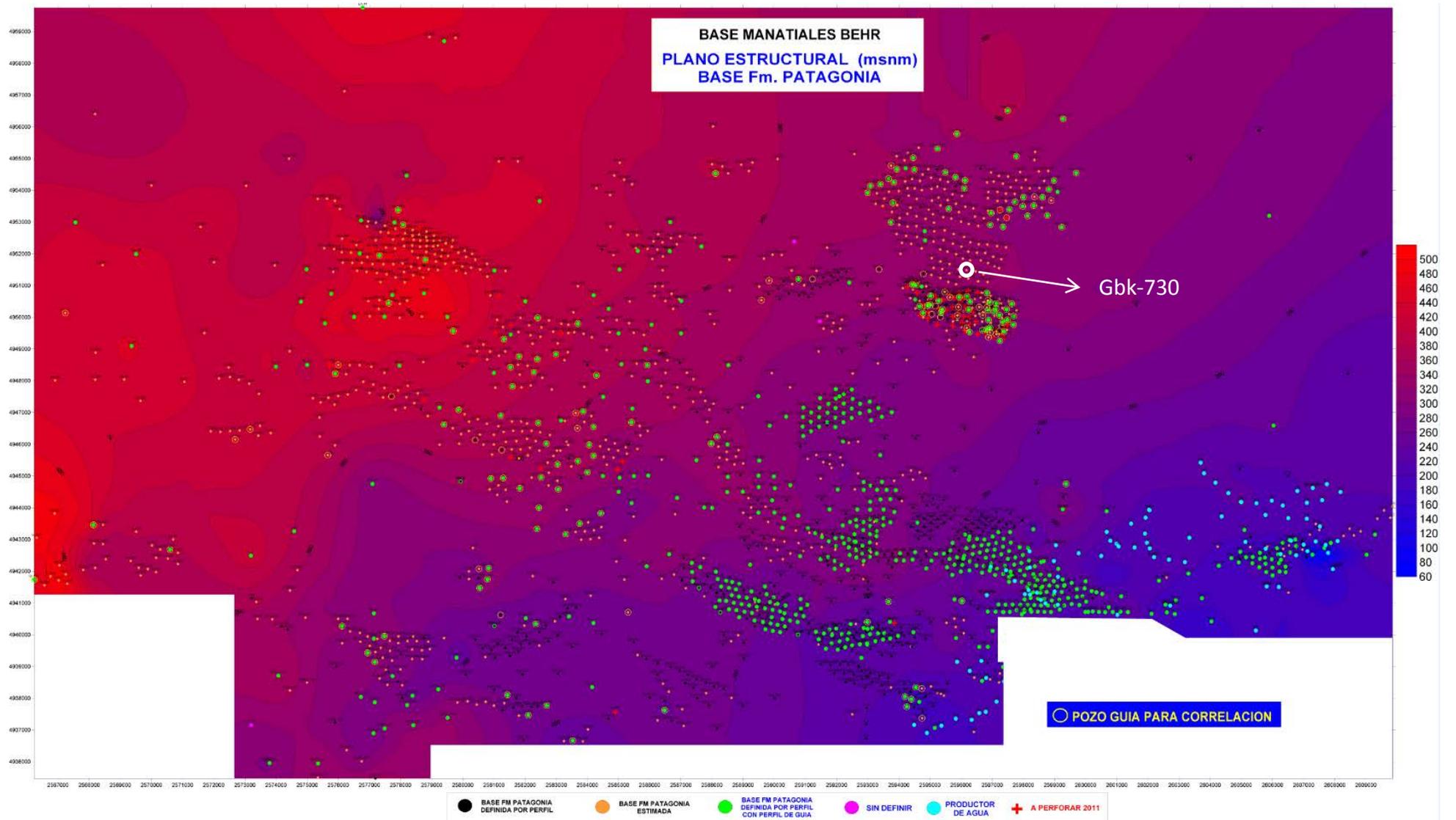
6. Historial del pozo:

- Abril del 2007: Perforación
- Mayo del 2007: Terminación
- Octubre del 2013: Equipo de flush by , cambio de bomba

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-730

El perfilaje del pozo Gbk-730, fue de tipo convencional, desde los 1149.55 mbbp hasta los 342.59 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-736”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



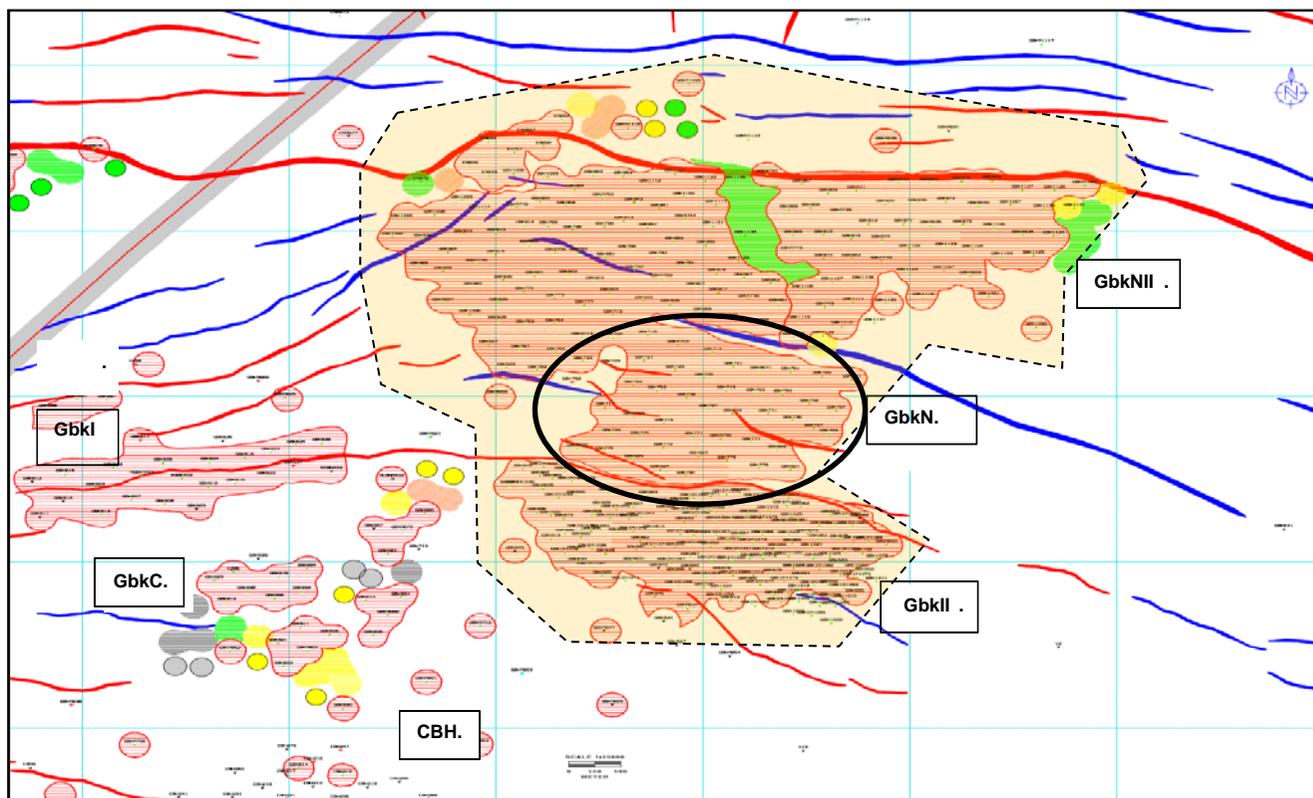
Marzo 2014

ÍNDICE

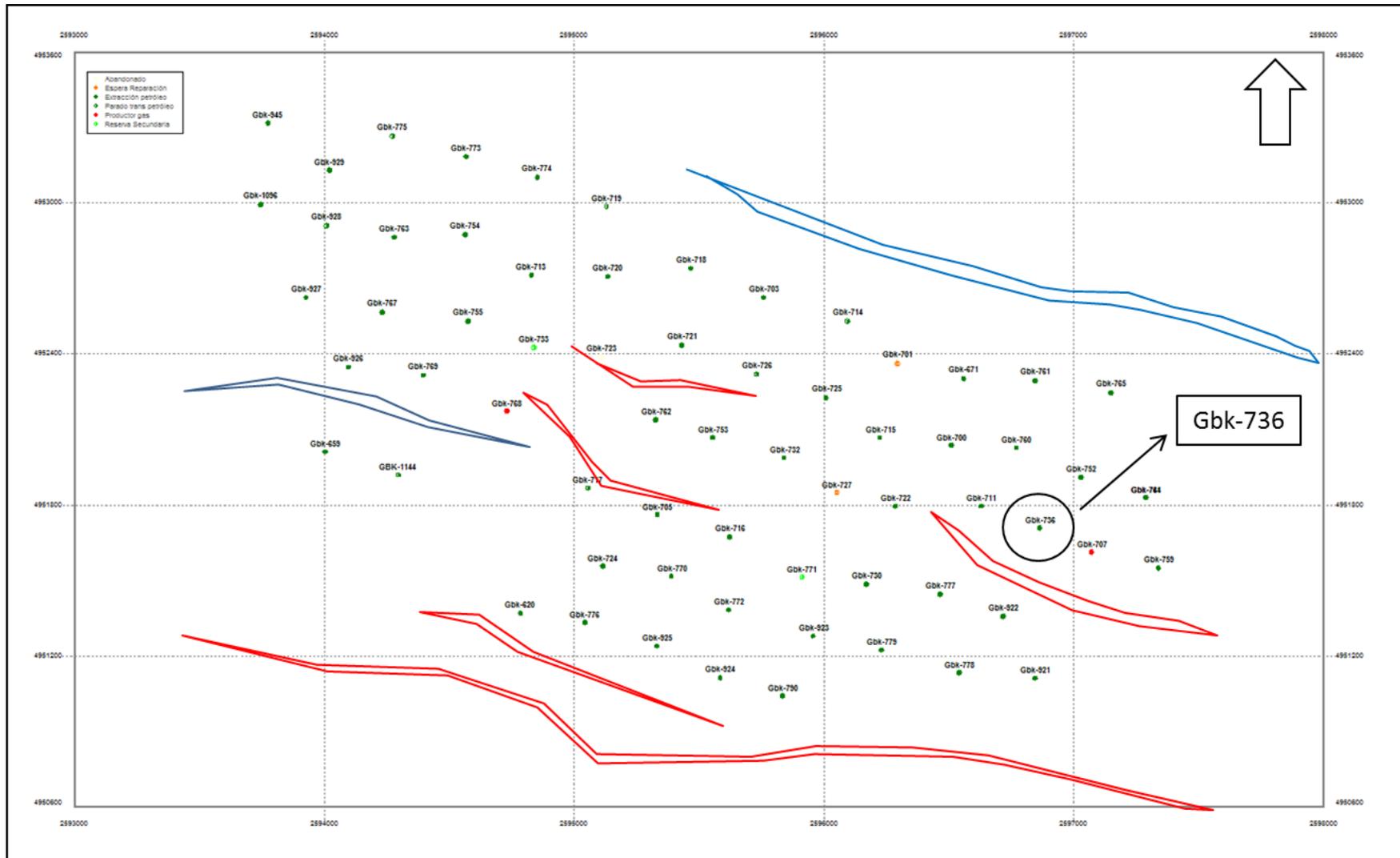
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-736.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-736.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-736.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-736.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-736

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-736.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-736

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE							
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN			
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA		
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS			2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN)	SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES	DEPOSITACIÓN DE ARENA MIGRACIÓN 1ª	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA		
	SANTO- NIANO		SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES			RESERVORIOS	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO		
	ALBIANO SUP.		Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen			ACOMODACIÓN POR SUBSIDIENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES	
NEOCOMIANO (CRET. INF.)	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS Fm. D129 + Fm. MATASIETE Fm. CERRO GUADAL Fm. AGUADA BANDERA	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG		
	BARREM. HAUTER.		LACUSTRE			ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	SUBSIDIENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
	CRET. BASAL		LACUSTRE			VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO	
JURÁSICO MEDIO	JURÁS. SUP.	Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDIENCIA	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL		

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

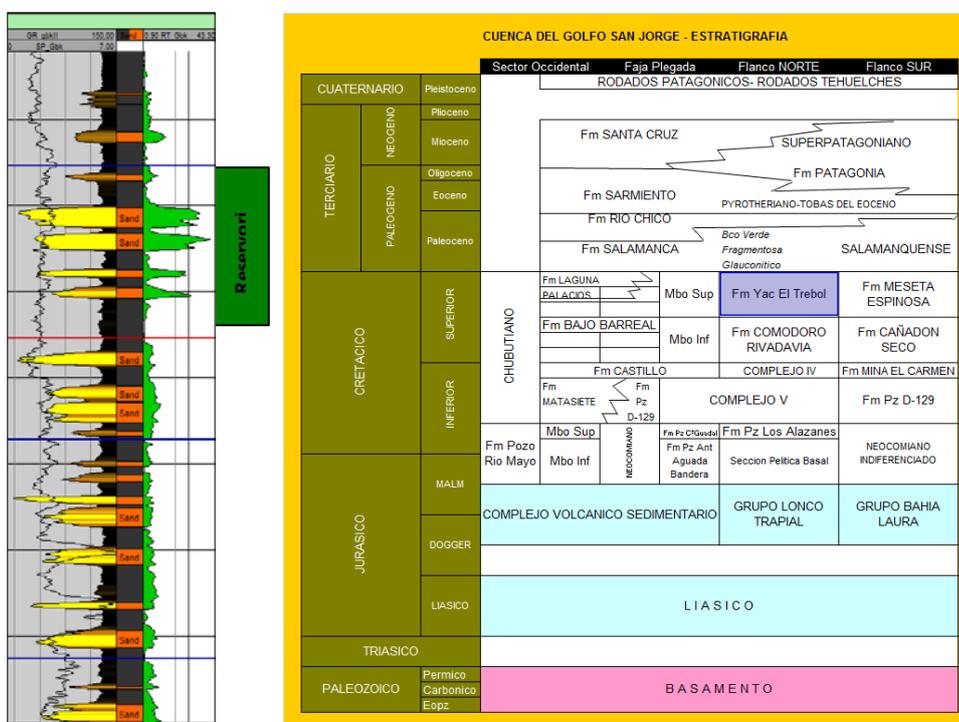
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLÓGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 353.7 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 316.3 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-736

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

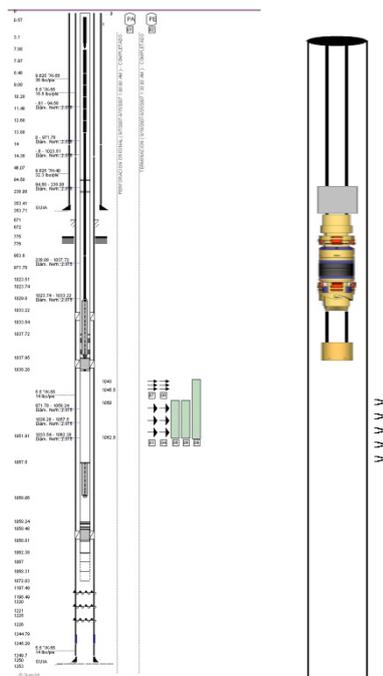
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m3/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm2 (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI mín	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

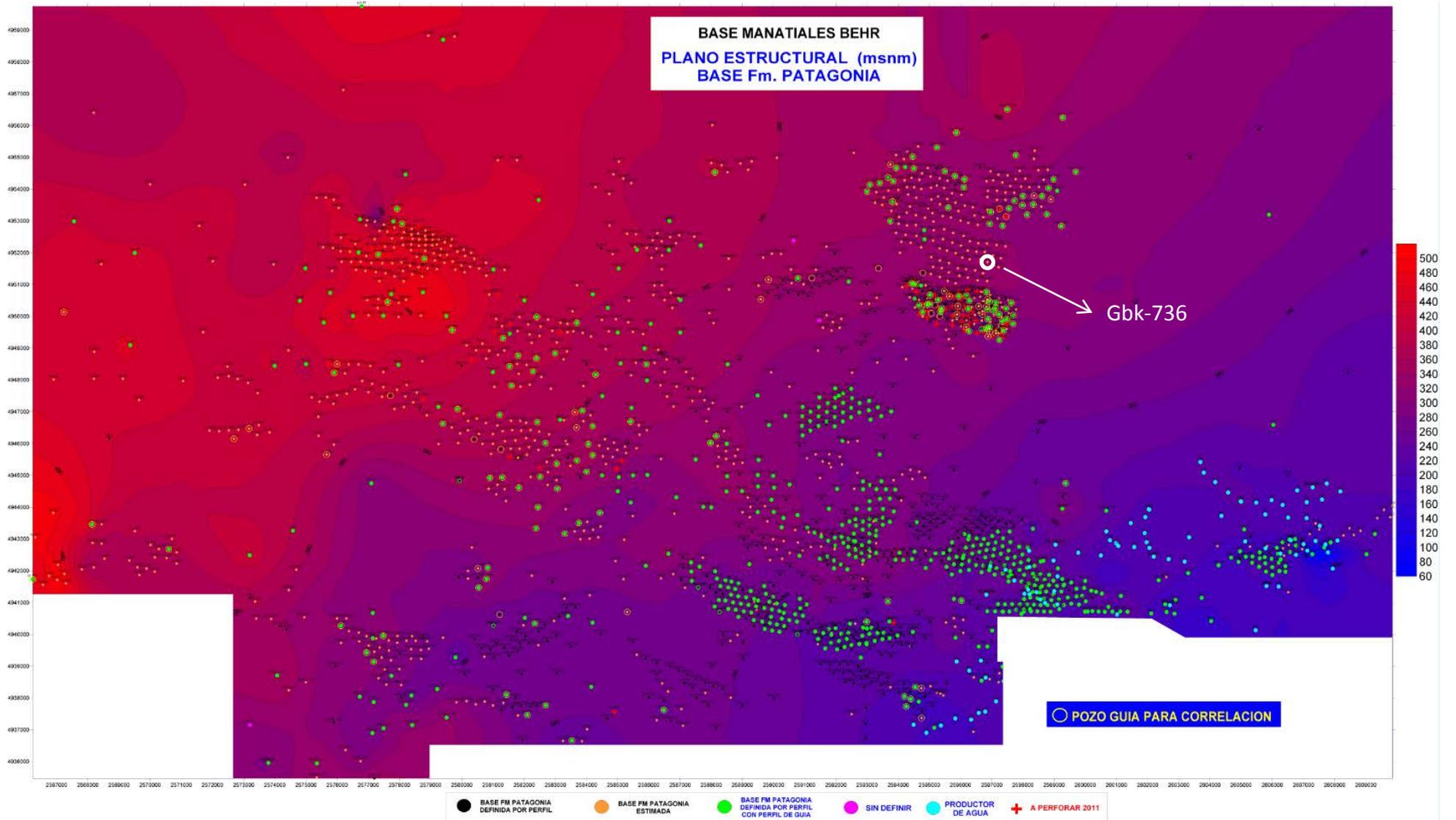
6. Historial del pozo:

- Septiembre del 2007: Perforación y terminación
- Diciembre del 2007: Equipo de pulling, cambio PCP aprisionada
- Julio del 2012: Equipo de pulling , cambio de bomba – no produce
- Agosto del 2012: Equipo de pulling, cambio de bomba – por mejora
- Marzo del 2013: Equipo de pulling, cambio PCP – por merma

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-736

El perfilaje del pozo Gbk-761, fue de tipo convencional, desde los 1258.21 mbbp hasta los 340.92 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-753”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



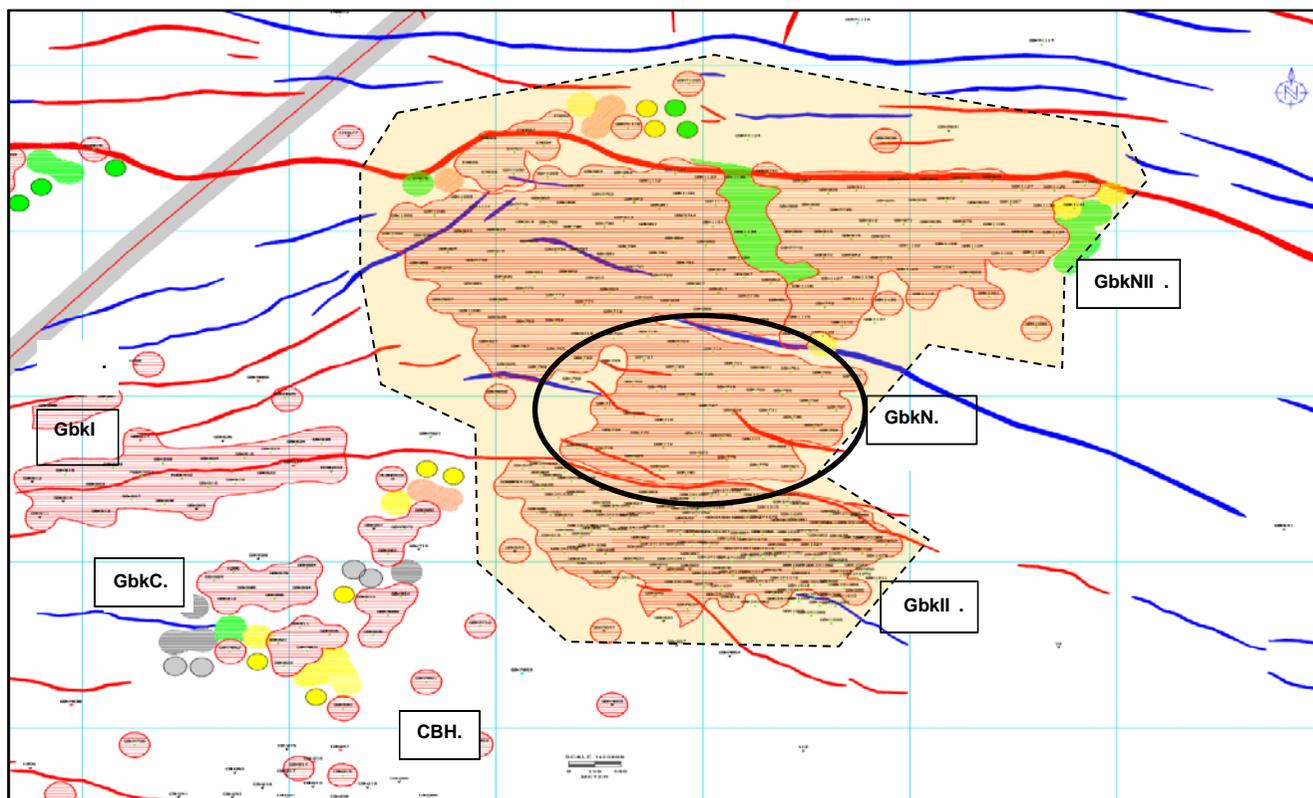
Marzo 2014

ÍNDICE

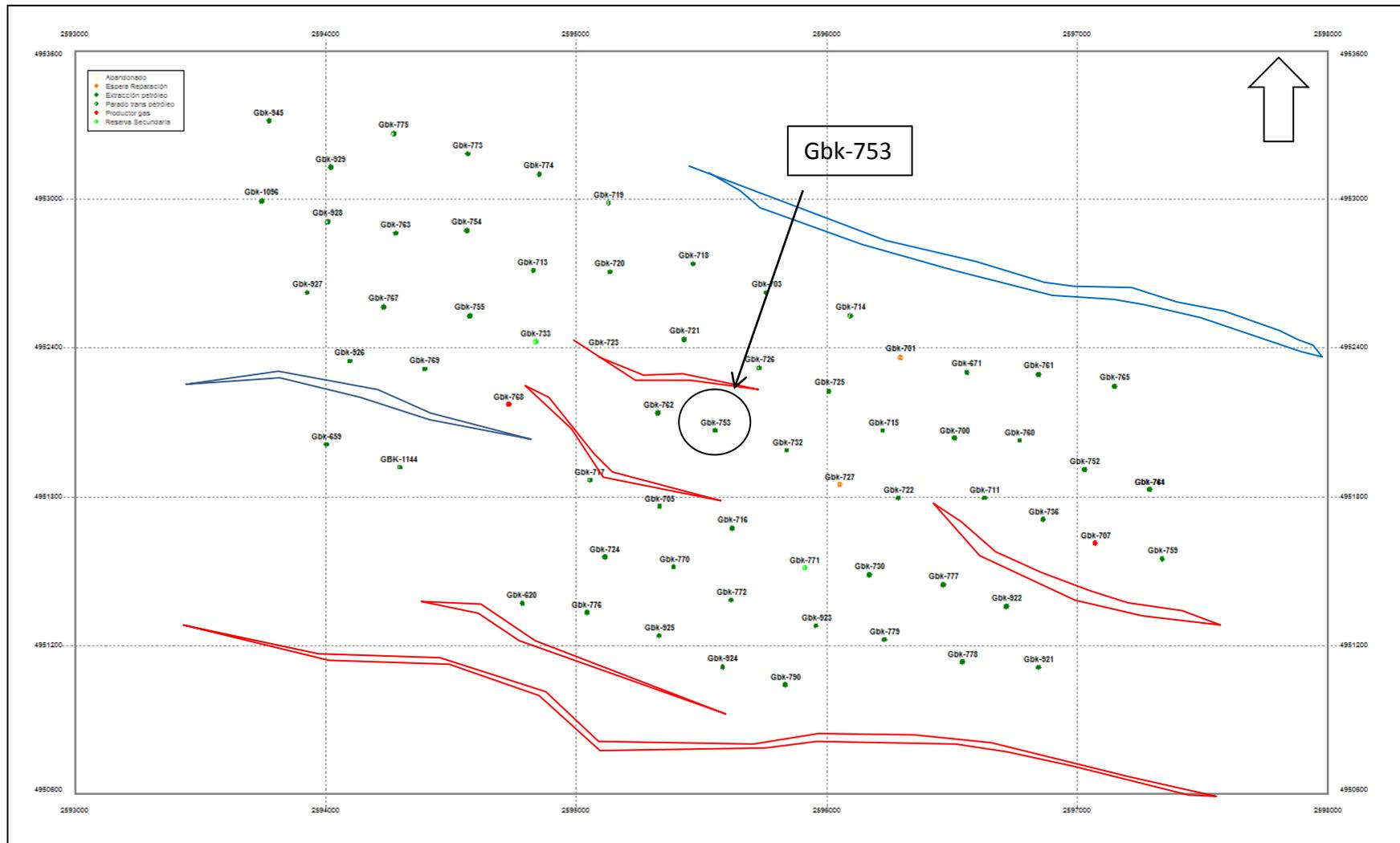
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-753.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-753.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-753.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-753.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-753

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-753.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-753

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE								
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN				
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA			
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS			2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN)	SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA	
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA			
	SANTO- NIANO					Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	RESERVORIOS	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO			
	ALBIANO SUP.					Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen	RESERVORIOS	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
NEOCOMIANO (CRET. INF.)	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG			
	BARREM. HAUTER.					Fm. D129 + Fm. MATASIETE	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	SUBSIDENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
	CRET. BASAL					Fm. CERRO GUADAL	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO
JURÁSICO MEDIO	JURÁS. SUP.	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO			
JURÁSICO MEDIO		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL			

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

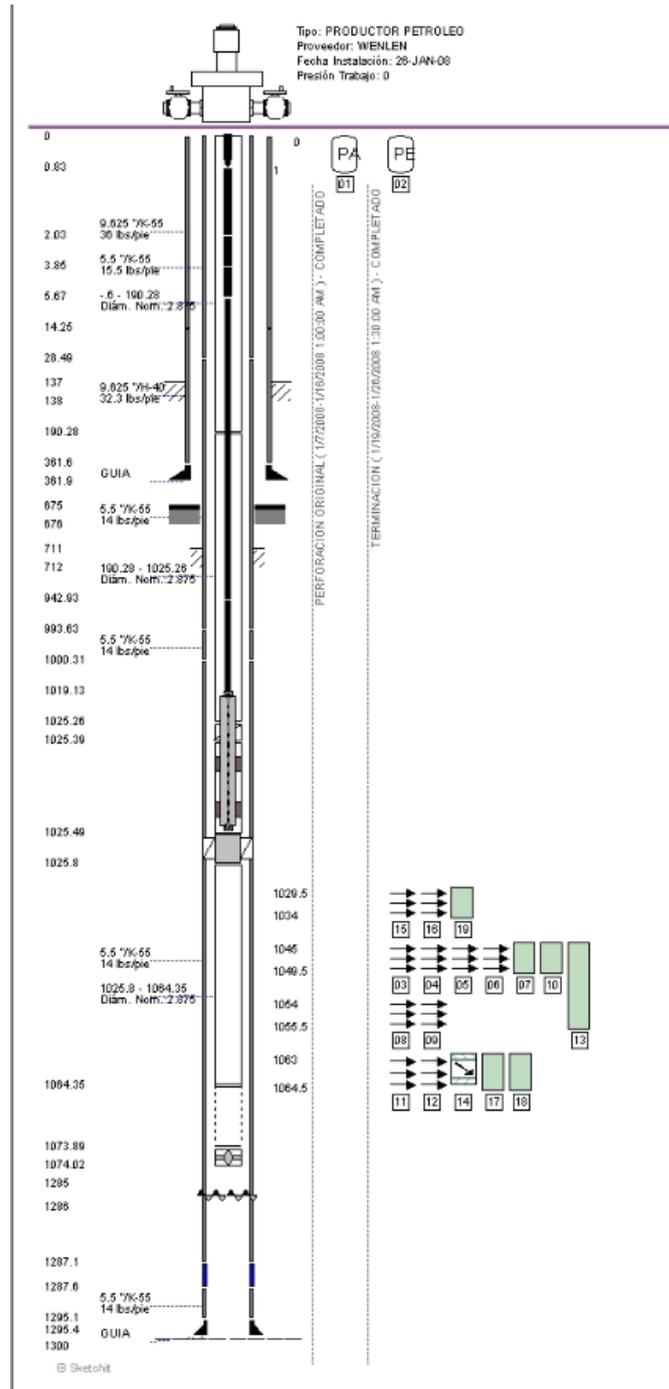
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLÓGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-753

X: 4952066.36 Y: 2595556.97 Z: 657.68
Profundidad final: 1305 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 332,6 mnm
Profundidad de cañera guía: 361,9 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-753

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 361,9 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 332,6 mnm. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-753

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

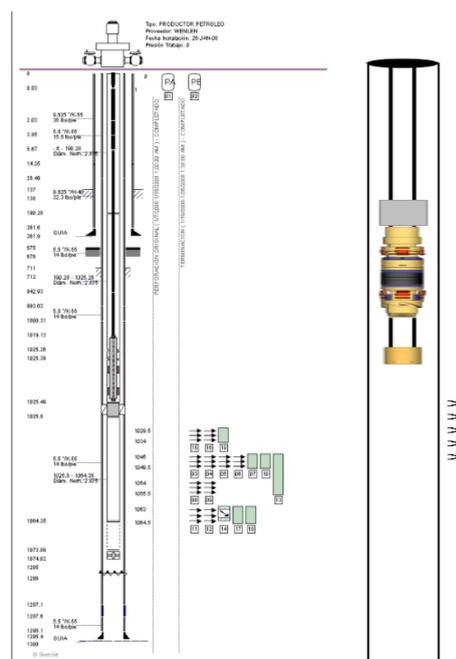
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberan hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal minimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

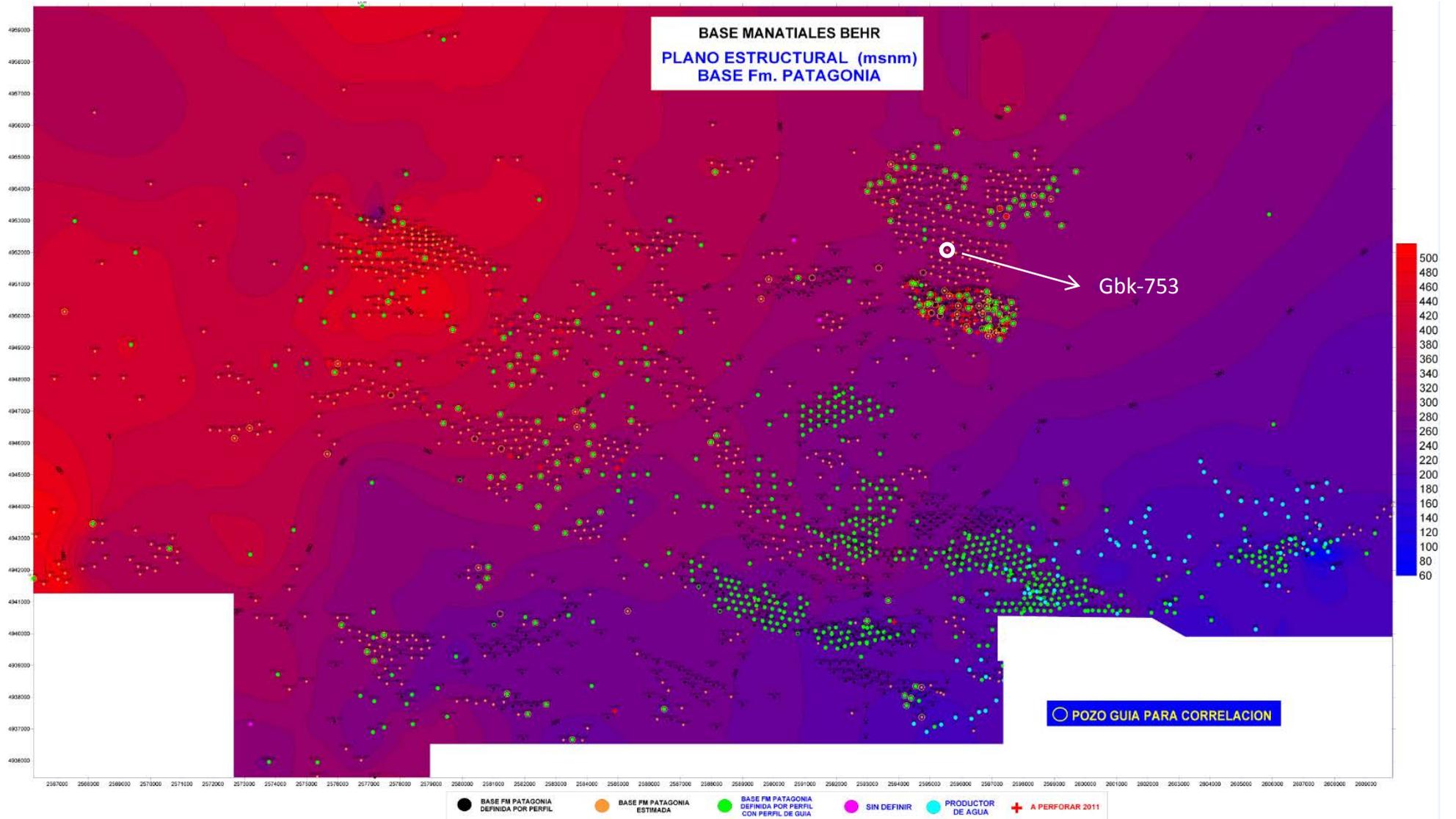
6. Historial del pozo:

- Enero del 2008: Perforación y terminación
- Septiembre del 2008: Pulling, cambio de PCP por merma
- Marzo de 2010: Pulling , cambio de PCP – no produce

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-753

El perfilaje del pozo Gbk-753, fue de tipo convencional, desde los 1304,97 mbbp hasta los 351,3 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-761”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



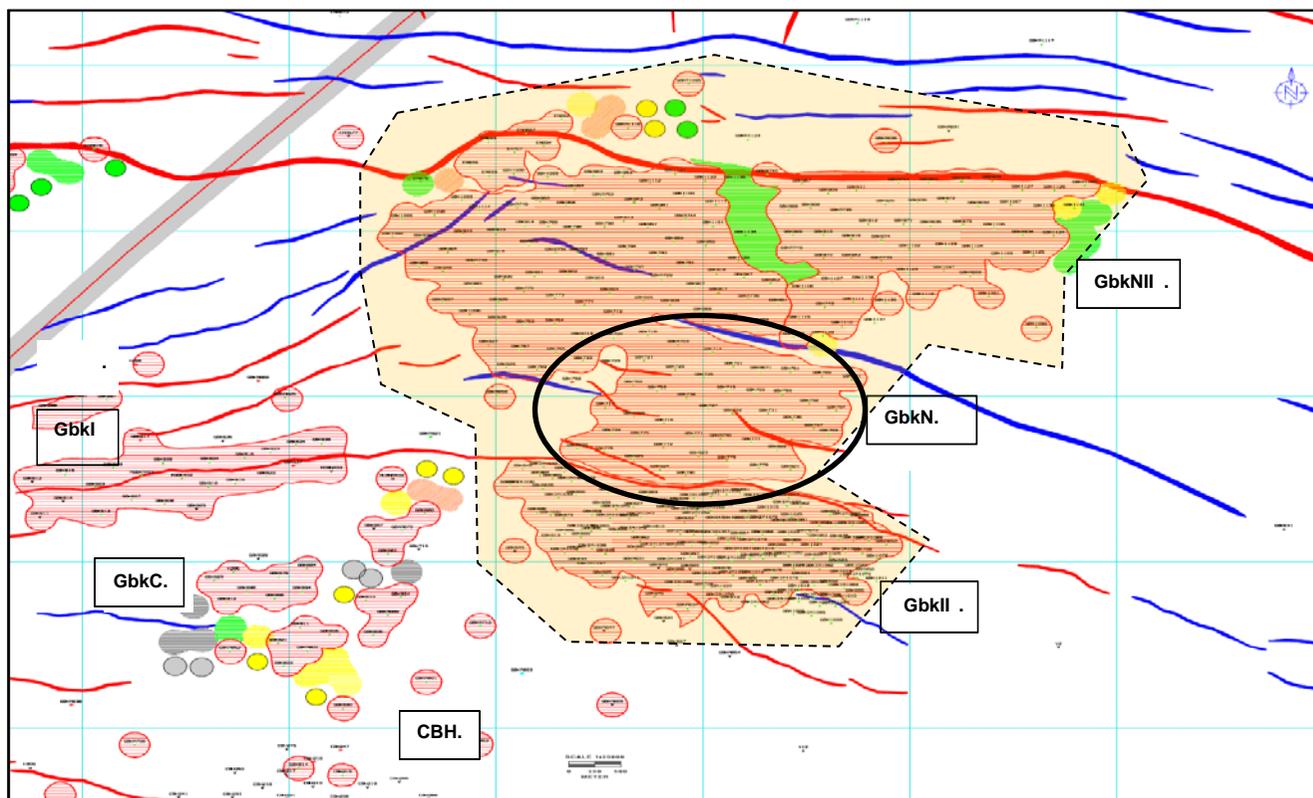
Marzo 2014

ÍNDICE

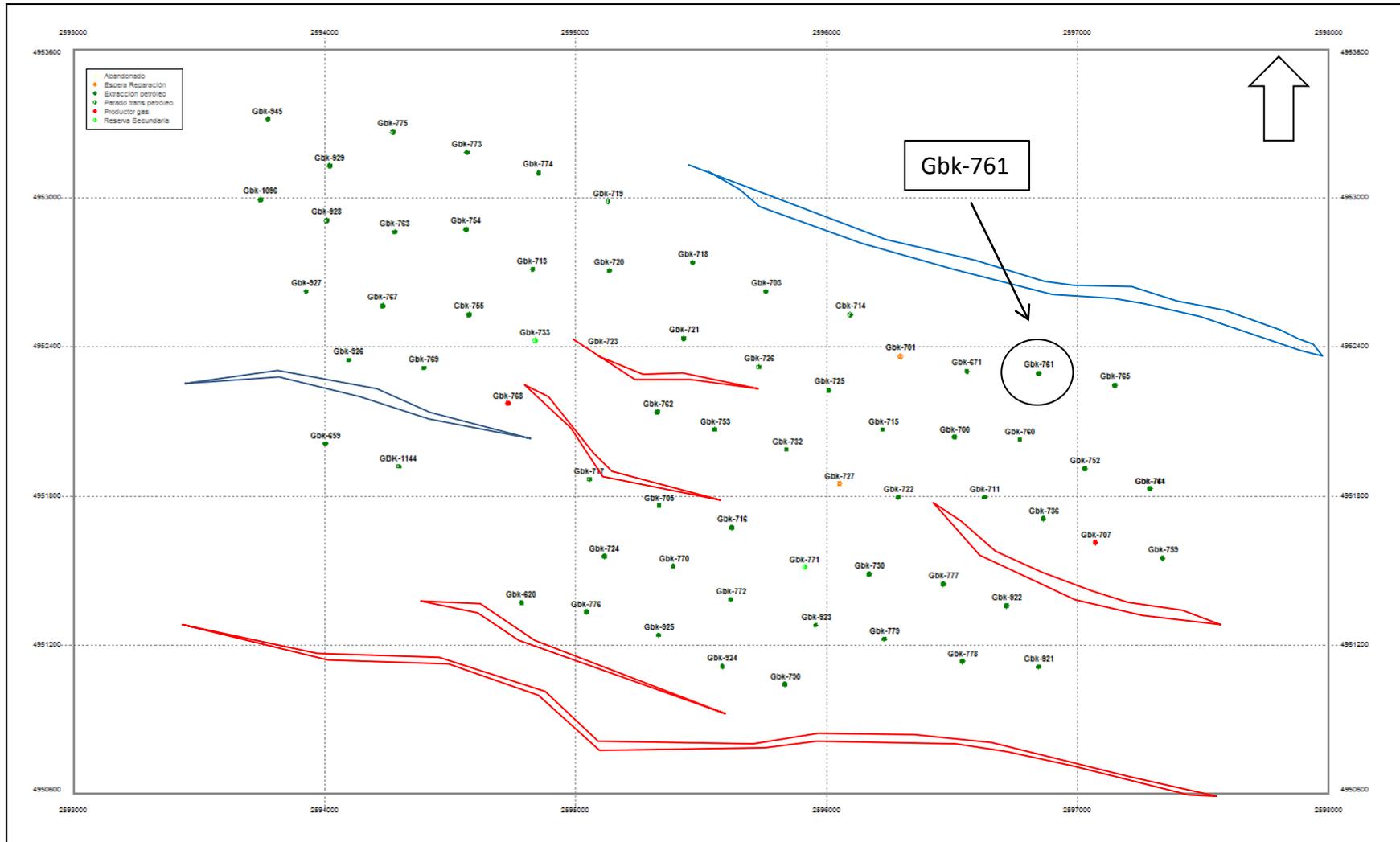
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-761.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-761.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-761.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-761.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-761

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-761.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-761

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE							
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN			
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA		
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLESS) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS			2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN)	SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA		
	SANTO- NIANO					Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	RESERVORIOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO		
	ALBIANO SUP.					Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen	RESERVORIOS
NEOCOMIANO (CRET. INF.)	ALBIANO APTIANO	Gr. LAS HERAS	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.		
	BARREM. HAUTER.					Fm. D129 + Fm. MATASIETE	TRANSICIÓN RIFT-SAG
	CRET. BASAL					Fm. CERRO GUADAL	SUBSIDENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
JURÁSICO MEDIO	JURÁS. SUP.	Fm. AGUADA BANDERA	LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO		
JURÁSICO MEDIO		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL		

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

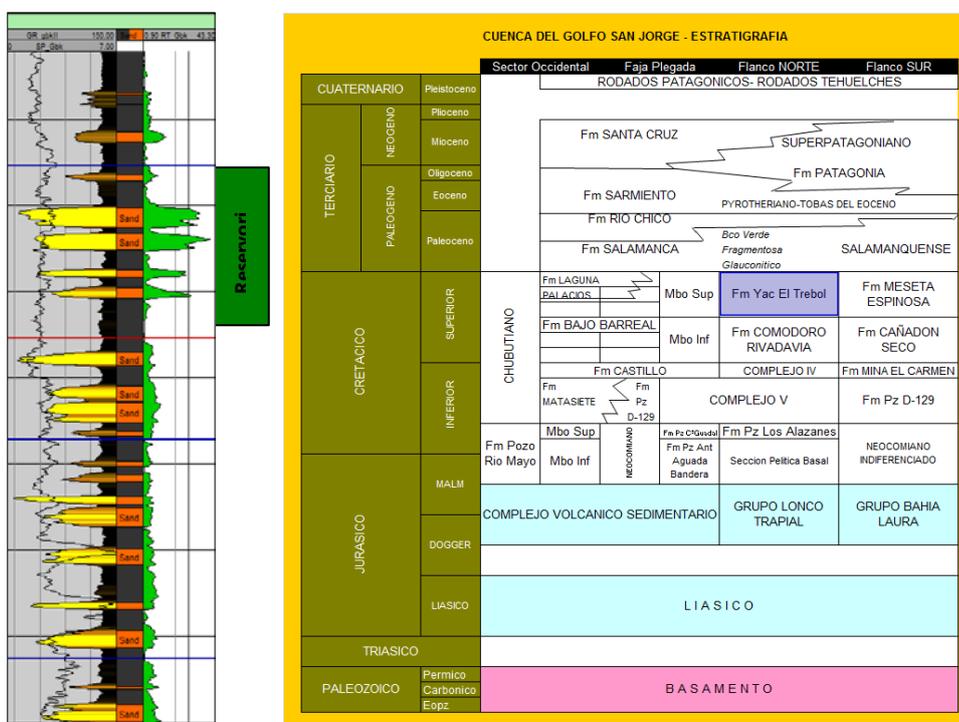
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

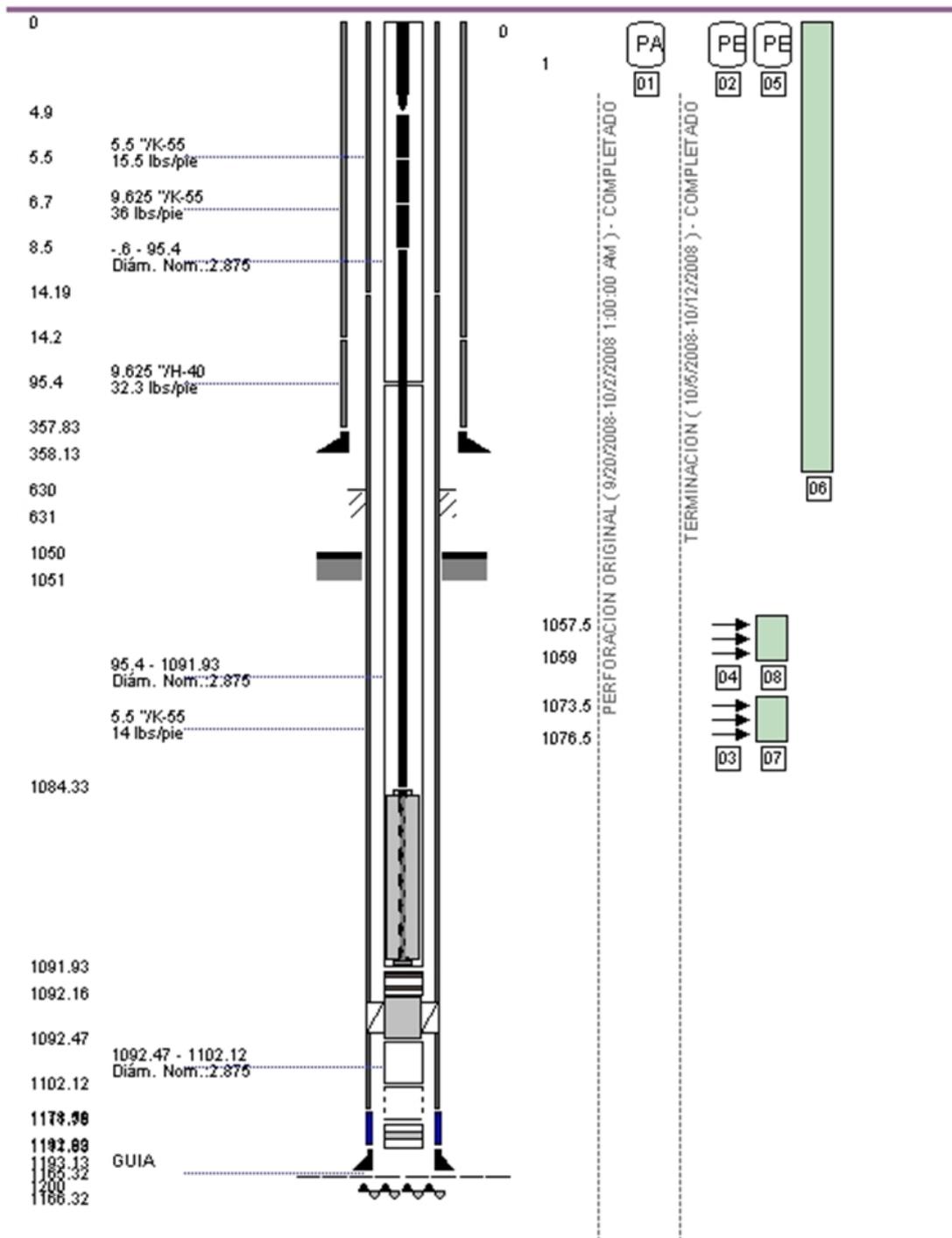
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLOGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-761

X: 4952293.1 Y: 2596846.29 Z: 649.75
Profundidad final: 1202.0 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 327,78 mrm
Profundidad de cañera guía: 358,13 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-761

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 358 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 321.9 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-761

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

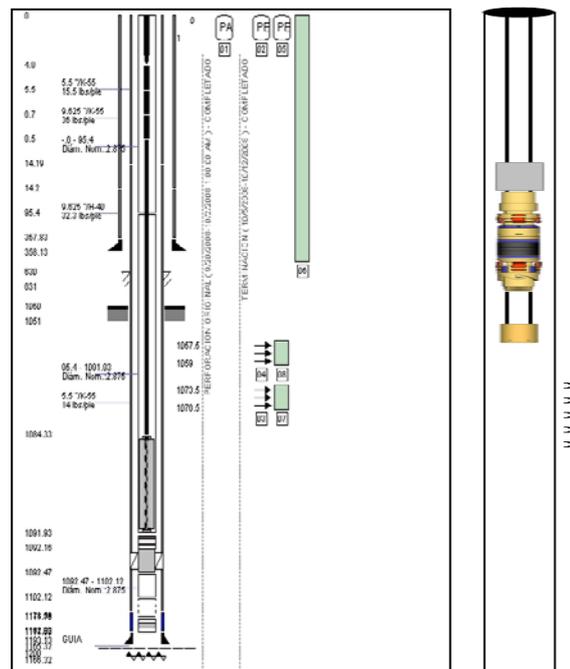
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

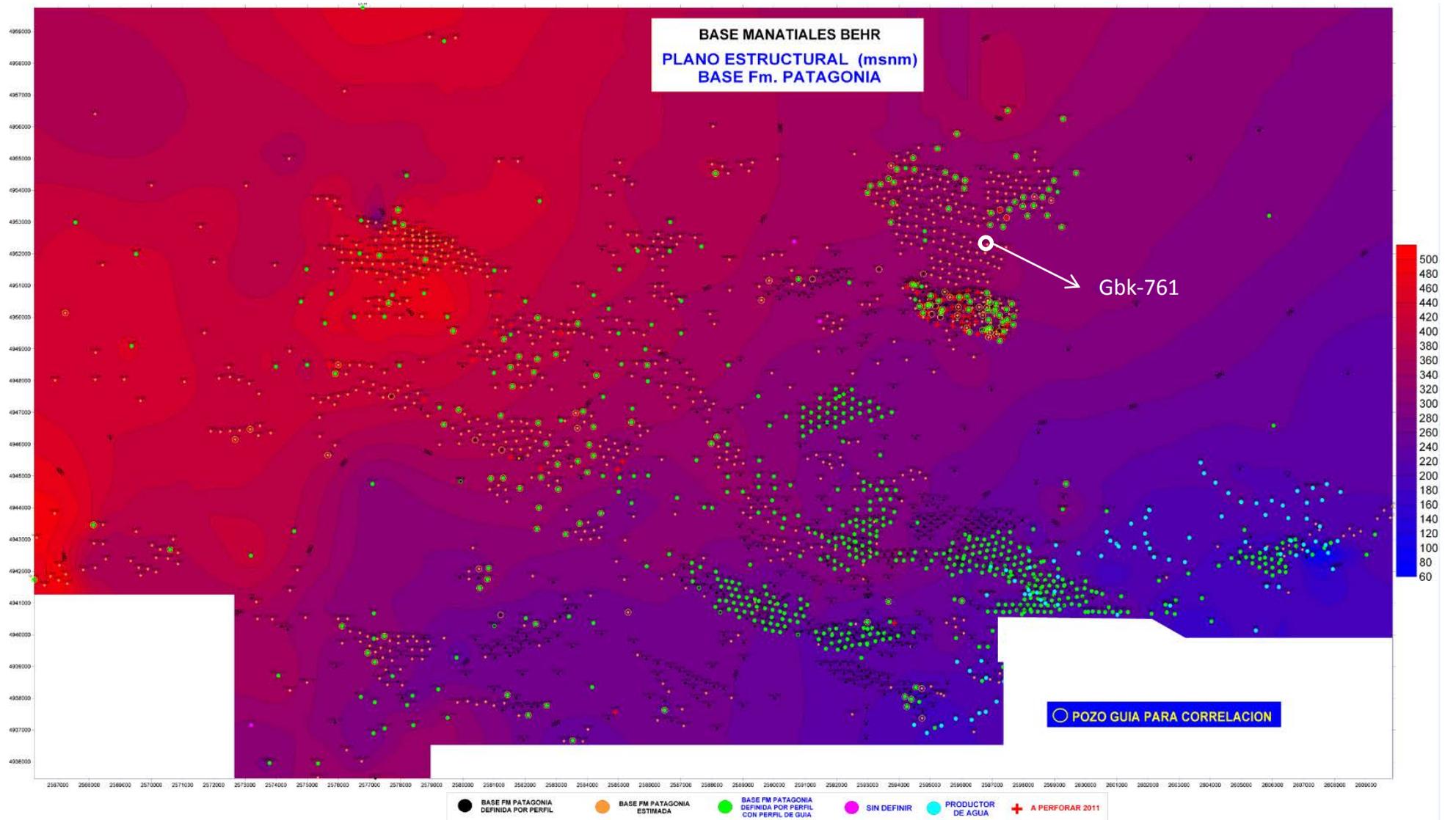
6. Historial del pozo:

- Septiembre del 2008: Perforación
- Octubre del 2008: Terminación
- Enero de 2011: Equipo de pulling , cambio de bomba
- Septiembre del 2012: Equipo de pulling, cambio de bomba

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-761

El perfilaje del pozo Gbk-761, fue de tipo convencional, desde los 1203.35 mbbp hasta los 337.1 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-922”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



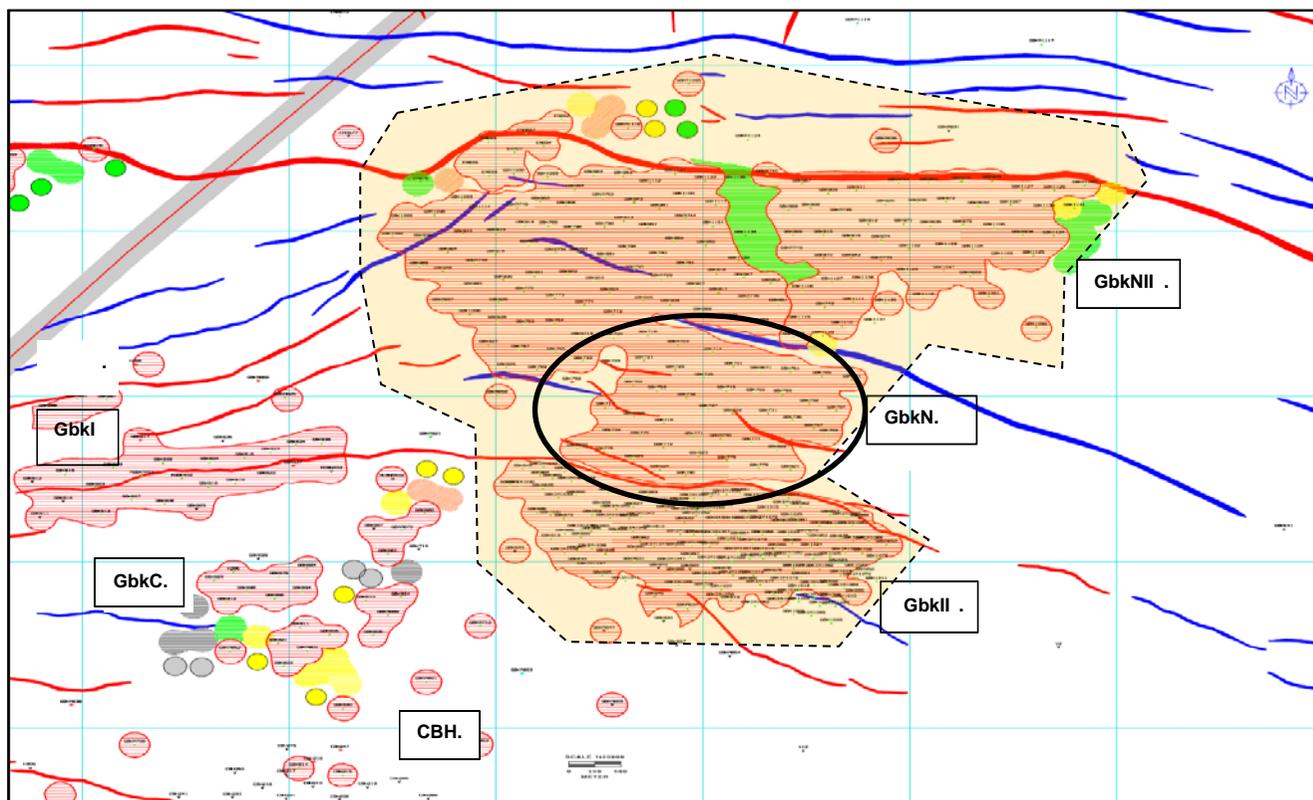
Marzo 2014

ÍNDICE

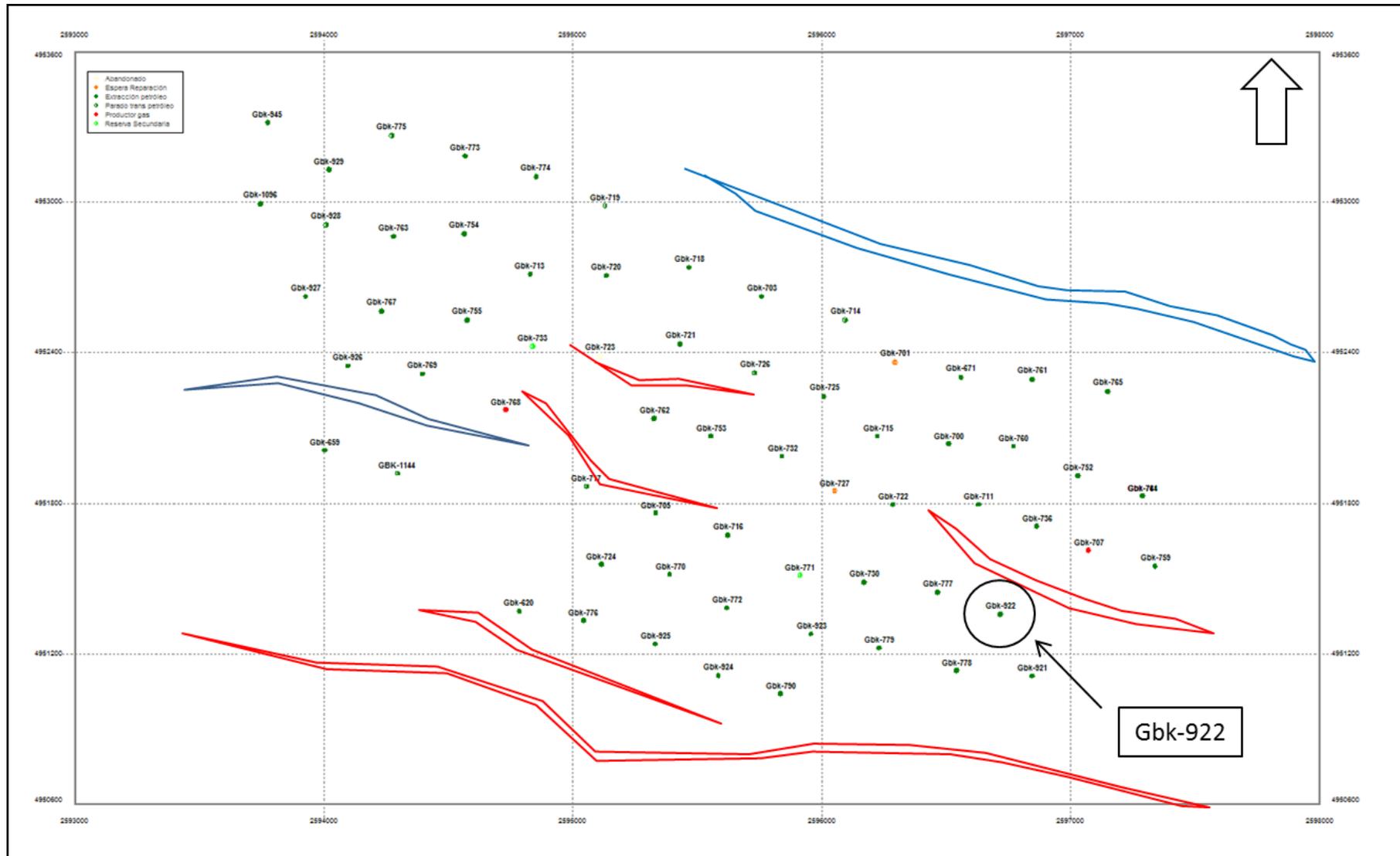
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-922.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-922.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-922.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-922.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-922

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-922.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-922

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD	UNIDADES LITOSTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN		
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª REMIERACIÓN 2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN) BIODEGRADACIÓN	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA	
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLES) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS		DEGRADACIÓN	SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA
CRET. SUP.	MAAS-TRICH-TIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES	DEPOSITACIÓN DE ARENA MADURACIÓN	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA	
	SANTONIANO				Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS
CRETÁSICO MEDIO	TURON-NIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	DEPOSITACIÓN DE M.O. MIGRACIÓN 1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE	
	ALBIANO SUP.				Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO
	ALBIANO APTIANO				Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
NEOCOMIANO (CRET. INF.)	BARREM. HAUTER.	Gr. LAS HERAS	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG	
	CRET. BASAL				Fm. D129 + Fm. MATASIETE	SUBSIDENCIA TERMAL
	JURÁS. SUP.				Fm. CERRO GUADAL	AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.
	JURÁSICO MEDIO				Fm. AGUADA BANDERA	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO
JURÁSICO MEDIO	Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMP.	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL	

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

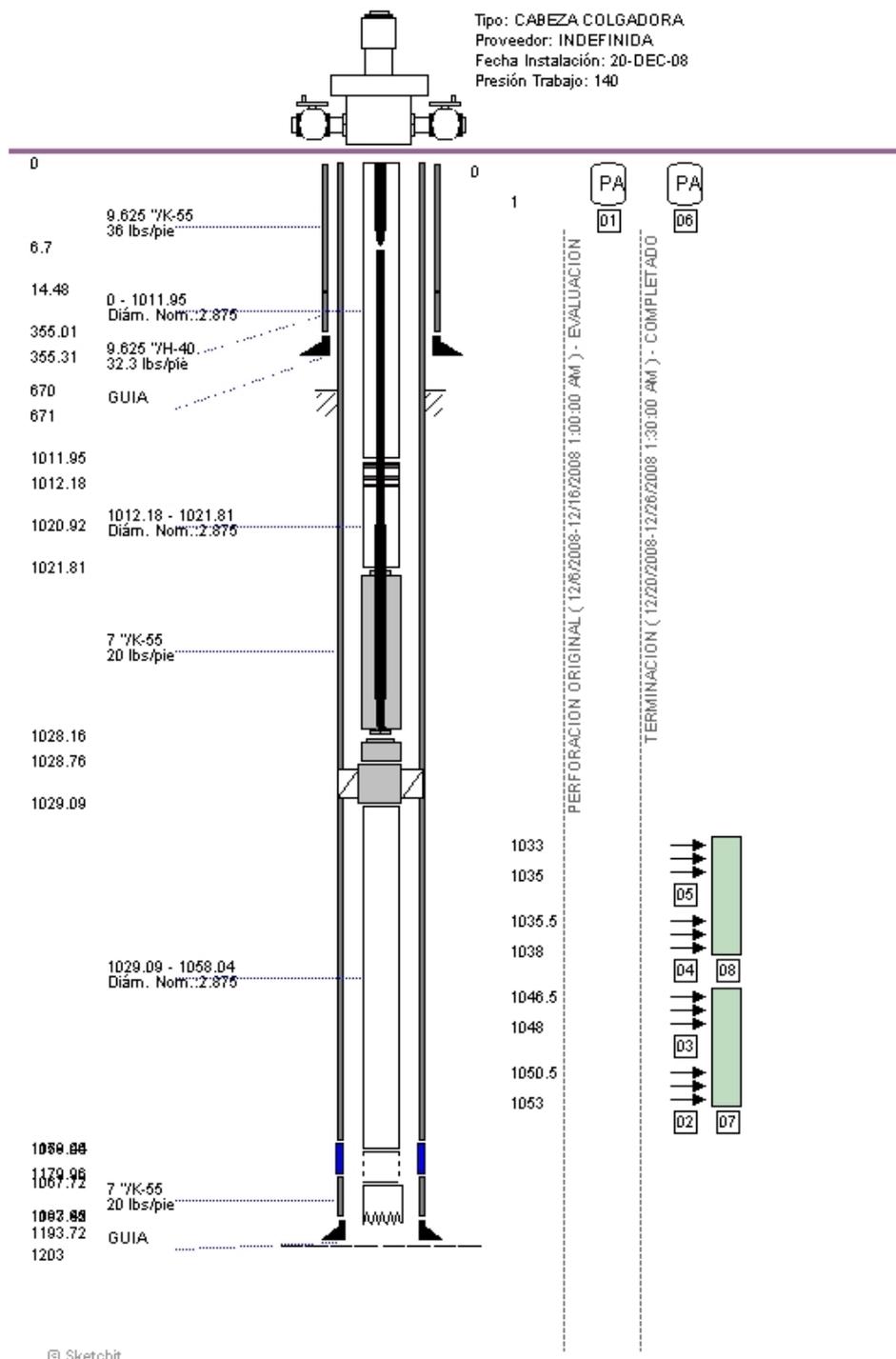
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLÓGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-922

X: 4951357.23 Y: 2596718.86 Z: 643.14
Profundidad final: 1203.0 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 325.46 mmm
Profundidad de cañería guía: 355.3 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-922

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 355.3 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 317.7 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectores.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-922

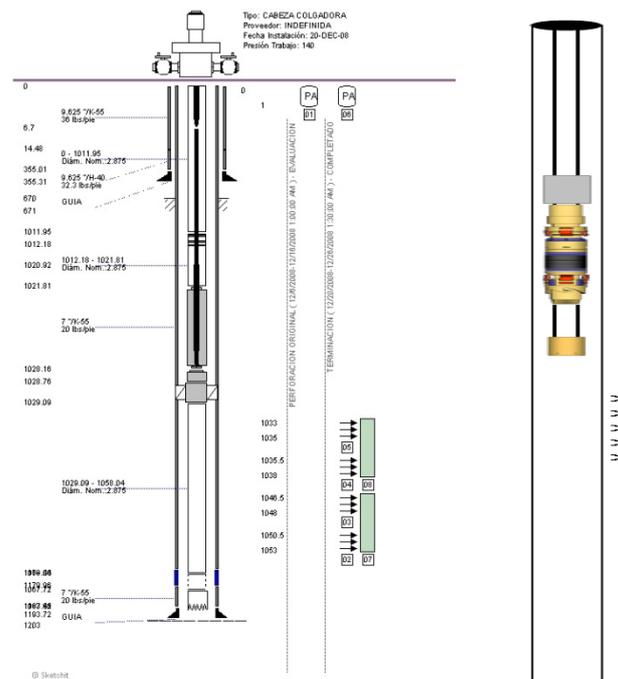
Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermiticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la perdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberan hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal minimo a la presión de 800 psi.
- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

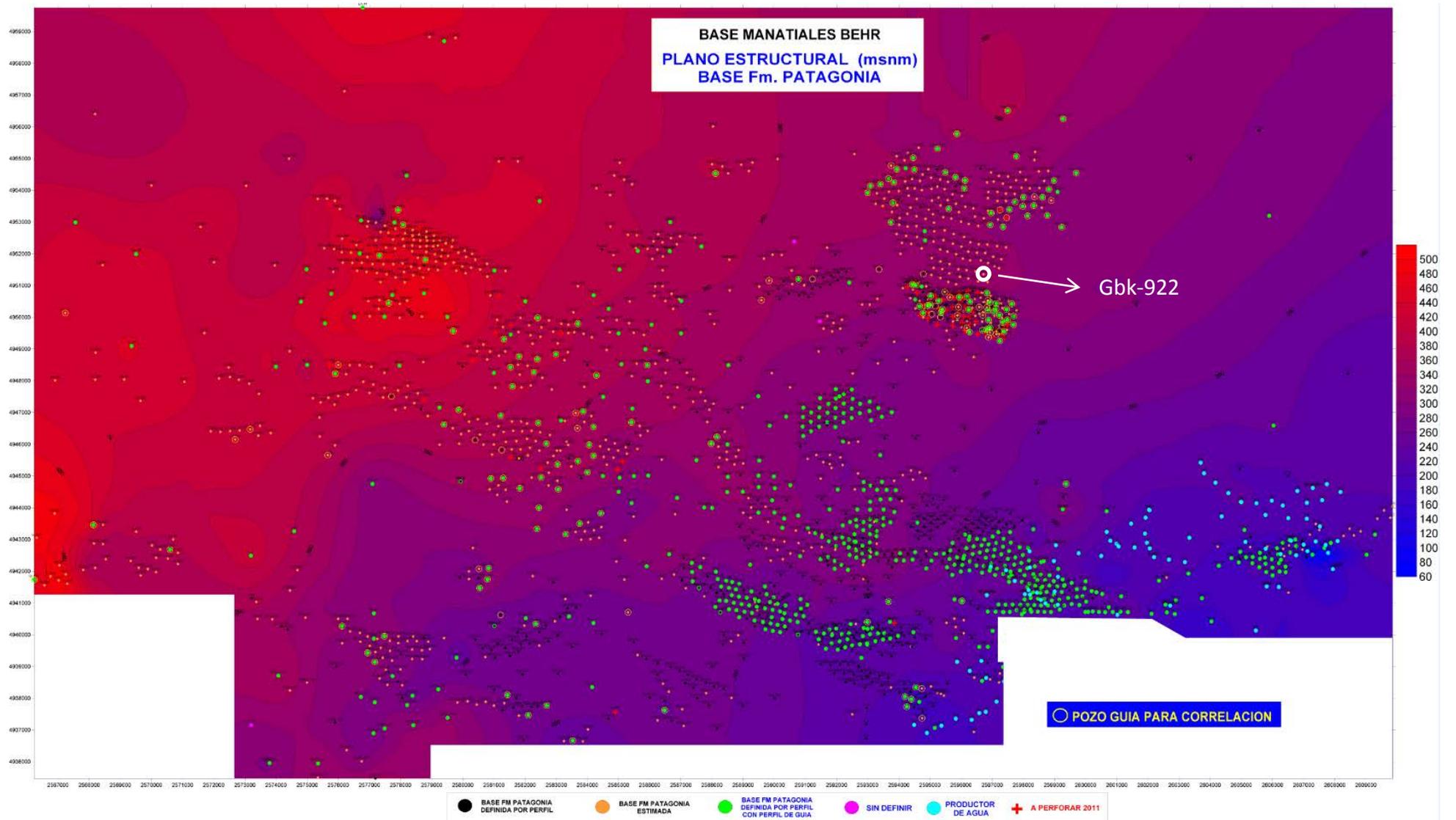
6. Historial del pozo:

- Diciembre del 2008: Perforación y terminación

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-922

El perfilaje del pozo Gbk-922, fue de tipo convencional, desde los 1189.63 mbbp hasta los 332.23 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.

IAP “Conversión pozo Gbk-924”

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



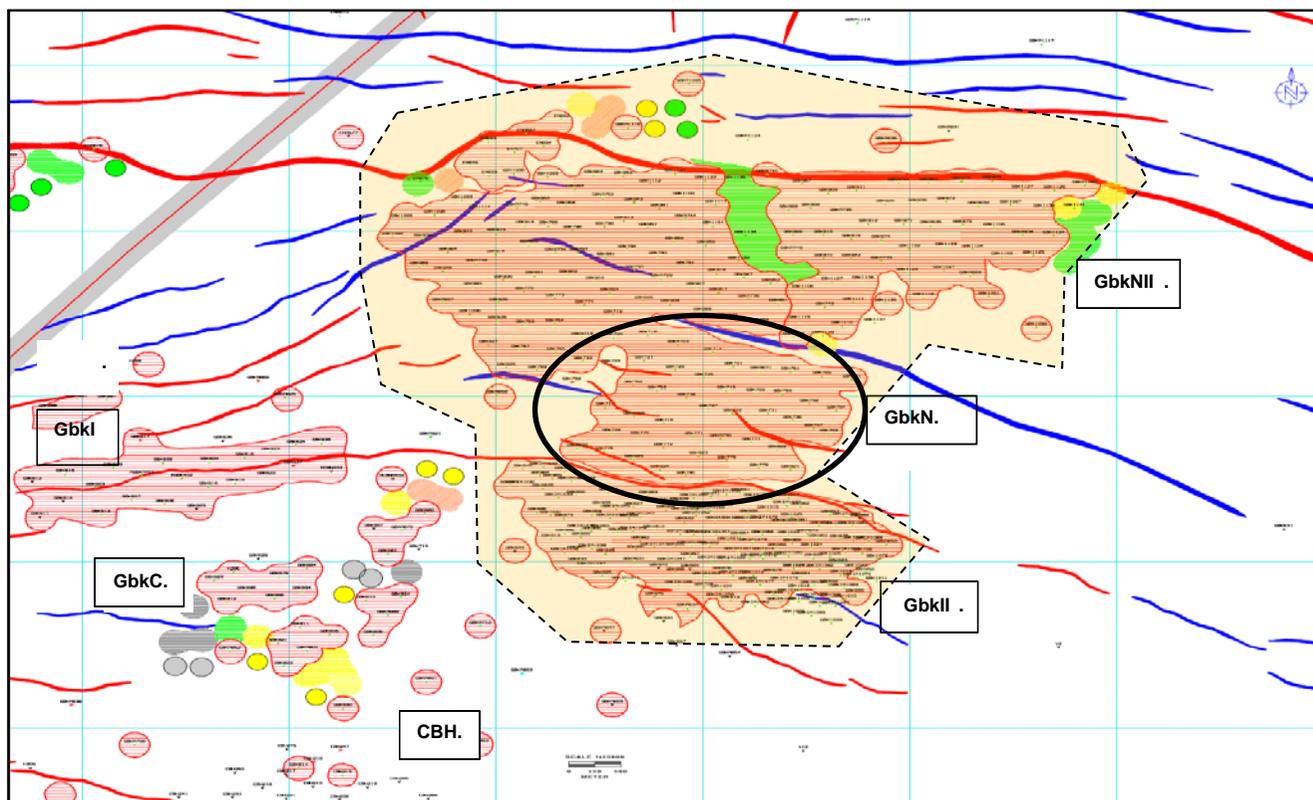
Marzo 2014

ÍNDICE

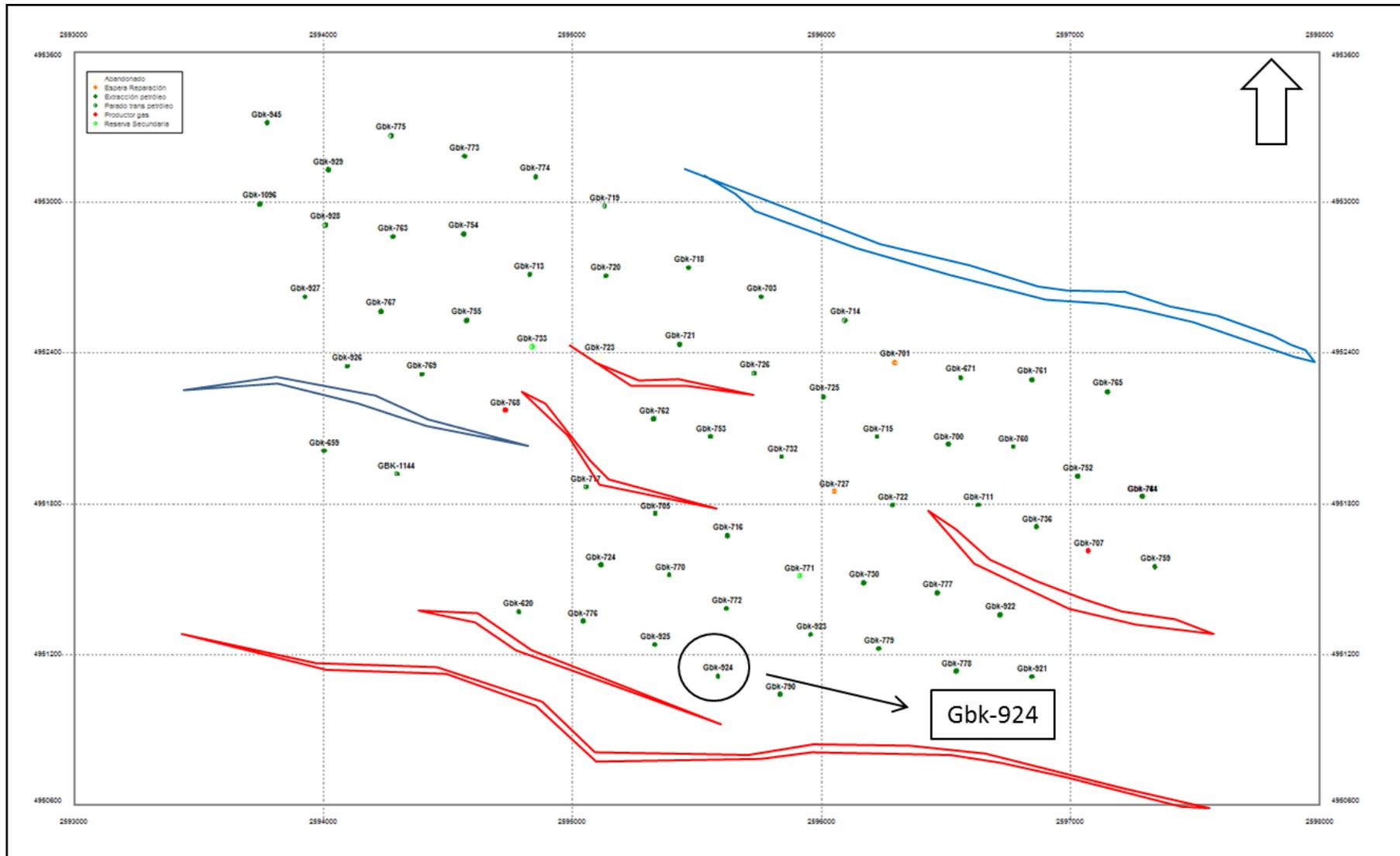
Ubicación del pozo YPG.Ch.Gbk-924.....	3
Consideraciones geológicas.....	5
Esquema actual del pozo YPF.Ch. Gbk-924.....	9
Esquema propuesto del pozo YPF.Ch. Gbk-924.....	10
Caudales de inyección previstos.....	12
Historial del pozo.....	12
Perfilajes realizados al pozo YPF.Ch. Gbk-924.....	12
Protocolo del agua a inyectar.....	14

1. Ubicación del pozo YPF.Ch.Gbk-924

A continuación se presenta un plano de ubicación del área Grimbeek y un detalle del proyecto donde se encuentra el pozo Gbk-924.



Mapa de ubicación área Grimbeek



Detalle Grimbeek Norte con ubicación de pozo Gbk-924

2. Consideraciones geológicas

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE						
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS		SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN		
TERCIARIO	PLEISTOC	RODADOS TEHUELCHES Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2ª	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA	
	MIOCENO OLIGOC. EOCENO PALEOC.	Fm. CHENQUE Gr. SARMIENTO Fm. RÍO CHICO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO LLANURAS (PALEOLES) FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD MARINO SOMERO-ALBUFERAS		2ª GEN. TRAMPAS (COMPRESIÓN)	SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA
CRET. SUP.	MAAS- TRICH- TIANO	Grupo CHUBUT	SISTEMAS FLUVIALES	MIGRACIÓN 1ª	SIST. ALUVIALES POCO JERARQUIZADOS	
	SANTO- NIANO					Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol
CRETÁSICO MEDIO	TURON- NIANO	Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	1ª GENERACIÓN TRAMPAS (EXTENSIÓN)	RESERVORIOS	
	ALBIANO SUP.					Fm. CASTILLO
	ALBIANO APTIANO					Fm. Mina el Carmen
NEOCOMIANO (CRET. INF.)	BARREM. HAUTER.	Gr. LAS HERAS	FLUVIAL ENTRELAZADO LACUSTRE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL COMPR.	
	CRET. BASAL					Fm. D129 + Fm. MATASIETE
	JURÁS. SUP.					Fm. CERRO GUADAL
	JURÁSICO MEDIO					Fm. AGUADA BANDERA
JURÁSICO MEDIO		Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VOLCANISMO BIMODAL	

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "**Neocomiano**" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

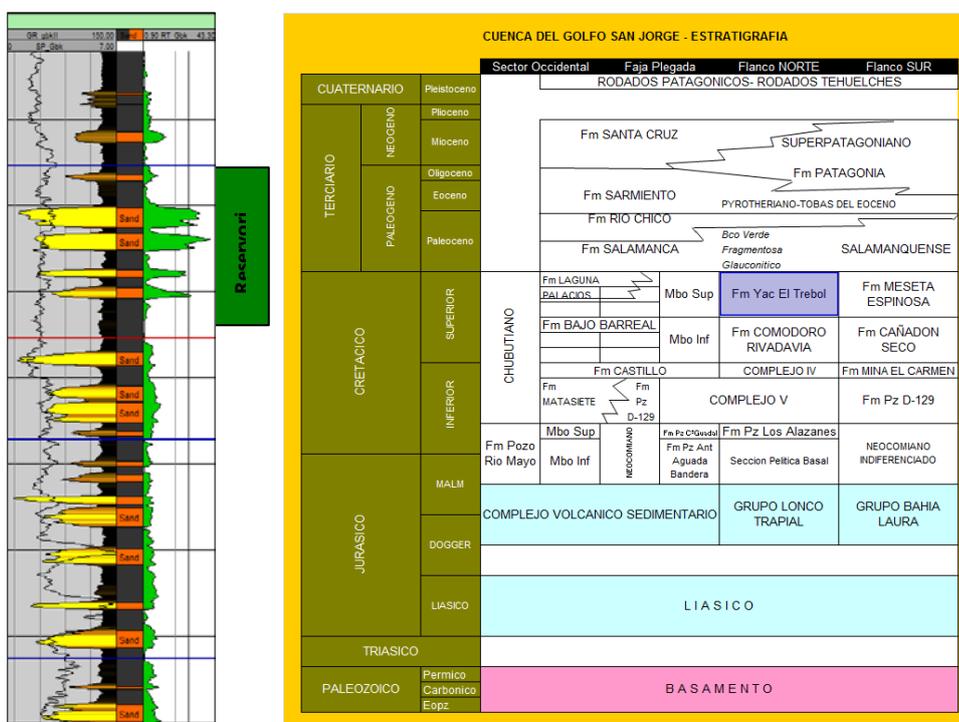
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

Hidrogeología

En el área comprendida por el yacimiento Manantiales Behr, se desarrollan los términos medio y superior de la formación Patagonia, cubierta por gravas arenosas correspondientes a los denominados "Rodados Patagónicos", en escalones mesetiformes, siendo dominante y de mayor altitud, la denominada "Pampa del Castillo".

Estos depósitos albergan aguas dulces de buena calidad, en especial los niveles arenosos superiores de la formación Patagonia que se desarrolla con espesores de hasta 400 metros en las cabeceras del cañadón Behr, y disminuyendo sus espesores hacia la zona oriental del área. Presenta en los bordes de la pampa, paquetes de areniscas finas e intercalaciones arcillosas que en algunos casos muestran una amplia extensión areal con 8 a 10 metros de espesor de dichos estratos.

Geomorfológicamente la zona de estudio esta compuesta por dos unidades principales, una conformada por el relieve mesetiforme que domina ampliamente en la región y otra conformada por los cañadones productos de la acción fluvial sobre el conjunto de estratos sedimentarios horizontales. Sobre estos cañadones se deposita una fina capa de coluvios y aluvios con amplia participación arenosa. Acumulaciones medianosas en los mismos, principalmente en el sector Oriental de la pampa, constituyen espesores importantes que facilitan la infiltración y la conformación del acuífero freático. Estos sectores poseen además, un gran desarrollo de manantiales que descargan tanto aguas del acuífero freático, como así también del flujo regional del acuífero del Patagoniano.

-Formación Río Chico. Terciario (Paleoceno):

La mayor ocurrencia de estos depósitos, corresponde a los flancos del valle del río Chico, donde se ubica por debajo del manto de rodados que se encuentra en la porción superior de la meseta. Están conformados principalmente por arcillitas y tobas arenosas de tonalidades pardas a rojizas, finas a medianas, con alta participación arcillosa. Presentan espesores variables y desarrollo de fracturas concoideas en los niveles de mayor participación arcillosa. Su desarrollo se encuentra restringido a asomos en el sector sureste sobre el valle del río Chico, fuera del ámbito de los yacimientos. Su presencia se verifica en el subsuelo, al ser atravesado por las perforaciones.

-Formación Sarmiento. Terciario (Eoceno):

Su presencia al igual que la formación anterior, se halla restringida a la secuencia atravesada por las perforaciones y no aflora en el yacimiento. Están constituidas mayoritariamente por arcillitas tobáceas y tobas arenosas de color blanquecino. En su sección media a inferior presenta concreciones nodulares limoníticas y pátinas con óxidos de manganeso.

-Formación Patagonia. Terciario (Oligoceno):

Estos depósitos de amplio desarrollo regional, constituyen la principal formación de la zona y se presentan formando el cuerpo principal del relieve mesetiforme. Sus afloramientos son observables sobre los faldeos erosionados de las lomadas principales ó en los flancos de los cañadones que disectan el cuerpo de mesetas. Asimismo, la mayoría de las perforaciones efectuadas en estos yacimientos, revelan su presencia, desde algunos metros desde boca de pozo, hasta en algunos casos hasta los 450 metros de profundidad.

Esta formación se halla constituida mayormente por bancos de areniscas pardas de estratificación masiva, lentes limoarcillosos e intercalaciones en distintos niveles. En general se trata de cierta continuidad areal en la presencia de potentes paquetes de arenas y areniscas medianas a finas, con intercalaciones de lentes y bancos limoarcillosos.

-Formación Santa Cruz (Mioceno)

Esta formación se deposita sobre los depósitos de la Fm. Patagonia, posee espesores mucho menores que la formación infrayacente, aunque en algunos casos llega a representar hasta 200 metros en el perfil. Posee una distribución espacial mucho mas limitada, y litológicamente se encuentra compuesta por arenas fluviales, sedimentos eólicos y pelitas.

Se definió **la base hidrogeológica de la formación Patagonia**, como **potencial reservorio del recurso hídrico subterráneo para la región**, conformando con el manto de rodados de cobertura, un acuífero de carácter multiunitario y con suave inclinación hacia el Sureste. Presenta espesores de hasta 420 metros en el Sureste del yacimiento Manantiales Behr, llegando a valores inferiores a 50 metros para el sector Noroeste del Yacimiento.

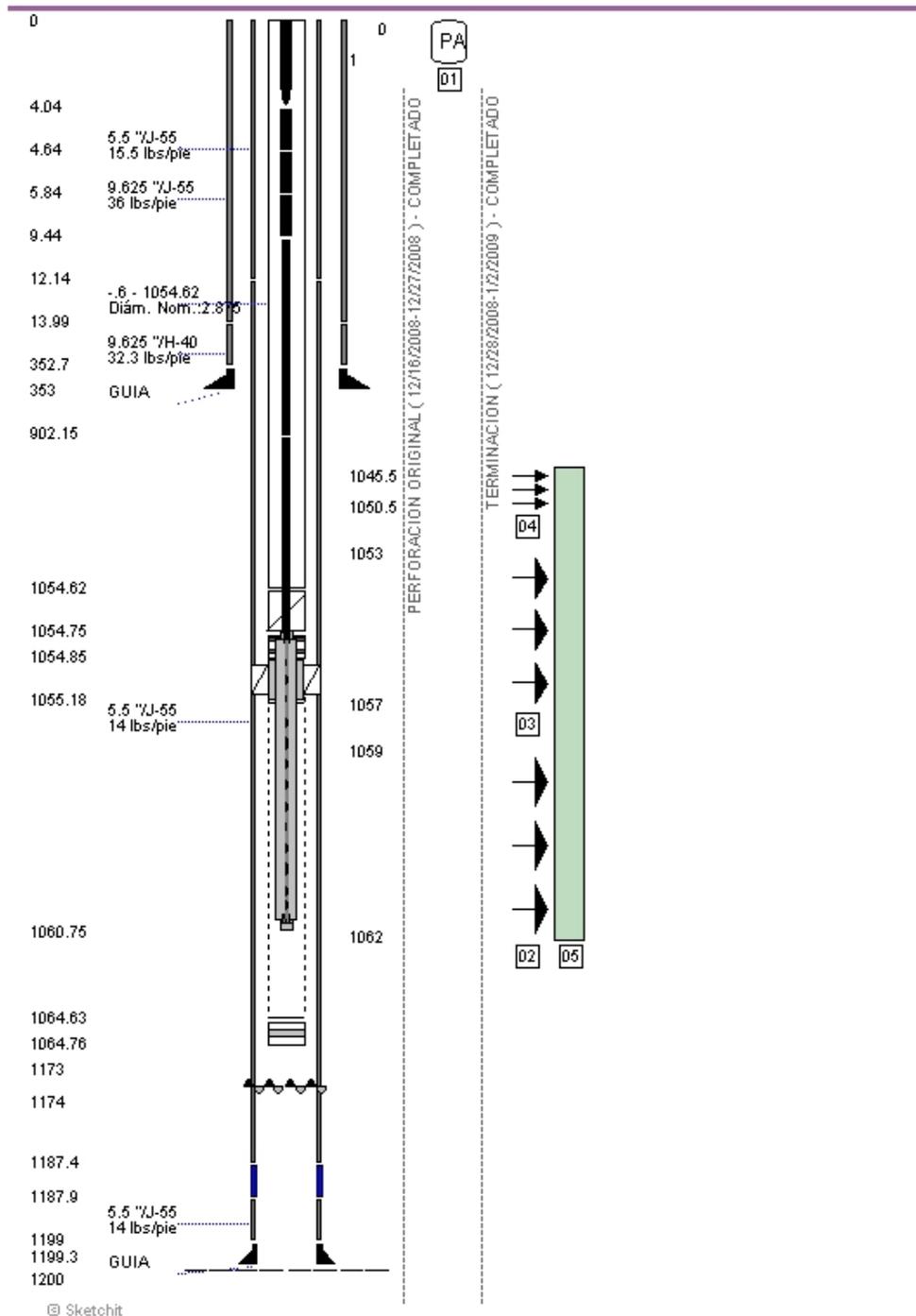
En lo que respecta al Acuífero profundo se estimaron los espesores útiles con propiedades acuíferas de la Formación Patagonia. Dicha información puede relacionarse con las lecturas de perfiles de la totalidad de los pozos del área. Esto permite conocer a qué profundidad se halla la base útil del Acuífero y los espesores del mismo permitiendo estimar profundidades de cañerías guía, y las zonas más vulnerables donde deberán programarse las medidas tendientes a la preservación del recurso.

EDAD	GEOLOGÍA	LITOLOGÍA	COMPORTAMIENTO HIDRODINAMICO
HOLOCENO	NIVELES DE TERRAZA	GRAVAS ARENOSAS CON MATRIZ LIMOARCILLOSA	ACUÍFERO FREÁTICO
PLEISTOCENO	RODADOS PATAGÓNICOS	GRAVAS Y ARENAS	ACUÍFERO FREÁTICO
MIOCENO	FORMACION STA. CRUZ	ARENAS FLUVIALES	ACUIFERO REGIONAL
OLIGOCENO SUP.	FORMACION PATAGONIA	ARENISCAS Y NIVELES TOBACEOS CON INTERCALACIONES ARCILLOSAS	ACUIFERO REGIONAL
EOCENO	FORMACION SARMIENTO	TOBAS Y ARCILITAS TOBACEAS	ACUITARDO
PALEOCENO	FORMACION RIO CHICO	TOBAS, ARENISACAS Y ARCILITAS	ACUITARDO

**Datos obtenidos de informe realizado por OIL m&s S.A. "CARACTERISTICAS HIDROGEOLOGICAS, ANALISIS DE LA FORMACION PATAGONIA E INDICE DE VULNERABILIDAD DE ACUIFEROS EN EL AREA DEL YACIMIENTO MANANTIALES BEHR, UECS-CH, YPF SA, PROVINCIA DE CHUBUT"*

3. Esquema actual del pozo YPF.Ch.Gbk-924

X: 4951112.5 Y: 2595585.73 Z: 648.63
Profundidad final: 1200 mbbp
Estado Actual: EEP (Extracción Efectiva de Petróleo)
Profundidad de la base de la Fm Patagoniano: 327.2 mnm
Profundidad de cañería guía: 353 mbbp



Esquema del pozo YPF.Ch.Gbk-924

En la perforación del pozo se bajó cañería guía hasta 353 mbbp. Ésta profundidad es suficiente para cubrir y proteger la formación Patagonia. La base de la formación Patagonia se encuentra en 321.4 mbbp. La cañería guía se cementó hasta boca de pozo con una correcta aislación en su totalidad.

En la intervención de conversión se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

La conversión de los pozos de productor a inyector contempla además algunas actividades adicionales descritas a continuación:

- ✓ Contemplar y planificar previo al montaje del equipo, la intervención con equipo de Flush By para retirar instalación de producción.
- ✓ Como primera actividad una vez que el equipo se encuentre montado, se realizará un perfil de corrosión conforme a los establecidos por los procedimientos internos y la ley que regula la actividad de pozos inyectoros.
- ✓ Calibrar pozo hasta collar e intentar limpiar hasta el fondo del pozo, removiendo de ser posible, todo el fondo decantado durante la etapa de producción del pozo.

4. Esquema propuesto del pozo YPF.Ch.Gbk-924

Al pozo en ésta intervención de conversión se le va a bajar instalación selectiva con packer y mandriles.

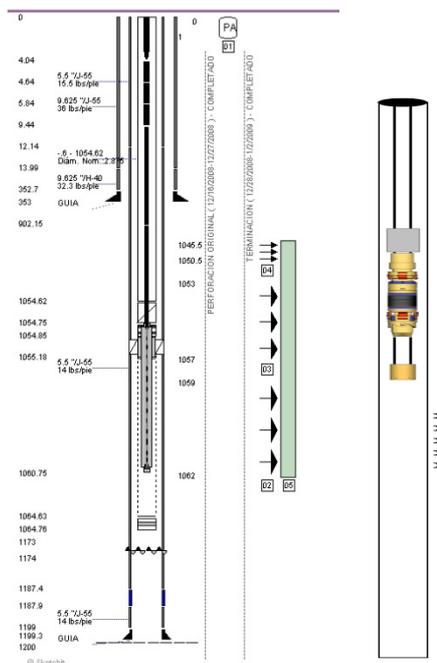
Programa tipo de intervención propuesto:

- 1 Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2 Sacar instalación existente
- 3 Calibrar con Fresa y Portamecha desde BP hasta collar.
- 4 Correr perfil de corrosión y cemento. Completo. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 5 Medir nivel estático de pozo.
- 6 Bajar tapón y packer, fijar tapón a 900 mbbp. Luego, de probar hermeticidad de tapón y probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 7 Punzar las capas (definidas según programa)
- 8 Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión y circulación durante 15 min con presión y caudal estabilizados de los niveles con 800 1000, 1200 y 1400 PSI. **Las prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.**

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo a la presión de 800 psi.

- 9 Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.

- 10 Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 11 Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 12 Realizar Neutrón-CCL y Correlar con Perfil de Inducción y Cuplas de Casing. Corregir profundidad de selectiva de ser necesario.
- 13 Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento (CON AGUA LIMPIA SIN HIDROCARBURO).-
- 14 Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 15 Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 16 Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 17 Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 18 Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a los procedimientos.



Esquema ejemplo de instalación Inyección

5. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI mín	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

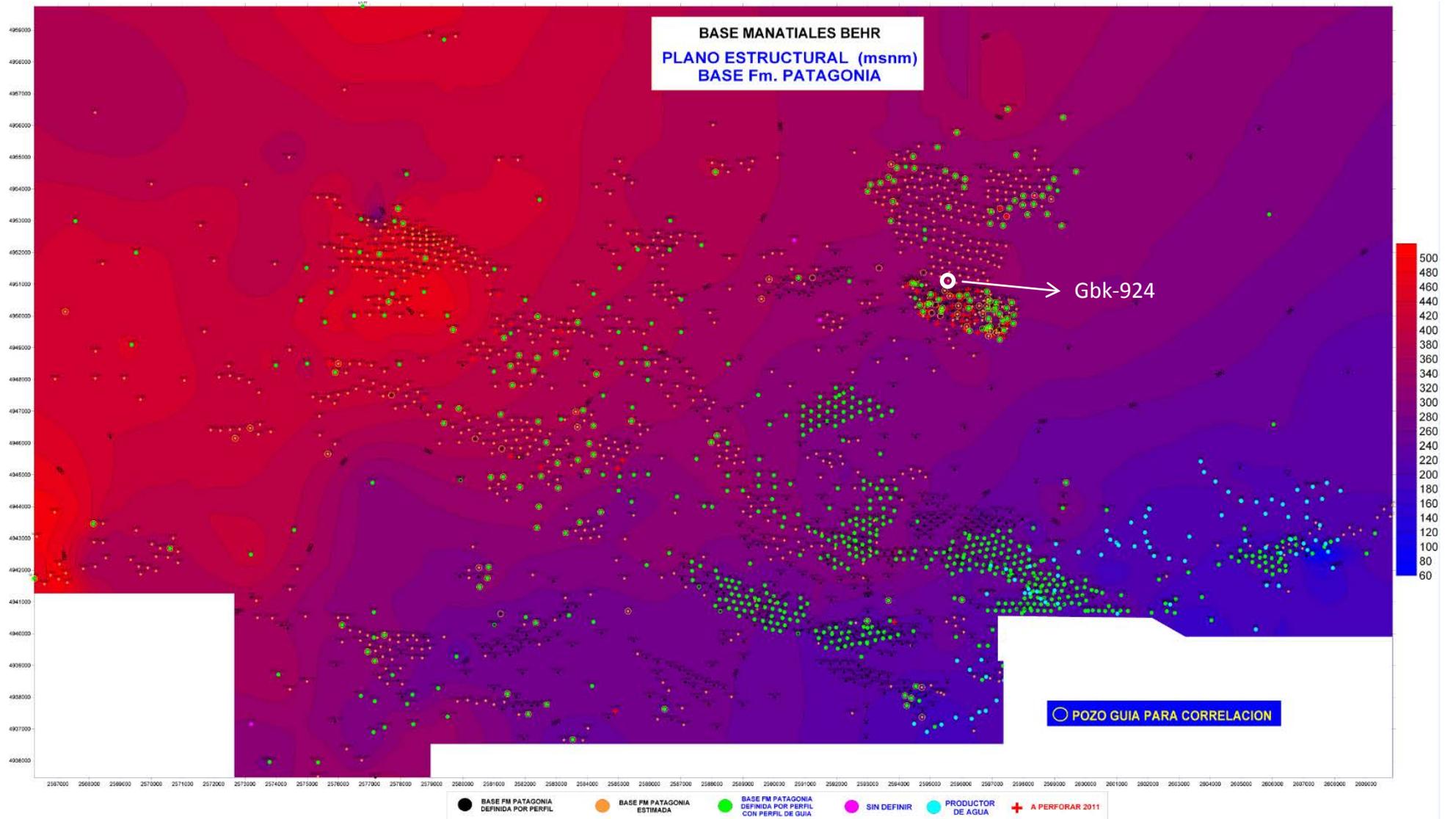
6. Historial del pozo:

- Diciembre de 2008: Perforación
- Enero de 2009: Terminación
- Febrero de 2009: Equipo de pulling, cambio de PCP por merma
- Julio de 2009: Equipo de pulling, cambio de bomba por mejora
- Junio de 2012: Equipo de pulling, cambio de bomba - no produce

7. Perfilajes realizados al pozo Gbk-924

El perfilaje del pozo Gbk-924, fue de tipo convencional, desde los 1198.6 mbbp hasta los 353.8 mbbp. No se perfiló el tramo de la cañería guía de manera individual, por lo que la profundidad de la Fm Patagonia fue definida a partir del mapa estructural de la base de dicha Formación.

El mapeo realizado para el área, contempla 1900 pozos, de los cuales 1035 (55%) presentan información de perfiles de la ubicación de la base del Patagoniano, y 671 (35%) la determinaron por perfil de cañería guía. Si bien se trata de una estimación, el estudio geológico de dicha formación, así como el conocimiento de su comportamiento hidrogeológico, permite una aceptable estimación de la ubicación de la base del acuífero regional.



Mapa estructural, base Patagoniano, prof en msnm.

8. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.



Informe de Terminación de Pozos Infill

EIA Infill Inyectores Grimbeek Norte

**Grimbeek Norte – Manantiales Behr
Prov. Chubut**



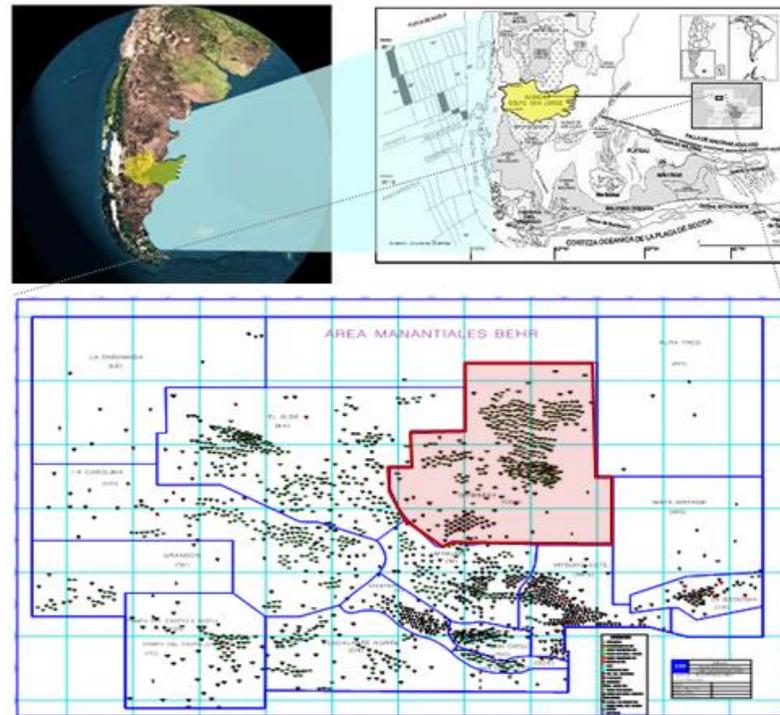
Marzo 2014

ÍNDICE

Ubicación Física y Geográfica.....	3
Modelo estratigráfico - sedimentológico.....	5
Antecedentes.....	7
Terminación Tipo	8
Programa de Terminación.....	9
Caudales de inyección previstos.....	11
Protocolo del agua a inyectar.....	11

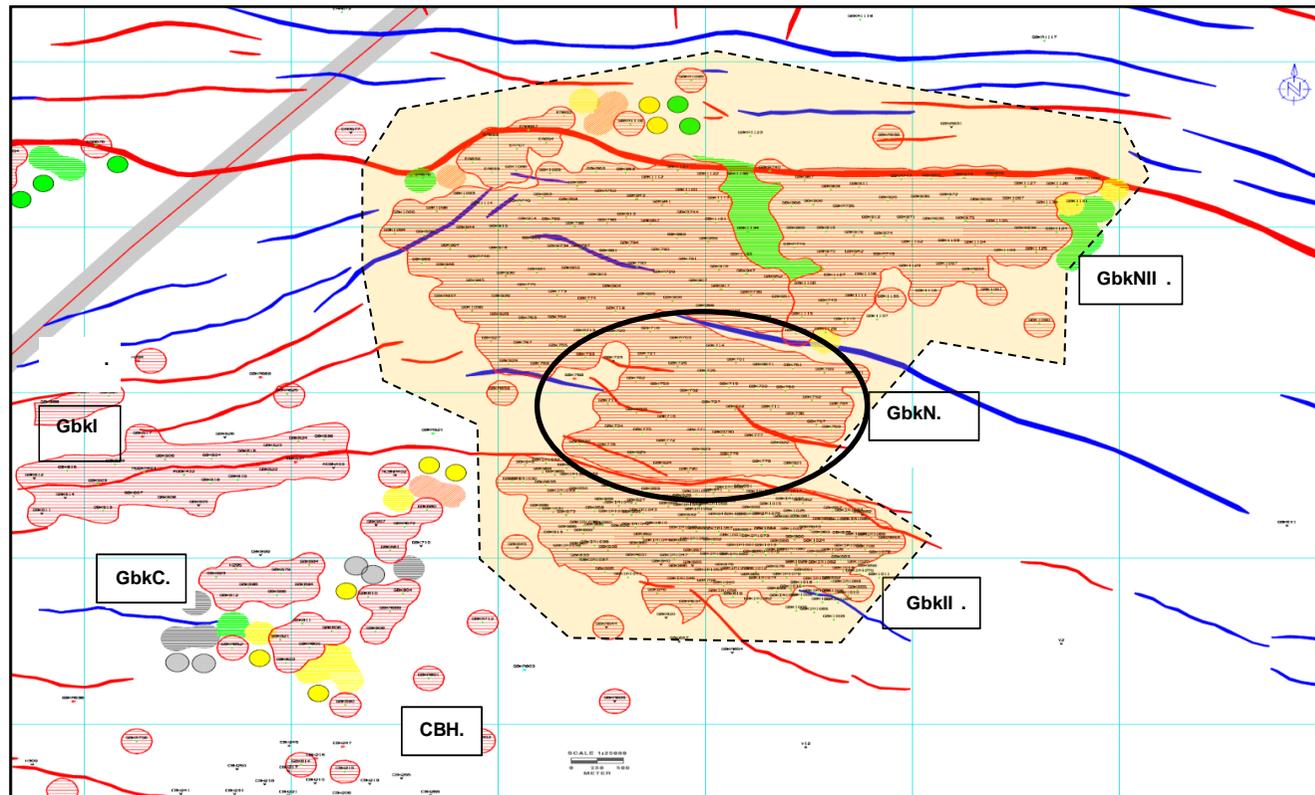
1. Ubicación Física y Geográfica

El Campo Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de reservas Manantiales Behr, la que a su vez se encuentra aproximadamente a 30 Km. al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.



Ubicación Geográfica campo Grimbeek

Estructuralmente el Bloque Grimbeek Norte se encuentra limitado al sur por una Falla Normal que buza al norte y lo separa del Yacimiento Grimbeek II, al norte se encuentra limitado de forma parcial por otra falla normal que buza al sur y que lo separa del Bloque Grimbeek Norte II, al este el límite del yacimiento está dado por el contacto de agua y al Oeste por la disminución en la calidad y cantidad de reservorio.



Detalle del Yacimiento Grimbeek, indicando la ubicación de Grimbeek Norte

2. Modelo estratigráfico sedimentológico

Estratigrafía

A pesar de la posición relativamente marginal que ocupa Manantiales Behr sobre el flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, existe una sucesión estratigráfica completa. La columna productiva de hidrocarburos en Manantiales Behr está constituida por reservorios de todas las unidades estratigráficas.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE					
EDAD	UNIDADES LITOESTRATIGRAFICAS	SISTEMA PETROLERO	EVOLUCIÓN		
TERCIARIO	PLEISTOCENO Fm. SANTA CRUZ	PROGLACIAL FLUVIAL Y EÓLICO	MIGRACIÓN 2°	COMPRESIÓN E INVERSIÓN TECTÓNICA	
	MIOCENO Fm. CHENQUE	MARINO SOMERO-ESTUÁRICO		SAG MARGINAL EN PLANICIE COSTERA	
CRET. SUP.	OLIGOCENO Gr. SARMIENTO	LLANURAS (PALEOLESS)	MIGRACIÓN 1°	SAG TARDÍO DE INTRAPLACA	
	EOCENO Fm. RÍO CHICO	FLUVIAL ALTA SINUOSIDAD		SIST. ALUMALES POCO JERARQUIZADOS	
CRETÁSICO MEDIO	PALEOCENO Fm. SALAMANCA	MARINO SOMERO-ALBUFERAS	DEPOSITACIÓN DE ARENA	SELO RES. DEGRADACIÓN	
	Grupo CHUBUT	Fm. LAG. PALACIOS + BAJO BARREAL sup. =M.Espinosa=El Trébol	SISTEMAS FLUVIALES	RESERVORIOS	
		Fm. BAJO BARREAL inf. =Fm. Cañadón Seco =Fm. Cro. Rivadavia "SECCIÓN TOBÁCEA"	SISTEMAS FLUVIALES Y LACUSTRES	RESERVORIOS	SUMINISTRO PIROCLÁSTICO VARIABLE RECICLAJE DE MAT. VOLCÁNICO
		Fm. CASTILLO Fm. Mina el Carmen	PLANICIES FLUVIALES LACUSTRE Y LLUVIAS DE CENIZAS	RESERVORIOS	ACOMODACIÓN POR SUBSIDENCIA TECTÓNICA EN HEMIGRÁBENES
NEOCOMIANO/CRET. INF.	Gr. LAS HERAS	Fm. D129 + Fm. MATASIETE	DEPOSITACIÓN DE M.O.	TRANSICIÓN RIFT-SAG	
		Fm. CERRO GUADAL	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL	SUBSIDENCIA TERMAL AMB. LACUSTRE ALCALINO Y PERENNE RICO EN M.O.	
		Fm. AGUADA BANDERA	ROCA MADRE R. MADRE POTENCIAL	VULCANISMO LOCAL RIFT TARDÍO	
JURÁSICO MEDIO	Gr. LONCO TRAPIAL =Gr. BAHÍA LAURA	COMPLEJO VOLCÁNICO-PIROCLÁSTICO	COMIENZO DE SUBSIDENCIA	RIFT TEMPRANO CON VULCANISMO BIMODAL	

Columna Estratigráfica cuenca del Golfo de San Jorge

Sobre el complejo vulcanoclástico conocido como Grupo Lonco Trapial o Bahía Laura (Jurásico Temprano) que constituye el denominado "basamento económico o sísmico", se depositan las dos ROCAS GENERADORAS reconocidas en la cuenca. Representadas, en primer lugar, por sedimentitas fluvio-lacustres denominadas informalmente "Neocomiano" pertenecientes al Grupo Las Heras. Seguidas de una sucesión de pelitas oscuras con abundante materia orgánica intercaladas con rocas carbonáticas (estratos oolíticos), tobas y areniscas tobáceas retrabajadas, como resultado de una profusa sedimentación lacustre, conformando la roca madre por excelencia: la **Formación D-129**.

A la discordancia de 112 Ma se le sobreponen los sedimentos esencialmente fluviales del Grupo Chubut, que albergan los niveles arenosos que constituyen la **ROCA RESERVORIO**. La sección se inicia con cuerpos canalizados, a veces amalgamados que conforman la sección basal de la Fm. Mina El Carmen o Complejo IV. La secuencia evoluciona a una sucesión predominantemente piroclástica compuesta por tobas, tobas retrabajadas dentro de la planicie de inundación a veces con rasgos variables de edafización.

Esta monótona sucesión es interrumpida por delgados y aislados depósitos de canal que resultan en reservorios de aceptable calidad pero desconectados y de poca continuidad lateral.

Por encima de la discordancia de 96 Ma, se deposita la Fm Comodoro Rivadavia o Complejo III (Cenomaniano-Coniaciano). Esta unidad representa un sustancial cambio en la arquitectura aluvial siendo que se incrementa considerablemente la proporción canales superpuestos y lateralmente conectados.

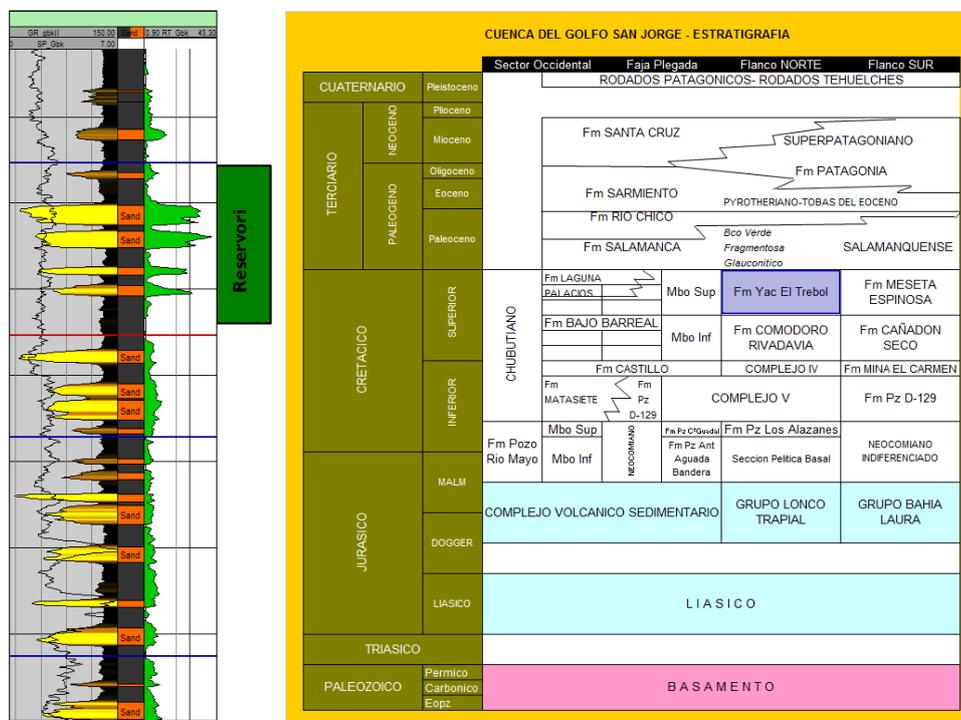
El Grupo Chubut termina con la depositación fluvio-deltaica de la Fm. Yacimiento El Trébol (88.5-67 Ma) en la que se reconocen tres Miembros: **San Diego o Complejo II** de edad Coniaciana-Santoniana, **Valle "C"** (Santoniano-Campaniano) y **Horizonte Madre** que alcanza el Maastrichtiano. Estos dos últimos conforman el Complejo I.

La pila sedimentaria culmina con las secuencias terciarias de las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

En la TRAMPA de hidrocarburos participan factores estratigráficos y estructurales. Ambos combinados, prevaleciendo uno u otro según características locales.

La MIGRACION de hidrocarburos posiblemente ha sido vertical, siguiendo las fallas regionales y en menor medida lateral.

Particularmente, el **Yacimiento Grimbeek** (exceptuando Gbk-I) ha concentrado su producción de petróleo a partir de reservorios alojados en la parte superior del Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado Miembro San Diego o **Complejo II**. Las areniscas del Complejo II constituyen una sucesión de depósitos de canal multiepisódicos depositados por un sistema fluvial a fluvio - deltaico de tipo meandriforme arenoso de moderada sinuosidad con una dirección de paleocorriente predominante NO – SE y N – S.



Secuencia productiva del Yacimiento Grimbeek

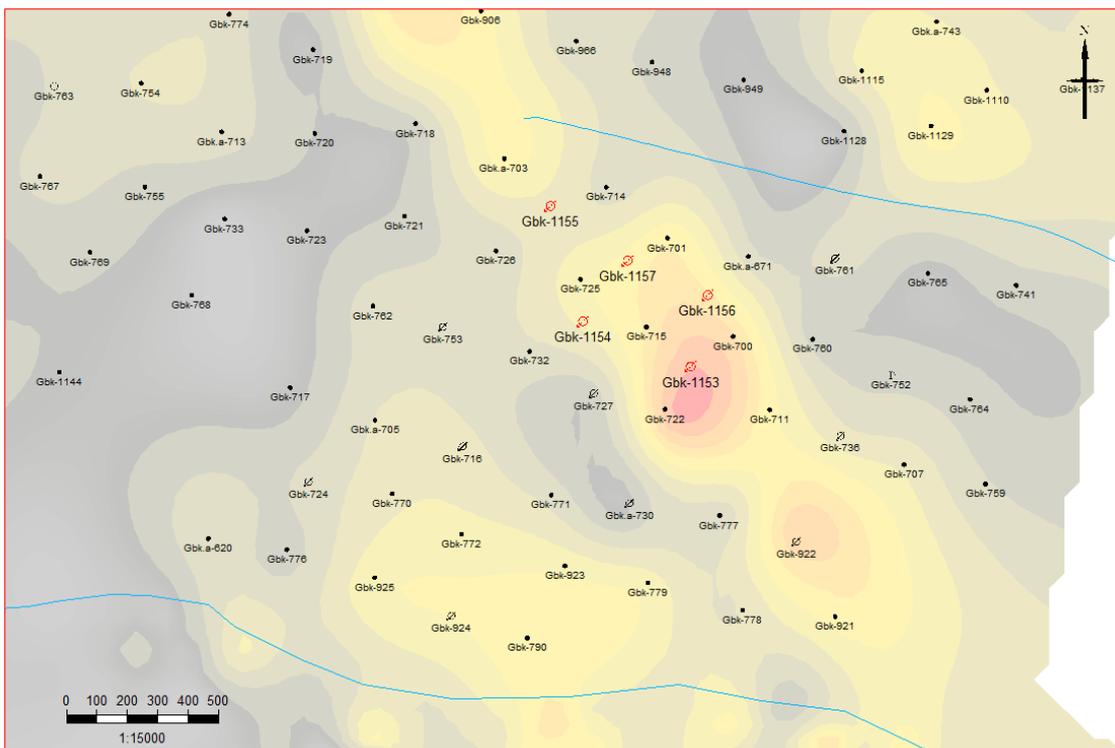
3. Antecedentes

Dentro del plan de perforación del corriente año (PA14) se contempla la perforación de 5 pozos infill inyectores que conforman parte de un Proyecto de Recuperación Secundaria en Grimbeek Norte, acompañado de 9 conversiones.

Los pozos a perforar en esta primera instancia se indican a continuación:

POZO	PEP	XCOORD	YCOORD
Gbk-1153	RS1OC.13Y5.93.P5000	2596372,20	4951936,50
Gbk-1154	RS1OC.13Y5.93.P5001	2596017,59	4952085,38
Gbk-1155	RS1OC.13Y5.93.P5002	2595911,11	4952466,10
Gbk-1156	RS1OC.13Y5.93.P5003	2596428,00	4952172,00
Gbk-1157	RS1OC.13Y5.93.P5004	2596165,00	4952286,00

Tabla de ubicación de pozos inyectores



Mapa mostrando la ubicación de los pozos inyectores

4. Terminación tipo

Durante la terminación del pozo se efectúan los perfiles de cemento (CBL-VDL-Neutrón) para verificar el resultado de las actividades de cementación, con resultado positivo, se procede a punzar en balance/desbalance con cañones de 4" que están libres de residuos (se analizan las presiones de las capas y si es factible y no hay riegos operativos se efectúa, caso contrario se realiza en sobre balance).

Se utilizarán cargas de 32 gramos (que lograrán una penetración aproximada de 36,424in o 925mm y un diámetro de perforación de 0,417 in o 10,5 mm) y 6 TPP con desfasaje 0-60°.

Se procederá a profundizar la instalación de diseño para inyección, probando hermeticidad de tubing según procedimientos, se circulará el pozo con bactericida y se fijará la instalación final de inyección.

A continuación se realizará una prueba de hermeticidad de la sección anular entre el casing y el tubing que permita garantizar la correcta fijación del packer y aislación de la zona de interés para inyectar, y se probará la admisión de los punzados en conjunto a diferentes presiones.

Tratando de minimizar el daño durante la terminación se planifica tomar las siguientes acciones:

- ✓ Punzados en balance/desbalance: Esta metodología elimina parte de los residuos que genera el punzado y evita la invasión de fluido del pozo hacia la formación luego de comunicar el interior del pozo con la formación.

- ✓ Fluido de Terminación agua dulce con inhibidor de arcillas: Su utilización tiene dos objetivos, el primero es reemplazar el agua de purga, la cual tiene disueltos sólidos que obstruyen las gargantas porales y por ende dañan la formación y el segundo es inhibir la expansión de las arcillas (como la esméctica). Se utilizará una solución Agua/Cloruro de Amonio Cuaternario utilizado como reemplazo del agua de purga. En comparación con el KCL es de mayor eficiencia ya que se han realizado análisis en los cuales 0,1 % de esta sal cuaternaria inhibe en mayor medida que una solución con 2 % de KCL. Esta solución no requiere filtrado y es estable a temperaturas superiores a los 170 °C.

ESQUEMA DE POZO			
POZO: Inyector Simple Vertical		COORDENADAS Boca de Pozo	X:
			Y:
		COTA (msnm)	Z:
PROF.FINAL MD:1150 mbbp (-500 mbnm)			
Cañería Guía 9 5/8": 350 mbbp		Registros a Cable	
T E R C I A R I O	FMPATAGONIA +SANTA CRUZ	Alterancia de arcillas y arenisca grano fino a medio.	Zona sin interés
	FMSARMIENTO	TOPE Sarm +/- : 300 Tobas finas poco consolidadas.	
	FMSALAMANCA +RIO CHICO	TOPE RCh +/- : 400 Arcilla consolidada y fragmentada, 800 mts: Horizonte Glauconítico Gasífero, de baja presión: 11 kg/cm2	
G R U P O	F M.	TOPE CI +/- : 810	ZONA de interés petrolero
	E L	TOPE CII +/- : 1038 Areniscas de grano medio a grueso, escaso cemento calcáreo, escasa mtz arcillosa + Arcilitas y limoarcilitas. Presión poral aprox.: 43 Kg/cm2.]	
Ref. Gbk.a-643 Gbk-663		Observación: Se entubará con cañería de 5 1/2" NO se espera atravesar intrusivos ni fallas	

5. Programa de Terminación

Objetivo: Realizar terminación de pozo Inyector.

- 1) Montar equipo completo de acuerdo a procedimientos
- 2) Correr perfil de cemento desde profundidad Final hasta superficie. Informar a Desarrollo Operativo MB.
- 3) Bajar tapón y packer. Probar hermeticidad de tapón, probar hermeticidad de casing hasta superficie con 300 psi. En caso de dar negativa, localizar la pérdida.
- 4) Punzar Capas según programa de reservorios.
Prever 4 punzados (9 mts) en el Complejo II
- 5) Bajar conjunto tapón-packer y probar hermeticidad de tapón. Probar admisión al conjunto a las presiones que abajo se detallan registrando caudales.

La prueba de admisión deberán hacerse con el pozo lleno y dejar entre caño abierto a pileta durante las pruebas.

Profundidad (mts.)	Caudal mínimo [lpm]	Tiempo [min]
1040 - 1055	50	60
1040 - 1055	100	60
1040 - 1055	150	60
1040 - 1055	200	60

Prever acidificación si no se alcanza el caudal mínimo esperado.

- 6) Bajar Instalación de inyección a diseñar por Reservorios MB, probando hermeticidad de TBGs.
- 7) Probar hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 30 min, registrando en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 8) Completar instalación en superficie (PAG + válvula maestra 2 7/8")
- 9) Circular pozo con bactericida de acuerdo a procedimiento.
- 10) Con prueba de hermeticidad por directa positiva (punto 9), fijar instalación.
- 11) Iniciar prueba de hermeticidad de tbg desde BHD con 2200 PSI durante 2 hs con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener entrecañó abierto a pileta. Observar retorno.
- 12) Con prueba de hermeticidad de tbg positiva, realizar prueba de hermeticidad de entrecañó.
- 13) Iniciar prueba de hermeticidad de entrecañó con 200 PSI durante 30 min con registro en carta.
 - a) Luego de presurizar, desconectar líneas por directa de bombas.
 - b) Mantener línea de directa abierta a pileta. Observar retorno.
- 14) Con prueba de hermeticidad positiva, realizar tránsito con equipo de Wire Line.
- 15) Con prueba de hermeticidad positiva, retirar equipo y montar instalación de superficie, de acuerdo a procedimientos.

6. Caudales de inyección previstos

En función de las características del reservorio y la cercanía de las capas, se definió el diseño de una instalación de inyección convencional simple, que permita la inyección de un caudal de 100-200 m³/d por pozo a una presión de hasta 100 kg/cm² (en boca de pozo), compuesta de:

N° Piezas	Componente	Tipo	Diámetro nominal	Condición	Grado	DI _{mín}	Peso	Rosca
110	TUBING	ACERO	2.875	NUEVO	J-55	2.441	6.5	EUE
1	ZAPATO A COPAS	COPA RBC	2.875	NUEVO		0	0	
1	PACKER	PMDJ /PHD	5.5	NUEVO		2.41	0	
1	NIPLE	RN	2.875	NUEVO		1.716	107	

7. Protocolo del agua a inyectar

Según requerimientos es necesario contar con 80 Kg/cm² de presión en boca de pozo inyector, con agua proveniente de la Planta Myburg V, siendo el caudal a inyectar del orden de los 1200 m³/d, con un máximo de 2000 m³/d.

De la conceptualización de la capacidad de Panta My V, y de la planta de Inyección Gbk II, surge que no es necesario realizar modificaciones en estas para cumplir con los requerimientos de inyección.

Para poder realizar la inyección es necesario tender un acueducto de 6" de aproximadamente 350 metros desde el anillo norte de inyección de Gbk II, hasta llegar al satélite 1 donde se reduce a 4", en el mismo material y espesor. En este punto se monta el caudalímetro general del proyecto y aguas debajo se deriva al satélite 2. Desde el primer satélite al segundo satélite se montan aproximadamente 2000 metros de una cañería de 4".

El satélite 1 consta de 8 bocas, utilizándose 6 de ellas; mientras que en el satélite 2, que también consta de un cuerpo de 8 bocas, se emplean todas ellas.