



PRODUCCION DE CRUDO PESADO EN FRIO CON POZOS HORIZONTALES

**Proyecto Llancanelo
Unidad Regional Mendoza**

Noviembre 2012

Autores:

MARIO AZCURRA

GERARDO DEGIORGIS

CLAUDIO ALONSO

JUAN PABLO DE LUCIA

ÍNDICE

1	SINOPSIS	3
2	INTRODUCCIÓN	3
2.1	Ubicación Geográfica	3
2.2	Antecedentes Históricos	3
2.3	Características del Yacimiento	4
2.3.1	Geología	4
2.3.2	Fluidos y Reservorio	6
2.4	Historia de Producción	7
3	DESARROLLO	8
3.1	Descripción del Proyecto	8
3.2	Perforación de Pozos	8
3.2.1	Extracción de coronas	9
3.2.2	Conclusiones y factibilidad técnica	10
3.3	Completación de Pozos	10
3.4	Instalación de Fondo	11
3.5	Instalaciones de Superficie	11
3.6	Ajuste del modelo	13
3.7	Resultados en Producción	13
4	CONCLUSIONES	14

1 Sinopsis

El yacimiento de Crudo Pesado Llanquanelo se encuentra al norte de la cuenca Neuquina en la provincia de Mendoza a 37 km de la ciudad de Malargüe, vecino al Área Natural Protegida Llanquanelo. El reservorio está constituido por areniscas y conglomerados del Grupo Neuquén, presentando un espesamiento progresivo hacia el SW con porosidades que promedian el 18%. El crudo tiene una gravedad de 12-14 °API y una viscosidad que alcanza los 12000 cp a 50 °C. En 1965, YPF S.E. perfora el pozo exploratorio descubridor, y luego perfora 16 pozos verticales mas hasta 1977 en la zona quedando la gran mayoría de ellos improductivos o con muy baja productividad. En la década del '80 Union Oil Co perfora ocho pozos verticales engravados con la finalidad de implementar un proyecto de inyección cíclica de vapor. Este proyecto, fue más tarde desafectado por la misma compañía. En el año 1999 YPF SA ingresa como operador del área y perfora el primer pozo horizontal con el objetivo de producir crudo pesado en frío, es decir sin asistencia de la inyección de vapor. Luego a partir del año 2010 se retoma la perforación y desarrollo del yacimiento mediante la técnica producción en frío con pozos horizontales. En este trabajo se presentan algunas de las técnicas utilizadas para la construcción de los pozos, instalaciones de superficie construidas para manejar el crudo pesado y algunos de los resultados obtenidos para este proyecto.

2 Introducción

2.1 Ubicación Geográfica

El Yacimiento Llanquanelo se encuentra ubicado en el sector norte de la cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza, a 37 km al sur de la ciudad de Malargüe, al sur del Cerro “El Trapal”, próximo al margen oeste de la laguna Llanquanelo, vecino al “Área Natural Protegida Laguna Llanquanelo” (Ley 7824). La superficie del ANP ocupa un 75% del Bloque. La superficie total del Bloque de Concesión es de 98 km².

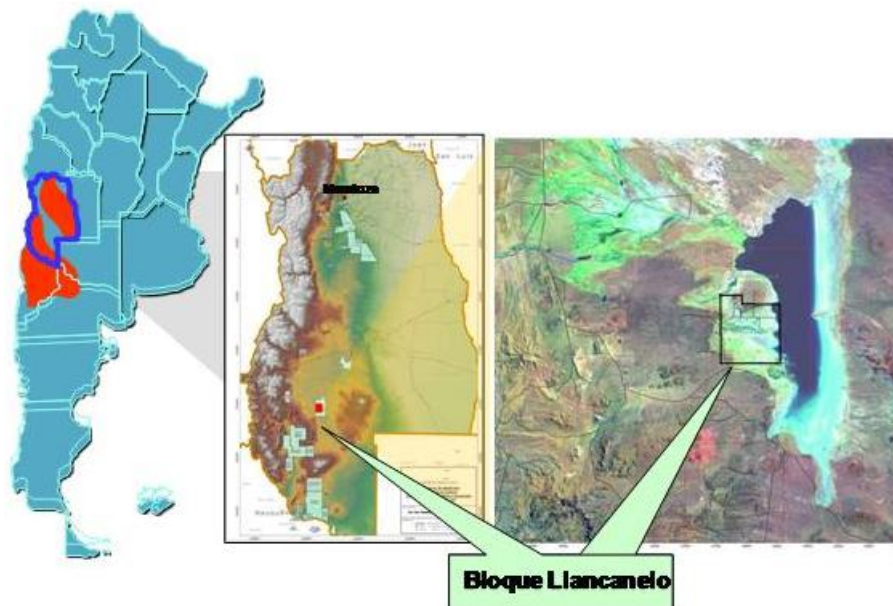


Figura 1 Localización del Yacimiento Llanquanelo

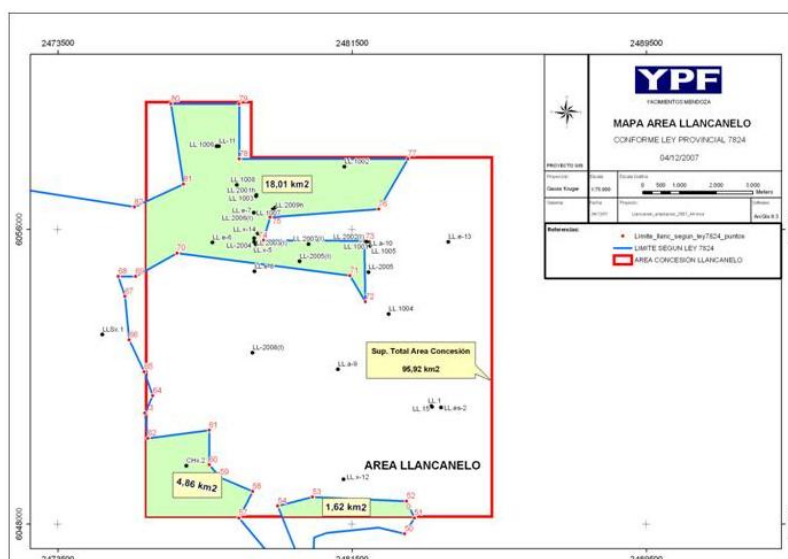
2.2 Antecedentes Históricos

En el área de Llanquanelo manifestaciones superficiales de petróleo, aguas sulfurosas y gas combustible han sido reconocidas desde épocas remotas. Los primeros proyectos exploratorios se iniciaron en los años '30, habiéndose perforado los dos primeros pozos en 1937, que comprobaron petróleo en niveles del

Terciario. En 1965, YPF S.E. perfora el pozo el pozo descubridor para el Grupo Neuquén; hasta 1977 YPF perforó 13 pozos en el área de explotación y 3 pozos exploratorios fuera de la misma.

En 1981 la concesión es otorgada a un consorcio integrado por Union Oil Co (50%) y Alianza Petrolera SA (APASA). Entre 1981 y 1985 se perforaron ocho (8) pozos verticales engravados a los fines de la implementación del proyecto de inyección de vapor de agua. A partir de 1993 APASA obtiene el 100 % de la concesión del área y más tarde en 1998 se estableció un contrato constitutivo de Unión Transitoria de Empresas (UTE) por el cual APASA cede a YPF sus derechos sobre el 51% de la concesión, asumiendo YPF la operación del área. Además en ese mismo momento APASA cede otro 20% de su participación en el activo, 10% a SAN ENRIQUE (SEPSA) y 10% a ROCH SA.

En el año 1999 YPF perforó el primer pozo horizontal, produciendo el mismo en frío en forma continua desde ese momento. En el año 2000 YPF presentó ante la autoridad de aplicación la Manifestación General de Impacto Ambiental de un Proyecto de Perforación de pozos horizontales. Luego de ser aprobado por resolución por el gobierno de la provincia de Mendoza, el mismo queda suspendido por una acción judicial de una ONG, que solicita como medida cautelar la suspensión de los efectos y aplicación de la misma, hasta tanto se resuelva el planteo, lo cual impide continuar con la ejecución de este plan. En enero de 2008 se publica en el boletín oficial la ley 7824 en la cual se definen los nuevos límites del Área Natural Protegida “Laguna de Llanquanelo” (ANP), que destraba el conflicto judicial. Dentro de los límites del ANP no está permitida la actividad petrolera. (Ver límite en Figura 2)



El yacimiento Llancanelo se encuentra ubicado en la provincia de Mendoza, dentro del sector norte de la Cuenca Neuquina, en una posición de borde respecto de la misma. En el área del yacimiento la columna estratigráfica se inicia con las vulcanitas permo-triásicas del Grupo Choiyoi, las que constituyen el basamento económico de la cuenca (Figura 3). Sobre ellas se depositan los niveles clásticos y carbonáticos del Grupo Cuyo y Grupo Mendoza, al que le preceden los niveles de la Fm Diamante + Huitrín (Grupo Rayoso) sobre el que apoyan discordantemente las areniscas y conglomerados matrix soportados del Grupo Neuquén, de edad Cenomaniana-Campaniana (94 a 80 m.a.); estos tienen un espesor promedio en el área de unos 200 metros aproximadamente.

Mediando una discordancia se encuentran depósitos de yeso, calizas, margas, arcillitas y limolitas arenosas del Grupo Malargüe, representado por la Fm Loncoche y Roca, con un espesor promedio de unos 70 m. La columna sedimentaria culmina con depósitos espesos continentales terciarios que alcanzan una potencia máxima de 1.000 m. Asimismo, en diferentes secciones de la secuencia se intercalan algunos cuerpos basálticos de edad terciaria, principalmente el denominado Basalto Inferior, de unos 40 m de espesor ubicado entre 70 y 100 m por encima del tope del Grupo Malargüe, junto con un Basalto Superior terciario-cuaternario de unos 30 m de espesor, ubicado unos 20 m por debajo del nivel del terreno.

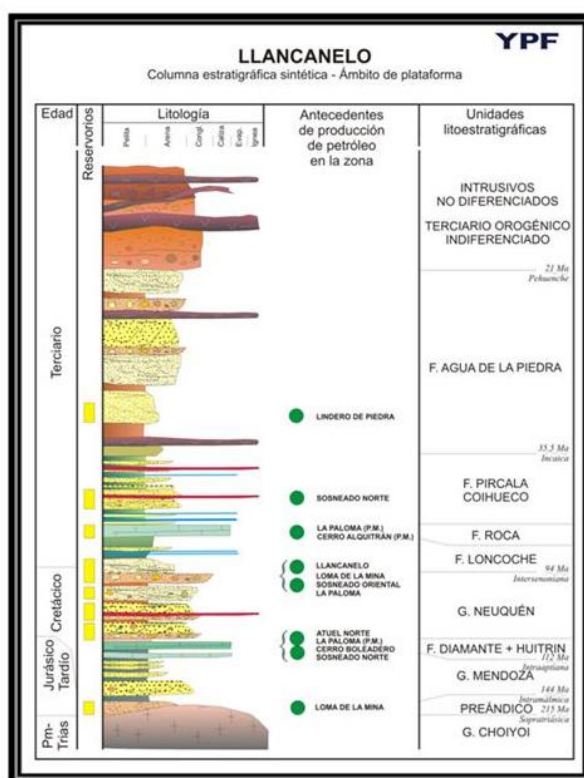


Figura 3 Columna estratigráfica tipo para el ambiente de plataforma en el ámbito de Llancanelo.

La estructura del área está dominada por un anticlinal fallado ligeramente asimétrico cuyo eje tiene un rumbo aproximado NW-SE. Con igual sentido y paralelo al eje del anticlinal existe una falla inversa de aproximadamente 70 m de rechazo. Sobre el NW de la estructura se desarrolla un sistema de fallas antitéticas y sintéticas de alto ángulo; el modelo de entrapamiento es definido como de tipo estratigráfico-estructural, conformando la trampa el anticlinal asimétrico fallado que define un bloque elevado al W y un bloque hundido hacia el E, con los niveles del Grupo Neuquén que se acuñan y adelgazan hacia el E contra el alto estructural.

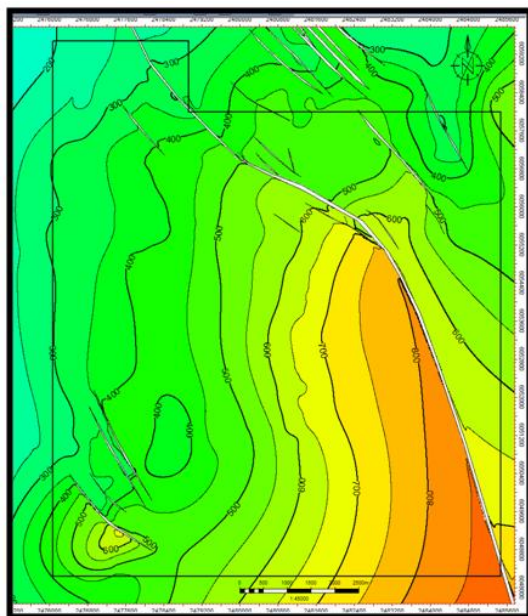


Figura 4 Mapa estructural al tope del Grupo Neuquén en el yacimiento Llanquanelo.

Las areniscas y conglomerados del Grupo Neuquén constituyen los principales reservorios del yacimiento Llanquanelo. Las mismas se encuentran a una profundidad promedio de 900 metros. En esta unidad se han reconocido al menos tres electrosecuencias de carácter grano-estrato decreciente denominadas de abajo arriba: Azul, Oliva y Verde. En muchos pozos la electrosecuencia Azul presenta una sección basal ligeramente grano-creciente que ha sido denominada Sub-Azul por los geólogos de la Union Oil. La secuencia Azul + Sub-Azul se apoya directamente sobre las vulcanitas del Grupo Choiyoi y en ocasiones sobre el Grupo Mendoza en el sector occidental del yacimiento, y posee un espesor que oscila entre 37 m y 290 m, mostrando un espesamiento progresivo hacia el SW; toda la secuencia está integrada por areniscas gruesas y conglomerados cuyas porosidades promedian el 18%, con una permeabilidad promedio de 300 md.

El arreglo grano-decreciente de las electrofacies y su distribución espacial de espesores sugieren que los sedimentos se habrían depositado en un ambiente de abanico aluvial de alta energía en borde de cuenca, con un alto estructural local que habría actuado como zona de aporte del material. Las electrosecuencias superiores (Oliva y Verde), de mayor interés petrolero, muestran un claro sentido progradante marcado por un arreglo grano-estrato decreciente, las que a su vez pueden subdividirse internamente en sub-ciclos también grano-estrato-decrecientes.

Cada ciclo individual comienza en su base con niveles de areniscas finas con abundante matriz arcillosa que lo limita con el ciclo subyacente, culminando en el techo con areniscas gruesas a medianas mal a moderadamente seleccionadas y conglomerados matrix-soportados. Los espesores individuales oscilan entre 30 m y 70 m con porosidades del orden de los 16 al 20%. En un ambiente depositacional de alta energía con arreglo de abanicos aluviales sería de esperar reservorios en algunos casos amalgamados y probablemente interconectados lateralmente de manera aleatoria.

2.3.2 Fluidos y Reservorio

El crudo de Llanquanelo tiene características de crudo pesado. El mismo tiene una gravedad de 12-14 °API y una viscosidad que varía entre 3000 y 12000 cp a 50 °C. La temperatura promedio del reservorio es de 56°C. A temperatura ambiente (@20°C) la viscosidad varía entre 40000 y 530000 cp.

La densidad es de 0,986 g/cm³ @ 15°C y el punto de escurrimiento se de 15,5 °C.

La salinidad promedio del agua de formación es de 22 grs/lit de Cloruros Totales. La Relación gas-petróleo es de 10 m³/m³. La presión estática promedio del reservorio es de 100 Kg/cm².

2.4 Historia de Producción

El pozo descubridor de petróleo pesado del Grupo Neuquén se perforó en 1965, el mismo registró producción inicial que luego cayó rápidamente.

De los trece (13) pozos perforados hasta fines de la década del '70, diez (10) comprobaron la existencia de petróleo pesado, pero solamente 4 registraron producción acumulada de petróleo significativa. Estos pozos fueron completados en forma convencional, entubados, cementados y punzados.

Los caudales de producción iniciales promedio en los pozos probados variaba entre 3,5 y 0,5 m³/d. La baja productividad se interpretó que estaba asociada a la completación pero también a las características del petróleo. La acumulada de estos pozos no superó los 1000 m³, excepto en uno de ellos que ha acumulado 4250 m³ en 10 años de producción.

Entre 1981 y 1985 se perforaron ocho (8) pozos verticales engravados y con caño filtro a los fines de la implementación del proyecto de inyección cíclica de vapor de agua.

Un total de once ciclos de inyección de vapor fueron ejecutados en seis diferentes pozos (2 ciclos por pozo) durante la vida del proyecto piloto. Los ciclos por pozo fueron de 30 a 40 días con caudales de entre 90 a 150 m³/d. La calidad del vapor que osciló entre 44 a 74%. La cantidad de calor aplicado en cada ciclo varió entre 5500 a 8000 MMBTUs. Las presiones de inyección a boca de pozo variaron entre 80 y 160 Kg/cm², dependiendo de la altura estructural del pozo inyectado.

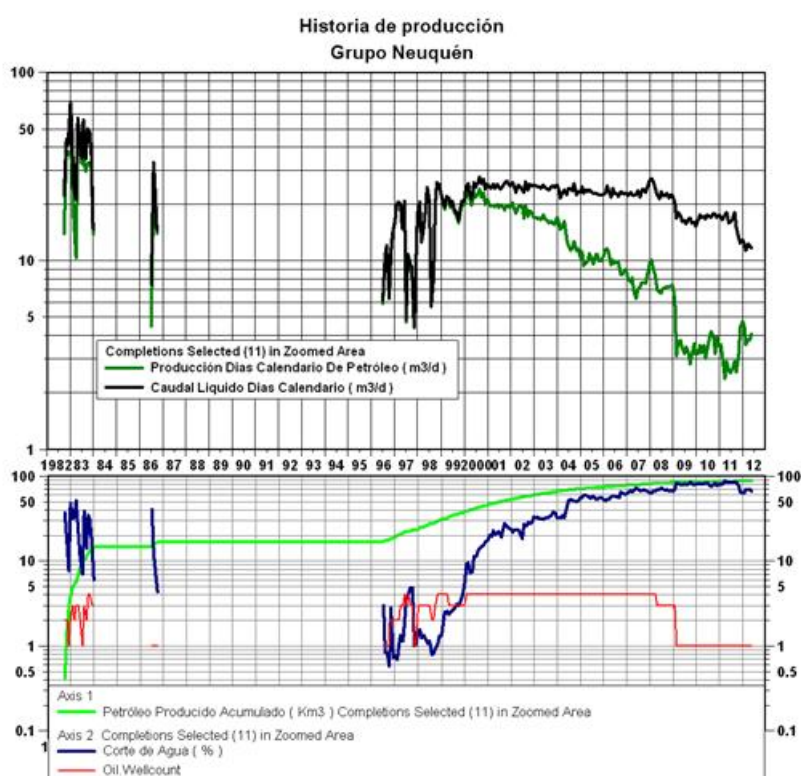


Figura 5 Historia de Producción pozos Verticales

La producción de petróleo del yacimiento entre los años 1982 y 1985 corresponde casi en su totalidad por inyección de vapor.

Del análisis de la historia de producción del yacimiento Llanquanelo (Grupo Neuquén) se aprecia que la máxima producción alcanzada fue en Noviembre de 1982 con 58.9 m³/d de petróleo con solamente 2 pozos en producción efectiva afectados al proyecto de inyección de vapor.

El proyecto de inyección de vapor realizado por la Cía Union Oil Co entre los años 1982 a 1985 no cumplió con las expectativas del mismo; solamente un pozo respondió en términos de producción y económicos a las pautas fijadas por el proyecto.

A partir de 1993 Alianza Petrolera Argentina S.A. como titular y operador de la concesión retoma la producción del campo reactivando 4 pozos verticales, alcanzando una producción máxima de 20 m³/d en el año 1997, sin inyección de vapor. Algunos de los pozos reactivados por producción en frío fueron los perforados en la década del '80, los cuales habían sido completados con caño filtro y engravados. Estos pozos mostraron en promedio el doble de productividad en frío respecto de los pozos completados convencionalmente.

En 1999 YPF ingresa como operador y presenta un programa para ensayar la posible explotación de petróleo en Llanquanelo mediante pozos horizontales. En el año 1999 se perfora el primer pozo horizontal, a una profundidad de 960 metros y con una extensión horizontal de 550 metros. El mismo se encuentra en producción desde septiembre de 1999 con resultados altamente satisfactorios por producción en frío, es decir sin asistencia térmica.

3 Desarrollo

3.1 Descripción del Proyecto

Los resultados exitosos obtenidos de pozo horizontal perforado en el año 1999 alentaron a replantear un proyecto de desarrollo del yacimiento con esta tecnología, es decir por producción en frío a través de pozos horizontales, sin asistencia térmica.

Teniendo en cuenta los requerimientos de la Ley 7824 que define los límites del área natural protegida Llanquanelo, YPF elaboró un proyecto denominado "Plan de Delineación y Piloto de Producción en Frío" que fue aprobado por la provincia de Mendoza para su ejecución por la Resolución 123 del año 2010. Desde el principio el diseño del proyecto se ha concebido teniendo en cuenta la Ley 7824 que define los límites del Área Natural Protegida Llanquanelo (ANP). La ubicación de las megalocaciones donde estarán los pozos se definió teniendo en cuenta un criterio Geológico para investigar zonas de avanzada combinado con un criterio que busca minimizar los efectos sobre el medio ambiente.

El proyecto tiene como objetivos delinear el yacimiento con pozos verticales de manera de definir el volumen de petróleo in situ y probar movilidad del crudo pesado en frío en estos mismos pozos verticales. Busca además testear productividad en pozos horizontales de avanzada e implementar el piloto de producción en frío sobre todo en relación al manejo del crudo pesado en superficie. Estos sondeos están asociados además al desarrollo de un plan de adquisición de información. El proyecto incluye la perforación de 15 pozos verticales y 10 pozos horizontales, todos ellos ubicados en 15 locaciones distintas. Los pozos verticales se utilizarán como pozos piloto de futuros pozos horizontales. Estas 15 locaciones serán utilizadas en el futuro para completar el desarrollo del yacimiento en clusters.

3.2 Perforación de Pozos

Los diseños de pozo propuestos se ajustaron a los objetivos específicos señalados y están también de acuerdo a las restricciones medioambientales del área. Los diseños buscan maximizar el contacto con el área de reservorio y así permitir mayores tasas de producción para la producción en frío de petróleo pesado.

Los pozos se perforaron de acuerdo a lo programado. Los pozos verticales en tres etapas: una primera sección conductora con trépano tricono de 17 ½", entubada con cañería de 13 3/8" hasta 25 metros

aproximadamente, una sección guía con tricono de 12 ¼” entubada con casing de 9 5/8” hasta 350 metros aproximadamente; y finalmente una sección principal perforada con trépano tipo PDC de 8 ¾ hasta 1200 metros, sin entubar ya que se trataba de pozos piloto. Una vez perfilado el piloto vertical, se realizó un doble tapón balanceado de abandono.

En cuanto a los pozos horizontales, los mismos se perforaron a partir de los pozos piloto verticales con un KOP a 400 y 550 metros y pozos horizontales nuevos a partir de boca de pozo. En todos los casos el tramo intermedio se perforó con trépano de 8 ¾” y registro de LWD buscando un punto de aterrizaje con 90° de inclinación, colocando allí el zapato de la cañería de 7”. Durante la perforación de este tramo se construyeron dos tramos tangentes uno a 45° y otro a 60°; cuya longitud sería de 20 metros de longitud aproximadamente y con dog-leg menor a 1°. Sobre alguna de estas dos tangentes se iba a alojar la bomba de cavidades progresivas para la extracción de petróleo. Luego de entubada y cementada la sección de 8 ¾” se perfora con trépano de 6 1/8” geonavegando un tramo horizontal de 1000 a 1200 metros a un punto final con una inclinación de 92° a 95° aproximadamente, lo que determinaba una trayectoria conocida como “Tipo J”. Esta último tramo se entuba con liner ranurado de 5”, quedando una sección productiva efectiva final del orden de 1000 a 1200 m dentro del reservorio de interés. El desplazamiento vertical final del pozo horizontal respecto del piloto vertical es de 1500 metros aproximadamente.

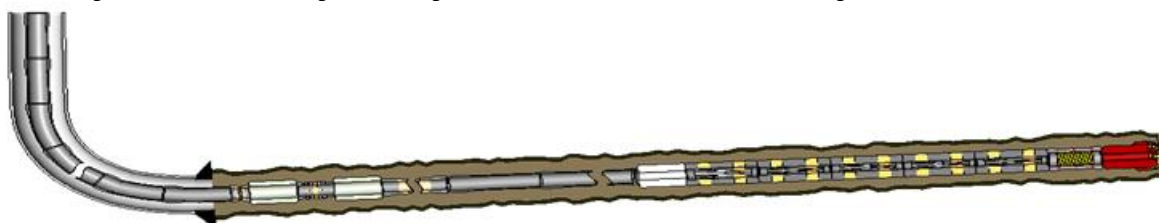


Figura 6 Conjunto de Fondo

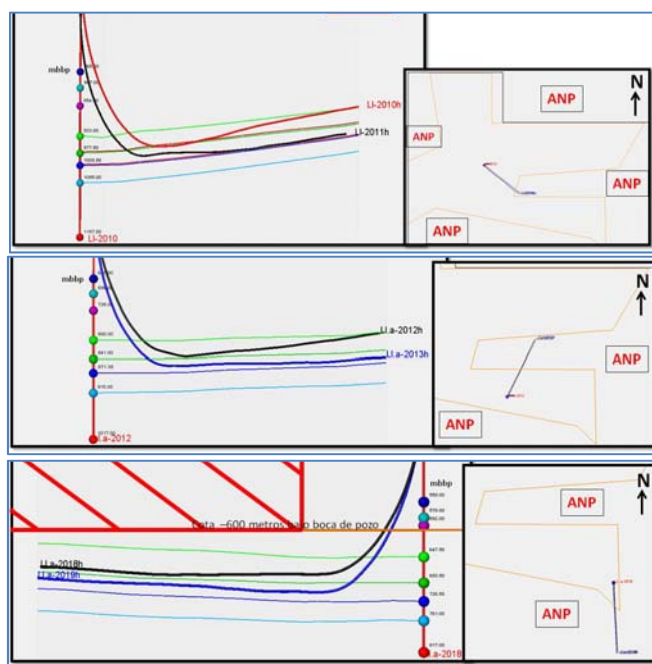


Figura 7 Trayectoria Pozos Horizontales

3.2.1 Extracción de coronas

Se coronearon 70 m dentro del Grupo Neuquén. Debido a la presencia de arenas inconsolidadas y a la baja recuperación de coronas en pozos pasados, se utilizó un sistema de baja invasión con cierre completo sobre la base del testigo, que utiliza un tubo interno de fibra de vidrio que tiene diámetro externo 4” y diámetro interno 3 ½” y un “core catcher” tipo “full closure”. Este sistema permitió recuperar hasta un 91,4%. A continuación se muestran esquemas del sistema utilizado.

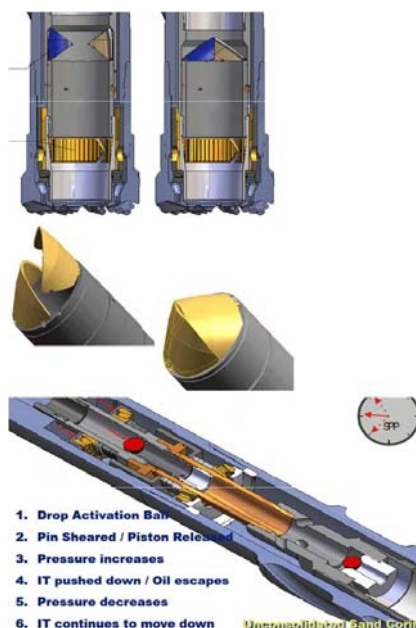


Figura 8 Sistema de Toma de Corona de Cierre Completo

3.2.2 Conclusiones y factibilidad técnica

Este proyecto representa un desafío operativo y tecnológico debido a la necesidad de perforar y entubar pozos horizontales de largo alcance en objetivos relativamente someros y en arenas no consolidadas. Una complicación adicional representa el hecho de que los pozos por su diseño exigen en su tramo horizontal ángulos superiores a los 90°.

Los resultados obtenidos en la etapa de perforación han sido excelentes, ya que se ha podido cumplir de manera exitosa con los objetivos propuestos. Los problemas operativos y las lecciones aprendidas nos dan una base muy sólida para continuar con la actividad de perforación de este tipo de pozos. Es importante destacar que la técnica y la tecnología utilizada para recuperar muestras de coronas ha sido altamente exitosa ya que se alcanzaron valores de recuperación superiores al 90% cuando históricamente se había recuperado en promedio el 53% de las muestras.

La experiencia operativa obtenida nos permitirá en el futuro optimizar la planificación, los diseños de pozos y por su puesto los tiempos y costos de perforación.

Por lo tanto podemos concluir que de acuerdo a todo lo antes mencionado se comprueba la factibilidad técnica para la construcción y entubación de este tipo de pozos en el yacimiento Llançanelo, los cuales se consideran los más adecuados para la explotación integral del área.

3.3 Completación de Pozos

Luego de finalizar con la entubación del casing ranurado se desplazó el lodo de perforación utilizando JP1 con el fin de dejar este fluido en contacto con el wellbore y que actuara como solvente, facilitando la fluencia del petróleo viscoso. Luego se registró perfil de cemento en el tramo de 7" para finalmente bajar la instalación de producción y realizar un ensayo con bomba de profundidad a las piletas del equipo, con el objetivo de verificar el buen funcionamiento del equipamiento y el régimen adecuado de la PCP.

Debido a que se han obtenido algunos resultados inciertos en la respuesta en producción de los pozos horizontales, se presume que los mismos se deben a la probable existencia de daño de formación o restricciones en las ranuras del casing.

3.4 *Instalación de Fondo*

El sistema seleccionado para la producción en frío fue el de bombas de cavidad progresiva (PCP) por ser las que se utilizan generalmente para petróleos viscosos tanto para altas como para bajas tasas de producción. Las productividades típicas que manejan estos sistemas rondan entre los 3 a 80 m³/d pero se podría ampliar hasta los 200 m³/d con los requerimientos necesarios.

Durante la perforación de los pozos se construyeron dos tramos tangentes uno a 45° y otro a 60°; cuya longitud sería de 20 metros aproximadamente y con dog-leg menor a 1°. Sobre alguna de estas dos tangentes se iba a alojar la bomba de cavidades progresivas para la extracción de petróleo. La opción inicial era depositar la bomba sobre la tangente a 60°, la cual se encontraba a mayor profundidad, y en caso de no obtener el rendimiento esperado del sistema de extracción se utilizaría la opción de la tangente a 45°. Actualmente en todos los pozos horizontales las bombas PCP se encuentran alojadas sobre la tangente de 60°, y han presentado un comportamiento altamente satisfactorio.

Se utiliza cañería de conducción de fondo (Tubbing) de 4" con sistema de calefacción. A continuación se presenta un esquema del diseño del sistema calefactor de tubing.



Figura 9 Calefactor de tubing

Con este diseño de instalaciones de fondo se ha logrado minimizar los niveles dinámicos de los pozos y por lo tanto optimizar la productividad de los mismos.

3.5 *Instalaciones de Superficie*

A partir de las propiedades reológicas del petróleo producido en pozos anteriores y de las características y tiempos de cargas de los camiones que transportan dicha producción se planificó operar los tanques de almacenamiento del proyecto piloto a una temperatura mínima de 55°C en las instalaciones y una temperatura de boca de pozo de 35°C.

En las locaciones se construyeron instalaciones de superficie para captar la producción de los pozos horizontales. Cada una de ellas incluye un tanque de 160 m³ elevado sobre una subestructura, a 3,8 m de altura, ubicado dentro de un recinto de contención de hormigón armado del doble de capacidad, una platea de cargadero de camiones de hormigón, un tablero eléctrico, un generador de energía con cabina

insonorizada y 6 tanques de almacenamiento de GLP que se utilizan como combustible para generar energía. Todas las instalaciones cuentan con cierre perimetral. Las líneas de conducción del pozo al tanque son de 4 ½" revestida internamente, y se encuentra colocada dentro una trinchera de hormigón. La línea de conducción se encuentra con tracing eléctrico y aislada térmicamente.

Dado que los tanques recibirán la producción de dos o más pozos, los mismos cuentan con un tabique divisorio de forma tal de poder realizar el control de pozos en forma independiente en cualquier momento. Para realizar el calentamiento del petróleo producido en el tanque, se montó un sistema de 4 calentadores eléctricos (dos en cada compartimento) con resistencias eléctricas en baño de aceite.

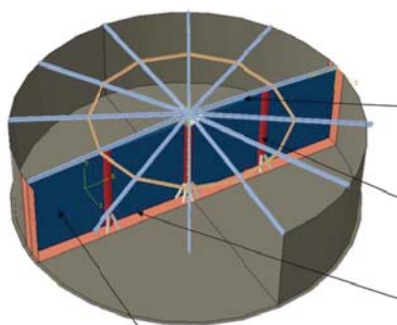


Figura 10 Tanque de Almacenamiento

A continuación se muestran algunas imágenes de las instalaciones:



Figura 11 Instalaciones de Superficie

Debido a que la viscosidad del petróleo obtenida de pozos nuevos fue superior a la de los pozos anteriores se observaron elevadas pérdidas de carga en la línea de conducción y muy largos períodos de carga y descarga del petróleo. Por estas razones fue necesario optimizar el sistema de instalaciones e incrementar la temperatura de trabajo a 80°C. Asimismo se incrementó la temperatura de boca de pozo a 40°C aproximadamente.

Con este diseño de instalaciones de superficie se ha logrado manejar la producción de crudo en superficie de manera eficiente, garantizando la seguridad en la operación y asegurando la protección del medio ambiente.

Sin embargo se continúa trabajando en optimizar los diseños de instalaciones y en buscar otras alternativas de manejo del crudo, como por ejemplo, la dilución, con el objetivo de disminuir las inversiones en facilidades.

3.6 *Ajuste del modelo*

La perforación de nuevos pozos incluyó un programa de adquisición de información que consta de registros de perfiles, toma de muestras de coronas y fluidos. Los pozos horizontales geonavegaron los niveles Verde y Oliva del reservorio. Fueron registrados con sarta de LWD, que incluían herramientas nucleares y resistivas.

Toda esta información relevada se utilizó para actualizar los modelos petrofísico, geológico y dinámico. Los resultados de la evaluación petrofísica nos muestran que el volumen de arcilla y shale encontrado es menor que el que se había pronosticado. La composición del reservorio es heterogénea, dado que está conformada por conglomerados, arenas, cemento carbonático y shale en menor proporción. A partir de la información de los nuevos pozos se ha logrado tener mayor conocimiento del reservorio, pudiendo confirmar la posición del contacto agua- petróleo y la desvinculación de los distintos intervalos de interés.

La nueva información y la actualización de los modelos resulta clave para ajustar los planes de desarrollo del yacimiento.

3.7 *Resultados en Producción*

Los pozos horizontales han mostrado un comportamiento satisfactorio, sin embargo los resultados no han sido homogéneos. Es importante mencionar que los pozos horizontales se perforaron a reservorios de interés diferentes, en los cuales se han observado distintas viscosidades. En la siguiente tabla se encuentra un resumen de los datos de producción obtenidos.

	Qi, m3/d	Acumulada, m3	Tiempo de producción, Meses	m3/mes	Viscosidad a 50°, cp
Pozo 1	35	62056	158	393	5.214
Pozo 2	26	9440	24	393	12.300
Pozo 3	36	10027	11	912	2.672
Pozo 4	2	323	9	36	3.550
Pozo 5	14	914	5	183	3.818
Pozo 6	12	1063	5	213	8.722
Pozo Promedio	21	13971	35	355	6046

En el caso del pozo 4, se presume que la baja productividad está asociada a un daño de formación en el wellbore o precipitación de sólidos del lodo de perforación que pudiera obstruir las ranuras del casing, aunque hasta el momento no se ha podido confirmar con certeza el motivo de la misma.

Si observamos los pocos datos existentes podemos concluir, como se esperaba, que el caudal inicial y la acumulada promedio mensual disminuye mientras se incrementa la viscosidad. A medida que se incorporen más datos podremos confirmar empíricamente esta proporción inversa.

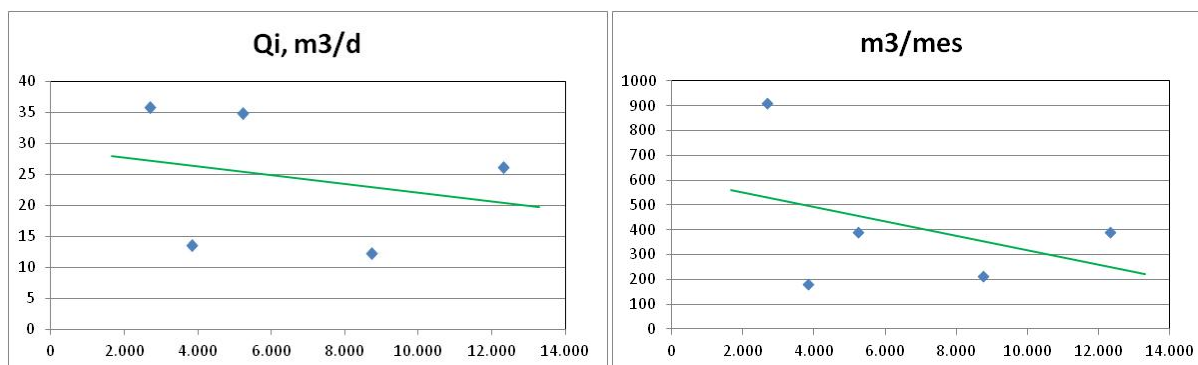


Figura 12 Relación Productividad vs Viscosidad

Si analizamos los resultados y comparamos el pozo horizontal promedio por producción en frío, observamos que este supera en el orden de 5 veces tanto la producción inicial como la producción acumulada promedio mensual del pozo promedio vertical por producción en frío.

En el siguiente gráfico se observa la curva de producción promedio del pozo horizontal por producción en frío para los primeros 2 años.

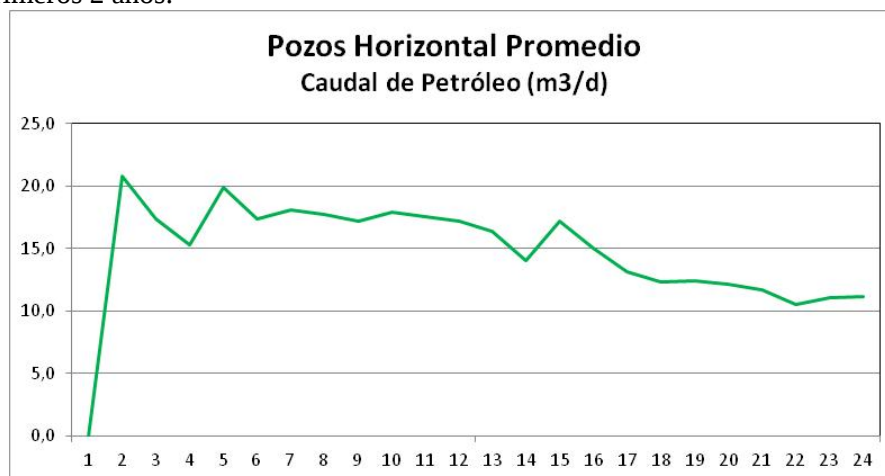


Figura 13 Producción en Frío de Petróleo Promedio pozo Horizontal

Los datos antes mencionados comprueban la factibilidad de producir el crudo pesado del yacimiento Llançanelo en forma rentable a través de pozos horizontales sin asistencia térmica.

Estos resultados nos alientan a continuar con el Plan de Delineación y Piloto de Producción en Frío y nos habilitan a iniciar el plan de desarrollo del yacimiento utilizando la técnica de pozos horizontales.

4 Conclusiones

De los trece (13) pozos perforados hasta fines de la década del '70, diez (10) comprobaron la existencia de petróleo pesado, pero solamente 4 registraron producción acumulada de petróleo significativa. Estos pozos fueron completados en forma convencional, registraron muy baja productividad resultando antieconómicos.

Entre 1981 y 1985 se perforaron ocho (8) pozos verticales engravados y con caño filtro a los fines de la implementación del proyecto de inyección cíclica de vapor de agua. El proyecto de inyección de vapor realizado en esa década no cumplió con las expectativas del mismo; solamente un pozo respondió en términos de producción y económicos a las pautas fijadas por el proyecto.

Algunos de los perforados en la década del '80, los cuales habían sido completados con caño filtro y engravados, fueron reactivados por producción en frío en los '90 observándose en promedio el doble de productividad en frío respecto de los pozos completados convencionalmente.

En el año 1999 se perforó el primer pozo horizontal con resultados altamente satisfactorios por producción en frío, es decir sin asistencia térmica.

Entre julio de 2010 y marzo de 2012 se perforaron 9 pozos, 3 pozos piloto verticales y 6 pozos horizontales.

Los resultados obtenidos en la etapa de perforación han sido excelentes, ya que se ha podido cumplir de manera exitosa con los objetivos propuestos. Los problemas operativos y las lecciones aprendidas nos dan una base muy sólida para continuar con la actividad de perforación de este tipo de pozos en el yacimiento sin mayores inconvenientes.

La tecnología utilizada para recuperar muestras de coronas ha sido altamente exitosa ya que se alcanzaron valores de recuperación superiores al 90% cuando históricamente se había recuperado en promedio el 53% de las muestras.

Con el diseño de instalaciones de fondo y de superficie utilizado se ha logrado manejar la producción de crudo de manera eficiente, garantizando la seguridad en la operación y asegurando la protección del medio ambiente. Sin embargo se continúa trabajando en optimizar los diseños de instalaciones y en buscar otras alternativas de manejo del crudo, como por ejemplo, la dilución, con el objetivo de disminuir las inversiones en facilidades.

Toda esta información relevada con pozos nuevos se utilizó para actualizar los modelos petrofísico, geológico y dinámico, por lo que se ha logrado tener mayor conocimiento del reservorio. La actualización de los modelos resulta clave para ajustar los planes de desarrollo del yacimiento.

Los resultados obtenidos nos muestran que el pozo horizontal promedio por producción en frío, supera en el orden de 5 veces tanto la producción inicial como la producción acumulada promedio mensual del pozo promedio vertical por producción en frío.

Los resultados obtenidos comprueban la factibilidad de producir el crudo pesado del yacimiento Llançanelo en forma rentable a través de pozos horizontales sin asistencia térmica.

Estos resultados nos alientan a continuar con el Plan de Delineación y Piloto de Producción en Frío y nos habilitan a iniciar el plan de desarrollo del yacimiento utilizando la técnica de pozos horizontales.