

2005

01153



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROYECTO TERMINAL

**"FACTIBILIDAD DE POZOS MULTILATERALES EN
LA CUENCA DE BURGOS"**

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS

PRESENTA:

HUGO MARTÍNEZ CANTERO

DIRECTOR DE PROYECTO :

HÉCTOR E. PALMA VALENZUELA

FEBRERO DE 2005

m343491

MARTÍNEZ CANTERO, HUGO





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso


DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: MARTINEZ
CANTERO HUTO
FECHA: 25-04-2005
FIRMA: P.D. 

HUTO BECERRIL TAUJCOX

A mi familia, el hecho de que esperen tanto de mi constituye el principal factor de motivación que me alimenta.

A las personas que dirigen la Unidad Operativa Burgos, por haberme confiado la responsabilidad de asistir a la UNAM a cursar la Especialidad de Perforación.

A los compañeros de la Unidad Operativa Burgos, de quienes en el tiempo que tenemos conviviendo solo he recibido respeto, atenciones y múltiples muestras de afecto.

Al Ingeniero Héctor Palma, quien por su dedicación diaria siempre ha significado para mi un compromiso de superación y eficiencia.

A los E.S., quienes siempre me han apoyado en los momentos que los he requerido y a quienes les reitero mi solicitud de siempre.

Contenido

	Página
Resumen.	5
Introducción.	6
Capítulo I.- Condiciones actuales de la Cuenca de Burgos.	9
I.1.- Antecedentes.	9
I.2.- Ubicación.	11
I.3.- Descripción de la Cuenca.	11
I.3.a.- Formaciones productoras.	12
I.3.b.- Estrategia de explotación.	12
I.4.- Demanda de gas en México.	15
I.5.- Problemática.	16
Capítulo II.- Pozos multilaterales como alternativa de explotación.	17
II.1.- Concepto básico.	17
II.2.- Configuraciones y aplicaciones.	17
II.3.- Clasificación TAML.	19
II.4.- Ventajas y desventajas.	21
Capítulo III.- Planeación y diseño del pozo multilateral.	24
III.1.- Aplicación al campo Culebra.	25
III.2.- Requerimientos de diseño.	27
III.3.- Nivel TAML requerido.	28
Capítulo IV.- Programa de Perforación y Terminación.	34
IV.1.- Sistema Splitter.	35
IV.2.- Sistema PACE-6.	39
Capítulo V.- Evaluación económica.	46
V.1.- Escenarios de explotación.	46
V.2.- Tabla de resultados.	49
Capítulo VI.- Conclusiones.	53
Recomendaciones.	54
Bibliografía.	55
Lista de figuras.	56
Lista de tablas.	57

Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad de implementar pozos multilaterales en la explotación de los yacimientos gasíferos de la Cuenca de Burgos.

Se revisaron los aspectos técnicos y económicos que se involucran en el diseño y ejecución de este tipo de intervenciones, cuyo concepto básico establece que desde un mismo tronco común ó pozo principal pueden perforarse lateralmente uno ó mas pozos, inclusive siguiendo ambos, principal y lateral, una trayectoria ya sea direccional u horizontal.

Se describen las diversas configuraciones y trayectorias susceptibles de realizarse para este tipo de pozos, mencionando la clasificación mundial vigente para pozos multilaterales, la cual es reglamentada por una asociación de compañías de perforación denominada **“Technical Advancement of Multilaterals” (TAML)**, quién reconoce oficialmente que existen 6 niveles de construcción.

Se mencionan las características geológicas de los yacimientos de la Cuenca de Burgos, describiendo su litología y sus principales formaciones productoras. También se indica el tipo de explotación actualmente implementado para el desarrollo de la Cuenca de Burgos, el cual comprende: perforación de pozos esbeltos, terminación tipo “Tubingless” y fracturamiento hidráulico múltiple de varios intervalos.

Se propone un esquema de pozo multilateral personalizado al Campo Culebra; concluyendo que el nivel-6 TAML es el idóneo para cumplir con los requerimientos operativos que la Cuenca de Burgos demanda.

Se parte de proponer la construcción de un pozo principal y uno lateral, dejando para posteriores diseños la posibilidad de incorporar mas ramas laterales.

Se mencionan los sistemas disponibles en el mercado petrolero para la construcción del nivel-6, señalando en cada caso el riesgo operativo implícito y el costo económico que conlleva cada aplicación.

Se cubren los principales aspectos operativos de un programa de perforación y terminación de pozos, con lo cual se pretende que el presente trabajo se constituya en un documento base que impulse el proyecto de perforación del primer pozo multilateral en la Cuenca de Burgos.

Finalmente se efectúa un análisis económico comparativo para los diferentes escenarios de explotación susceptibles de aplicarse en el campo Culebra, comparando el costo real de su desarrollo tradicional y el costo estimado para el caso de implementar pozos multilaterales.

Introducción

La relación cliente-proveedor que mantiene la Unidad Operativa de Perforación Burgos con los Activos de Exploración y Explotación de la Cuenca de Burgos nos obliga como prestadores de servicio a mejorar constantemente nuestra calidad y eficiencia, siendo la promoción de nuevas técnicas operativas uno de los factores claves que cubrir para cumplir cabalmente con esa relación.

Por tal motivo, la Unidad Operativa Burgos tiene entre sus principales lineamientos el participar de una manera activa en la propuesta y promoción de nuevas aplicaciones tecnológicas para el desarrollo de campos, las cuales ofrezcan beneficios tanto de rentabilidad como de técnicas operativas, incidiendo directamente en la concepción de mejores estrategias de explotación.

Con ello, además de dar continuidad a la incorporación de tecnología de punta en nuestros procesos productivos, se está en condiciones de satisfacer un alto sentido de compromiso profesional, el que debe privar en todos los integrantes de nuestra empresa respecto a la consecución de metas y objetivos institucionales.

Obviamente, la implementación de tecnología de punta siempre ha de redundar en un beneficio profesional, al incorporarle al personal nuevos puntos de vista, los que mejoran tanto sus posibilidades técnicas como su capacidad de diseño, propiciando a la vez una cultura laboral mas creativa, con mayores alcances para responder a las exigencias de rentabilidad y eficiencia que demanda actualmente el mercado petrolero.

Sin embargo, al momento de promocionar e implementar tecnologías de punta es necesario considerar el incremento estimado de rentabilidad que se obtendrá como consecuencia de su aplicación, es decir, los beneficios esperados deben ser suficientemente sustentados como para permitirnos asumir el riesgo que siempre lleva implícito cualquier nueva aplicación.

En ese contexto, el presente trabajo pretende evaluar la factibilidad de implementar pozos multilaterales en la Cuenca de Burgos, con la intención de describir una de las tecnologías de punta mas interesantes que actualmente existen en la industria de perforación de pozos y con posibilidades de constituirse en una área de oportunidad para la reducción de costos de desarrollo.

De esa manera se pretende ofrecer al Activo de Explotación Burgos una alternativa mas que considerar para el desarrollo de campos, dada las exigencia que se tienen, por un lado de incrementar la producción de gas ante la creciente demanda nacional, y por otro lado, de mejorar la rentabilidad del proyecto integral.

Siendo su concepto básico la construcción de varios pozos laterales a partir de un pozo principal, sin duda el primer impacto significativo lo representa la posibilidad de reducir la infraestructura de explotación necesaria al requerirse de

menor cantidad de pozos a perforar, con lo que se reduce sustancialmente el número de localizaciones, caminos de acceso y líneas superficiales de producción.

Esta situación resolvería la problemática que representa para nuestra empresa el impacto social y ambiental por la construcción de la infraestructura mencionada, dándonos la posibilidad de mejorar las relaciones con la comunidad tal y como nos está señalado en el Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA).

La tecnología de pozos multilaterales se encuentra en plena fase de crecimiento, a la fecha ya se disponen en el mercado petrolero de diferentes opciones para alcanzar un diseño seguro y confiable de este tipo de aplicaciones.

Inclusive, a nivel internacional existe numerosa estadística relacionada con este tipo de intervenciones, en la cual se observa que las principales compañías de perforación, mediante la aplicación de la tecnología de pozos multilaterales, han logrado abatir los costos de desarrollo, haciendo posible hasta en campos maduros, dar continuidad a su explotación al mejorar su rentabilidad.

Por lo tanto se puede establecer que las compañías de perforación ya disponen en forma comprobada tanto de los accesorios como del equipo y herramientas necesarias para facilitar la construcción de una amplia gama de trayectorias direccionales partiendo de un pozo principal, considerando al mismo tiempo las mas complejas técnicas de terminación que se requieran.

En poco tiempo, las compañías de perforación, han logrado una gran efectividad para abrir y orientar ventanas laterales, tanto en el caso de pozos nuevos, como en las reentradas a los ya existentes, alcanzando un manejo seguro de la producción y ofreciendo un fácil acceso posterior a cada lateral para desarrollar operaciones de mantenimiento del pozo.

Estos serían algunos de los principales aspectos operativos que ya se tienen debidamente cubiertos, los que garantizan de entrada la factibilidad técnica de este tipo de intervenciones.

Sin embargo, la aplicación de pozos multilaterales en la Cuenca de Burgos debe cumplir con requerimientos de diseño propios de intervenir yacimientos gasíferos que presentan una geología muy compleja, como los son la existencia de yacimientos múltiples e independientes, con permeabilidades tan bajas que se requiere de fracturamiento hidráulico para iniciar su etapa de producción.

Esta situación deriva finalmente en la consecución de un esquema personalizado del pozo multilateral, el cual ha de estar soportado sobre la base de satisfacer técnicamente todos los requerimientos operativos establecidos para alcanzar una explotación segura de la Cuenca de Burgos.

En términos de producción se considera que esta debe resultar beneficiada, ya que por cada pozo lateral realizado se incrementa el área de yacimiento drenado,

lo que aparentemente debe repercutir favorablemente, ya que en algunas intervenciones se ha logrado reducir la declinación de su curva de producción.

Obviamente, en la predicción del comportamiento de la producción de estos pozos se alcanzará la mayor certidumbre en el caso de intervenir yacimientos que se encuentran debidamente caracterizados y que dispongan de un estudio integral de simulación.

Aun así, en el caso específico de un pozo multilateral diseñado para la Cuenca de Burgos, la intención inicial es apegarse lo más posible al esquema vigente de explotación tradicional, respetando las condiciones del tipo de terminación establecida, lo que nos permite generar expectativas iniciales de que el comportamiento de la producción será muy similar al ya existente.

De esta manera queda en la reducción tanto de costos como de tiempos de perforación las áreas de oportunidad que potencialmente aportarán mayor beneficio.

De hecho, la pretensión más ambiciosa de este tipo de pozos es la construcción de varios laterales, los que además de acelerar notablemente el drenaje del yacimiento, repercutirá positivamente en una reducción del costo del desarrollo del campo.

Aunque aun existe una curva de aprendizaje que cubrir en la planeación y ejecución optimizada de este tipo de pozos, habrá que considerar que una vez cubierta en forma esta etapa, nuestra empresa dispondrá de una importante alternativa para maximizar el valor económico de las inversiones que realiza en el desarrollo de campos petroleros.

Capítulo I. Condiciones actuales de la Cuenca de Burgos

I.1. Antecedentes

La Región Norte está constituida por los Distritos Reynosa, Altamira, Poza Rica y Veracruz. En cada uno de ellos se encuentran integrados un Activo de Producción y uno de Exploración. (Figura No. I.1)

Los Activos de producción ó explotación son: Burgos, Altamira, Poza Rica y Veracruz. En complemento, los Activos de Exploración son: Reynosa, Tampico, Misantla y Papaloapan.



Figura I.1 Organización de la Región Norte a base de Activos

Asimismo, dependiendo del volumen de producción diaria y de la actividad de los equipos de perforación existentes en cada Distrito, existe una Unidad Operativa de Perforación y Mantenimiento de pozos, como es el caso de Reynosa y Poza Rica.

En el caso de Veracruz y Altamira se les denominan Sector Operativo, aunque igualmente cumplen con todas las actividades de perforación y mantenimiento de pozos.

De los Activos de Explotación de la Región Norte el más importante lo constituye el Activo Burgos Reynosa donde actualmente se explota con carácter de estratégico la cuenca gasífera de mayor producción existente en el País.

Si bien la Región Norte cuenta con otras cuencas gasíferas como Veracruz y Sabinas, hay que mencionar que estas aún se encuentran en proceso de desarrollo y exploración, respectivamente, y que ya disponen de proyectos aprobados para su desarrollo.

En cambio los Distritos de Altamira y Poza Rica han orientado sus procesos a la producción de aceite, desarrollando muy esporádicamente intervenciones exploratorias en busca de yacimientos gasíferos.

A nivel Nacional también se dispone de la Cuenca de Macuspana, la cual está ubicada en la Región Sur y se encuentra en la fase de implementación de un proyecto integral para su desarrollo.

En total, México dispone de 4 grandes cuencas gasíferas para enfrentar la demanda de gas natural que ya existe, la cual seguramente se acrecentará conforme el sector industrial cumpla con los programas establecidos de convertir la mayoría de sus procesos productivos a la utilización de gas como energético principal.

Estas condiciones obligan a nuestro país a establecer ambiciosos proyectos, tendientes a asegurar el abastecimiento de gas para los próximos años, implementando una política energética que da prioridad a la incorporación y desarrollo de reservas de gas natural.

Por lo tanto, a corto plazo se vislumbra para la Cuenca de Burgos un incremento en su actividad productiva, la cual igualmente se acrecentará para Veracruz y Macuspana, mientras que para la Cuenca de Sabinas se contempla impulsar la actividad exploratoria para sustentar en forma un proyecto integral.

Actualmente, de las 4 cuencas gasíferas, el mayor grado de desarrollo lo presenta Burgos donde aun existen numerosos campos descubiertos que son susceptibles de ser desarrollados. (Tabla No. I.1)

Tabla No. I.1 Cuenclas gasíferas existentes en el País.

Cuenca	Campos			Pozos		Producción	
	Inicio	Descubiertos	Productores	Perforados	Productores	Diaria, mmpcd	Acumulada, mmmmpcd
Burgos	1945	194	84	3593	1064	1001	6.88
Macuspana	1958	36	12	507	140	171	2.9
Veracruz	1956	14	11	450	76	145	0.86
Sabinas	1975	18	7	77	33	4	0.36

Por la magnitud de sus reservas, por el numero de campos productores y por su producción diaria puede concluirse que la Cuenca de Burgos ocupa un lugar considerado como estratégico para conseguir los objetivos de la política energética implementada por nuestro País.

I.2. Ubicación

La Cuenca de Burgos está ubicada al noreste de México, en la parte norte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León, teniendo su sede operativa en el municipio de Reynosa. Tiene una extensión de 50,000 km², la cual colinda al norte con el estado de Texas, USA, y por el oriente está limitada con el Golfo de México.

Precisamente, en la parte sur del estado de Texas, USA se encuentra ubicado el Distrito IV, donde propiamente se inicia la cuenca gasífera de Burgos, por lo que ambos Distritos presentan características geológicas similares al compartir las mismas formaciones productoras del área. (Figura No. 1.2)

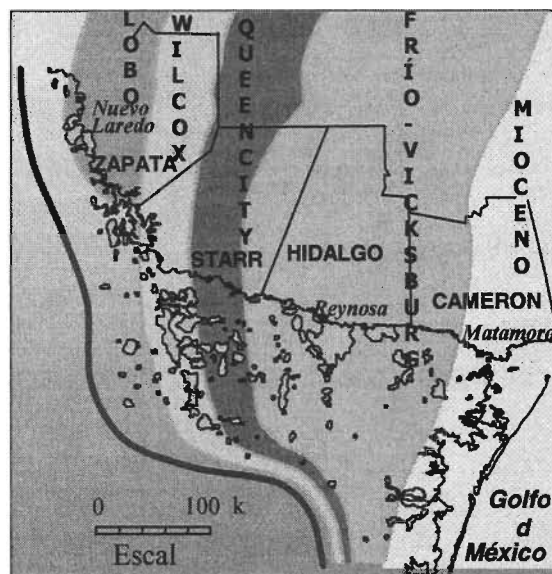


Figura No. 1.2 Colindancia de la Cuenca de Burgos con el Sur de Texas, USA.

I.3. Descripción de la Cuenca

Iniciando su explotación en el año de 1945, a la fecha la Cuenca de Burgos cuenta con 194 campos descubiertos, de los cuales 84 son productores. El promedio de producción diaria del Distrito Reynosa es de 1000 mmpcd de gas, de los cuales 700 mmpcd corresponden a gas seco y 300 mmpcd a gas-húmedo. La producción acumulada es del orden de 6.88 mmmmpc.

Para su mejor explotación, la cuenca se encuentra dividida en 3 grandes áreas: Occidental, Central y Oriental, las cuales cubren la extensión comprendida entre Matamoros y Nuevo Laredo, Tamaulipas. El área oriental produce gas húmedo, tanto la occidental como la central producen gas seco. (Tabla No. 1.2)

Tabla No. I.2 Relación de campos mas importantes por área.

Área	Principales campos
Occidental	Arcos, Corindón y Pandura.
Central	Arcabuz, Culebra y Peña Blanca.
Oriental	Monterrey, Cuitláhuac y Reynosa.

Siendo la principal característica de todos los yacimientos su baja permeabilidad, los pozos presentan una fuerte declinación en su curva de producción, por lo que se requiere mantener como principal estrategia de explotación un elevado ritmo de perforación que permita alcanzar las metas establecidas de producción.

I.3.a. Formaciones productoras

De edad terciaria y constituida litológicamente por una secuencia alternada de lutitas y arenas, la Cuenca de Burgos está conformada por numerosos yacimientos gasíferos que explotar.

Las principales formaciones que la constituyen corresponden al Mioceno, Oligoceno, Eoceno y Paleoceno. (Tabla No. I.3)

Tabla No. I.3 Formaciones de la Cuenca de Burgos

Formación	Millones de Años
Mioceno	10-20
Frío-Vicksburg-Oligoceno	25-36
Wilcox-Eoceno	54
Queen City-Yegua-Eoceno	39-49
Lobo-Paleoceno	60

De manera general puede establecerse que cada localización propuesta en la Cuenca de Burgos presenta 2 ó más objetivos geológicos que probar.

I.3.b. Estrategia de explotación

La explotación de la Cuenca de Burgos es una actividad muy compleja debido a la presencia de yacimientos múltiples, donde en ocasiones los pozos atraviesan cuerpos productores con diferente presión de formación.

Además la exploración enfrenta también serios obstáculos geológicos ya que los yacimientos suelen ser independientes ó compartimentalizados, separados por grandes fallas de crecimiento, lo que dificulta notablemente su caracterización. (Figura No. I.3)

Las profundidades objetivas de los pozos varían entre 2000 y 3500 m, los radios de drene del yacimiento, posterior a la fractura hidráulica, oscilan entre 250 y 600 m. Actualmente se tiene implementado un proyecto de pozos someros cuyas arenas objetivas se encuentran de 1000 a 1800 m.

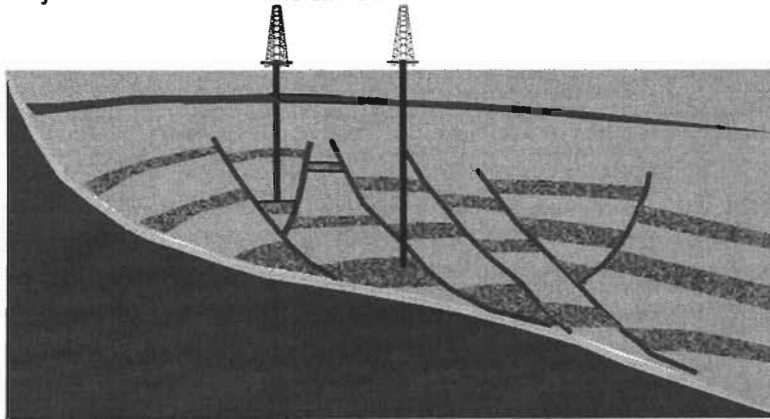


Figura No. I.3 Características geológicas de los yacimientos

Los pozos se perforan con geometrías esbeltas, generalmente en 3 etapas, aunque existen campos donde se requieren mas etapas para cumplir con el objetivo. En este caso se contemplan los campos del área central como los propicios para iniciar la aplicación del proyecto de pozos multilaterales.

El arreglo predominante para el área central es el asentamiento de una tubería de revestimiento superficial 9 5/8" a 150 m para la instalación en forma de conexiones superficiales de control, el asentamiento de una tubería de revestimiento intermedia 7" a 1500 m, colocada por arriba de las arenas objetivo, para finalmente asentar la tubería de explotación 3 1/2" hasta la profundidad total del pozo. (Figura No. I.4)

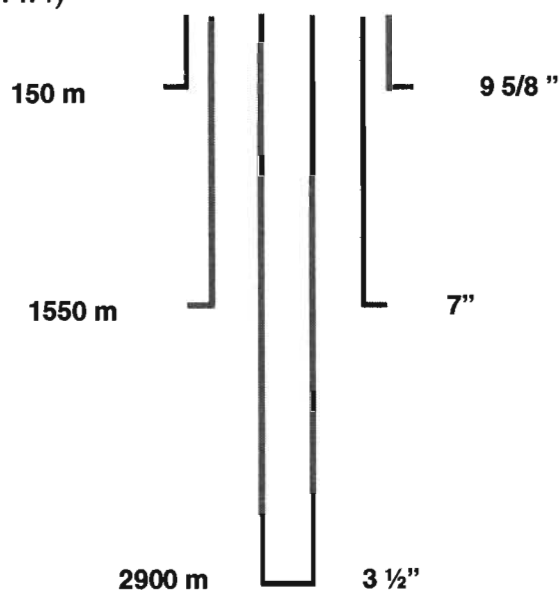


Figura No. I.4 Perforación de pozos esbeltos

La terminación que se tiene implementada es tipo “Tubingless”, donde la tubería de explotación cumple la función de tubería de producción, sin necesidad de correr aparejos ni empacadores para poner el pozo en producción. (Figura No. I.5)

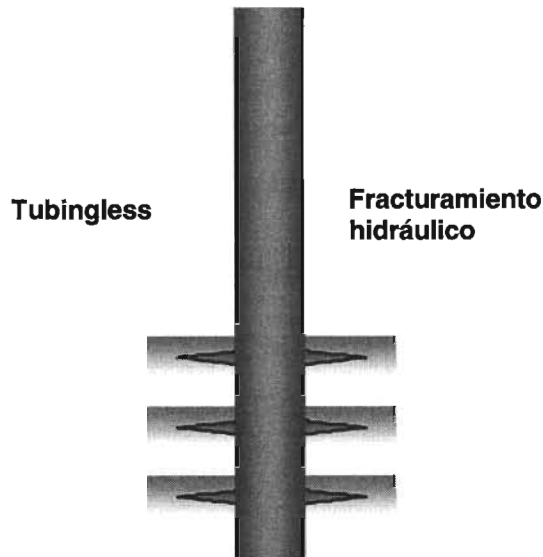


Figura No. I.5 Terminación múltiple “Tubingless” con fracturamiento hidráulico

Los tiempos promedio de perforación son de 20 días. En el caso de pozos de 4 etapas el promedio es 35 días, mientras que los pozos someros se realizan en 14 días.

La aplicación de esta técnica, de pozos esbeltos, ha redundado en una reducción de costos del orden del 30%, respecto al esquema tradicional donde se contempla la instalación de un aparejo de producción.

Como se ha mencionado, por la baja permeabilidad de sus yacimientos, la explotación de la cuenca de Burgos requiere de fracturamiento hidráulico en la etapa de terminación. Usualmente se fracturan 2 ó 3 arenas productoras, las cuales se ponen a producir en forma simultánea.

Toda la etapa de terminación se realiza sin equipo de perforación, siendo esta una de las condiciones básicas de la reducción de costos, por lo que esta funcionalidad debe ser rigurosamente contemplada en cualquier tipo de intervención que se proponga.

I.4. Demanda nacional de gas

Por otro lado la vigencia de tratados internacionales de protección ambiental marcan al sector industrial una conversión gradual de los procesos productivos para la utilización de gas natural como combustible primario, esto con el objeto de reducir el grado de contaminación ambiental.

Por lo tanto, en los próximos años el gas pasará a ser la fuente de energía de mayor crecimiento en el mundo, siendo sus proyecciones mas optimistas las que señalan que la demanda a nivel mundial se incrementará en un 140 % para el año 2010.

En el caso de México, las predicciones de la demanda de gas apuntan a un incremento del doble de la demanda actual, lo que ocasionará al país problemas de abastecimiento si no es capaz de crecer en este rubro.

Si bien las reservas de gas no asociado son considerables, para su total aprovechamiento son necesarios importantes inversiones en tecnología e infraestructura, ya que como se ha mencionado, las cuencas gasíferas presentan una cierta complejidad geológica que dificultan la actividad de perforación.

En el caso particular de la Cuenca de Burgos se ha establecido como meta de producción para el presente año alcanzar 1100 mmpcd de gas (Figura No. I.6). Para alcanzarla, se requiere de la perforación de 423 pozos y la intervención a 121 pozos para efectuar reparaciones mayores.

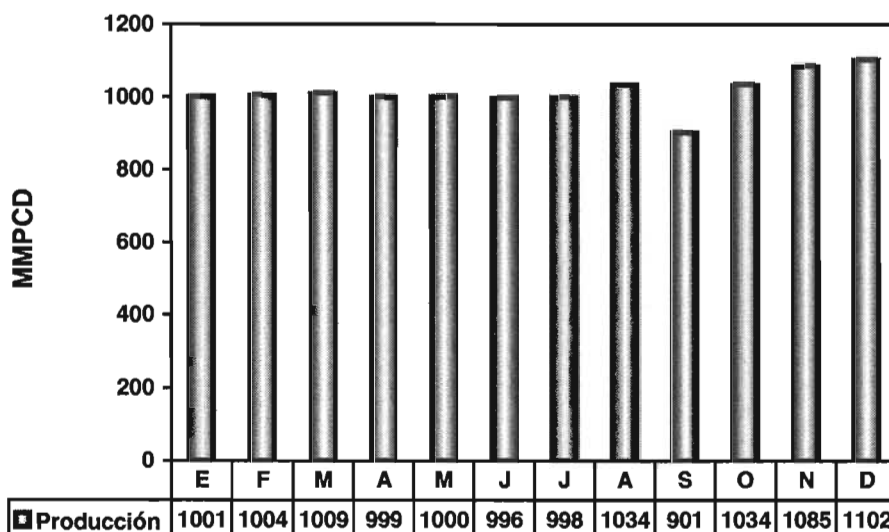


Figura No. I.6 Producción diaria de gas en la Cuenca de Burgos

En síntesis, el panorama del gas natural en México requiere para satisfacer su demanda un gran capital comprometido y suficientes recursos y habilidades para manejar con solvencia este tipo de proyectos.

1.5. Problemática de la Cuenca de Burgos

Aunque la terminación tipo "Tubingless" ha reducido notablemente los tiempos y costos de perforación, la necesidad de efectuar fracturamiento hidráulico a las diferentes arenas en explotación incrementa notablemente el costo del desarrollo de los campos, reduciendo el margen de rentabilidad alcanzado.

Esta condición adversa se combina con las características propias de los yacimientos gasíferos, donde los pozos exhiben una fuerte tendencia a declinar en lapso corto de producción. (Figura No. 1.7)

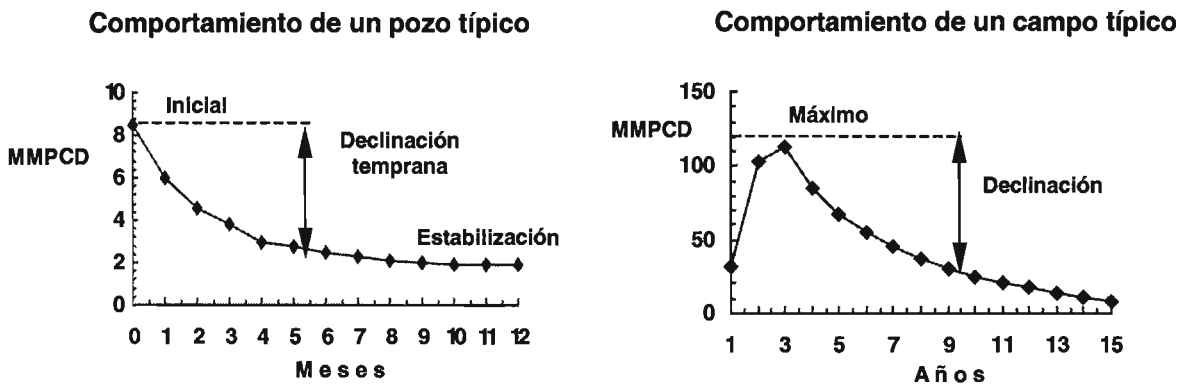


Figura No. 1.7 Comportamiento típico de la producción por pozo y campo.

Este comportamiento de la producción obliga a sostener un alto ritmo de perforación para revertir la tendencia a la declinación temprana y estar en condiciones de mantener las cuotas de producción establecidas

En estos términos, la Cuenca de Burgos enfrenta como principal problemática buscar alternativas que incidan directamente en un incremento sustancial de producción, a la vez que requiere implementar acciones de fondo para lograr una sustancial reducción de los costos de desarrollo.

Capítulo II. Pozos multilaterales como alternativa de explotación

II.1. Concepto básico

El concepto básico de pozos multilaterales es la construcción de uno ó mas pozos laterales partiendo de un tronco común ó pozo principal. Tanto el pozo principal como los laterales pueden seguir cualquier tipo de trayectoria, ya sea direccional u horizontal. (Figura No. II.1)

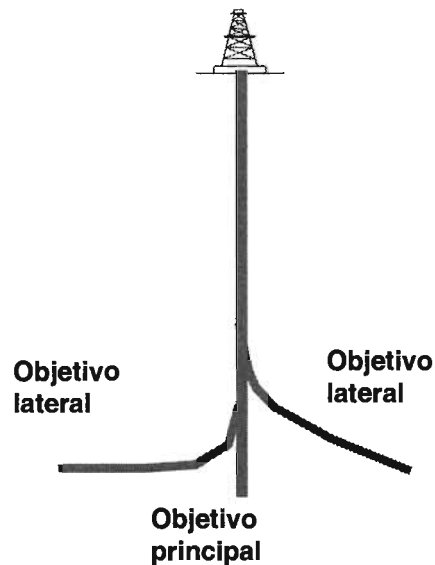


Figura No. II.1 Concepto básico de un pozo multilateral

II.2. Configuraciones y aplicaciones

Este concepto tomó como punto de partida cuando previo a la perforación de un pozo horizontal se perforaba un agujero piloto vertical para obtener mas información del yacimiento y caracterizarlo mejor, asegurando así una navegación horizontal mas efectiva.

Posteriormente, el concepto se robusteció cuando al perforar pozos horizontales se sufría de algún accidente mecánico lo que obligaba a desviar el pozo para cumplir con el objetivo inicial.

Hasta que finalmente se concibió la idea de perforar horizontalmente en varias direcciones, esto con el fin de aumentar la productividad del pozo y lograr un mayor drene del yacimiento. (Figura No. II.2)

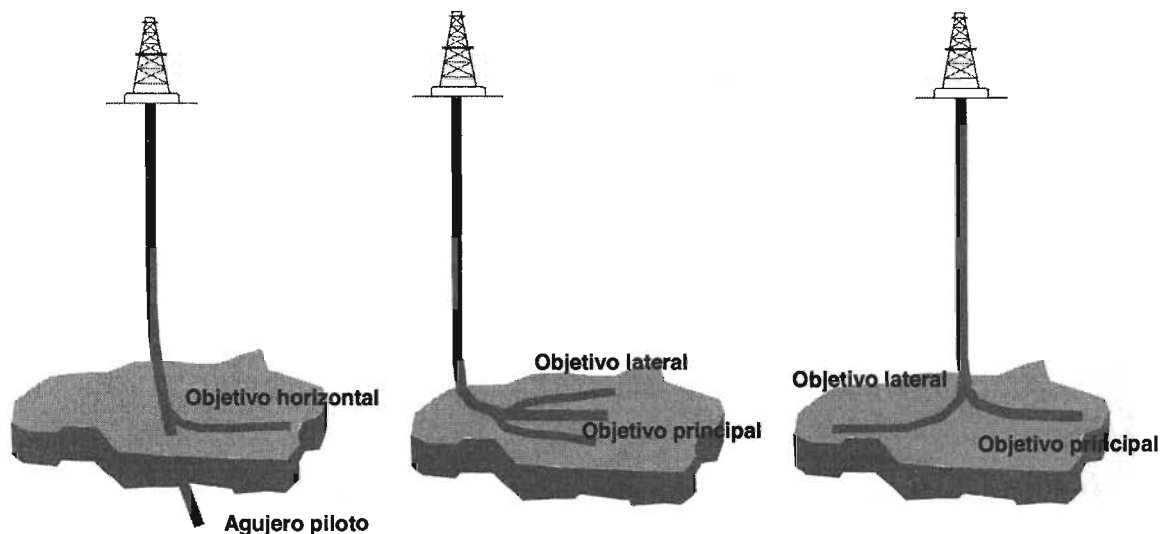


Figura No. II.2 Configuraciones posibles de pozos multilaterales

Ya con fines de aplicación el concepto de pozos multilaterales, originó una profunda revisión de aquellos yacimientos donde eran susceptibles de implementarse.

De esa manera, los pozos multilaterales ampliaron la diversidad de sus configuraciones, sobretodo para aprovechar aquellas localizaciones donde se dificultaba notoriamente su acceso ó en aquellos campos donde resulta incosteable acondicionar numerosas localizaciones.

En definitiva, la aplicación de pozos multilaterales está precedida de un gran conocimiento del yacimiento a intervenir, lo que conjugado con la experiencia y creatividad del personal operativo ha repercutido en una proliferación de sus aplicaciones. (Figura No. II.3)

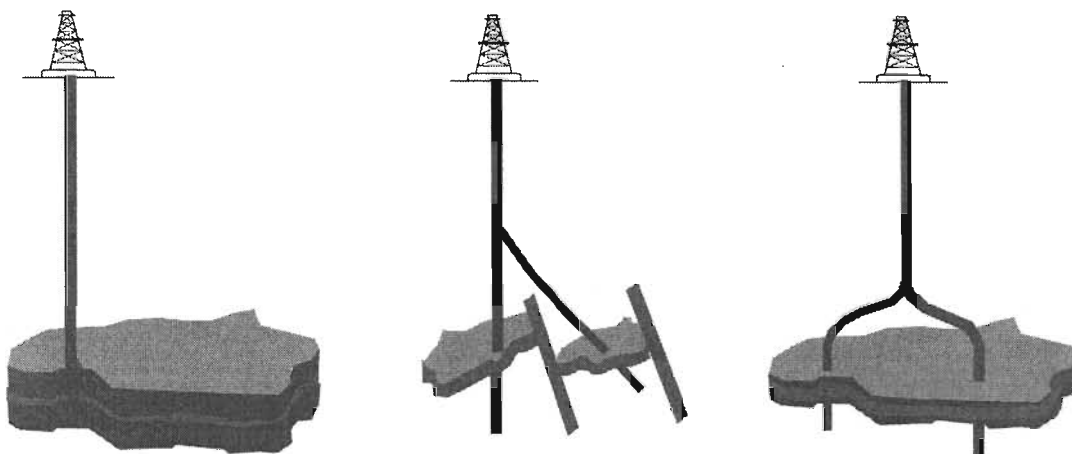


Figura No. II.3 Diversidad de configuraciones de pozos multilaterales

Sin embargo, la gran área de oportunidad para un pozo multilateral lo constituye su aplicación en la perforación costa fuera, donde el costo día-equipo es significativamente alto, y donde la necesidad de conductores para el desarrollo de un campo puede ser crítica.

En este caso, la posibilidad de perforar ramas adicionales desde un pozo principal sin duda representa una interesante opción técnica y una potencial reducción de costos y tiempos de perforación. (Figura No. II.4)

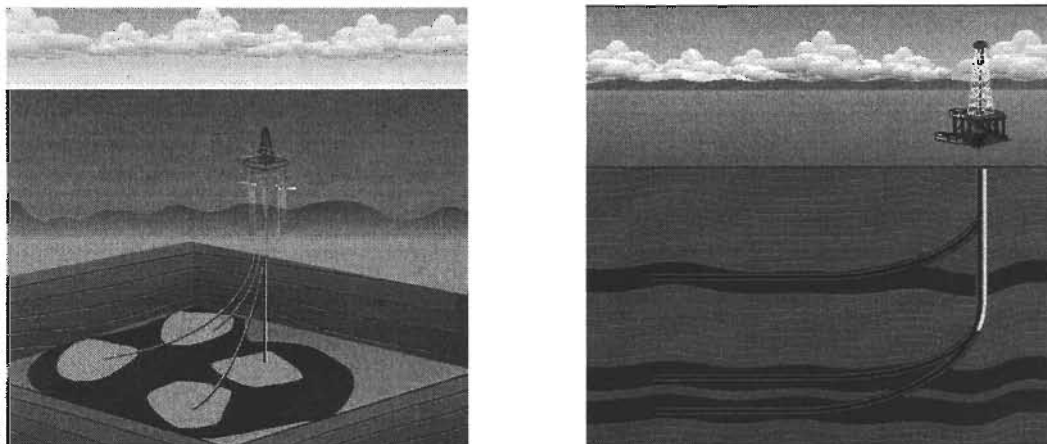


Figura No. II.4 Aplicación de multilaterales en la perforación marina

Esta variedad de configuraciones y aplicaciones seguramente continuará incrementándose, ya no tan solo como un recurso técnico para resolver una problemática específica, sino también como una respuesta ante las tendencias que privan en el mercado petrolero que demanda mayor rentabilidad para el desarrollo de nuevos proyectos.

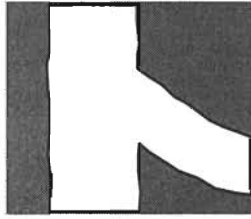
II.3. Clasificación TAML

A nivel mundial existe una clasificación de pozos multilaterales realizada por una asociación de compañías de perforación que laboran principalmente en los campos petroleros de Mar del Norte.

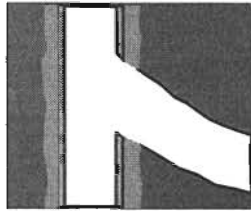
Dicho organismo se denomina **Technical Advancement of Multilaterals (TAML)** la cual considera principalmente el riesgo operativo que existe en la construcción de un pozo multilateral para evaluar el nivel asignado.

Una vez efectuada la revisión de todas las configuraciones posibles, se culminó con una reglamentación oficial, contenida en un documento denominado **“Matriz de complejidad TAML”**, la cual describe las características mas importantes de los 6 niveles de clasificación resultantes.(Figura No. II.5)

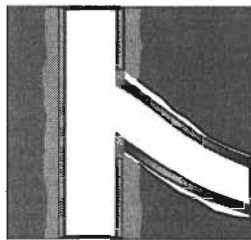
Figura No. II.5 Matriz de complejidad TAML



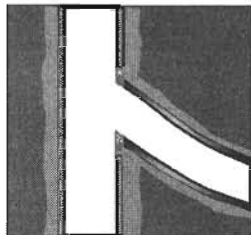
Nivel-1
Pozo principal y lateral en agujero descubierto.



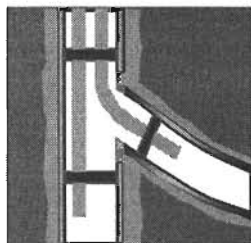
Nivel-2
Pozo principal revestido y cementado; pozo lateral en agujero descubierto.



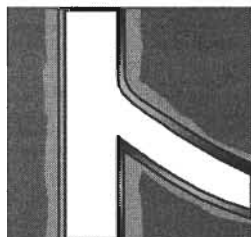
Nivel-3
Pozo principal revestido y cementado; pozo lateral revestido con TR corta anclado sin cementar.



Nivel-4
Pozos principal y lateral revestidos y cementados; unión sellada.



Nivel-5
Pozos principal y lateral revestidos y cementados, integridad mecánica de la unión lograda con operaciones de terminación.



Nivel-6
Pozos principal y lateral revestidos y cementados, integridad mecánica lograda con accesorios.

La matriz de complejidad TAML considera principalmente los siguientes eventos operativos para asignar el nivel de construcción del pozo:

- El grado de complejidad operativa para realizar la unión ó ensamble entre el pozo principal y el pozo lateral.
- La funcionalidad del pozo para operaciones de terminación y posteriores accesos a cada lateral para actividades de mantenimiento.
- La confiabilidad alcanzada en el manejo seguro de la presión y gasto de producción.

En forma general puede establecerse que la clasificación TAML básicamente diferencia 2 principales categorías de pozos multilaterales:

- Los que no requieren control de presión en la unión del pozo principal y lateral.
- Los que requieren integridad de presión en la unión para cumplir con requerimientos de terminación y producción.

Por lo tanto, los niveles del 1 al 4 quedan comprendidos en la primer categoría, ya que no ofrecen integridad de presión en la unión; de estos, los niveles 3 y 4 proveen de soporte mecánico en la unión.

En cambio, los niveles 5 y 6 pertenecen a la segunda categoría, ya que en este caso proporcionan plena integridad de presión en la unión de los laterales. Sin embargo, es de notarse que mientras en el nivel 5 se requiere de una compleja terminación de doble aparejo para obtenerla, en el nivel 6 esta se alcanza de una forma mas simple mediante accesorios y novedosas herramientas.

II.4. Ventajas y desventajas

Por ser una tecnología que se encuentra en plena etapa de crecimiento, los pozos multilaterales deben ser cuidadosamente evaluados técnica y económicamente para definir en primera instancia la factibilidad de su aplicación.

Posteriormente, en función de la relación beneficio-costos y del riesgo operativo implícito en su aplicación, se estará en condiciones para decidir su posible incorporación en el desarrollo de un campo.

De entrada se pretende que el costo de un pozo multilateral sea inferior a la suma de varios pozos sencillos, aunque esto no siempre se cumple ante los elevados costos que ocasiona a las compañías de perforación el desarrollo de nueva tecnología.

Ventajas

El principal beneficio que ofrece un pozo multilateral es la potencial reducción de los costos de desarrollo de un campo.

Esta afirmación se desprende de que por naturaleza este tipo de intervenciones requieren de menos infraestructura de explotación que un esquema tradicional.

Obviamente, la posibilidad de invertir en menor cantidad de instalaciones es una posibilidad muy atractiva ante los requerimientos legales que implica el desarrollar nuevas obras de infraestructura y por la problemática de gestoría y negociación imperante con los propietarios de los predios.

Entre otras ventajas, los pozos multilaterales ofrecen las siguientes posibilidades:

- Se reduce sustancialmente el número de pozos necesarios para la explotación de un yacimiento.
- Se requiere de menos instalaciones superficiales, como árboles de válvulas y líneas de producción.
- Se mejora el índice de productividad por pozo al aumentar el área expuesta del yacimiento por la construcción de varios ramales.
- Se acelera el drene del yacimiento al producir simultáneamente por varios laterales.
- Se realizan menos movimientos de equipo al cubrirse varios objetivos desde un mismo pozo principal.
- Se reduce la construcción de caminos de acceso y de localizaciones, permitiendo al Activo una gestoría mas eficiente al reducirse la cantidad de trámites de permisos.
- Reduce el impacto ambiental al evitar mas construcción de obras de infraestructura.

Desventajas

La principal desventaja de un pozo multilateral es que aun existe un riesgo operativo implícito en la operaciones. Si bien la etapa de perforación en lo que respecta a la apertura de ventanas y trayectorias direccionales esta debidamente cubiertas, en la etapa de terminación del pozo aun existen detalles que considerar.

Cabe mencionar que la condición mas critica de un pozo multilateral es cuando en la etapa de terminación se requiere el control de elevadas presiones de trabajo como las registradas en un fracturamiento hidráulico.

Al respecto, las compañías de perforación se han avocado al desarrollo de múltiples accesorios que cumpla efectivamente con seguridad y eficiencia en cualquier actividad que requiera desarrollarse en la terminación de un pozo multilateral.

Entre las principales desventajas de los pozos multilaterales se encuentran:

- Por ser una tecnología de punta nuestra empresa no cuenta con el personal técnico especializado para su diseño y ejecución.
- Aún existe una curva de aprendizaje que cubrir por lo que el costo de la fase inicial del proyecto es relativamente alto.
- El manejar más producción en un solo pozo significa mayor riesgo para las actividades de mantenimiento y mayor producción diferida en caso de intervenirlo.
- En el mercado petrolero se dispone de una existencia limitada de equipo y accesorios por lo que debe cubrirse un tiempo de entrega.
- La constante innovación de los sistemas vigentes para la construcción de pozos multilaterales genera mayores costos de producción.

Por lo anterior, puede establecerse en forma general que la aplicación de pozos multilaterales aun depende mas del criterio técnico del personal gerencial que del pleno convencimiento operativo sobre la construcción de este tipo de pozos.

Aunque cabe resaltar que si bien la aplicación de cualquier nueva tecnología implica un riesgo operativo, habrá que considerar que una vez cubierta en forma la curva de aprendizaje el Activo de Explotación dispondrá de otra opción para mejorar las técnicas de explotación de los yacimientos gasíferos de la Cuenca de Burgos

Capítulo III. Planeación y diseño del pozo multilateral

Planeación

Por tratarse de una tecnología de nueva aplicación, los pozos multilaterales deben estar precedidos de una adecuada planeación ya que en el caso de obtenerse un resultado operativo desfavorable prácticamente se estará condenando su implementación.

Por lo tanto debe partirse de lograr una adecuada selección del yacimiento a intervenir, de ser posible que cuente con estudio integral de manera que la información proporcionada haya sido anteriormente validada.

Por otro lado debe partirse de que todo cambio que ocurre en un proceso tradicional implica la alteración de eventos establecidos incrementándose el riesgo de incursionar en áreas de nueva implementación.

Para cumplir en forma con la planeación del pozo es necesario tener claramente definidos los siguientes puntos:

- Objetivos de la intervención y recursos disponibles.
- Características del yacimiento a intervenir, litología, profundidades objetivo, radios de drene.
- Esquema implementado de explotación del campo, pozo tipo y trayectorias direccionales.
- Requerimientos de terminación de los pozos, necesidades de mantenimiento, programa de intervenciones.
- Beneficios esperados en función del costo del pozo y del incremento estimado de producción.

Requerimientos de Diseño:

Con la información anterior ya se estará en condiciones de establecer un plan genérico del pozo. Sin embargo, para alcanzar el diseño de un pozo multilateral aun existen ciertos requerimientos que deben cubrirse:

- Apoyo de trabajos de caracterización ó simulación para posibles modificaciones al arreglo de tuberías de revestimiento.
- Establecer la configuración óptima del pozo, la cual permita cumplir con la trayectoria direccional programada por el grupo de estudio.
- Determinar el número de laterales óptimo en base a la configuración estructural del yacimiento a intervenir.
- Seleccionar el nivel TAML de multilateral que cumpla con los detalles de terminación y mantenimiento del pozo.

- Establecer el proyecto técnico operativo para la construcción del pozo en base a los objetivos de la intervención.

III.1. Aplicación al campo Culebra

El campo Culebra esta ubicado en la parte central de la Cuenca de Burgos. Cuenta con pozos perforados a las profundidades de 1500, 2500 y 3000 m. Por sus características litológicas de formaciones suaves y por estar constituido por arenas de regular presión de formación puede considerarse como un campo propicio para la perforación de un pozo multilateral.

Los problemas operativos comunes pueden ser pérdida parcial de circulación en arenas depresionadas ó constantes gasificaciones que se presentan cuando ante las altas tasas de penetración se tiene una deficiente circulación de fondo al atravesar rápidamente las arenas objetivo.

La selección del campo Culebra se efectuó porque, además de contar con la ventaja de disponer de suficiente información, será de los que registrará mayor actividad de perforación, esto por ser uno de los campos con mas producción de gas en la Cuenca de Burgos.

Columna geológica

Su columna geológica está constituida por Eoceno Yegua, Eoceno Cook Mountain, Eoceno Queen City, Eoceno Mount Selman y Eoceno Wilcox. (Figura No. 13)

Las arenas objetivo se encuentran en las formaciones Mount Selman y en la formación Wilcox. Cada localización propuesta presenta de 2 a 3 objetivos geológicos que principalmente son Mount Selman-17, Wilcox-2 y Wilcox-4.

La presión de formación de estas arenas es del orden de 3500 a 4000 psi. Durante la etapa de perforación puede llegarse hasta la arena Mount Selman-12 con densidad de control relativamente baja, del orden de 1.35 gr/cm³. En cambio, las arenas objetivo requieren para su perforación densidades de control de 1.75 gr/cm³.

El fluido de perforación es base aceite, a excepción de la primera etapa que se perfora con fluido base agua.

Pozo tipo del área

Aunque inicialmente se cementa un tubo conductor 13 3/8" a 20 m, el estado mecánico tipo del campo consta de 3 etapas, cementando una TR superficial 9 5/8" a 150 m, una TR intermedia 7" a 1500 m y tubing less 3 1/2" a profundidad total. Los pozos pueden ser tanto verticales como direccionales.

Uno de los aspectos claves del pozo es el asentamiento de la TR intermedia, la cual tiene que ser precisamente antes de tocar las arenas de mayor presión de formación. Usualmente se coloca posterior a pasar la arena Mount Selman-12.

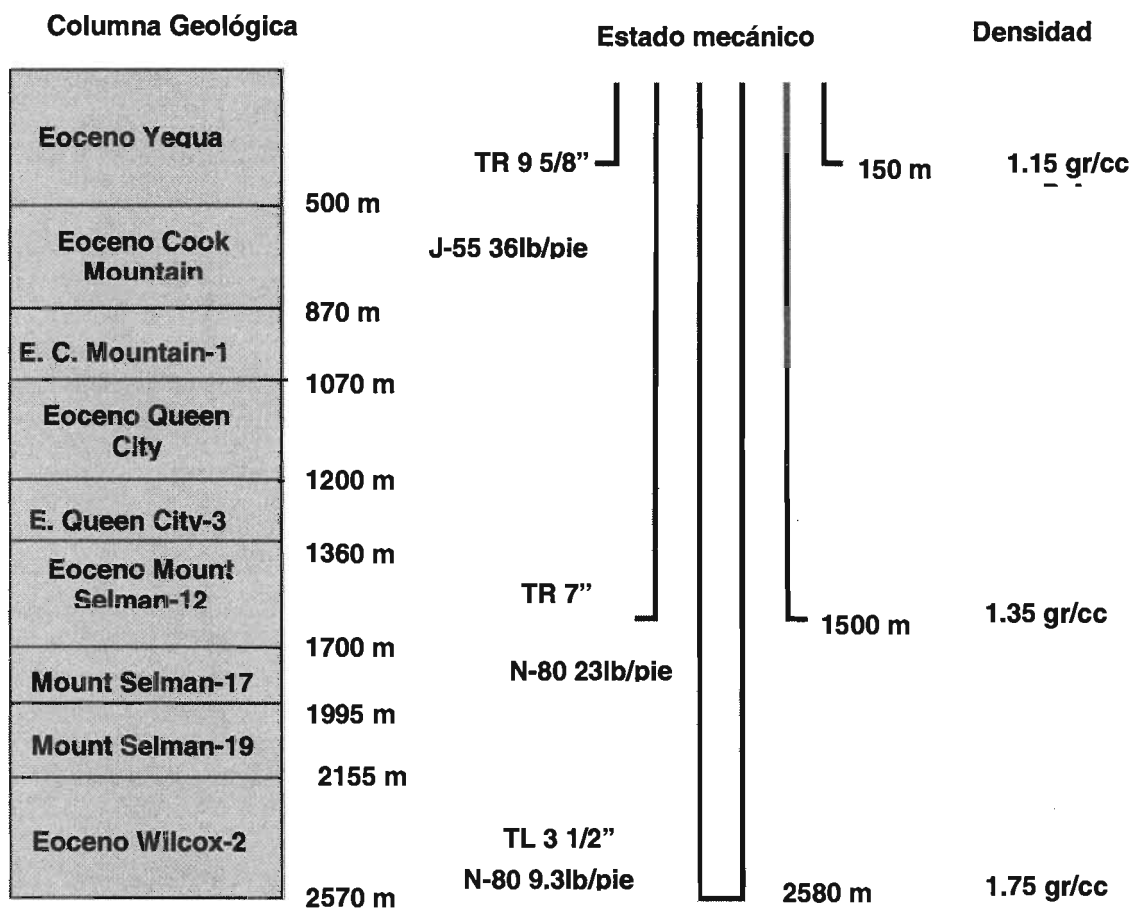


Figura No. III.1 Columna geológica y pozo tipo del campo Culebra.

Trayectoria direccional

Los pozos direccionales se perforan siguiendo una trayectoria tipo "S", la cual se efectúa en su totalidad en la etapa intermedia, iniciando la desviación del pozo a 180 m, las severidades utilizadas para la construcción y decremento de ángulo son del orden de 2.5°/30 m, alcanzando un ángulo máximo de 30°. El desplazamiento alcanzado es de 500 m. (Figura No. III.2)

Posteriormente, la etapa de explotación se perfora verticalmente, de acuerdo a los requerimientos que señala el grupo de estudio en su propuesta, con el fin de optimizar los diseños de la fractura hidráulica.

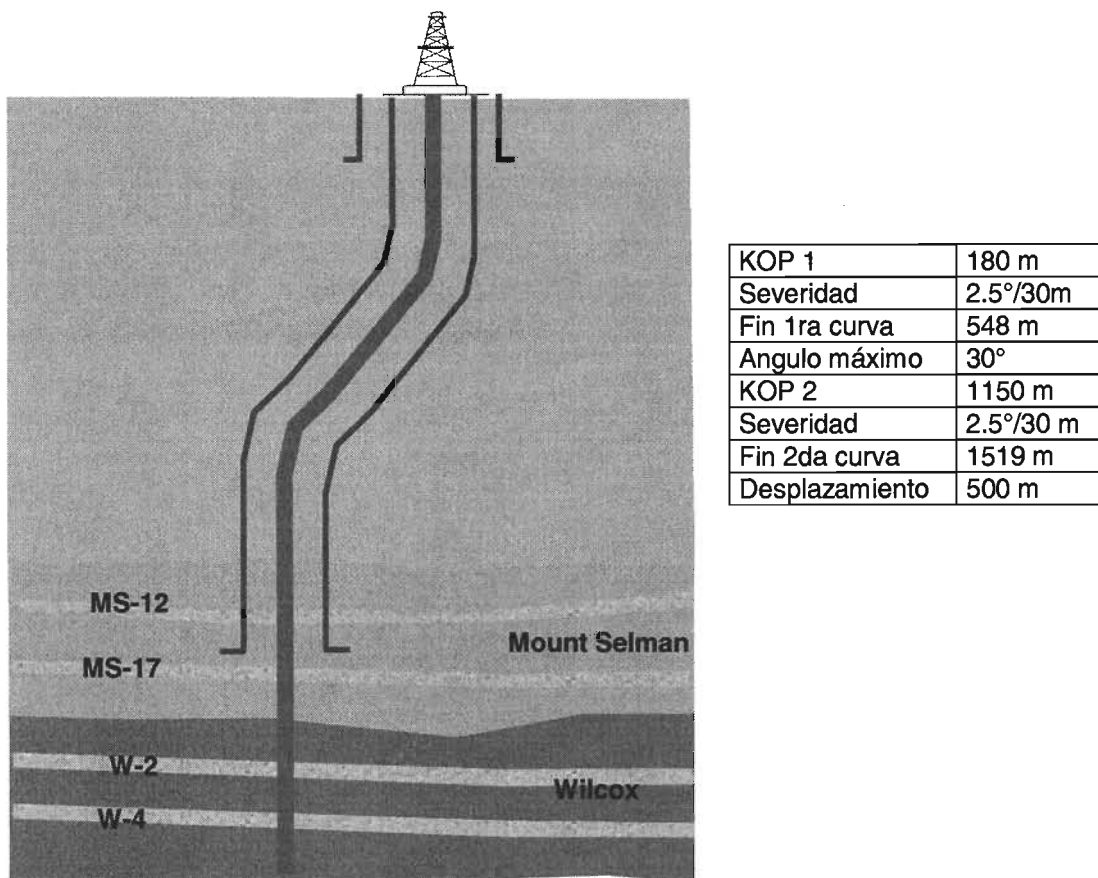


Figura No. III.2 Trayectoria direccional desarrollada en campo Culebra

III.2. Requerimientos de diseño

El diseño del pozo multilateral debe cubrir elementos claves para dar continuidad al tipo de explotación implementado en la Cuenca de Burgos. Por un lado debe cumplir con el diseño de los pozos esbeltos que presentan costos y tiempos de perforación optimizados y por otro debe mantener las mismas condiciones de terminación ya establecidas.

Básicamente el diseño del pozo se centrará en los puntos donde un pozo multilateral se aparta del diseño convencional, como lo es el tipo de unión del pozo lateral al principal, la funcionalidad del pozo en términos de restricciones operativas y la posibilidad de cumplir con los requerimientos propios de su vida productiva.

Otros detalles técnicos que se tienen que respetar es la trayectoria vertical del pozo al atravesar las arenas objetivo y el desplazamiento horizontal programado, lo que independiente de la profundidad seleccionada para inicio de desviación, obligan al seguimiento de una curva direccional tipo "S".

En cuanto al desplazamiento necesario este se ajustará en función del radio de drene que de acuerdo a la propuesta del grupo de estudio para el campo Culebra es del orden de 250 m. Por lo tanto la separación de ambos pozos, principal y lateral, debe ser del orden de 500 m.

Unión ó ensambladura

- La unión del pozo lateral al pozo principal debe contar con suficiente capacidad de hermeticidad hidráulica para tener un manejo seguro de las presiones de fracturamiento hidráulico.
- La unión ó ensambladura debe tener integridad de presión para el manejo confiable de los gastos y presiones de la producción estimada de gas.

Funcionalidad

- La construcción del pozo lateral debe ser lo mas simple posible, sin necesidad de apertura y conformación de ventana, para evitar riesgos operativos en cada viaje posterior y reducir tiempos de la intervención.
- Debe tenerse acceso posterior a cada lateral en forma fácil y segura para efectuar operaciones de mantenimiento.

Producción

- El pozo debe cumplir con terminación "Tubingless" de 3 ½".
- Debe tener solvencia para manejar gastos del orden de 8 mmpcd y soportar presiones superficiales de hasta 5000 psi.
- También debe contar con la capacidad para aislar en forma independiente cada lateral para efectuar tomas periódicas de información.

III.3. Selección del nivel-6 TAML

En base a los requerimientos anteriores se procede a elaborar diversas configuraciones de pozos multilaterales hasta que se llega a un esquema personalizado al yacimiento a intervenir, en este caso enfocado al campo Culebra.

Configuración del pozo

Para cumplir con el requerimiento de perforar verticalmente las arenas objetivo debe implementarse una curva tipo "S". Solo que esta será realizada en la etapa de explotación, por lo que las etapas superficial e intermedia serán perforadas en forma vertical, lo que nos permitirá tener mejores avances de penetración.

Existen dos tipos de configuraciones posibles para cumplir con la trayectoria tipo "S" del pozo multilateral (Figura No. III.3):

- Perforación de un pozo vertical y un lateral direccional.
- Perforación de dos pozos laterales direccionales.

La configuración seleccionada para ser implementada en el campo Culebra es la de perforar 2 ramas direccionales. Se optó por este esquema debido a que las curvas así propuestas mantienen las mismas condiciones de severidad que las curvas tradicionales realizadas en la cuenca de Burgos, alcanzando sin problema el desplazamiento fijado entre ambas ramas.

Lo contrario ocurre al perforar un pozo vertical y uno direccional, ya que para cumplir con el desplazamiento de 500 m entre ambos pozos se incrementaba la severidad a $7^\circ/30$ m, para el incremento y decremento de las curvas, lo que seguramente dificultaría y retrasaría la elaboración de la trayectoria direccional.

El sistema divisor del pozo se colocará en la profundidad de asentamiento de la TR intermedia con lo que, si no se tiene algún problema operativo, se espera estar rápidamente en condiciones de iniciar a perforar uno de los pozos laterales.

Por último para cumplir con la terminación tipo Tubingless $3\frac{1}{2}$ " ya establecida se propone el colgamiento de TR cortas convencionales para la etapa de explotación.

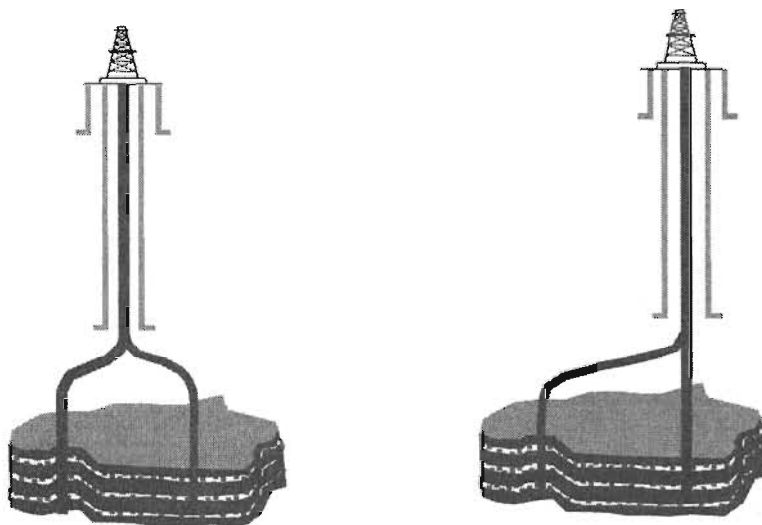


Figura No. III.3 Trayectorias direccionales susceptibles de aplicarse

Trayectoria direccional

La curva tipo "S" se efectuará en la etapa de explotación y se ajustará a una severidad 3.5° en la construcción y decremento de curvas, alcanzando un ángulo máximo de inclinación de 35° , para obtener un desplazamiento de 250 m. (Tabla No. III.1, III.2 y III.3, Figura No. III.4)

Tabla No. III.1 Parámetros de las curvas direccionales tipo "S"

	1er. lateral	2do. lateral
Inicio desviación	1430 m	1400 m
Severidad incremento	3.5°	3.5°
Fin 1ra. Curva	1730 m	1704 m
Angulo máximo	35°	35°
Inicio decremento	1850 m	1820 m
Severidad	3.5°	3.5°
Verticalización	2150 m	2124 m
Profundidad total	2640 m	2640 m

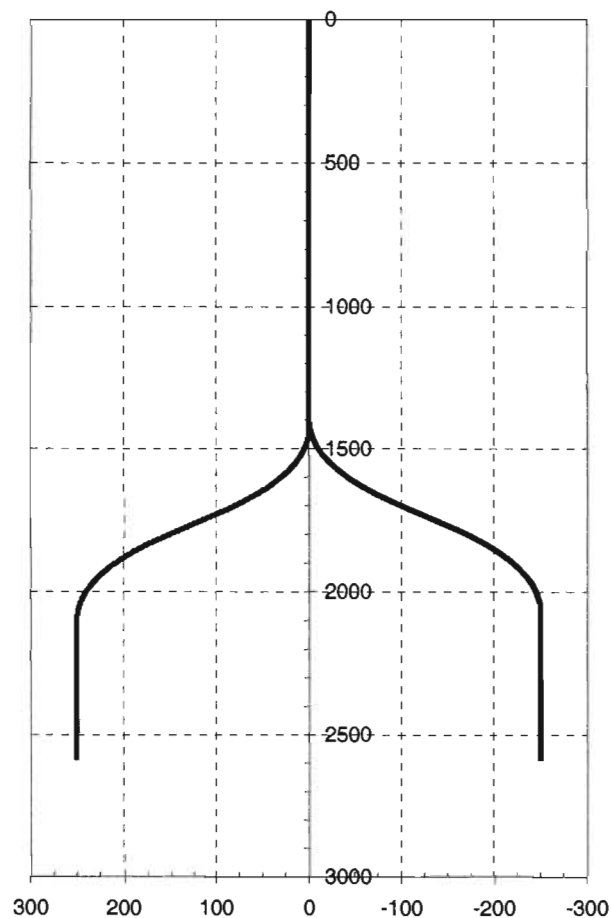


Figura No. III.4 Trayectoria direccional del pozo doble lateral

Tabla No. III.2 Programa direccional del 1er. pozo lateral

Prof desarrollada	Angulo	Azimuth	Prof vertical	Norte	Este	Desplazamiento	Severidad
0	0	0	0	0	0	0	0
100	0	0	100	0	0	0	0
1400	0	0	1400	0	0	0	0
1430	0	0	1430	0	0	0	0
1460	3.5	0	1460	0.9	0	0.9	3.5
1490	7	0	1489.9	3.7	0	3.7	3.5
1520	10.5	0	1519.5	8.2	0	8.2	3.5
1550	14	0	1548.8	14.6	0	14.6	3.5
1580	17.5	0	1577.7	22.7	0	22.7	3.5
1610	21	0	1606	32.6	0	32.6	3.5
1640	24.5	0	1633.7	44.2	0	44.2	3.5
1670	28	0	1660.6	57.5	0	57.5	3.5
1700	31.5	0	1686.6	72.4	0	72.4	3.5
1730	35	0	1711.7	88.8	0	88.8	3.5
1734	35.47	0	1715	91.1	0	91.1	3.52
1764	35.47	0	1739.4	108.5	0	108.5	0
1794	35.47	0	1763.8	125.9	0	125.9	0
1824	35.47	0	1788.3	143.3	0	143.3	0
1850.7	35.47	0	1810	158.8	0	158.8	0
1880.7	31.97	0	1834.9	175.5	0	175.5	3.5
1910.7	28.47	0	1860.9	190.6	0	190.6	3.5
1940.7	24.97	0	1887.7	204.1	0	204.1	3.5
1970.7	21.47	0	1915.2	215.9	0	215.9	3.5
2000.7	17.97	0	1943.5	226	0	226	3.5
2030.7	14.47	0	1972.3	234.4	0	234.4	3.5
2060.7	10.97	0	2001.5	241	0	241	3.5
2090.7	7.47	0	2031.1	245.8	0	245.8	3.5
2120.7	3.97	0	2061	248.8	0	248.8	3.5
2150.7	0.47	0	2090.9	250	0	250	3.5
2154.8	0	0	2095	250	0	250	3.44
2214.8	0	0	2155	250	0	250	0
2244.8	0	0	2185	250	0	250	0
2304.8	0	0	2245	250	0	250	0
2364.8	0	0	2305	250	0	250	0
2424.8	0	0	2365	250	0	250	0
2484.8	0	0	2425	250	0	250	0
2544.8	0	0	2485	250	0	250	0
2604.8	0	0	2545	250	0	250	0
2639.8	0	0	2580	250	0	250	0

Tabla No. III.3 Programa direccional del 2do. pozo lateral

Prof desarrollada	Angulo	Azimuth	Prof vertical	Norte	Este	Desplazamiento	Severidad
0	0	180	0	0	0	0	0
100	0	180	100	0	0	0	0
1400	0	180	1400	0	0	0	0
1430	3.5	180	1430	-0.9	0	-0.9	3.5
1460	7	180	1459.9	-3.7	0	-3.7	3.5
1490	10.5	180	1489.5	-8.2	0	-8.2	3.5
1520	14	180	1518.8	-14.6	0	-14.6	3.5
1550	17.5	180	1547.7	-22.7	0	-22.7	3.5
1580	21	180	1576	-32.6	0	-32.6	3.5
1610	24.5	180	1603.7	-44.2	0	-44.2	3.5
1640	28	180	1630.6	-57.5	0	-57.5	3.5
1670	31.5	180	1656.6	-72.4	0	-72.4	3.5
1700	35	180	1681.7	-88.8	0	-88.8	3.5
1704	35.47	180	1685	-91.1	0	-91.1	3.5
1734	35.47	180	1709.4	-108.5	0	-108.5	0
1764	35.47	180	1733.8	-126	0	-126	0
1794	35.47	180	1758.3	-143.4	0	-143.4	0
1820.7	35.47	180	1780	-158.9	0	-158.9	0
1850.7	31.97	180	1805	-175.5	0	-175.5	3.5
1880.7	28.47	180	1830.9	-190.6	0	-190.6	3.5
1910.7	24.97	180	1857.7	-204.1	0	-204.1	3.5
1940.7	21.47	180	1885.2	-215.9	0	-215.9	3.5
1970.7	17.97	180	1913.5	-226	0	-226	3.5
2000.7	14.47	180	1942.3	-234.4	0	-234.4	3.5
2030.7	10.97	180	1971.5	-241	0	-241	3.5
2060.7	7.47	180	2001.2	-245.8	0	-245.8	3.5
2090.7	3.97	180	2031	-248.8	0	-248.8	3.5
2120.7	0.47	180	2061	-250	0	-250	3.5
2124.8	0	180	2065	-250	0	-250	3.44
2184.8	0	180	2125	-250	0	-250	0
2214.8	0	180	2155	-250	0	-250	0
2274.8	0	180	2215	-250	0	-250	0
2304.8	0	180	2245	-250	0	-250	0
2364.8	0	180	2305	-250	0	-250	0
2454.8	0	180	2395	-250	0	-250	0
2484.8	0	180	2425	-250	0	-250	0
2604.8	0	180	2545	-250	0	-250	0
2634.8	0	180	2575	-250	0	-250	0
2639.8	0	180	2580	-250	0	-250	0

Nivel-6 TAML

El nivel-6 TAML de construcción de pozos multilaterales es el único que cuenta con las características deseables de la unión ó enlace de los pozos principal y lateral.

Siendo su principal característica asegurar la hermeticidad hidráulica y mecánica de cada lateral, presenta de entrada la posibilidad de garantizar el cumplimiento operativo de todos los requerimientos mencionados.

Además ofrece la posibilidad de aislar cada lateral en forma independiente, y cuenta con los accesorios necesarios para acceder al pozo a cada lateral en forma simple y segura.

Otro punto que ya se tiene debidamente considerado en lo que respecta a herramientas y equipo necesario para estas aplicaciones es la posibilidad de colgar TR cortas sin representar mayor dificultad, ya que permite hacerlo en forma convencional.

Por lo tanto, con el nivel-6 TAML se cumple con el requerimiento de terminar el pozo con TL 3 ½", debidamente revestido y cementado, por lo que el punto crítico al momento del fracturamiento hidráulico será en la unión de los pozos laterales.

Por último, el nivel-6 TAML permite cumplir con otro factor crítico para la reducción de costos al cubrir la etapa de terminación del pozo sin equipo de perforación.

En el mercado petrolero ya existen varios sistemas integrales para la construcción del nivel-6, los cuales han sido desarrollados y comprobados por las diferentes compañías de perforación internacionales.

De ahí que resulte sumamente importante para el personal responsable del Área de Diseño de Pozos el interiorizarse en cada sistema propuesto, solo así puede aspirarse a efectuar una adecuada selección en caso de que efectivamente se tome la decisión de implementar pozos multilaterales en el desarrollo de nuestros campos petroleros.

Capítulo IV. Programa de Perforación y Terminación

La gran área de oportunidad que representa la construcción del nivel-6 TAML para el desarrollo de numerosos campos petroleros ha propiciado que las compañías de perforación se involucren con todos sus recursos técnicos en la investigación y fabricación de múltiples accesorios que aseguren la posibilidad de proveer de integridad de presión en la unión de los pozos principal y lateral.

Esta diversidad de accesorios ha venido tomando forma como sistemas integrales donde las compañías ofrecen no solo los accesorios necesarios sino también el soporte técnico requerido para su utilización.

Aun así, puede considerarse que esta tecnología se encuentra en su fase temprana por lo que si bien técnicamente las herramientas y accesorios ofrecen la posibilidad de cubrir numerosas configuraciones multilaterales, operativamente aun hay aspectos que deben superarse debidamente al momento de su implementación.

Inclusive pudiera darse el caso de optar por un nivel mas sofisticado cuando en realidad con una aplicación de menor nivel se podría satisfacer la necesidad del pozo para la explotación adecuada del yacimiento.

Si a esto le agregamos la variedad de sistemas que actualmente se prueban a nivel mundial entonces comprendemos que el diseño de pozos multilaterales requiere en primera instancia de interiorizarse a fondo en todos los detalles y características que los diversos sistemas integrales ofrecen.

De entrada, el principal inconveniente que esta situación origina es que el desarrollo de nueva tecnología tiene un alto costo inicial, y si bien las compañías de perforación están dispuestas a sacrificar parte de sus utilidades con tal de tener la oportunidad de probar sus herramientas, aun existe un elevado costo que debe ser absorbido por las empresas petroleras encargadas del desarrollo de campos.

De los sistemas vigentes para la construcción del nivel-6, los que presentan mayor grado de desarrollo según la estadística de sus aplicaciones, son los siguientes:

- Sistema Splitter
- Sistema PACE-6

Cada uno de ellos ofrecen ventajas y desventajas, así como sus propias características de diseño y construcción.

A continuación se mencionan los aspectos operativos mas importantes de cada aplicación con la finalidad de alcanzar el suficiente criterio técnico que nos permita seleccionar adecuadamente cualquiera de ellos.

IV.1. Sistema Splitter

El sistema Splitter fue desarrollado específicamente para la construcción del nivel-6 TAML. En el mercado petrolero se dispone de numerosa información sobre las posibilidades de su aplicación y también existe estadística de su instalación exitosa en algunos campos petroleros.

La herramienta básica está constituida de una sola pieza, que comprende una parte principal que une dos brazos laterales. Esta característica asegura la hermeticidad entre los pozos laterales al no existir componentes de enlace entre ellos. (Figura No. IV.1)

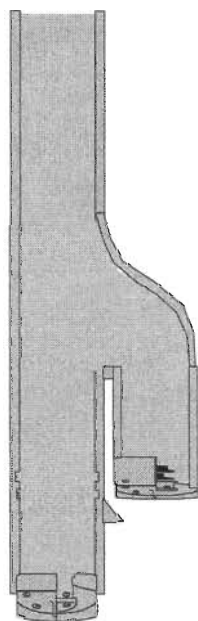


Figura No. IV.1 Dibujo esquemático de la herramienta Splitter.

El sistema ofrece la posibilidad de colgar TR cortas de 3 ½” en forma convencional, lo que garantiza el aislamiento mecánico de la tubería de explotación, principal característica requerida para clasificarlo nivel-6 TAML.

La geometría disponible de esta herramienta es 5 ½” en su parte principal, con dos laterales de 5 ½”. Su diámetro externo es 11 ¾” y el drift disponible tiene un paso de 4 ¾”.

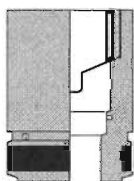
El rango operativo que tiene para el manejo de presión interna es del orden de 9000 psi, lo que permite realizar cualquier operación de terminación incluyendo el fracturamiento hidráulico.

Componentes

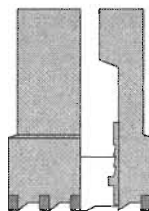
Todos los componentes del sistema son metálicos y de fácil aplicación, y aunque inicialmente se requiere asesoría técnica para su instalación en realidad ninguno se aparta del funcionamiento básico de las herramientas tradicionales que usualmente se introducen en los pozos petroleros. (Figura No. IV.2)

Los principales componentes son:

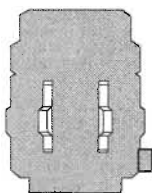
- Empacador de tope de TR corta con sistema de auto-orientación.
- Colgador con leva orientadora.
- Rampa desviadora con sistema de auto-orientación.
- Herramientas para correr y recuperar desviador.



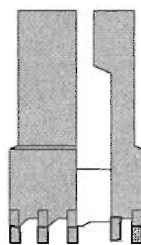
Empacador de tope de TR corta con sistema "J" de auto-orientación



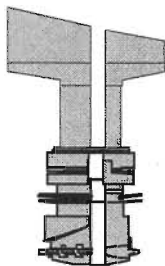
Herramienta para recuperar desviador



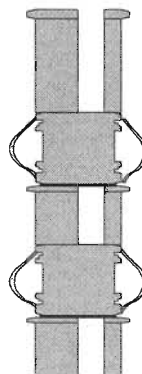
Colgador con leva orientadora



Herramienta para correr desviador



Rampa desviación
Sistema helicoidal de auto-orientación
Sistema de agarre



Centralizadores

Figura No. IV.2 Componentes del Sistema Splitter

Estado mecánico propuesto

El estado mecánico propuesto está conformado por las siguientes actividades operativas (Figura No. IV.3):

- Instalar equipo de perforación.
- Con barrena 26" perforar a 20 m.
- Acondicionar tubo conductor 20"
- Con barrena 17 ½" perforar a 150 m utilizando fluido bentonítico.
- Cementar TR 13 3/8" K-55, 54.5 lb/pie, BCN a 150 m.
- Instalar conexiones superficiales.
- Con barrena 12 ¼" y fluido emulsión inversa perforar vertical a 1400 m.
- Tomar registros geofísicos.
- Con TR 5 ½" P-110 17lb/pie 8HRR bajar Splitter 5 ½" y orientarlo.
- Efectuar cementación.
- Con barrena 4 ¾" perforar 1er. pozo lateral con trayectoria tipo "S" hasta 2640 m.
- Tomar registros geofísicos
- Bajar TR corta 3 ½" N-80 9.3 lb/pie, VAM FJL.
- Encontrar el perfil localizador para anclar colgador de liner.
- Cementar liner y activar empacador ZXP.
- Tomar registros CBL-VDL.
- Introducir herramienta desviadora.
- Con barrena 4 ¾" y sarta para desviar perforar 2do. pozo lateral hasta 2640 m siguiendo trayectoria tipo "S".
- Tomar registros geofísicos.
- Bajar y cementar TR corta 3 ½" N-80 9.3 VAM FJL.
- Tomar registros CBL-VDL.
- Con tubería flexible recuperar herramienta desviadora.
- Con TF disparar los intervalos programados.
- Efectuar fracturamiento a 1er. lateral.
- Obturar 1er. lateral con tapón mecánico.
- Bajar rampa desviadora.
- Con TF disparar intervalos programados en 2do. lateral.
- Efectuar fracturamiento a 2do. lateral.
- Recuperar desviador y moler tapón de 1er. lateral.
- Poner pozo a producción.

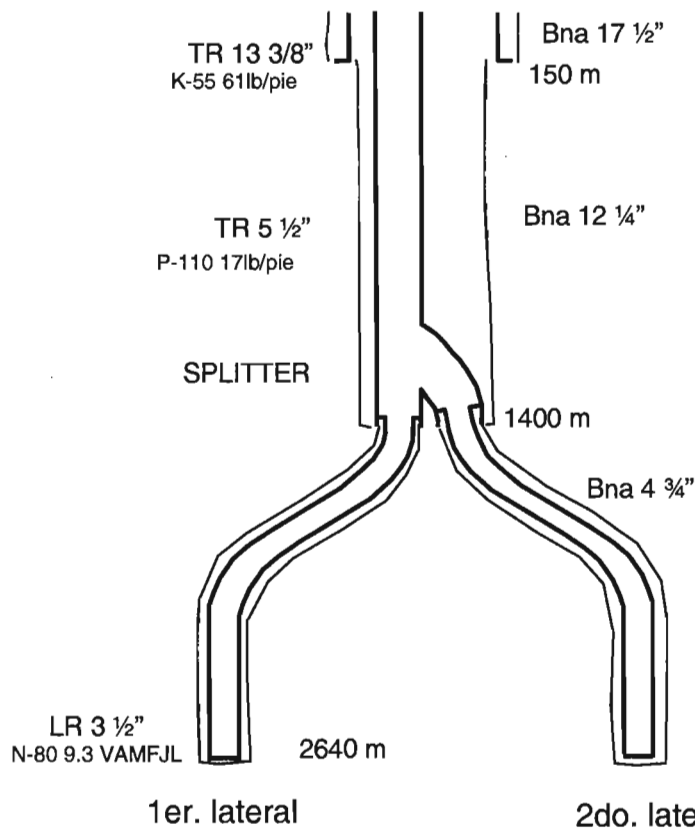


Figura No. IV.3 Estado mecánico propuesto con Splitter

Ventajas

La principal ventaja que posee este sistema es que cuenta con dos brazos laterales fijos, con lo que se evitan operaciones riesgosas de apertura de ventana.

Con ello también se evitan numerosos viajes de sartas para molienda y conformado de la tubería de revestimiento donde se iniciará el pozo lateral.

Otra ventaja significativa de este sistema es que dispone en forma integral de los accesorios necesarios para el colgamiento convencional de las TR cortas de explotación.

Además, con la utilización del desviador se asegura una entrada simple y segura a cada lateral, siendo relativamente sencillos de operar todos los componentes del sistema.

Este sistema se aplica a pozos nuevos y potencialmente ofrece la posibilidad de perforar múltiples laterales al intercalarse varias herramientas tipo Splitter a diferentes profundidades.

Desventajas

Su principal desventaja es que su diámetro nominal es mucho mayor al diámetro de los laterales, lo que obliga a incrementar notablemente la geometría del pozo en su etapa intermedia.

Además con el drift disponible en los brazos laterales se sacrifica notablemente el diámetro de agujero de la etapa siguiente, con lo que al mismo tiempo dificulta la realización de las trayectorias programadas para cumplir con el objetivo del pozo.

Lógicamente, el mayor tamaño de agujero perforado de la etapa intermedia ocasiona un aumento considerable en el consumo de insumos comparado con el obtenido por el pozo tipo (cementaciones, fluidos, barrenas, cabezales, etc.).

Desafortunadamente, no existe gran variedad de geometrías del sistema Splitter disponibles en el mercado, por lo que cualquier modificación sugerida a la misma implica cubrir un alto costo inicial de fabricación.

Otro inconveniente que resaltar de este sistema es la magnitud de claro anular existente en la etapa intermedia, agujero 12 ¼" y TR 5 ½", lo que obliga a utilizar un exceso de cemento para una operación considerada rutinaria, por lo que es necesario aplicar técnicas diferentes para asegurar el correcto llenado del espacio anular.

En lo que respecta propiamente a la configuración del pozo consideramos que en agujero 4 ¾" se tendrá mayor dificultad operativa para cumplir con las trayectorias direccionales, ya que cuando menos en la Cuenca de Burgos no se tienen antecedente de su ejecución.

De hecho se espera tener problemas para incrementar ó disminuir ángulo de desviación, además de problemas por fricción, inclusive con tendencia a posibles atrapamientos de tubería.

IV.2. Sistema PACE-6

Este sistema fue desarrollado para construir el nivel-6 TAML de pozos multilaterales. Su principio básico consiste en aprovechar la capacidad de un tubo de sufrir colapso y de restituir su tamaño normal aplicándole un diferencial de presión.

Obviamente que esta tecnología esta precedida por un gran conocimiento de resistencia de materiales, en este caso específicamente de las propiedades de los diferentes tipos de acero con que se fabrica la tubería de revestimiento.

Asimismo, estas piezas pre-colapsadas son sometidas a numerosas pruebas de laboratorio para determinar el grado de confiabilidad que se dispone con respecto al manejo de la presión interna y de colapso.

Operativamente, la introducción de la herramienta se efectúa en condiciones de colapso y es bajada en la corrida de la tubería de revestimiento hasta la profundidad programada de asentamiento.

Una vez expandida la herramienta esta adquiere la forma de dos brazos laterales unidos en forma integral, sin componentes ni accesorios complementarios para reforzar la unión ó enlace de ambos brazos. (Figuras No. IV.4 y IV.5)

La geometría de la herramienta en su tronco principal es 7" y los dos laterales también expanden a 7". Su diámetro nominal con los laterales abiertos es de 21", por lo que para efectuar la expansión de la herramienta pozo abajo previamente debe ampliarse a 24" un intervalo de 18 m. (Figuras No. 22 y 23)

Todos los componentes del sistema son metálicos y el drift de cada lateral después de activados es 6 1/8". Puede correrse TR corta 4 1/2" en forma convencional.

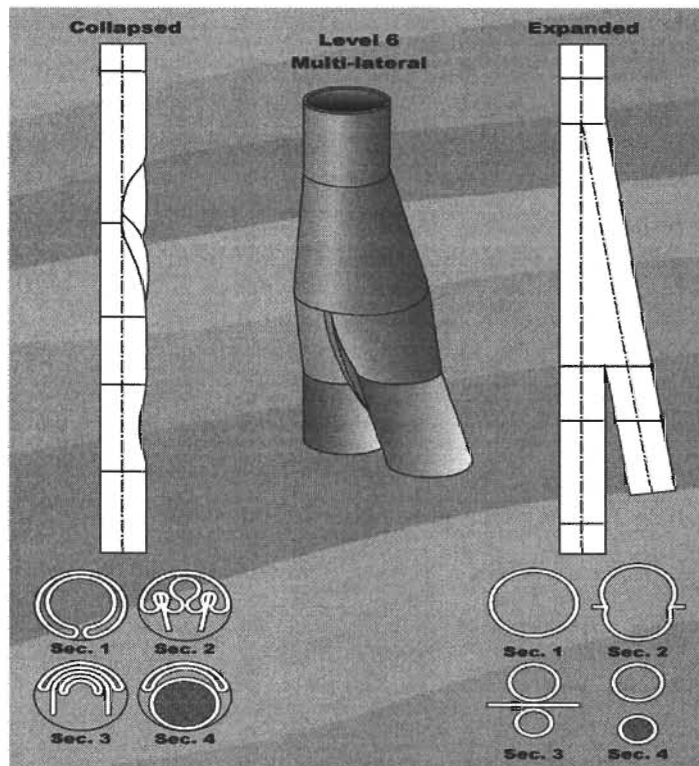


Figura No. IV.4 Dibujo esquemático de la herramienta PACE-6

Sin embargo, su rango de presión de trabajo se ve afectado por el pre-colapso a que se somete la tubería y presenta valores bajos de manejo de presión interna y de colapso, del orden de 4500 y 2000 psi, respectivamente.

Componentes

- Unión prefabricada inflable.
- Latch coupling, receptáculo acoplador orientado integrado en la parte inferior de la unión.
- Whipstock, accesorio recuperable para desvío del aparejo de trabajo hacia el pozo lateral.
- Herramientas para correr y recuperar el whipstock.

De todos los accesorios se puede considerar al Latch Coupling como el que cumple una función estratégica en el desarrollo de pozos multilaterales, ya que realiza la función de orientar el whipstock sin necesidad de correr registro giroscópico lo que agiliza las operaciones en forma importante.



Figura No. IV.5 Herramienta PACE-6 colapsada



Figura No. IV.6 Herramienta PACE-6 expandida

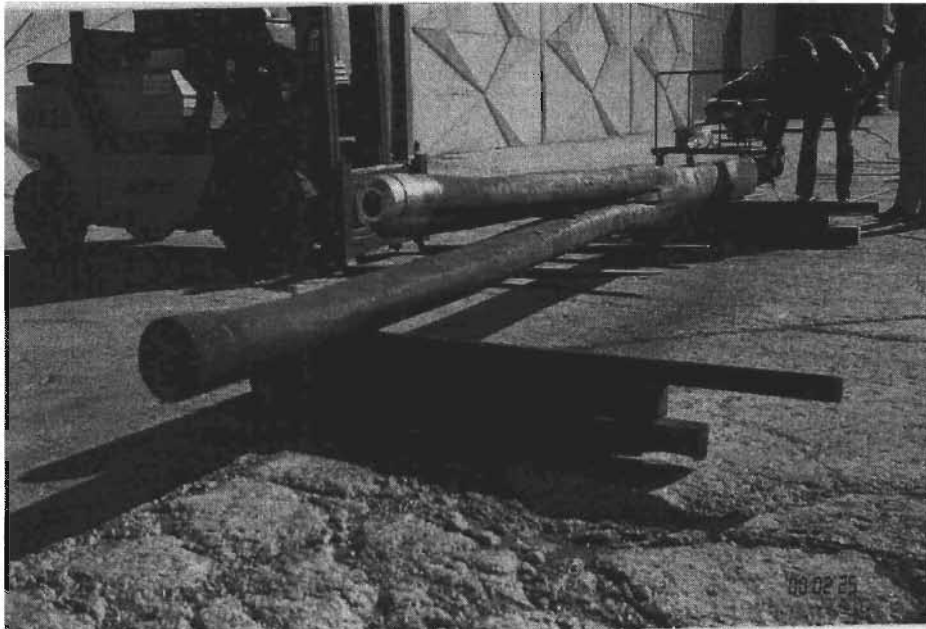


Figura No. IV.7 Extensión de la herramienta PACE-6

Estado mecánico propuesto

El estado mecánico propuesto está conformado por las siguientes actividades operativas (Figura No. IV.8):

- Instalar equipo de perforación
- Con barrena 17 ½" perforar a 25 m.
- Sentar tubo conductor 13 3/8".
- Con barrena 12 ¼" perforar a 150 m con fluido bentonítico.
- Cementar TR 9 5/8" J-55 36lb/pie BCN a 150 m.
- Instalar conexiones superficiales de control.
- Con barrena 8 ½" y fluido emulsión inversa perforar vertical a 1400 m.
- Con TR 7" N-80 23 lb/pie BCN bajar PACE-6 con brazos laterales 7" colapsados.
- Expandir PACE-6 con diferencial de presión.
- Bajar herramienta calibradora para confirmar extensión de brazos laterales.
- Con sistema Stab-in efectuar cementación.
- Con barrena 6 1/8" y sarta navegable perforar 1er. pozo lateral trayectoria tipo "S" hasta 2640 m.
- Tomar registros geofísicos.
- Bajar y cementar TR corta 3 ½" N-80 9.3 lb/pie, HD533.
- Tomar registro CBL-VDL.
- Correr herramienta desviadora whipstock en latch coupling.
- Con barrena 6 1/8" y sarta navegable perforar 2do. pozo lateral hasta 2640 m.
- Bajar y cementar TR corta 3 ½" N-80 9.3 HD533.
- Tomar registro CBL-VDL.
- Recuperar whipstock.
- Disparar intervalos programados de primer lateral.
- Efectuar fracturamiento a 1er. lateral.
- Obturar 1er. lateral con tapón recuperable.
- Bajar whipstock.
- Efectuar disparos a 2do. lateral.
- Efectuar fracturamiento a 2do. lateral.
- Recuperar whipstock.
- Recuperar taón de 1er. lateral.
- Poner pozo a producción.

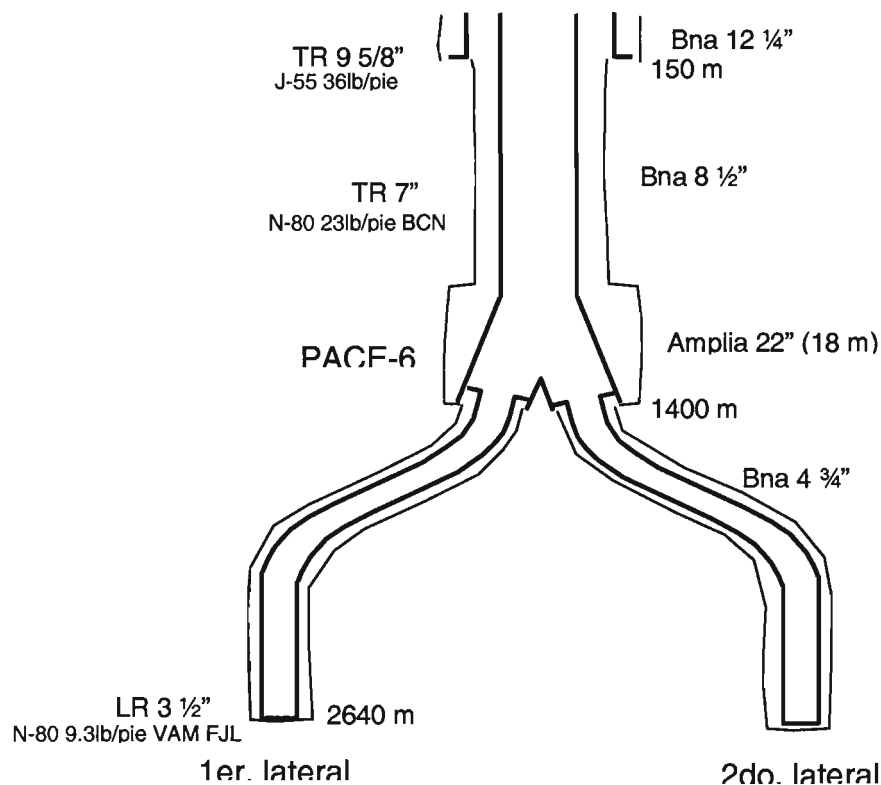


Figura No. IV.8 Estado mecánico propuesto PACE-6

Ventajas

Este sistema cumple con la condición de no tener que efectuar operaciones de apertura de ventana, con lo que se evita la generación de residuos metálicos.

Ofrece como gran ventaja sobre cualquier otro sistema la posibilidad de perforar lateralmente a pleno calibre, sin sacrificar la geometría del pozo, inclusive si se colocara a diferentes profundidades permitiría el acceso a pleno calibre aun al lateral mas profundo.

Como la unión ó enlace del pozo es completamente sellada asegura la hermeticidad hidráulica en forma mecánica, aún en el caso de registrarse una deficiente cementación del ramal lateral.

Otra ventaja considerable es la utilización del latch coupling ya que se eliminan viajes para orientación del whipstock, además de que permite realizar múltiples reentradas posteriores a cada lateral.

Este sistema es aplicable solo en pozos nuevos.

Desventajas

Su principal desventaja es el bajo valor del rango de presión de trabajo que resulta de modificar las propiedades del tubo para mejorar su ductilidad y que soporte el colapso sin ningún problema.

Otro punto crítico del sistema es la necesidad natural que se tiene para ampliar un segmento del pozo para permitir la expansión de la herramienta.

Además si bien el latch coupling permite la orientación rápida del whipstock desviador, previamente se requiere tener un pleno control de la orientación de la TR al correrla y revestirla.

Existe un riesgo operativo implícito en la apertura de la tubería colapsada, aunque con la aplicación de 4000 psi de presión diferencial es suficiente, no deja de ser riesgosa esta operación ya que en la bajada de tubería de revestimiento bien puede darse el caso de alguna resistencia por inestabilidad de agujero que dañe el mecanismo de expansión.

Capítulo V. Evaluación económica

Como se mencionó inicialmente en este trabajo, el primer requisito a considerar cuando se pretende implementar nuevas tecnologías es que esta debe reflejarse en un incremento de rentabilidad como consecuencia de su aplicación.

Si bien avalar técnicamente alguna nueva tecnología es muy significativo, siempre será necesario efectuar un análisis económico que nos de una idea mas clara sobre los beneficios esperados.

Es decir, una vez evaluado el riesgo operativo queda como factor critico sustentar la rentabilidad estimada, lo que nos permitiría en su momento asumir con mayor determinación el riesgo que siempre ha de llevar implícito cualquier nueva tecnología.

V.1. Escenarios de explotación

La intención de analizar técnica y económicamente un pozo multilateral es para ofrecer al Activo de explotación una alternativa mas para el desarrollo de los diferentes campos gasíferos, por lo tanto se procederá a evaluarlo a nivel de 3 escenarios de explotación, comparando el desarrollo tradicional y el desarrollo a partir de pozos doble laterales.

Para ello se partirá de costear los pozos tradicionales, vertical y direccional, y se estimarán dos costos para pozos doble lateral, utilizando en un caso el sistema Splitter y en otro el PACE-6.

Posteriormente esos costos por intervención se tomarán como soporte para una evaluación a nivel de escenarios de explotación. (Figura No. V.1):

Escenario I.

Que comprende la perforación de 2 pozos verticales, 2 movimientos de equipo, construcción de 2 localizaciones, 2 caminos acceso y 2 líneas de descarga.

Escenario II.

Comprende la perforación de un pozo vertical y de un pozo direccional, 1 movimiento de equipo y 1 deslizamiento de equipo, la construcción de 1 localización, 1 camino acceso y 1 línea descarga.

Escenario III.

Que comprende la perforación de un pozo doble lateral, 1 movimiento equipo, la construcción de 1 localización, 1 camino acceso y 1 línea de descarga.

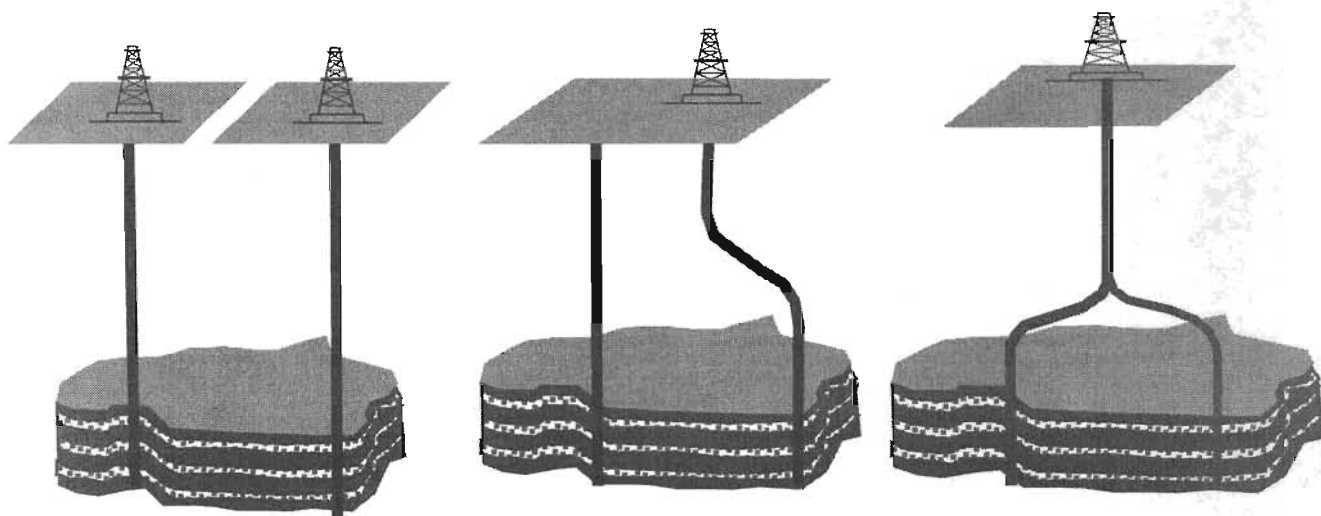


Figura No. V.1 Diferentes escenarios de explotación.

Infraestructura

La posibilidad de reducir la infraestructura necesaria para la explotación de un yacimiento tiene una gran repercusión en aquellas comunidades que exhiben un alto grado de inconformidad ante las políticas oficiales de expropiación de áreas para desarrollo petrolero.

Inclusive existen zonas poblacionales donde es muy común que dichos problemas repercutan en la continuidad de la operación de un pozo petrolero, cuando la manifestación de los habitantes de una comunidad impiden el acceso y la salida de una localización.

En ese sentido, nuestra empresa se ve muy beneficiada con todo aquello que aporte soluciones a esa problemática, siendo por ejemplo, la creación de multi-peras parte de esa solución.

En el caso de los pozos multilaterales la posibilidad de reducción de localizaciones esta latente desde su primer fase de implementación, ya que se perforarían 2 pozos desde una sola localización.

Aunque la pretensión mas ambiciosa es dominar plenamente esta técnica y en algunos casos perforar 3 ó 4 pozos laterales con lo que se reduciría aun mas los requerimientos de infraestructura.

Costo de infraestructura

Comparado con el costo de un pozo en el Campo Culebra la infraestructura representa un 20% del valor total para los escenarios II y III. En el caso del escenario I esta representa casi un 40% por lo que bien se justifica cualquier esfuerzo por reducir costos en este sentido. (Tabla V.1)

Tabla No. V.1 Costos de infraestructura

Concepto	Costo M\$	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Localización	455	910	455	455
Línea descarga	1,300	2,600	1,300	1,300
Conexión estación	200	400	200	200
Total, M\$		3,910	1,955	1,955

Costos de perforación

El costeo de un pozo de perforación abarca toda la vida integral de una intervención, considerando desde el movimiento e instalación de equipo, hasta todos los insumos y servicios requeridos en la perforación y terminación del mismo.

Actualmente muchos de estos costos están contenidos en servicios integrales, lo que obliga al supervisor de obra a interiorizarse en los contratos vigentes para aprovechar al máximo los recursos disponibles.

Así, las principales actividades de perforación ahora se encuentran bajo la responsabilidad de compañías internacionales, las que en su oportunidad ofrecen su tecnología y experiencia a favor de nuestros procesos productivos.

Esta situación administrativa facilita enormemente el costeo de los pozos, ya que es cuestión de tener una base de datos ordenada y actualizada para determinar rápidamente el valor total de cualquier tipo intervención.

De esa manera cualquier proyecto puede ser evaluado económicamente de forma oficial apoyándose tanto en precios vigentes, como en costos reales registrados en intervenciones similares.

Aprovechando esta información disponible se efectuó un costeo de pozos para cada escenario mencionado, considerando costos reales para el caso de los pozos vertical y direccional, y costos estimados para el caso del pozo multilateral.

Los tiempos de intervención de cada aplicación, Splitter ó PACE-6, fueron estimados de acuerdo a información proporcionada por cada compañía responsable de su promoción, quienes por cierto también se comprometen a su ejecución en forma integral, dado que para ellos resulta bastante interesante la apertura de un mercado tan dinámico como el de nuestro país. (Tabla No. V.2)

Tabla No. V.2 Tiempos de intervención

Concepto	Movimiento	Deslizamiento	Perforación	Total, días
Pozo vertical	10	-	18	28
Pozodireccional	-	2	21	23
Pozo Splitter	10	-	30	40
Pozo PACE-6	10	-	28	38

Cabe mencionar que los costos incluyen para cada caso la logística necesaria, ya sea movimiento ó deslizamiento de equipo, así como las conexiones definitivas de control requeridos por cada escenario.

V.2. Tablas de resultados

Los resultados obtenidos se presentan en forma tabulada para efectuar una rápida comparación y confirmar criterios establecidos para la toma de decisión ó en su defecto para visualizar nuevos enfoques complementarios. (Tabla No. V.3)

Tabla No. V.3 Costo total por escenario de explotación

Concepto	Costo, M\$	Escenario I	Escenario II	Escenario III Splitter	Escenario III PACE-6
Infraestructura		3,910	1,955	1,955	1,955
Pozo vertical	12,034	24,069	12,034		-
Pozo direccional	12,598	-	12,598		-
Pozo Splitter	24,948	-	-	24,948	
Pozo PACE-6	26,827	-	-		26,827
Intervención, días		56	51	40	38
Total, M\$		27,979	26,588	25,903	28,782

Si bien el resultado de la evaluación económica de los 3 escenarios arroja cantidades similares, por tratarse de la implementación de nueva tecnología este análisis debe complementarse considerando el tiempo de intervención necesario para desarrollar cada escenario y el riesgo operativo implícito en cada tipo de intervención.

Definitivamente en el caso de pozos vertical y direccional se trata de una técnica debidamente dominada en nuestra Unidad Operativa y se puede considerar que el riesgo de no cumplir con la intervención es reducido, si acaso limitado al factor humano donde descuidos o exceso de confianza del personal pudieran propiciar algún accidente mecánico.

Todo lo contrario se contempla para el caso de los pozos multilaterales, donde las novedosas técnicas de construcción del pozo están soportadas en herramientas y accesorios especialmente diseñados para tal fin.

Y aunque las compañías ofrecen los servicios de su personal especializado en este tipo de intervenciones, esto no quita el riesgo que implica aun esta tecnología, sobretodo en ciertas operaciones criticas como es el caso de una cementación a través de estas complejas herramientas divisoras.

No obstante para cada aplicación pueden localizarse las operaciones consideradas criticas y discutir las ampliamente con las compañías de servicio, hasta que los puntos débiles sean completamente fortalecidos ó en su defecto desechados por falta de argumentos técnicos. (Tabla No. V.4)

Además siempre esta el recurso de que el personal técnico pueda asistir a diferentes escenarios a nivel mundial, donde la aplicación promovida de multilaterales se esté llevando a cabo, y de organizar foros ó presentaciones al respecto, para que de este modo mas personal se involucre en el desarrollo de proyectos de esta naturaleza.

Tabla No. V.4 Operaciones críticas en los pozos multilaterales

Sistema	Actividad	Descripción operación	Riesgo	Observaciones
Splitter	Corrida de TR	La herramienta es de una sola pieza y puede llevar tramos de TR conectados en la parte inferior.	Bajo	Depende mas de la estabilidad del pozo
	Cementación	Posee un sistema integral de tapones que se activan con el tapón de desplazamiento convencional.	Medio	Con las circuladas pudiera dañarse por sólidos
	Apertura de ventana	La ventana es prefabricada.	Bajo	Ambos laterales llevan accesorios para su protección.
	Acceso a cada lateral	Cuenta con un sistema de auto-orientación que permite sentar una rampa desviadora.	Medio	Existe la opción de instalar y orientar un whipstock.
	Perforación de cada lateral	Se perforan curvas en 4 ¾"	Alto	No se tiene experiencia en la construcción de curvas en 4 ¾".
	Colgamiento TR cortas	Se empaican en forma convencional.	Medio	Se han implementado este tipo de trabajos.
	Fracturamiento hidráulico	Se efectúa en forma convencional con tubería flexible y obstruyendo el otro lateral.	Alto	El punto débil será el empacamiento de los TR cortas.
	Aislamiento de cada lateral	Se instalan tapones fast-drill	Medio	Implica su molienda posterior.
PACE-6	Corrida de TR	La herramienta baja colapsada.	Alto	Habrà que considerar su comportamiento con arrastre ó resistencia.
	Cementación	Se acopla un stinger por debajo de la unión.	Medio	Se requiere precisión y un gran conocimiento de la herramienta.
	Apertura de ventana	Se aplica una diferencial de presión para expandirla.	Alto	Se requiere ampliar un intervalo y posteriormente efectuar una limpieza adecuada para evitar cualquier obstrucción.
	Acceso a cada lateral	Posee el latch coupling para sentar el desviador en forma orientada.	Medio	Tecnología que cuenta con numerosa estadística.
	Perforación de cada lateral	Se perfora con bna 6 1/8"	Medio	Se cuenta con suficiente experiencia.
	Colgamiento TR cortas	Se empaican en forma convencional.	Medio	Se han implementado este tipo de trabajos.
	Fracturamiento hidráulico	Se efectúa con tubería flexible y accesorios para enlazarse al lateral.	Alto	Se requiere el manejo de nuevas herramientas y accesorios
	Aislamiento de cada lateral	Se instalan accesorios recuperables	Medio	En caso de ser necesario pueden ser rebajados.

Enfoques para la toma de decisión

La decisión de perforar ó no pozos multilaterales tiene mas que ver con los objetivos institucionales y de la visión estratégica de los mandos superiores sobre los aspectos tecnológicos, ya que existen ventajas y desventajas muy marcadas aun que dificultan tomar una decisión apropiada. (Tabla No. V.5)

Si el análisis se contempla desde el punto de vista económico el escenario II lleva ventajas sobre los demás escenarios.

Si se contempla desde el punto de vista del riesgo operativo, tanto el escenario I y II son tecnologías completamente dominadas, lo que favorece sustancialmente su aplicación.

Mas si el enfoque se dirige al incremento de producción entonces la aplicación multilateral lleva ventaja ya que ofrece la potencial posibilidad de reducir el tiempo de intervención y con ello aumentar el numero de pozos perforados anualmente.

Obviamente que esta ultima suposición responde directamente al tiempo en que se cubra la curva de aprendizaje.

Tabla No. V.5 Evaluación técnico-económica.

	Costo, M\$	Riesgo	Intervención	Pozos al año
Escenario I	27,979.106	Bajo	56	13
Escenario II	26,588.359	Bajo	51	14
Escenario III Splitter	25,903.928	Alto	40	18
Escenario III PACE-6	28,782.339	Medio	38	19

El futuro de los multilaterales

Seguramente surgirán mayor numero de sistemas que reflejen la necesidad de reducir costos de desarrollo a un menor riesgo. Y cuando eso ocurra nuestra empresa necesita disponer del personal técnico especializado con el criterio suficiente para seleccionar la mejor aplicación para nuestros yacimientos.

Aun así no sería conveniente asumir una postura pasiva al respecto y optar por esperar a que esta tecnología alcance su etapa de madurez, por el contrario las condiciones adversas del entorno petrolero nos señalan que debemos ser mas audaces respecto a modificar nuestros procesos productivos.

Y si bien esta tecnología se encuentra disponible como un recurso técnico para resolver problemas donde la naturaleza limita la construcción de localizaciones, a corto plazo seguramente nos veremos inundados de múltiples herramientas y accesorios que facilitaran y garantizaran cualquier configuración de pozos multilaterales.

Cuando eso ocurra y la construcción de laterales se amplíe a 3 ó 4 ramales, entonces estaremos hablando de que el desarrollo tradicional de pozos verticales y direccionales estará cediendo su lugar a esta nueva tecnología.

Capítulo VI. Conclusiones

- 1).- La tecnología de pozos multilaterales es una alternativa en el desarrollo de campos, sin embargo aun se encuentra en su fase temprana por lo que existe una curva de aprendizaje por cubrir.
- 2).- En el caso de la Cuenca de Burgos la aplicación multilateral que cumple con los requerimientos de perforación y terminación es la correspondiente al nivel-6 TAML, aunque implica un elevado costo de construcción.
- 3).- El diseño de un pozo multilateral requiere de un pleno conocimiento del yacimiento y de las técnicas implementadas para su explotación.
- 4).- La potencial área de oportunidad para aplicación de multilaterales en la Cuenca de Burgos es la posibilidad de perforar mas pozos por equipo, con el riesgo consecuente de aplicar esta tecnología.
- 5).- Es conveniente que nuestra empresa se anticipe al auge de estas aplicaciones y prepare técnicamente su plantilla profesional al respecto.
- 6).- En las condiciones actuales, la implementación de pozos multilaterales depende mas de las políticas institucionales respecto a la incorporación de tecnología que de posibilidades sustentadas técnicamente.

Recomendaciones

- 1).- Es conveniente que PEMEX implemente pruebas tecnológicas para aplicación de pozos multilaterales con la finalidad de evaluar con mayor criterio las posibilidades de este tipo de intervenciones.
- 2).- Se debe aprovechar que las compañías que prestan el servicio integral de barrenas cuentan con personal especializado en este tipo de intervenciones para exigir una adecuada transferencia tecnológica.
- 3).- En la Cuenca de Burgos la optimización de costos de perforación alcanzó ya su límite económico, por lo que es necesario incursionar en técnicas innovadoras no convencionales que reditúen a corto plazo la obtención de mejores beneficios.
- 4).- La Unidad Operativa Burgos y el Activo de Producción, a través de los grupos multidisciplinarios, deben trabajar en forma conjunta en la evaluación de los campos donde es susceptible de aplicarse esta tecnología, redundando así en una apropiada selección de localizaciones para la implementación de pozos multilaterales.

Bibliografía

Notas de perforación direccional, horizontal y multilateral.
Curso de especialidad de Perforación UNAM.

Aplicación de perforación multilateral.
Carlos Losada, PDVSA.

Artículos SPE

- 50664 A new low risk technique of forming a level 6 TAML multilateral junction
- 54290 Convergence of key technologies in multilateral well construction.
- 56954 Multilateral well utilization on the increase.
- 63116 Well construction and completion aspects of a level 6 multilateral junction.
- 57569 Successful drilling of an under balanced, dual lateral horizontal well in the Sajaa field, Sharjah, UAE.
- 67761 Application of multilateral well technology in the deep waters of the campos Basin: history and probable evolution.
- 67825 Evolution toward simpler, less risky multilateral wells.

Catálogos

Multilateral products, services and solution compañía Sperry-Sun drilling services.

Páginas web visitadas:

www.bakerhughes.com/bot/Multilateral/index.htm

www.halliburton.com/sperry-sun/library/pub_hm.asp

www.pemex.com/eprodcrudo.html

www.slb.com

Lista de figuras

Figura No.	Título	Página
I.1	Organización de la Región Norte a base de Activos.	9
I.2	Colindancia de la Cuenca de Burgos con el Sur de Texas, USA.	11
I.3	Características geológicas de los yacimientos.	13
I.4	Perforación de pozos esbeltos.	13
I.5	Terminación múltiple “Tubingless” con fractura hidráulica.	14
I.6	Producción diaria de gas en la Cuenca de Burgos	15
I.7	Comportamiento típico de la producción por pozo y campo.	16
II.1	Concepto básico de un pozo multilateral.	17
II.2	Configuraciones posibles de pozos multilaterales.	18
II.3	Diversidad de configuraciones de pozo multilateral.	18
II.4	Aplicaciones de multilaterales en la perforación marina.	19
II.5	Matriz de complejidad TAML.	20
III.1	Columna geológica y pozo tipo del campo Culebra.	26
III.2	Trayectoria direccional desarrollada en el campo Culebra.	27
III.3	Trayectorias direccionales susceptibles de aplicarse.	29
III.4	Trayectoria direccional del pozo doble lateral.	30
IV.1	Dibujo esquemático de la herramienta Splitter.	35
IV.2	Componentes del sistema Splitter.	36
IV.3	Estado mecánico propuesto con sistema Splitter.	38
IV.4	Dibujo esquemático de la herramienta PACE-6.	40
IV.5	Herramienta PACE-6 colapsada.	41
IV.6	Herramienta PACE-6 expandida.	42
IV.7	Extensión de la herramienta PACE-6	42
IV.8	Estado mecánico propuesto con sistema PACE-6.	44
V.1	Escenarios de explotación considerados.	47

Lista de tablas

Tabla No.	Título	Página
I.1	Cuencas gasíferas en el País.	10
I.2	Relación de campos mas importantes por Área.	12
I.3	Formaciones productoras de la Cuenca de Burgos.	12
III.1	Parámetros de las dos curvas direccionales tipo "S"	30
III.2	Programa direccional del 1er. pozo lateral.	31
III.3	Programa direccional del 2do. pozo lateral.	32
V.1	Costos de infraestructura.	48
V.2	Tiempos de intervención.	49
V.3	Costo total por escenario de explotación.	49
V.4	Operaciones críticas en los pozos multilaterales.	51
V.5	Evaluación técnico-económica.	52