
Cuál es la tecnología de punta para proyectos de hidrocarburos?

Cusco, Perú, 19 de mayo, 2010

Ing. Bill Powers, E-Tech International

Idóneo – las operaciones en la selva se parecen una plataforma costa afuera

- La plataforma de perforación y de producción es una “isla”.
- No hay caminos entre estas islas.
- La distancia entre islas podría ser hasta 20 km. usando tecnología avanzada de perforación.
- No hay intercambios con la población indígena local.



Antecedentes de E-Tech en el Perú

- Primer viaje de reconocimiento, Proyecto Camisea – 2004
- Comentarios sobre EIA para el Lote 67 – 2005, exige uso de perforación de punta
- Comentarios sobre EIA para el Lote 56 – 2005, exige uso de perforación de punta
- Viaje a Corrientes, Lotes 1AB y 8 – 2005, exige reinyección de las aguas producidas
- Análisis de deficiencias en diseño de los ductos de transporte, Camisea – 2005/2006/2007
- Reuniones con el BID y compañías petroleras abogando por el uso de perforación de punta en los Lotes 56 y 88 – 2005

Antecedentes de E-Tech en el Perú (a continuación)

- Inspección de los sistemas de reinyección bajo construcción, Lotes 1AB/8 – 2007
- Inspección de los sistemas de reinyección en funcionamiento, Lotes 1AB/8 – 2008
- Evaluación del proyecto de remediación de sitios contaminados, Lote 1AB – 2008
- Co-organizador del primer foro sobre monitoreo independiente, Cusco – 2009
- Co-organizador del segundo foro sobre monitoreo independiente, Cusco – 2010
- Página web: www.etechinternational.org

Principales impactos físicos de los proyectos de hidrocarburos en la selva

- Construcción de caminos que dan acceso a colonos
- Corte de arboles para crear espacio para caminos, campamentos, helipuertos, líneas de flujo, y gasoductos/oeloductos
- Contaminación por derrames y descargas
- Erosión que contamina quebradas y ríos
- Ruido de maquinaria y helicópteros
- Congestión de ríos por tráfico fluvial

Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos – 2006

[D.S. 015-2006-EM]

- Artículo 40°(a). Se debe dar preferencia al uso de medios de acceso fluvial o aéreo.
- Artículo 40°(c). Para proceder a la construcción de vías, será necesario demostrar que no es posible utilizar los medios de acceso fluvial o aéreo.
- Artículo 55°. Cuando un proyecto pueda afectar comunidades nativas o campesinas, se incluirán en el EIA las medidas necesarias para prevenir, eliminar o minimizar los impactos ambientales negativos.

Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos - 2006

- Artículo 83°(c). [Ductos] El operador deberá diseñar la instalación de los ductos considerando **la mejor tecnología** posible.
- Disposiciones Complementarias - Segunda. En la elaboración de los EIA se utilizarán procedimientos y metodologías actualizados e internacionalmente aceptados en la industria de hidrocarburos, compatibles con la protección del ambiente y **conforme a las mejores técnicas reconocidas** de gestión y manejo ambiental.

Guía de operación para la industria petrolera en la selva tropical – 1991 (Londres)

- Fue preparada por la industria petrolera - Shell, Texaco, BP, Conoco, y Total - para la industria petrolera
- p. 3. “Los derechos de las poblaciones indígenas deben ser identificados y respetados durante la vida entera del proyecto. Estos pueblos no deben ser expuestos a ninguna influencia que ponga en riesgo su salud, seguridad o bienestar a largo plazo. La integridad de las costumbres tradicionales y los territorios ancestrales deberán mantenerse.”

Guía de operación para la industria petrolera en la selva tropical – 1991 (a continuación)

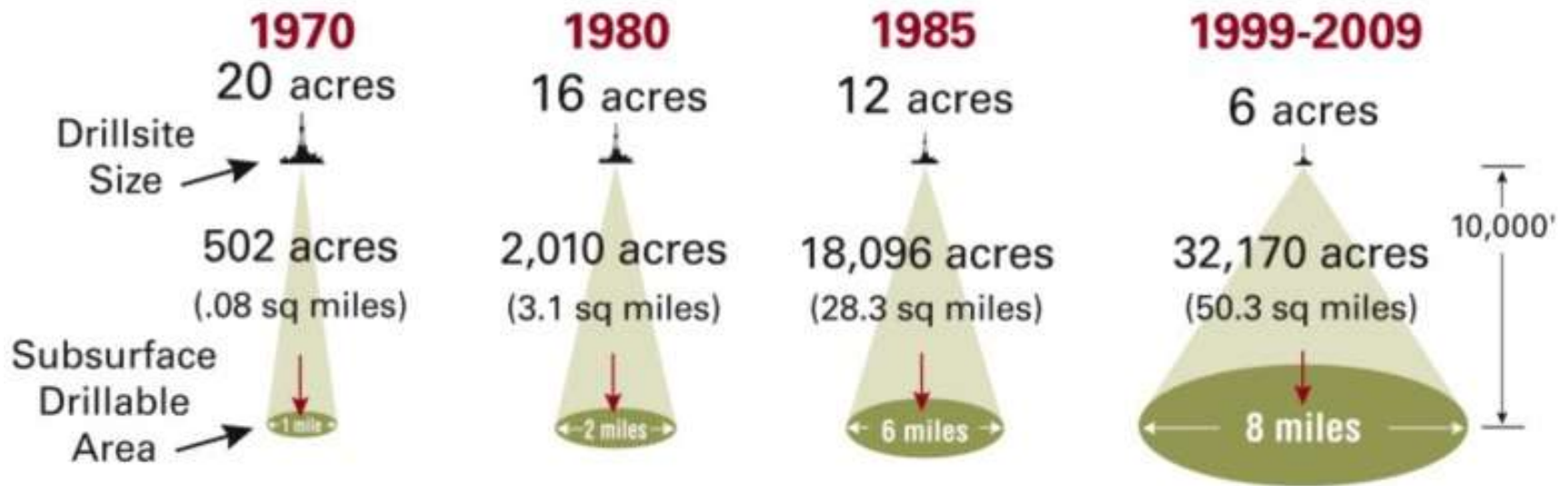
- p. 6. “Debe evitarse la construcción de caminos donde sea factible.”
- p.7. “Para la mayoría de los proyectos petroleros en selvas tropicales, la construcción de caminos de acceso resulta ser la mayor causa de impacto ambiental. Los impactos incluyen el despeje del bosque, desviación del flujo de agua, erosión de suelo, y más vías de acceso para colonos. La alternativa es el uso de helicópteros.”

Guía de operación para la industria petrolera en la selva tropical – 1991 (a continuación)

- p. 8. “El uso de helicópteros para el transporte de personal y equipo es normalmente preferible desde la perspectiva ambiental a la construcción de caminos o excavación de ríos. Los beneficios incluyen: 1) menos destrucción forestal, 2) acceso reducido al sitio.”
- p.12. “El plan de desarrollo de pozos debe emplear técnicas de perforación dirigida cuando sea factible para juntar múltiples pozos en un solo sitio y de esta manera minimizar el número de plataformas de perforación.”

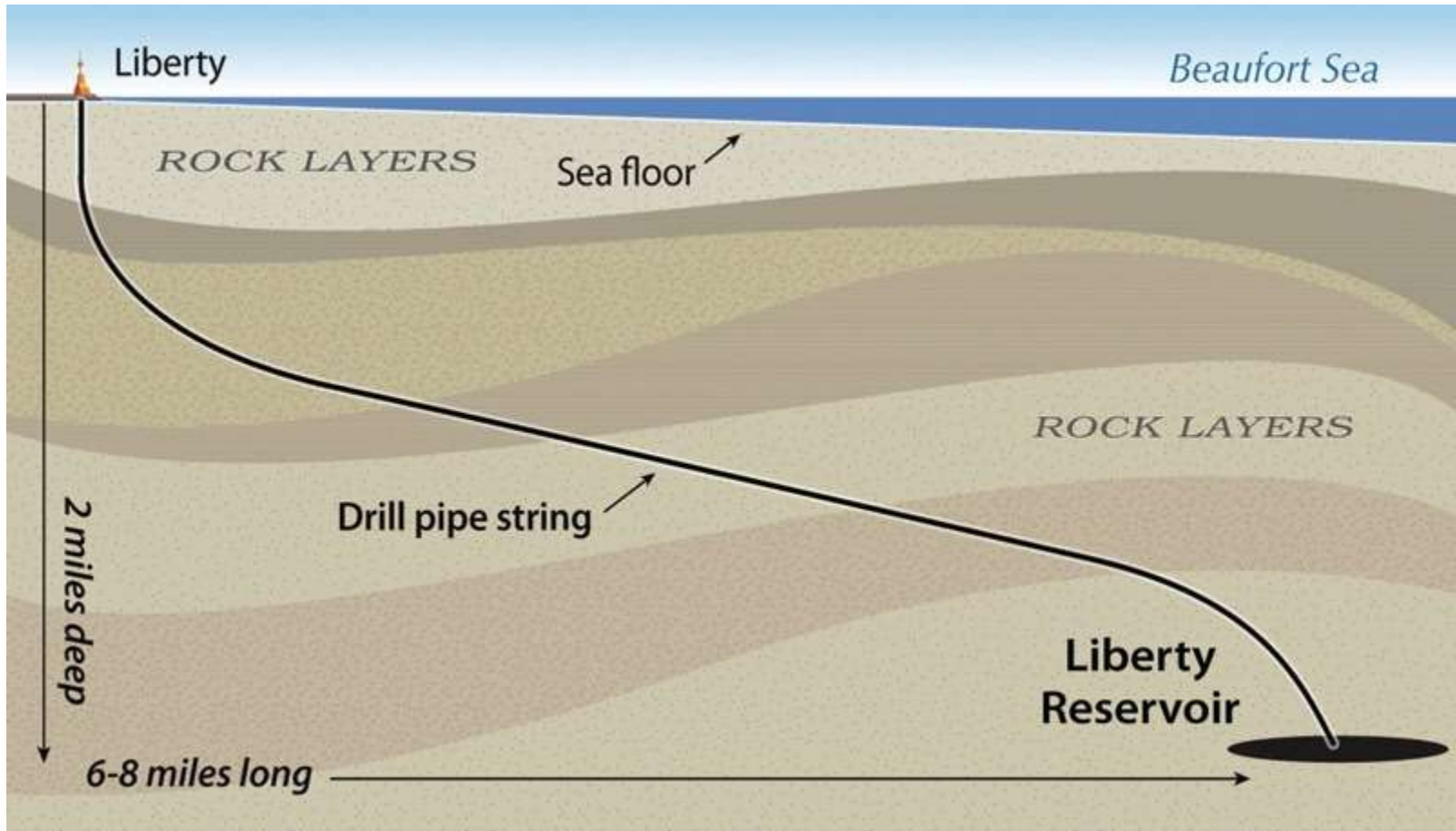
Avances en la técnica de perforación dirigida

Shrinking surface footprint, expanding subsurface contact



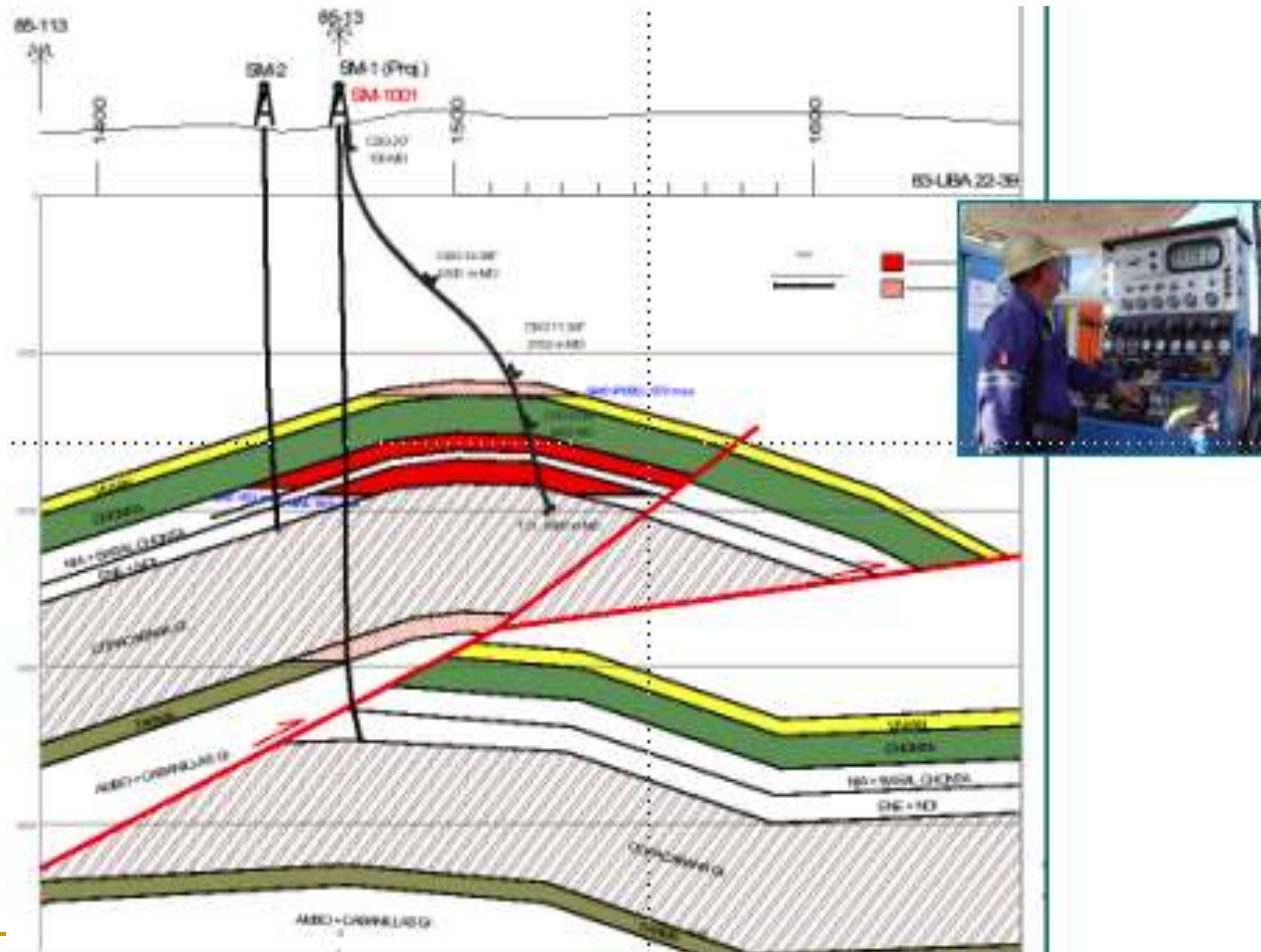
Improvements in drilling technology on the North Slope over the past 30 years have significantly reduced the surface footprint while expanding the subsurface drillable area, as shown in these illustrations.

Perforacion de punta – llegando hasta 12 km. del la plataforma de perforacion



Pozo direccional SM-1001 – profundidad 2,325 m., 1,570 m. horizontal (de pozo SM-1)

fuelle: A. Moon - PlusPetrol, Camisea: Key Project for Peruvian Economy, May 2003.



El mercado mundial establece el precio de petróleo – sin embargo, hay proyectos en todas partes del mundo que emplean perforación de punta

- Los proyectos más conocidos de perforación de punta, donde alcanzan depósitos de petróleo a 10 km. o más de la plataforma de perforación, se hallan en:
 - Argentina, Qatar, Rusia
 - China (hasta 8 km.), Inglaterra, EEUU
- Se utiliza perforación de punta en campos nuevos y campos maduros

Próposito de E-Tech 2010 - Renovar la guía de la industria petrolera para el caso específico de Perú

- Para qué? Para que la sociedad civil, los bancos, y el gobierno sepan cuál es la tecnología de punta y que la exigan.

Índice de contenido de la guía propuesta

- Introduccion/antecedentes
- Leyes/reglamentos nacionales relevantes
- Acuerdos internacionales relevantes
- Los derechos de las poblaciones indígenas
- Descripcion de zonas que no deben ser explotadas
- Rol de auditorias – linea base y auditorias periodicas
- Rol de panel de expertos

Índice de contenido de la guía propuesta (a continuación)

- Mejores practicas – campos de produccion/tierra
- Mejores practicas – oleoductos y gasoductos/tierra
- Instalaciones marítimas – control de derrames
- Requisitos presentados en la evaluación de impacto ambiental (EIA)
- Monitoreo – compañía, gobierno, bancos, sociedad civil
- Mejores practicas – abandono del proyecto

Ejemplo: Mejores prácticas – campos de producción en tierra

- Fase Exploración – descubrimiento/definición de depósitos
 - sensores remotos – avión y helicóptero
 - uso mínimo de sísmica
 - control de derrames
- Fase Producción – red de pozos y baterías de procesamiento
 - perforación de punta – ERD (“extended reach drilling”)
 - número mínimo de plataformas de perforación
 - ausencia de caminos entre plataformas de producción
 - cero descarga de aguas producidas y/o desechos
 - transporte por río controlado
 - programa de contingencia contra derrames de punta

Mapeo de depósitos de hidrocarburos por métodos aéreos —manera de limitar uso de la sísmica a depósitos verdaderos

Fuente: Fugro Airborne Surveys, sitio web

- Los métodos aéreos con sensores pueden identificar con confianza las zonas dentro de un lote que no tienen petróleo.
- Por ejemplo, ya hay una base de datos comerciales sobre las características del subsuelo para toda la selva peruana al sur de la Cuenca del Río Marañón (Fugro).
- Ventaja de métodos aéreos - evitar el costo de la sísmica en áreas de un lote donde no hay petróleo;



Lecciones aprendidas de las dos auditorías técnicas – la del BID y la del gobierno de Perú – de los ductos de transporte de Camisea I

- Insuficiente estudios geotécnicos antes de iniciar las obras.
- Inadecuado control de erosión en el derecho-de-vía durante la etapa de construcción.
- Insuficiente espesor en el ducto de líquidos para aguantar las condiciones inestables.



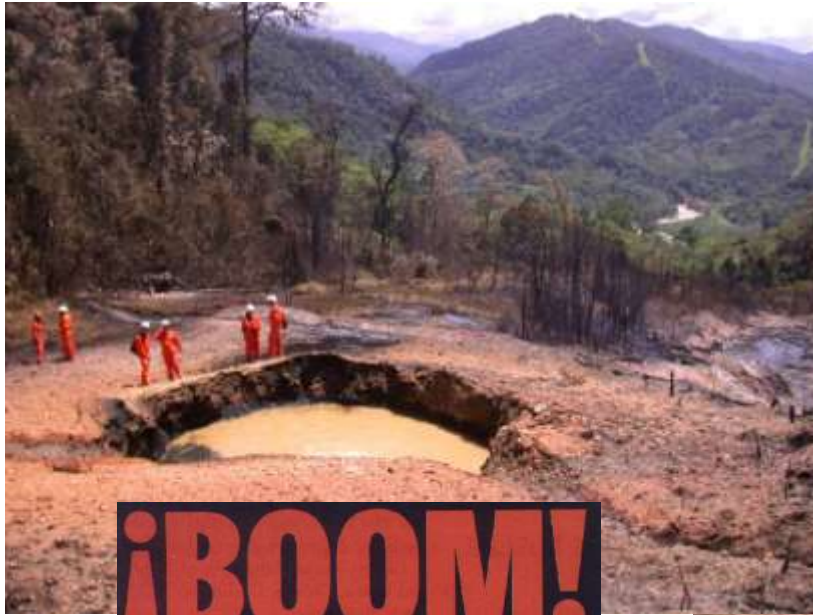
Lecciones aprendidas de las dos auditorías técnicas – la del BID y la del gobierno de Perú – de los ductos de transporte de Camisea I

- TGP no contó con un Programa de Gerencia de Calidad propio para vigilar, monitorear y auditar las actividades relacionadas con el diseño, la ingeniería, la procura, la construcción, la operación y el mantenimiento [de los ductos].
- Falta de una eficiente Autoridad de Tercera Parte (“Third Party Authority”), de experiencia internacional e independiente, de parte de TGP o las Autoridades Peruanas responsables durante las fases del Proyecto Camisea. Tal Autoridad de Tercera Parte podría, independiente de presiones externas, identificar, reportar y soportar en la solución de problemas y hallazgos de ingeniería, diseño, procura, construcción u otras áreas.

Camisea I y las condiciones en el derecho-de-vía



5º rotura, 4 de marzo, 2006, km. 126: pérdida de 4,700 barriles (200,000 galones)

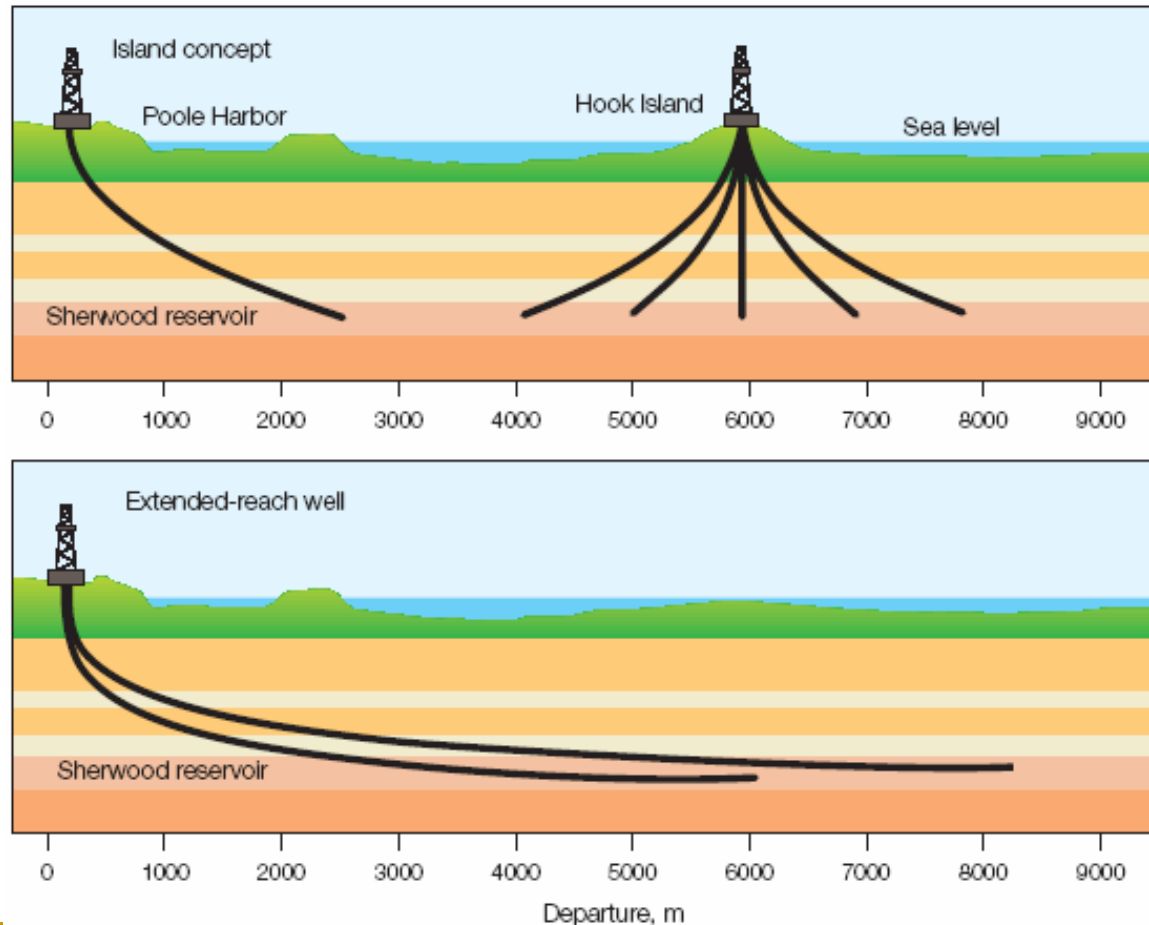


¡BOOM!



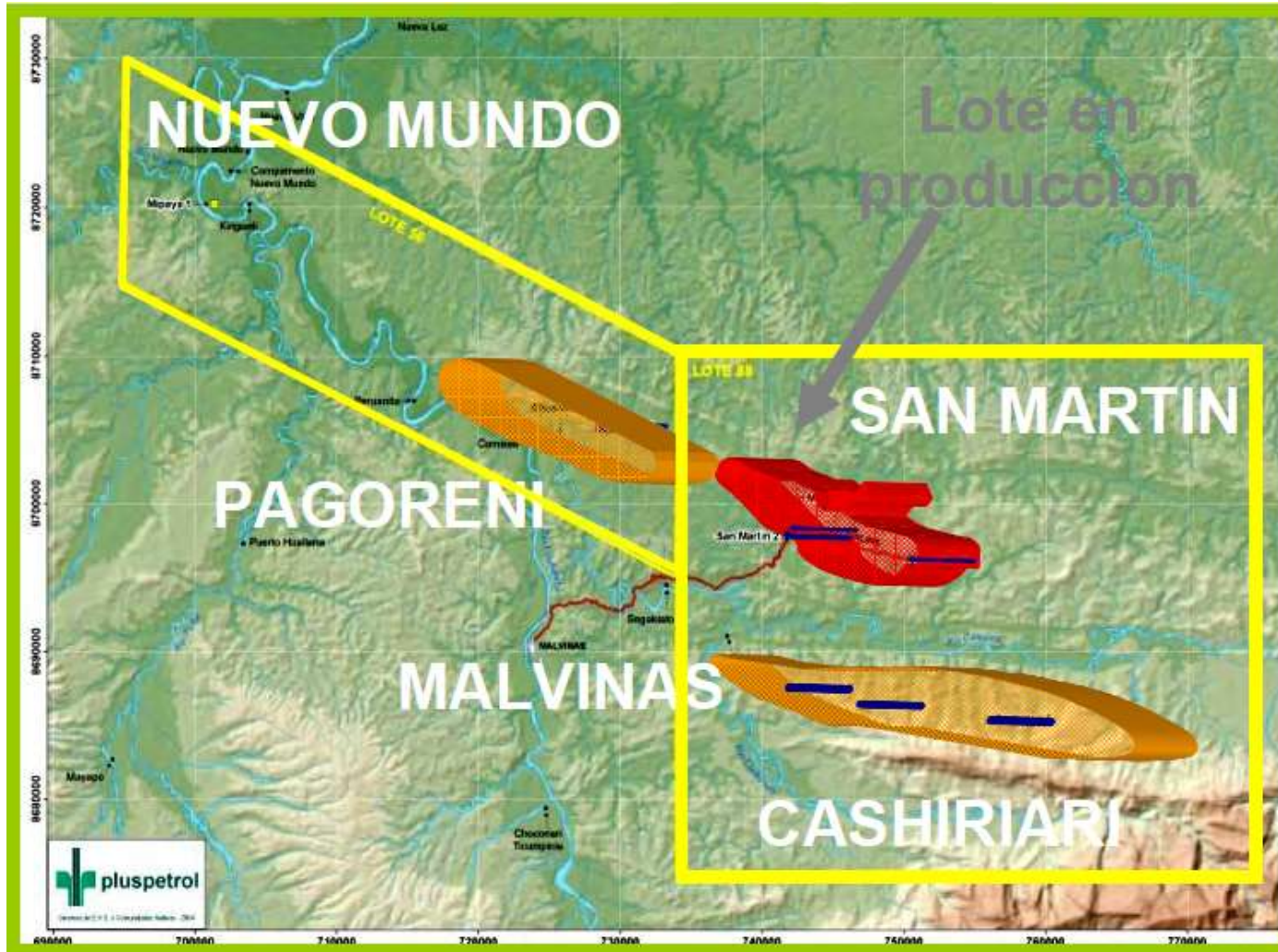
Concepto de perforación de largo alcance – “extended reach drilling” (ERD)

Fuente: www.schlumberger.com “*Extending Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier*”

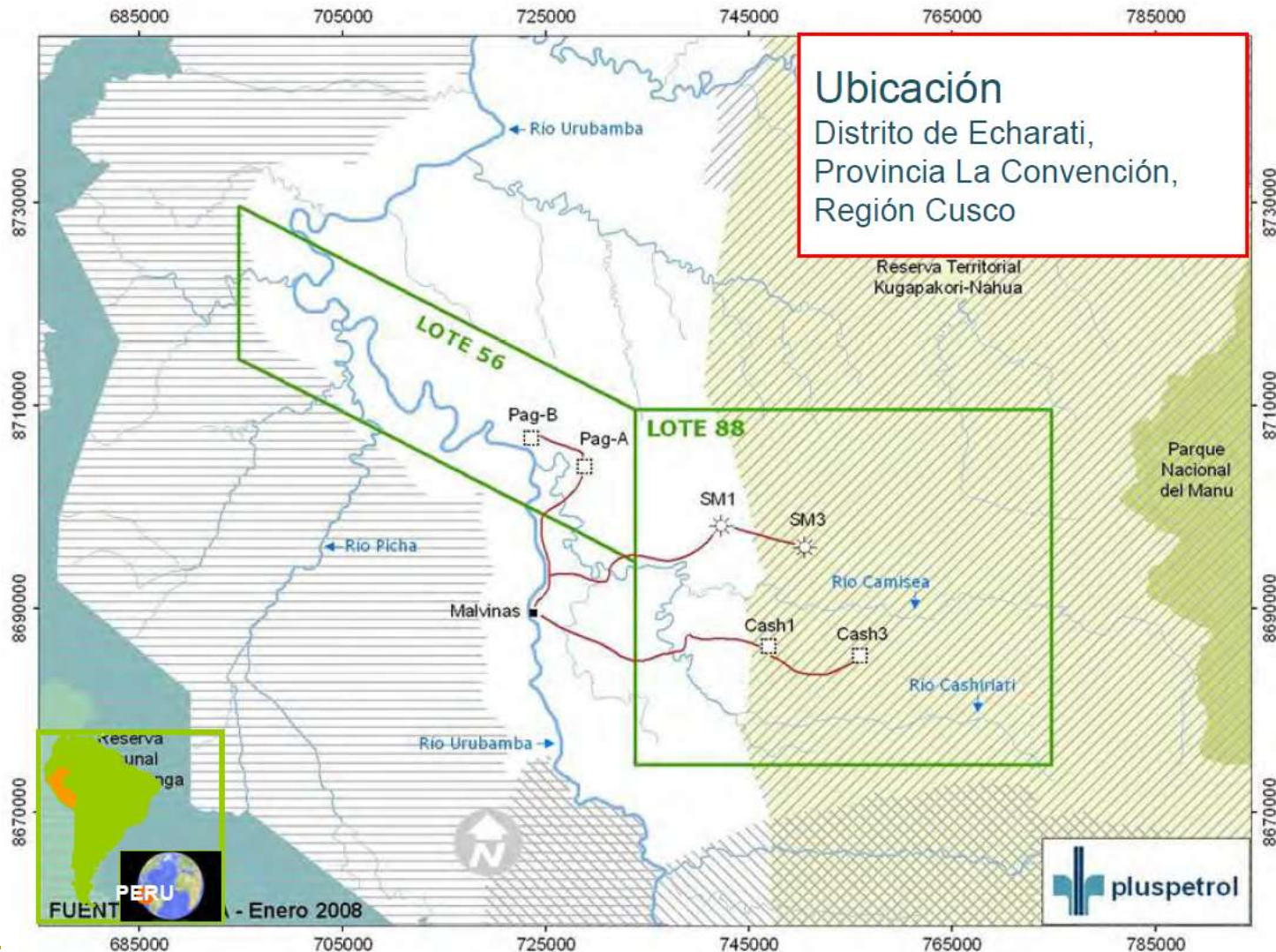


Proyectos de perforación, Lotes 56 y 88

fuelle: presentación PlusPetrol, 1° foro Cusco, 2009

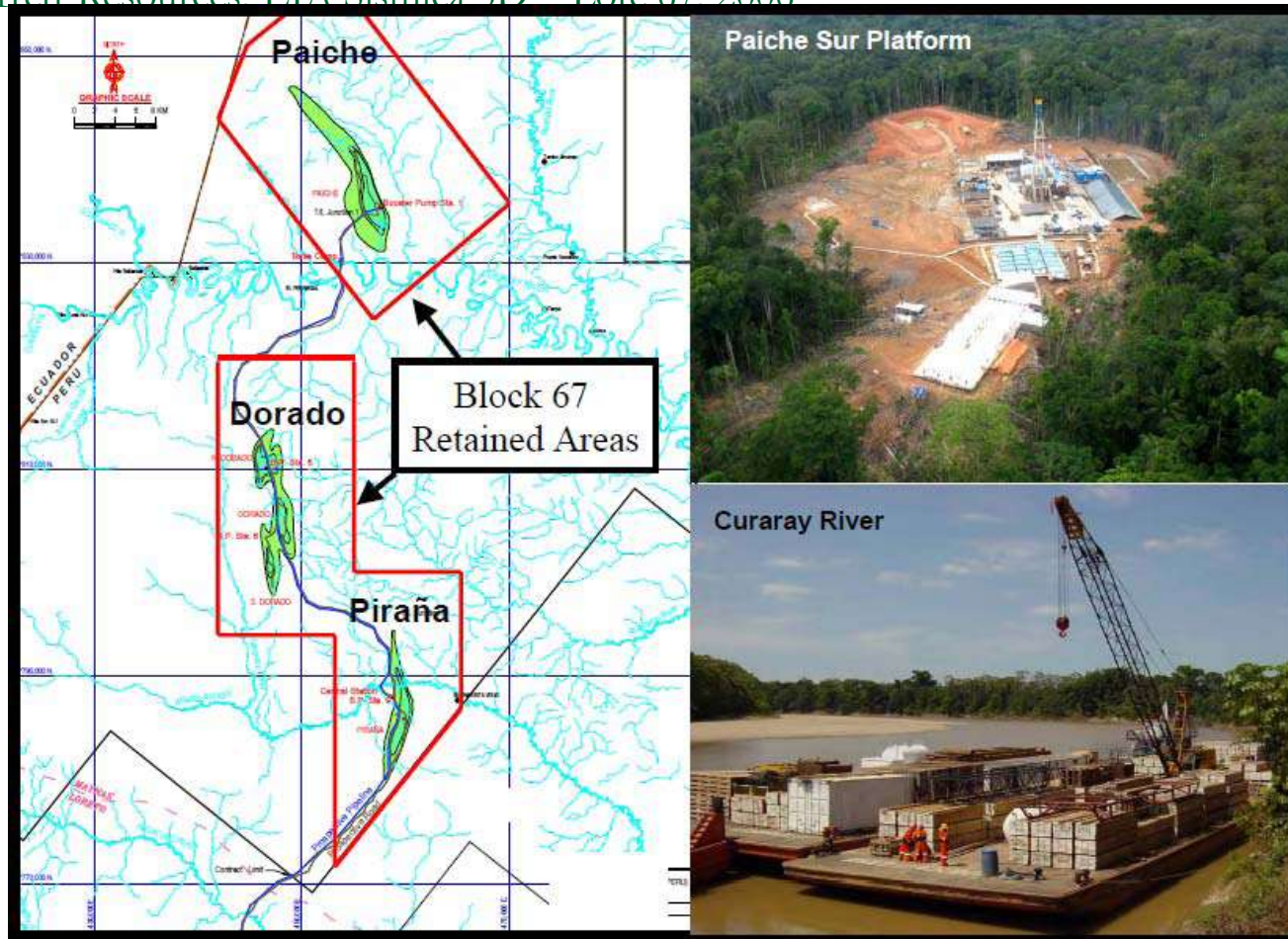


Ubicación de plataformas de perforación



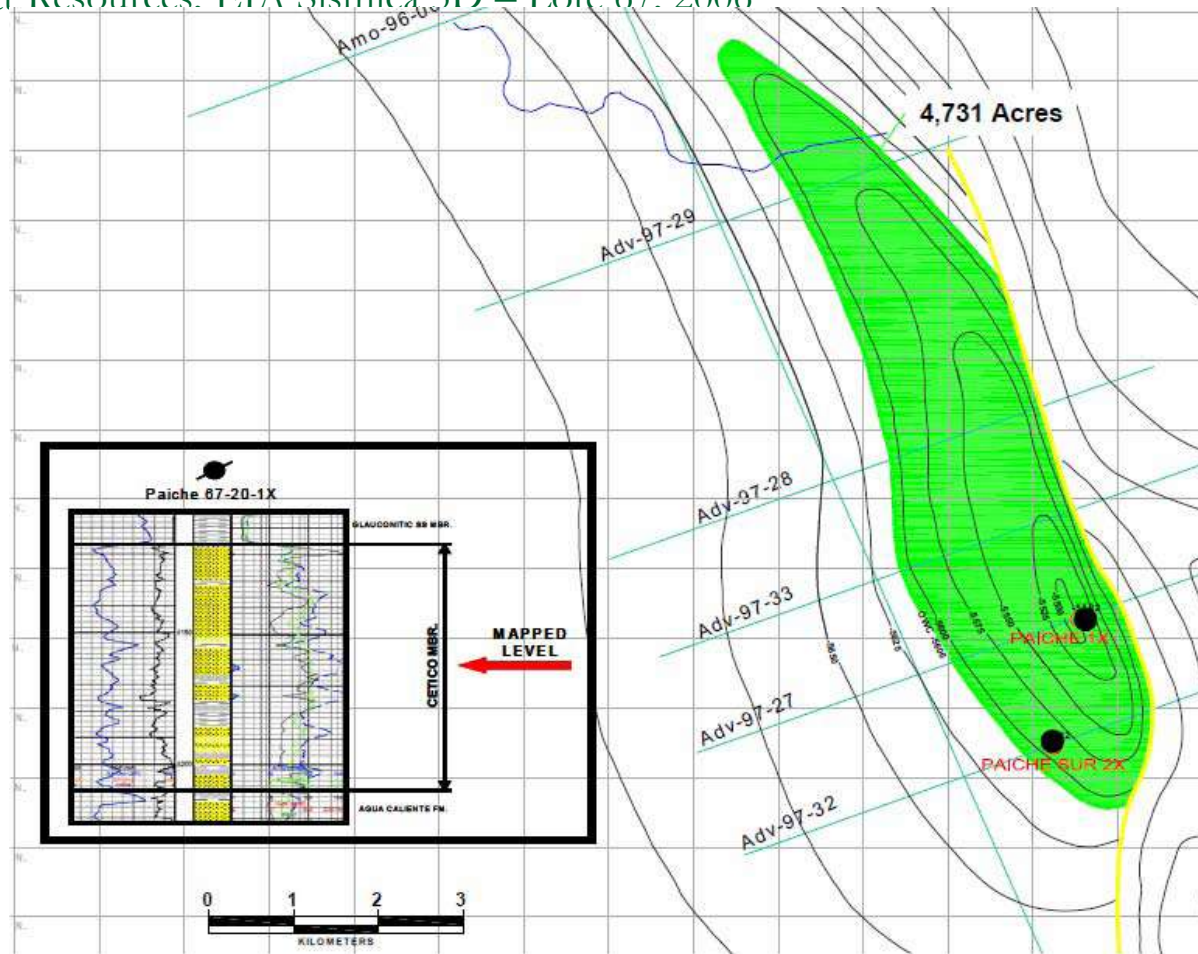
Lote 67 – tres depósitos con una separación de 15-20 km. entre sí

Fuente: Barrett Resources, EIA Sismica 3D – Lote 67, 2006



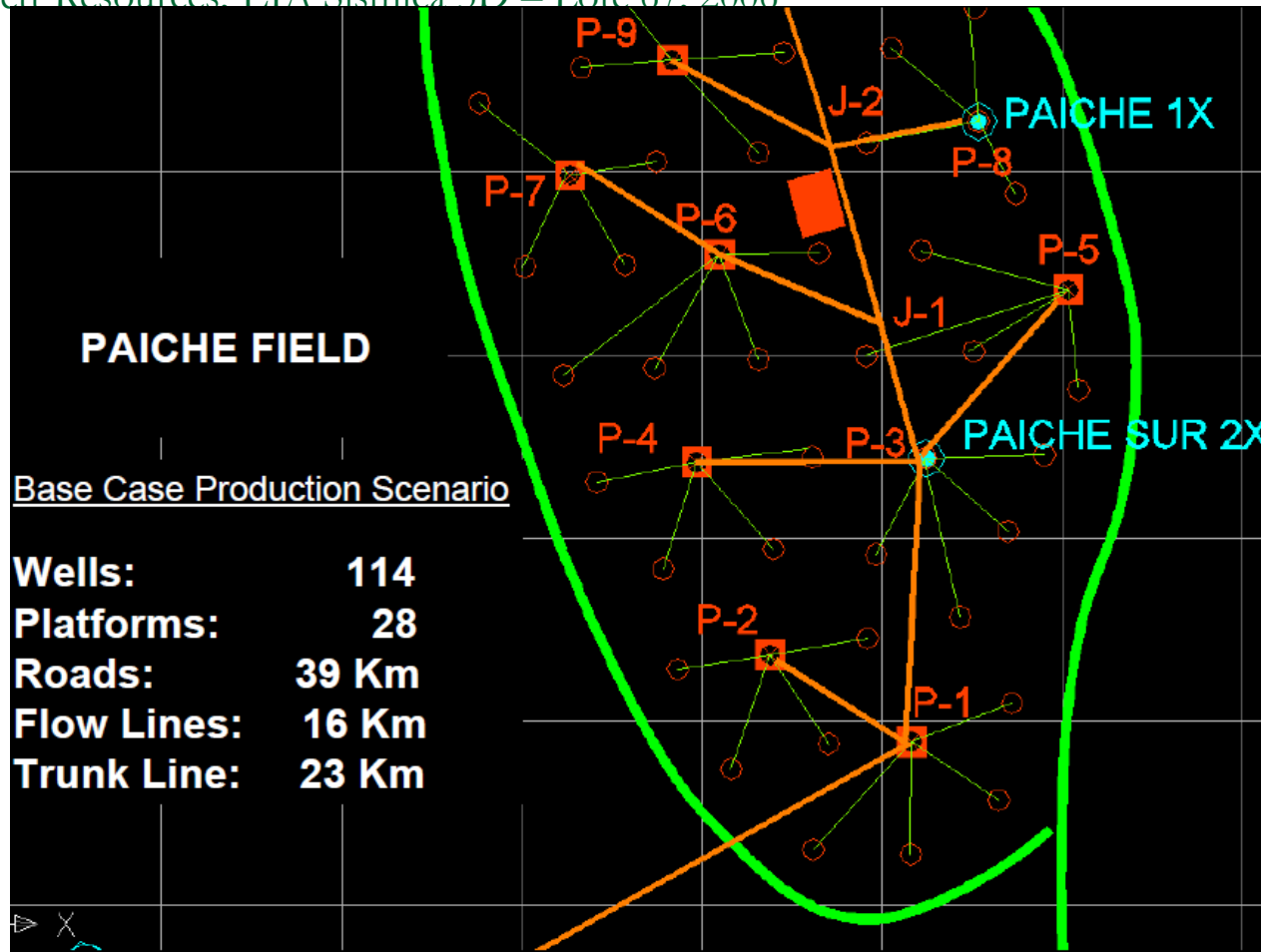
El depósito Paiche, ~10 km. de largo, ~ 3 km. de ancho

Fuente: Barrett Resources. EIA Sismica 3D – Lote 67. 2006



Paiche – 9 plataformas de perforación en un espacio que mide 3 km. por 2 km.

Fuente: Barrett Resources. EIA Sismica 3D – Lote 67, 2006.



EIA para sísmica Lote 67: comentarios de E-Tech, 15 abril 2007

Fuente: Barrett Resources, EIA Sísmica 3D – Lote 67, 2006

- E-Tech – una sola plataforma ERD podría alcanzar todo el depósito de Paiche.
- Barrett Resources/Perenco propone construir 28 plataformas sobre depósito de Paiche, con 39 km. de caminos y 39 km. de líneas de flujo y ducto principal.
- E-Tech recomendó estudio por Barrett de ERD de una sola plataforma en Paiche como alternativa al plan propuesto.
- No hubo respuesta, tal vez debido a que el EIA se limitó al componente sísmico de un proyecto más amplio.

Costo adicional de ERD para Lote 67

Fuentes: Parker Drilling (costo de equipo de perforación) , K&M Technology (días extras de perforación con ERD)

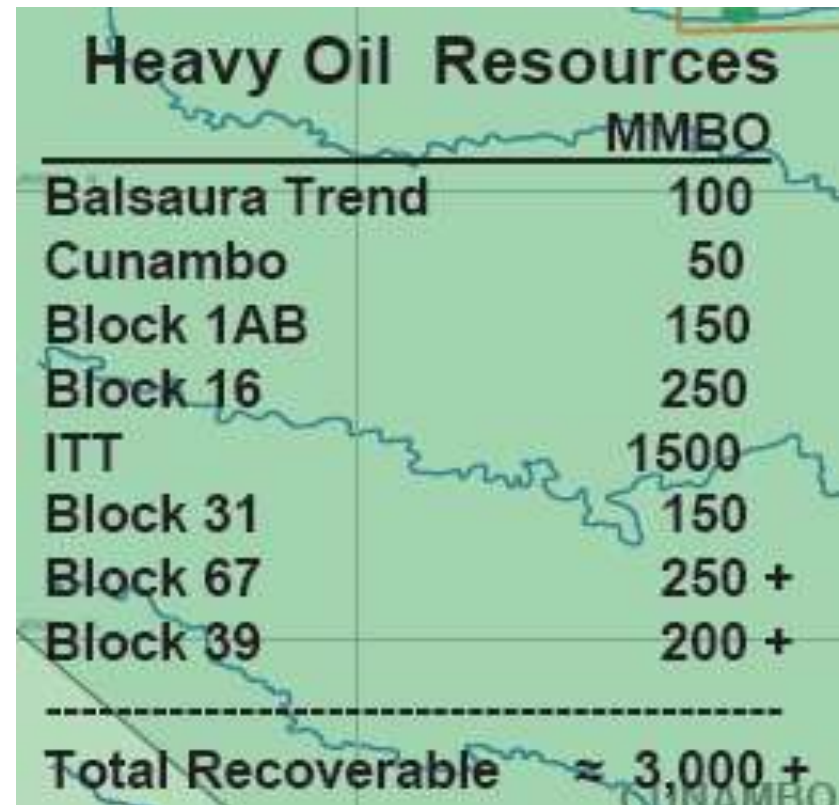
- Equipo de perforación especial, hasta \$30 millones.
- Tiempo adicional de perforación de pozo, hasta 60 días.
- Costo por día adicional de perforación, \$30,000 a \$50,000 por día (encima del costo del equipo de perforación).
- Costo adicional por pozo ERD, \$2 a \$3 millones.
- Hasta \$120 millones en costos extras si hay 40 pozos ERD, entre todos los pozos perforados, a lo largo de la vida del proyecto.
- Costo adicional total de ERD seria \$30 millones + \$120 millones = \$150 millones (valor actual neto).
- El uso de ERD trae consigo la ventaja de eliminar: plataformas de perforación adicionales, líneas de flujo de estas plataformas a la batería de producción central, caminos, et cétera. El costo adicional de \$150 millones no refleja el valor económico de estas ventajas.

Estimación de costo extra por barril que impondría el uso de ERD en el Lote 67- menos de 1%

Fuente de la tabla: Barrett Resources Peru, Block 67 Overview – Unlocking the Potential of the Heavy Oil Belt Marañon Basin, Peru, 2006

Costo de ERD en Lote 67:

- Costo extra de ERD ÷ barriles recuperables = costo ERD por barril.
- \$150 millones ÷ 250 millones barriles = **\$0.60/bbl.**
- Ahora un barril de petróleo vale alrededor de \$80/bbl, ha alcanzado hasta \$150/bbl;
- El costo extra de ERD sería menos de 1% al valor de un barril de petróleo;
- Hace falta estudio de costos detallado.

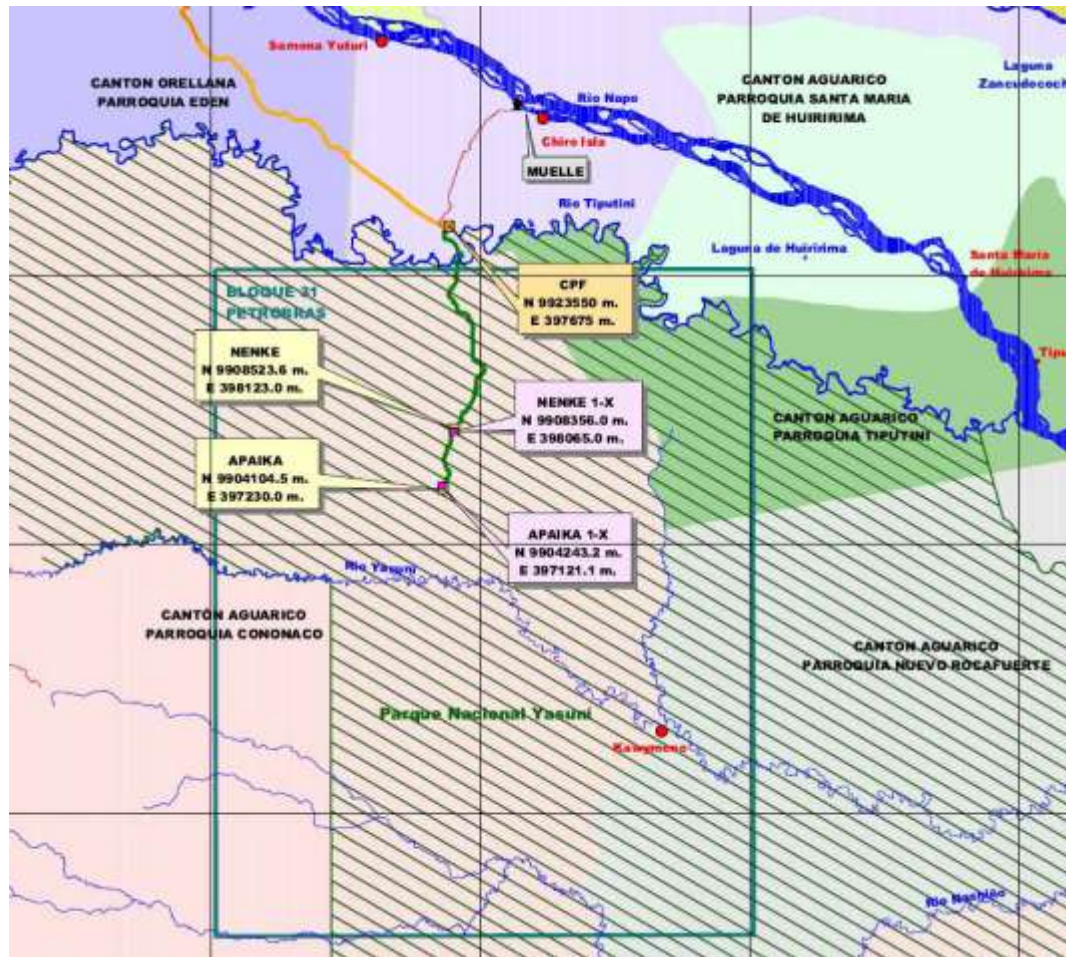


Heavy Oil Resources	
	MMBO
Balsaura Trend	100
Cunambo	50
Block 1AB	150
Block 16	250
ITT	1500
Block 31	150
Block 67	250 +
Block 39	200 +

Total Recoverable	≈ 3,000 +

Lote 31 Ecuador – uso de ERD evitaría entrar en el Parque Nacional Yasuní

Fuente: Petrobras, EIA para el Bloque 31, 2006



EIA para Lote 31 Ecuador (Petrobras), 2007 - el MEM de Ecuador de acuerdo con ERD

Fuente: MEM Ecuador, MEMORANDO No. 405 – DINAPA – EEA-2007, 20 de junio de 2007.

- MEM – Petrobras no analizó alternativas a su proyecto propuesto.
- El lugar propuesto no es el más adecuado desde punto de vista ambiental y geológico.
- ERD permite juntar los pozos en un solo sitio y minimizar el número de plataformas de perforación.
- Petrobras no tiene experiencia con ERD.
- Recomendación – análisis técnico de ERD con el fin de minimizar area de afectación.

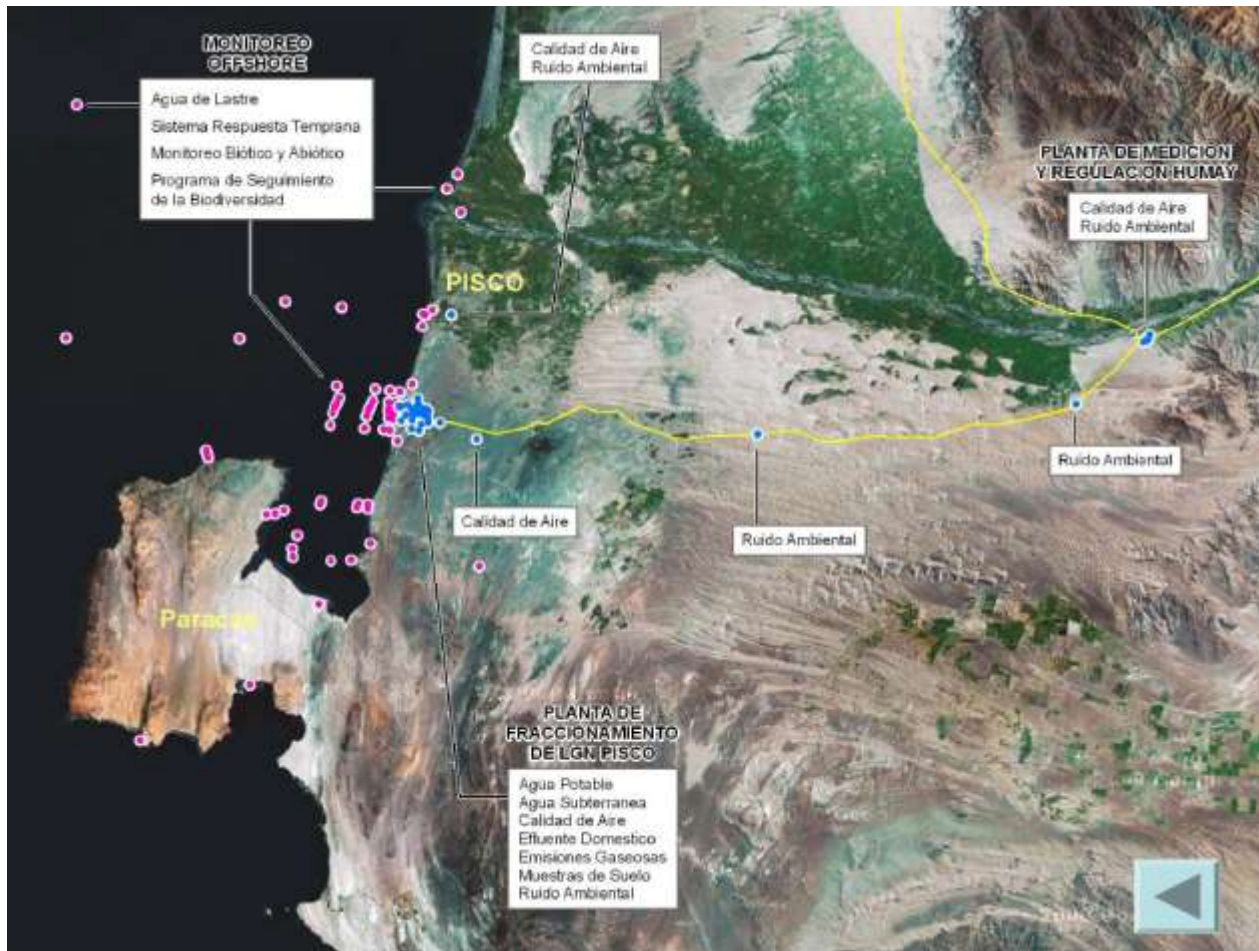


Mapa del Proyecto Camisea



Mapa de puntos de monitoreo alrededor de planta de fraccionamiento de PlusPetrol en Pisco

fuelle: presentacion PlusPetrol, 1o foro Cusco, 2009



Terminal Marino Pisco Camisea

fuelle: PlusPetrol, Respuesta Ante Derrames de Hidrocarburos Terminal Marino Pisco Camisea, PowerPoint, mayo 2010



Equipos disponibles en el Terminal Marino Pisco Camisea para derrames

fuelle: PlusPetrol, Respuesta Ante Derrames de Hidrocarburos Terminal Marino Pisco Camisea,
PowerPoint, mayo 2010



7.- APOYO ANTE ACTIVACIÓN PLAN DE CONTINGENCIA LOCAL POR DERRAME DE HIDROCARBUROS:

fuente: PlusPetrol, Respuesta Ante Derrames de Hidrocarburos Terminal Marino Pisco Camisea, PowerPoint, mayo 2010

- ✓ El día 06/05/08, la Capitanía de Puerto de Pisco activó el plan de contingencia local por derrame de combustible (diesel marino) proveniente del buque "CAPE KNOX" que se encontraba amarrado en el muelle de ENAPU de Puerto San Martín.
- ✓ Se procedió a movilizar equipos y personal de acuerdo a nuestro Plan de emergencias para apoyar en esta contingencia.
- ✓ Se estima que se logro recolectar aproximadamente 17,000 galones de mezcla de diesel marino con agua de mar.



Foto de buque cisterno esperando su turno con las Islas Ballestas en el fondo

fuente: foto por B. Powers, 16 mayo 2010



Para derrames de mayor escala, el Terminal Marino Pisco Camisea depende de un equipo en Inglaterra

- Para derrames de mayor escala, PlusPetrol tiene un contrato con Oil Spill Response Ltd. (OSRL) de Inglaterra para proveer el servicio de control.
- OSRL tiene dos aviones Hercules listos en todo momento para enviar equipo y personal al sitio de un derrame.
- Sin embargo, no hay equipo ni personal en Pisco capaz de contener un derrame de mayor escala.
- En el contexto de lo que está pasando actualmente con el derrame de alrededor de 3 millones de galones de crudo por día (70,000 mil barriles por día) en el Golfo de México, la falta de adecuada capacidad local parece ser una deficiencia.

Conclusión

- Es importante que la sociedad civil entienda cual es la tecnología de punta para exigir el uso de tal tecnología.
- El uso de la tecnología de punta podría minimizar los impactos ambientales y sociales de los proyectos de hidrocarburos en la selva.