

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



“ESTRATEGIAS OPERATIVAS PARA EL MANEJO
DE UN CAMPO MADURO EN EL LOTE IX
TALARA – PIURA”

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

ALEJANDRO JESÚS AGAPITO ECHEGARAY

PROMOCIÓN 89-II

LIMA – PERÚ

2013

Dedicatoria

A Dios
Por permitirme llegar a este momento
Tan especial en mi vida.

A mi esposa y a mi hijo
Por estar siempre conmigo
Y ser la fuente de perseverancia.

A mis Padres
A quienes debo todo en la vida, cariño,
Comprensión, paciencia y apoyo.

A todos mis hermanos
Por la confianza que siempre nos hemos
Tenido; por la gran unión y apoyo.

Agradecimiento

A la Empresa Petrolera UNIPETRO
ABC S.A.C. y a todo su personal, por
Su inmenso apoyo y por brindarme
Todas las facilidades para el desarrollo
Del presente trabajo.

SUMARIO

Este proyecto tiene como finalidad viabilizar la extracción de petróleo en un campo maduro de modo tal que se reduzcan las condiciones de marginalidad.

Con la aprobación del Contrato de Servicios Petroleros para la investigación petrolera y explotación de hidrocarburos en el lote IX, se inició una gestión operativa donde se involucraron muchos profesionales, además de alumnos y egresados.

En el presente trabajo se elabora una serie de estrategias aplicadas durante el desarrollo del Lote IX, en la provincia de Talara, departamento de Piura. Se expondrá de modo práctico las propuestas para el manejo de un campo maduro y marginal, mediante la aplicación de estrategias netamente operativas como resultado de ideas concretas y experiencias del personal técnico y obrero, y cuyos resultados serán enormemente favorables.

La metodología usada permitirá alcanzar los objetivos trazados, entre ellos desarrollar las actividades en el Lote IX de una manera racional, eficiente y segura, sobre la base de la investigación y desarrollo.

Para este trabajo se tendrán en cuenta todas aquellas ideas inteligentes que permitan enfrentar aquellos factores presentes en un campo petrolero maduro y marginal y cuyos resultados ventajosos servirán también para aplicarlos en campos petroleros de igual condición de marginalidad tanto en territorio nacional como extranjero.

Índice

	Pág.
Dedicatoria.	i
Agradecimiento.	ii
Sumario.	iii
Índice.	iv
CAPÍTULO I: Introducción.	1
CAPÍTULO II.- Planteamiento del Problema.	2
2.1 Antecedentes.	2
2.2 Justificación.	3
2.3 Formulación del problema.	4
2.4 Objetivos.	5
2.5 Hipótesis.	5
CAPÍTULO III.- Metodología de la Investigación.	6
3.1 Tipo de Investigación.	6
3.2 Población y Muestra.	6
3.3 Instrumentos de recolección de datos.	6
3.4 Análisis e Interpretación de la Información.	6
CAPÍTULO IV.- Marco Teórico.	7
4.1 Antecedentes de la Investigación.	7
4.2 Bases Teóricas.	7
4.3 Marcos Conceptuales.	7
4.4 Definición de Términos Básicos.	11
4.5 Siglas usadas en el documento	17
CAPÍTULO V.- Desarrollo.	19
5.1 Ubicación del área de estudio.	19
5.2 Sistemas existentes en el Lote IX.	19
5.2.1 Sistema de bombeo mecánico.	19
5.2.2 Sistema de almacenamiento.	21
5.2.3 Sistema de recolección.	22

5.2.4	Sistema de transferencia.	22
5.2.5	Sistema de entrega de crudo.	23
5.3	Aplicación de estrategias Operativas.	23
5.3.1	Extraer Petróleo viejo a través de ideas nuevas.	23
5.3.1.1	Filosofía de la movilidad.	24
	Rotación de UBE	24
	Introducción a las UBP	26
	Equipos portátiles pruebas producción	27
	Equipos portátiles medición de fluidos	28
	Equipos portátiles para transferencia	30
5.3.1.2	Extracción a régimen óptimo.	31
	Régimen óptimo de las UBM	31
	Cambio de polea de menor diámetro	32
	Uso de poleas reductoras	32
5.3.1.3	Diseños óptimos para mejorar el F.R.	35
	Uso de compresor de vacío	35
	Mejoras accesorios en bomba de subsuelo	36
	Diseño adecuado de bombas de subsuelo	36
	Bombas y accesorios especiales	38
	Reprofundización de la punta de tubos	40
	Rediseño de separador de gas debajo de la bomba de subsuelo	41
	Limpieza de pozos completados con lana	42
	Instalación de casing de menor diámetro para subsanar casing rotos	43
5.3.1.4	Análisis de fallas, intervenciones efectivas.	44
	Análisis de servicio de pozos, elaboración de recomendaciones	44
	Fallas de material en la instalación de bombeo mecánico	46
	Problemas propios del reservorio	50
5.3.1.5	Ir de menos a más.	56
	Reactivaciones y reacondicionamientos	56
	Molienda de taponos	56

5.3.2	Gestión de integridad operacional.	57
5.3.2.1	Seguimiento.	57
	Supervisión de servicios a tiempo completo	57
	Auditorías a contratistas	58
5.3.2.2	Control de producción.	59
	Inspección visual	59
	Pruebas manométricas	59
	Pruebas de pozos, muestreo de fluidos	60
	Agotar recursos para reponer el pozo a producción	61
	Monitoreo de sumergencias	63
5.3.2.3	Seguridad en la operación.	64
	Gestión de seguridad	64
	Ubicación estratégica del oleoducto principal	65
5.3.2.4	Manejo de contratistas.	66
	Contratistas en nuestro medio y sus problemas de operación	66
5.3.3	Crecimiento gradual de la infraestructura producción.	67
5.3.3.1	Independización de líneas de flujo.	68
5.3.3.2	Manejo óptimo de gas de forros.	68
5.3.3.3	Remodelación de la batería 175 Batanes.	69
5.3.3.4	Implementación de sistemas de protección	71
5.3.4	Formación de cuadros técnicos de competencia y experiencia comprobada.	71
CAPÍTULO VI.- Resultados.		74
CAPÍTULO VII.- Análisis cuantitativo.		76
CAPÍTULO VIII.- Conclusiones y Recomendaciones.		80
CAPÍTULO IX.- Bibliografía.		83

CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN.

La explotación de hidrocarburos en la cuenca Talara se viene realizando desde más de 100 años, por lo cual los reservorios productores de petróleo presentan un alto grado de *depletación*, aspecto que convierte la actividad de explotación de petróleo en una difícil tarea, que entre otros factores puede ser superada con la implementación de estrategias netamente operativas.

Según D.S. N° 018-93-EM de fecha 7 de Mayo de 1993, se aprobó el Contrato de Servicios Petroleros para la investigación petrolera y explotación de hidrocarburos del lote IX, lugar donde se aplica este proyecto sobre los campos de Algarroba, Batanes, Cuesta y Leones. El proyecto involucró muchos profesionales de la Universidad Nacional de Ingeniería, además de alumnos y egresados que ayudaron y lograron plasmar muchos objetivos.

Luego de varios años de operación y en cumplimiento del contrato de servicios petroleros bajo una misión orientada se obtendrá una explotación petrolera técnicamente eficiente y segura, económicamente rentable y ambientalmente viable; además de convertir el área en un centro de investigación y desarrollo petrolero.

CAPÍTULO II.- Planteamiento del Problema.

2.1.- Antecedentes.

Para efectos de formular y diseñar una estrategia correctamente es importante definir aquellos factores que dificultan el logro hacia los objetivos. Gracias a esta identificación, la tarea de generar una estrategia se simplifica. Estos puntos críticos pueden ser internos o externos. El proyecto debe evaluar la posibilidad de considerar unos u otros, pues las ideas deben ser factibles ya que ciertos factores externos pueden no estar al alcance y cualquier esfuerzo puede generar ineficiencia. Este proyecto considera:

- Infraestructura en mal estado.
- Reservorios *depletados*.
- Paradigmas operativos.
- Información limitada (no confiable).

DESCRIPCIÓN:

Al inicio de las operaciones, el Lote IX contaba con 101 pozos distribuidos en la siguiente manera (Cuadro N° 1):

ESTADO	N° DE POZOS
Activos	44
Inactivos	06
Suab	05
Gasíferos	01
Abandonados Temporalmente	26
Abandonados Permanentemente	19
TOTAL	101

CUADRO N° 1

El Lote IX se recibió con 220 BOPD y operando al 100% con unidades de bombeo mecánico.

Las Facilidades de producción del Lote IX eran:

- 44 unidades de bombeo mecánico con motores a gas.
- Pozos productores con forros al aire.
- 4 puntos de recolección (2 baterías y 2 *manifolds*).
- Practicas no recomendables de operación en el funcionamiento de los pozos (desfogue de pozo al aire, sin pruebas de producción, trabajando con golpe de bomba, trabajando a altos regímenes, etc.).
- Pozos sin letrero de señalización.
- 2 bombas de transferencia marca Gardner Denver de 60 bph
- Bombas de subsuelo tipo RWTC.
- Líneas de producción compartidas.
- Terraplenes e instalaciones en mal estado y contaminados con crudo.

2.2.- Justificación

Los resultados obtenidos del presente proyecto, permitirán el uso coherente de los recursos disponibles optimizando los procesos para obtener los mejores resultados posibles. Estos resultados serán parte de un proceso de gerenciamiento de campos maduros y marginales y que servirán de modelo para otros campos de igual condición tanto nacional como extranjero.

Tras el conocimiento del entorno existente y de las estrategias aplicadas permitirán también:

- Convertir el Lote IX en un centro de investigación y desarrollo. Es la condición de contrato que marca una diferencia frente a otras empresas y que contribuyen a que las ideas surjan bajo un perfil de estudio basado en las propias experiencias de campo.
- Debido a que la operadora del Lote IX tiene origen Universitario, cada esfuerzo desplegado a la creación de

valor ocasiona un ingrediente peculiar, el aspecto académico. Nuestro origen propondrá la participación de profesionales en diferentes formas: invitación a desarrollo de proyectos por profesionales calificados, servicios empresariales, pasantías, capacitaciones, prácticas pre profesionales y visitas técnicas.

- Compromiso en seguridad integral, considerando que para optimizar la gestión operativa el enfoque orientado al bienestar integral de la operación (seguridad integral) promueve la integridad, confiabilidad y eficiencia operativa.
- Cambios de paradigmas, frente a la posibilidad de cambio es importante nuestra posición frente a muchos esquemas de la industria de la región. Tomando en cuenta que en la medida de su flexibilidad podremos dar paso a la innovación.
- El proyecto permitirá la participación de profesionales innovadores, cuya capacidad es el potencial de conocimiento necesario para enfrentar los problemas de extraer petróleo al más bajo costo operativo.

2.3.- Formulación del Problema

Debido a la alta explotación de la Cuenca Talara, por más de cien años de actividad, los reservorios no cuentan con reservas importantes y lo que es peor su presión es tan baja que extraer un barril de petróleo adicional puede llegar a elevar el costo operativo a tal punto que la actividad petrolera puede llegar a no ser rentable.

Un análisis de los factores que impiden producir rentablemente petróleo en campos *depletados* se puede apreciar en el cuadro N° 2, donde se identifican las fortalezas que hay que intensificar, las debilidades que superar, las amenazas que neutralizar y las oportunidades que aprovechar para hacer rentable la actividad.

FODA		F	D
		CANTIDAD DE RREE Y LITOLÓGICOS	GEOLOGÍA COMPLEJA
		EXPERIENCIA DE GENTE EN CAMPOS MADUROS	PRODUCCION DECLINANTE
		DATOS DE CUTINGS MAYORÍA DE POZOS	ALTOS COSTOS OPERATIVOS
		DATOS DE FRACT. HIDRAULICO	POCA INFORMACION PRODUCCION
			ALTA EXPLOTACION
A	FENÓMENO "EL NIÑO"	ESTRATEGIAS QUE A PARTIR DE LAS FORTALEZAS NEUTRALICEN LAS AMENAZAS	ESTRATEGIAS QUE A PARTIR DE LA APARICION DE AMENAZAS NO PERJUDIQUEN POR LA EXISTENCIA DE DEBILIDADES
	LEGISLACIÓN AMBIENTAL		
	AMBIENTES CORROSIVOS		
	ESCACES EQUIPOS PERFORACION		
	POCAS EMPRESAS DE PULLING		
O	CONDICIONES DE CONTRATO	ESTRATEGIAS QUE PRODUZCAN RESULTADOS DE APROVECHAR FORTALEZAS FRENTE A LAS OPORTUNIDADES	ESTRATEGIAS QUE APROVECHEN OPORTUNIDADES A PESAR DE LAS DEBILIDADES EXISTENTES
	LOTES VECINOS		
	APOYO DE PROFESIONALES		

CUADRO N°2

2.4.- Objetivos

General

Viabilizar la extracción de petróleo en un campo maduro de modo que se reduzcan las condiciones de marginalidad, tal como el Lote IX.

Específicos

- Elaborar diferentes estrategias y líneas de acción para maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos en yacimientos muy *depletados*, tales como el Lote IX.
- Implementar técnicas y tecnologías para una extracción segura y eficiente.
- Establecer lineamientos para el gerenciamiento de un campo maduro.
- Optimizar la utilización de los recursos disponibles, para la explotación del Lote IX.

2.5.- Hipótesis

“Minimizar el riesgo operativo, innovando técnicas y tecnologías de producción de petróleo en el Lote IX, para lograr la rentabilidad del reservorio en un campo maduro y marginal al menor costo operativo”.

CAPÍTULO III.- Metodología de la Investigación.

3.1.- Tipo de Investigación

La investigación es netamente operativa, y comprende la aplicación de estrategias. De acuerdo al manejo de la data de producción de fluidos producidos, mejoras de facilidades de producción, transferencia y gestión en las operaciones, se elaboraran los resultados y recomendaciones.

3.2.- Población y Muestra.

La investigación involucra aplicar las estrategias en todos los pozos del Lote IX, las instalaciones y sus respectivas tareas de producción, almacenamiento, transferencia y fiscalización de crudo. Existen trabajos puntuales desarrollados en los pozos de Batanes (3574, 3576, 4823, 6796, 3310, 3623, etc.) y Cuesta (7366, 4725, 5044, 4973, etc.).

3.3.- Instrumentos de Recolección de Datos.

Comprende la revisión de files de *completación* y de servicio de pozos del 100% de los pozos del Lote IX, registro de niveles de *sumergencia*, registros dinamométricos, toma de muestras de fluidos producidos, pruebas manométricas, presiones de transferencia, historial de producción, entrevistas a personal que operó anteriormente la zona, etc.

3.4.- Análisis e interpretación de la información.

Toda la información obtenida, permitirá la adecuada aplicación de estrategias que permitan mejorar el factor de recuperación de los pozos activos, seguridad en la transferencia de crudo hacia los tanques de almacenamiento y puntos de fiscalización, mejora de captación del drenaje del reservorio hacia el punto de captación de la bomba de subsuelo, resolución de problemas de aporte de arena, lodo, gas de reservorios productores y de formaciones superiores, etc. de modo rentable y seguro.

CAPÍTULO IV.- Marco Teórico.

4.1.- Antecedentes de la Investigación.

Por la naturaleza de los reservorios en el Noroeste peruano, continuamente se ha estado tratando de desarrollar actividades que permitan mejorar el Factor de Recuperación de campos maduros a nivel de las formaciones productivas, como la inyección de gas o agua; pero los resultados siempre fueron limitados. Un factor limitante siempre ha sido la complejidad geológica, estratigráfica y estructural de los reservorios.

En los últimos congresos internacionales, tal como el INGEPET, se ha dado especial importancia al estudio de campos maduros.

4.2.- Bases Teóricas.

Como se mencionó anteriormente, este trabajo comprende la aplicación de estrategias netamente operativas como resultado de ideas concretas y experiencias del personal técnico y obrero. Sin embargo, ha sido necesario establecer modificaciones mediante el uso de conceptos técnicos para el rediseño de tendido de oleoductos, modificación de tanques, rediseño del sistema de subsuelo de bombeo mecánico, cálculo de producción de gas, y mejoras complementarias del sistema de *completación* de pozos antiguos, etc.

4.3.- Marcos Conceptuales

Los conceptos de más importancia en el desarrollo de este proyecto están enmarcados en las siguientes definiciones.

Filosofía de Integración

El pensamiento de desarrollo para el área de estudio se sustenta por la aplicación de un modelo característico que echó andar desde el inicio de las operaciones en el Lote IX, en el cual se identifican cuatro pilares como objetivos del modelo: El

técnico-económico, el ambiental y el social (típicos del modelo de desarrollo sostenible o sustentable) a los que se añade un cuarto, el académico. **Ver figura 1.**

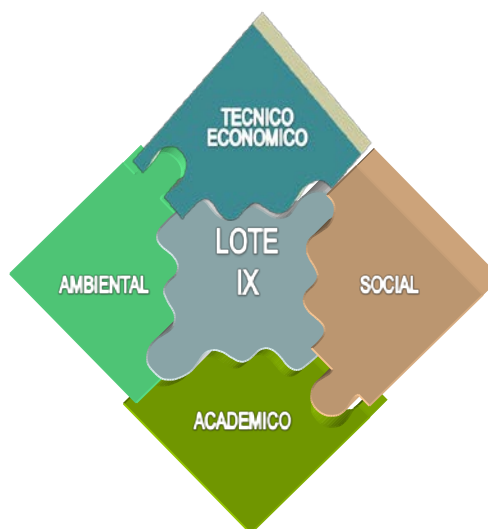


Figura 1.- Modelo de desarrollo integral

El aspecto técnico económico se orienta al logro de hacer más rentable la extracción de petróleo considerando como herramienta fundamental el haber convertido el campo de petróleo (Lote IX) en un centro de investigación y desarrollo.

El tema ambiental es un fin estratégico, para ello solo basta ingresar al Lote IX y observar cómo se rompe el paradigma que la industria petrolera es incompatible con el medio ambiente, muestra de ello: áreas verdes en terrenos agrestes, instalaciones no discordantes con el paisaje, áreas de recreación y terrenos de cultivo en medio de una actividad petrolera ordenada.

Con respecto al enfoque social se han desarrollado diferentes actividades que han permitido involucrar las necesidades del entorno de la región, actividades culturales y tareas económicas que trajo consigo la creación de trabajos para mano de obra no calificada en proyectos especiales, entre otro tipo de apoyos.

La operación en el Lote IX tiene la característica de promover el valor del aspecto académico como un ingrediente particular.

De esta forma se propone la participación en diferentes formas: invitación a desarrollo de proyectos por profesionales calificados, servicios empresariales, pasantías, capacitaciones, prácticas pre-profesionales y visitas técnicas.

La suma de estos esfuerzos contribuyó, para que en la actualidad se tenga un campo de petróleo digno para nuestros trabajadores y de satisfacción para nuestros visitantes

Procesos

La operación en el Lote IX desarrolla diferentes niveles de procesos: operativos, estratégicos y de apoyo.

Los procesos operativos, también conocidos como procesos claves, conducen el producto - Petróleo crudo cumpliendo requisitos contractuales - hacia el cliente.

Los procesos estratégicos son los que distinguen la operación en el Lote IX, donde se pueden citar subprocesos como eficiencia operativa, investigación y desarrollo, cumplimiento con la legislación y potencial humano.

Los procesos de apoyo soportan la labor operativa de tal modo que se produzca la satisfacción del cliente, como la logística y el mantenimiento.

En la **figura 2**, se presenta el mapa de procesos operativos del principal nivel de la Gestión Operativa frente a los procesos estratégicos.

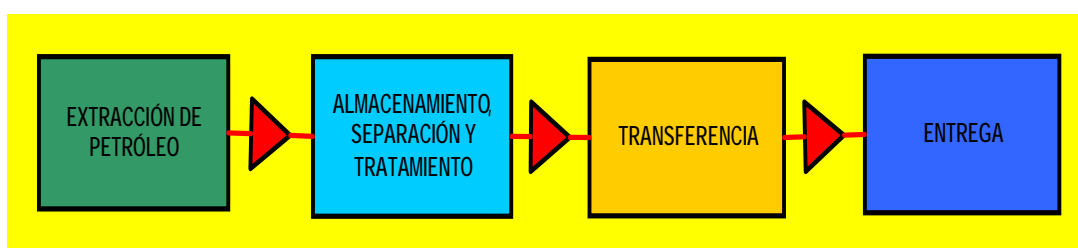


Figura 2.- Mapa de procesos operativos

Gerenciamiento de campos maduros

El concepto de gerenciamiento se refiere al uso coherente de los recursos disponibles optimizando los procesos para obtener los mejores resultados posibles. Los resultados de un proceso de gerenciamiento es el reflejo de una forma de administración donde se han reconocido los factores que afectan el área de interés, en nuestro caso el Lote IX. **Ver figura 3.**

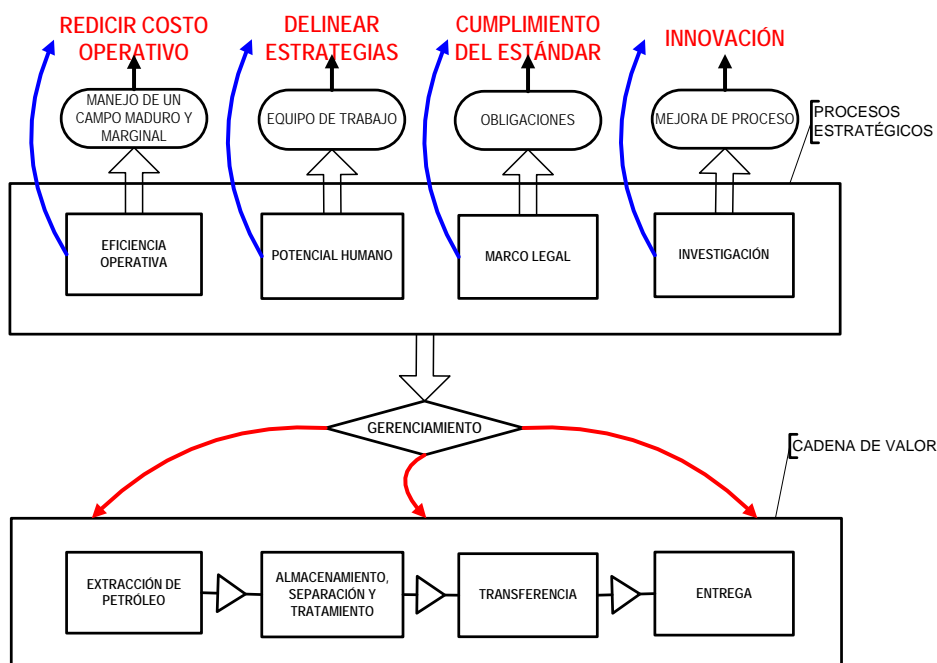


Figura 3.- Proceso de Gerenciamiento

Criterios para identificar un campo maduro

- Haber excedido la vida media de campos.
- Haber producido más del 50% de las reservas.
- Contar con instalaciones de producción obsoletas.
- Problemas agudos de producción.
- Producir menos del 50% del pico de petróleo.
- Baja actividad de perforación.

Marco regulatorio

Ley N° 26221:

Ley Orgánica de Hidrocarburos.

D.S. 032-2004-EM:

Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

D.S. 015-2006-EM:

Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.

D.S. 081-2007-EM:

Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos

D.S. 052-1993-EM:

Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos.

D.S. 043-2007-EM:

Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos.

4.4.- Definición de términos básicos.

Arenamiento: Fenómeno donde material de la formación viaja hacia el pozo y la superficie como parte de los fluidos producidos.

Barril: Es la unidad de medida de capacidad de los Hidrocarburos Líquidos, que consiste en cuarenta y dos (42) galones de los Estados Unidos de América, corregidos a una temperatura de 15,55° C (60°F), a presión del nivel del mar, sin agua, barro u otros sedimentos.

Batería de Producción: Centro de acopio de producción de varios pozos ubicados en un mismo sector de un campo petrolero. Una red de tuberías de pequeño diámetro converge en la batería, que a su vez envía el crudo recepcionado hacia los tanques de almacenamiento. En ella se recibe, mide, segrega, se tratan, acumulan y bombean los fluidos provenientes de un grupo de pozos.

Bomba: Máquina que aumenta la presión sobre un líquido, proporcionando de este modo el medio de propulsión necesario para su transporte a través de tuberías.

Bombeo Artificial: Técnicas aplicadas a los pozos para que sigan produciendo económicamente cuando ya no tengan energía suficiente para hacerlo en forma natural.

Buzamiento: mide el ángulo entre el plano a estudiar y el plano horizontal.

Campo: Un área que consiste de un yacimiento o múltiples yacimientos todos agrupados, o relacionados con la misma estructura geológica individual y condición estratigráfica.

Cañoneo: Método que consiste en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo del yacimiento hacia el pozo.

Casing: Tubo de acero cementado en el lugar durante el proceso de construcción para estabilizar el pozo. Constituye un importante componente estructural y sirve varias funciones importantes: Estabilizar paredes del pozo, proporcionar un medio de mantener control de fluidos de la formación, controlar la presión del pozo, proporcionar un medio de protección de equipos de control de presión superficial y equipo de producción de perforación entre otros.

Cementación: Proceso por el cual se bombea al pozo una mezcla de cemento que al fraguarse o endurecerse proporciona sustentación a la tubería de revestimiento dando hermeticidad contra la filtración de fluidos de formación.

Compresor: Equipo que aumenta la presión de un fluido compresible, como aire o gas.

Contrato Petrolero: Acuerdo aceptado por las Partes, en los que se estipulan los términos y condiciones, por los que Perupetro S.A. autoriza al Contratista para la realización de operaciones, en concordancia con lo establecido en la Ley N° 26221 y la legislación pertinente, con el objeto común de producir hidrocarburos en el área del contrato.

Corte de Agua: Representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.

Depletación: Caída de la presión de reservorio producto de la producción de fluidos del reservorio. A veces, un fuerte waterdrive mantendrá presión de reservorio a un grado sustancial por lo que las reservas disminuyen sin una disminución de la presión correspondiente.

Desemulsificante: Compuesto químico usado en producción para facilitar el proceso de separación agua crudo.

Drawdown: Diferencia entre la presión promedio del reservorio y la presión fluyente de fondo.

Ducto: Tubería para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea tierra adentro o tierra afuera.

Eficiencia de Recuperación: Una expresión numérica de la proporción de la cantidad de hidrocarburos en sitio que se estima puede ser recuperada por procesos o proyectos específicos, comúnmente representada como un porcentaje.

Emulsión: Es la formada cuando un líquido inmisible disperso en otro y usando un químico, reduce la tensión interfacial entre los dos, logrando la estabilidad.

Empresa Petrolera: La Persona cuyo objeto social comprenda la realización de Actividades de Exploración y Explotación o Explotación de Hidrocarburos.

Estimulación: Técnicas de rehabilitación aplicadas a los pozos, para estimular su capacidad productora. Entre estas técnicas se encuentran: forzamiento de arena con petróleo, forzamiento de arena con agua, fracturamiento, acidificación, lavado de perforaciones y frac pack.

Fino: Es aquella partícula que posea un tamaño entre el rango de 44 a 74 micrones.

Formación: Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usados particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

Fracturación: Forma de abrir artificialmente una formación para incrementar la permeabilidad y el flujo de petróleo al fondo del pozo. Los métodos de fracturación son:

- a) Por acidificación, a través de la inyección de ácidos para disolver depósitos de caliza.
- b) Por explosión, aplicando cargas explosivas para quebrar la formación.
- c) Hidráulica, con el bombeo de líquidos a presión para abrir la formación.

Gas Natural: Es la porción de petróleo que existe ya sea en fase gaseosa o está en solución en el petróleo crudo en yacimientos subterráneos naturales y que a condiciones atmosféricas de presión y temperatura se mantiene en fase gaseosa. El gas natural puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos.

Grado API: Clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad. Numéricamente el valor es obtenido de la fórmula: $[141.5 / \text{Grav. Espec. A } 16^\circ \text{ C}] - 131.5$.

Hidrocarburo: Compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Laina: Extensión de tubería de acero de producción usada en la completación de pozos, puede ser ranurada con o sin cementación.

Manifold: Una tubería de conexión con varias salidas laterales para conectar líneas de producción de uno o más pozos. Esta conexión dirige el flujo de fluidos a Tratadores, separadores, tanques de prueba u otros dispositivos.

Niple: Tramo de *casíng*, tubo o varilla usado en completación o producción de pozos.

Oleoducto: Tubería generalmente subterránea para transportar petróleo a cortas y largas distancias. En estas últimas se utilizan estaciones de bombeo.

Parafina: Mezcla de hidrocarburos alifáticos saturados, de fórmula general C_nH_{2n+2} .

Petróleo: Se define como una mezcla que se presenta en la naturaleza compuesta principalmente por hidrocarburos los cuales pueden encontrarse en fase sólida, líquida o gaseosa. El petróleo también puede contener compuestos no hidrocarburos, ejemplos comunes de éstos son: dióxido de carbono, nitrógeno, ácido sulfhídrico y azufre.

Petróleo Crudo: El petróleo crudo es la porción de petróleo que existe en la fase líquida en los yacimientos subterráneos naturales y permanece líquido a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. El petróleo crudo puede incluir pequeñas cantidades que no son hidrocarburos y se producen con los líquidos.

Pozo: Cavidad en la corteza terrestre como resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir Hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos.

Pozo Abandonado: Pozo cuyas reservas accesibles están exhaustas.

Pozo Cerrado: Pozo cuya producción está temporalmente suspendida para realizar operaciones complementarias, en espera de reparación o en estudio del comportamiento del mismo.

Producción: Es la cantidad acumulada de petróleo que ha sido recuperada a una cierta fecha. Mientras que todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de venta, las cantidades de producción bruta (ventas más no ventas) también son medidas y requeridas para apoyar los análisis de ingeniería basados en cálculos del vaciamiento del yacimiento.

Producción Fiscalizada: Petróleo, gas natural o condensados producidos en el área de contrato y medido en un punto de fiscalización de la producción.

Rehabilitación de Pozos: Operación programada que se realiza con fines de restablecer y/o mejorar la capacidad del intervalo productor de un pozo, o de cambiar el horizonte de producción por otro ubicado a mayor o menor profundidad. Presenta el esfuerzo requerido para ejecutar trabajos de estimulaciones, reparaciones, *recañoneo* y/o terminación a pozos.

Reservas: Las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente mediante proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben haber sido descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y estar remanentes (a la fecha de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados.

Sarta: Conjunto de elementos que realizan una misma función dentro del pozo, como por ejemplo sarta de tuberías, sarta de varillas, sarta de perforación, sarta de revestimiento, etc.

Servicio de Pozos: Trabajos efectuados en el pozo para restituir su producción normal sin variar el origen de la producción.

Shute: Depósito usados antiguamente para desfogar la línea de producción de pozos.

Sonologs: Un dispositivo acústico que mide el tiempo requerido para que un sonido explosivo eco desde el nivel del líquido anular en pozos *nonflowing*. El tiempo es proporcional a la distancia desde la superficie del líquido. Se utiliza para determinar niveles de fluido en pozo.

Squeeze: Método de resane de cemento durante la completación de pozos.

Striner: Accesorio colocado en el extremo de la bomba de subsuelo para evitar la entrada de suciedad.

Suab: Operación de evaluación de pozos en producción consistente en pistonear el pozo a través de la tubería de

producción para aligerar la columna hidrostática o para estimular el flujo.

Sumergencia: Altura de columna líquida por encima de la ubicación de la bomba de subsuelo.

Supervisión: Acciones que se realiza para verificar el cumplimiento de las tareas encomendadas, y otras obligaciones de la contratista durante la vigencia del Contrato.

Tapón: Obturador de cemento o mecánico que se usa para aislar una sección del pozo.

Tubería de Producción: Tubería (*tubbing*) instalado en el pozo, por donde fluyen los fluidos a superficie.

Tubería de Revestimiento: Tubería diseñada para constituirse en las paredes del pozo dando soporte, que pueden quedar parcial o totalmente cementada.

Workover: El proceso de realización de trabajos importantes en pozos de petróleo o gas para mejorar la producción. Rutinariamente se llevan a cabo operaciones de workover a través de tubería con equipo de servicios de pozos o con cables de acero (*Wire Line*).

Yacimiento: Una formación de roca subterránea que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo movable que está confinado por rocas/formaciones impermeables y está caracterizado por un sistema de presión única.

4.5.- Siglas usadas en el documento.

APA: Permanentemente abandonado.

API: *American Petroleum Institute*.

ATA: Temporalmente abandonado.

BAT: Batería.

BBL: Barriles.

BOPD: Barriles de petróleo por día.

BPH: Barriles por hora.

BSW: Contenido de sólidos y agua.

GOR: Relación Gas Oil.

HRA: Hora.

MDC: Manifold De Campo.

NP: No produce.

RH: Descripción para barriles de bomba de subsuelo de pared gruesa.

RTTS: Tipo de packer recuperable.

RW: Descripción para barriles de bomba de subsuelo de pared delgada.

RWTC: Bomba de subsuelo con barril de pared delgada, con barril viajero y copas de asiento en la parte inferior.

SPM: Strokes por minuto.

UBE: Unidad de bombeo estacionario.

UBM: Unidad de bombeo mecánico.

UBP: Unidad de bombeo portátil.

CAPÍTULO V.- Desarrollo

5.1.- Ubicación del área de estudio.

El área de estudio en mención se ha desarrollado en el Lote IX, el cual se encuentra ubicado a 13.5 kilómetros al Noreste de la ciudad de Talara.

La extensión del Lote IX es de 1554 hectáreas. **Ver figura4.**

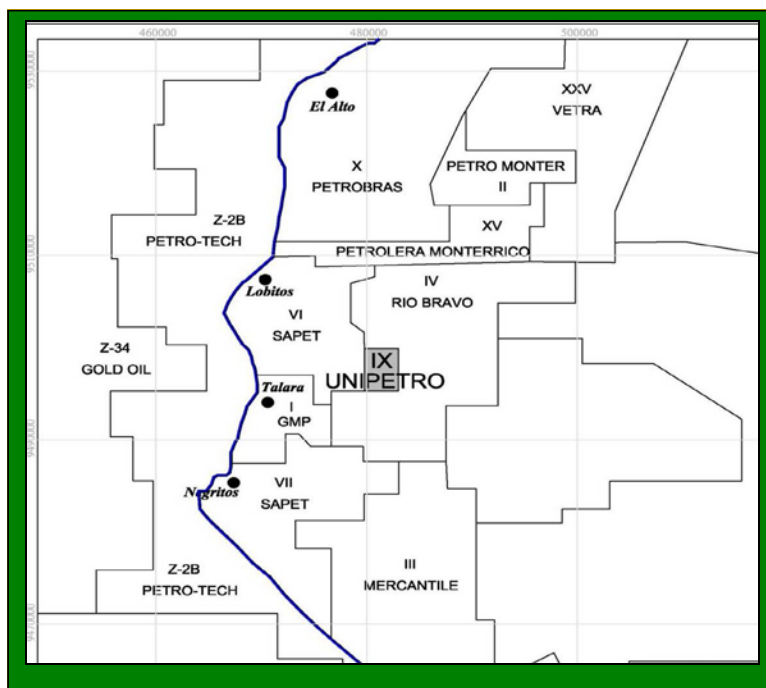


Figura 4.- Mapa del Lote IX, Talara - Piura

5.2.- Sistemas existentes en el Lote IX.

5.2.1.- Sistema de Bombeo Mecánico.

Método de producción artificial más utilizado para producir pozos de petróleo, su éxito se debe fundamentalmente a su simplicidad, eficiencia y confiabilidad. Además este sistema se caracteriza por ser relativamente seguro, ya que no requiere líquido o gas de alta presión para su operación; por este motivo en el Noroeste del Perú es uno de los sistemas más económicos que puede utilizarse para producir un pozo. Las ventajas y desventajas del sistema de bombeo mecánico son las siguientes (**Ver figura 5**).



Figura 5.- Sistema de Bombeo Mecánico

Ventajas:

- Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones de *sumergencia* en el pozo.
- Con el uso de motores eléctricos puede producirse intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- Los componentes son fácilmente intercambiables.
- Puede manejar la producción de pozos con muy bajas o con muy altas *sumergencias*.

Desventajas:

- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba.

- En pozos desviados la ficción entre las varillas y la tubería puede inducir a las fallas de material.
- La unidad de superficie es pesada, necesita mucho espacio y es obstructiva al ambiente.
- En sitios poblados se constituye en un riesgo para personas.
- Cuando se trabajan a regímenes altos, el factor vibración puede dañar seriamente el equipo de superficie.
- La profundidad puede ser una limitación en el diseño de la sarta de varillas o tubería de producción.

5.2.2.- Sistema de Almacenamiento.

El petróleo producido en las diferentes áreas del Lote IX, es almacenado en tanques de 50, 100, 200, 340 y 500 barriles de capacidad, tinas estacionarias y portátiles;según el cuadro N° 3:

Lugar	Área	Nº Tks	Nº Tinas	Capacidad Bbls
Batería N° 175	Batanes	4	-----	1260
Batería N° 401	Algarroba	4	1	680
MDC N° 1	Batanes	3	-----	500
MDC N° 2	Leones	2	-----	300
MDC N° 3	Cuesta	2	1	650
MDC N° 4	Batanes	2	1	370
Lote IX Cist. Portátil			1	30
Lote IX Tk. Portátil		1		50
TOTAL LOTE IX				3840
EB N° 172	Pariñas	2	-----	4678

CUADRO N° 3

En cada punto de almacenamiento se trata el crudo mediante el uso de química *desemulsificante* para separar el agua del crudo. El agua de formación es drenada solamente en la batería N° 175 Batanes, siendo

derivada a la poza API y luego a la poza de evaporación (Ver figura 6).



Figura 6.- Sistema de Almacenamiento

5.2.3.- Sistema de Recolección.

Se usan líneas de 2" de diámetro para recolectar el crudo desde boca de pozo a los tanques de almacenamiento. El gas de los anulares de los pozos es recolectado a través de un anillo de gas (red) constituido de aproximadamente 14,000pies de tubería de 1" y 2" de diámetro.

5.2.4.- Sistema de Transferencia.

Para la transferencia de crudo se ha construido 03 oleoductos secundarios de la siguiente manera:

- Oleoducto Secundario N° 1, recolecta el crudo del MDC 1 Batanes hacia la Batería 175 Batanes.
- Oleoducto Secundario N° 2, recolecta el crudo del MDC 4 Batanes hacia la Batería 175 Batanes.
- Oleoducto Secundario N° 3, recolecta el crudo de los MDC 2, 3; Batería 401 Algarroba hacia la Batería 175 Batanes.

Finalmente el Oleoducto principal transporta el crudo desde la Batería 175 Batanes hacia el punto de fiscalización o venta situado en la estación de Bombas N° 172 Pariñas y con una longitud aproximada de 8 kilómetros (Ver figura 7).

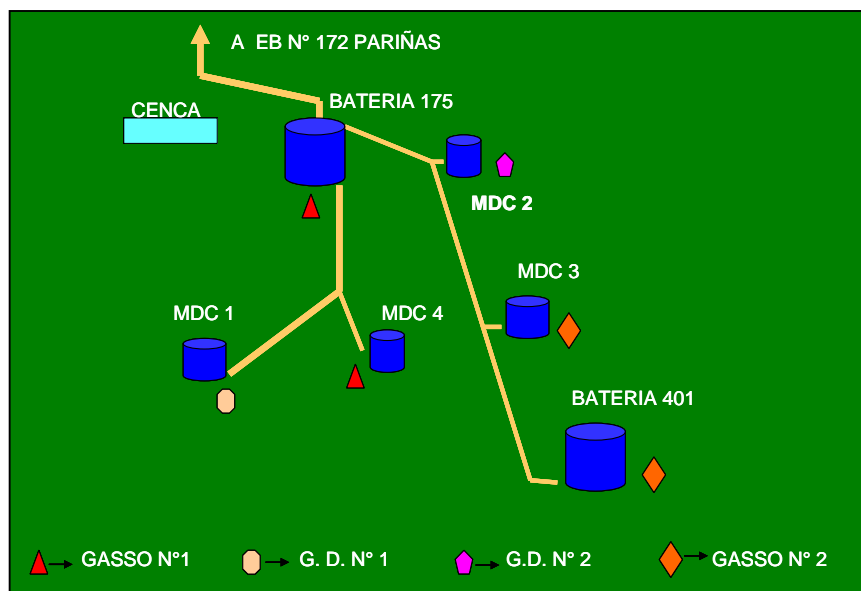


Figura 7.- Sistema de Transferencia

5.2.5.- Sistema de Entrega de Crudo.

La entrega, fiscalización o venta de crudo se realiza en la estación de bombas N° 172 Pariñas. En este punto se cuenta con el tanque 1643 de 1700 barriles y el tanque 1637 de 2900 barriles de capacidad y donde el crudo entregado al cliente debe contar con todos los parámetros básicos de calidad antes de ser transferidos hacia la refinería.

5.3.- Aplicación de estrategias Operativas.

5.3.1.- Extraer petróleo viejo a través de ideas nuevas.

Esta estrategia gira entorno a la innovación, es decir, a generar o encontrar ideas, seleccionarlas e implementarlas. La aplicación de nuevas ideas en la forma de diseño, mejora de procesos y/o buenas

prácticas, han sido útiles para el incremento de la productividad reduciendo el límite económico de los pozos. Un elemento esencial de la innovación es su aplicación exitosa, no solo por el hecho de ser algo nuevo, sino el haberlo rescatado de otro escenario e introducirlo, logrando efectividad y eficiencia en la operación.

La innovación ha exigido conciencia y equilibrio al momento de decidir, pues se ha enfrentado a diferentes paradigmas. La fuente de las ideas es la investigación y el desarrollo, la competencia de nuestra gente, experiencias de empresas vecinas, las capacitaciones y el roce con especialistas convocados sobre todo en la etapa inicial.

5.3.1.1.- Filosofía de la movilidad.

Ningún personal o equipo debe estar subutilizado o mal utilizado, y tiene que ubicarse donde se le necesite.

Dentro de todos los equipos portátiles usados en nuestras operaciones, la muestra más resaltante de lo mencionado es la implementación y uso de unidades portátiles de bombeo, desde el año 1996, con la cual nuestro número de pozos activos se incrementó de 44% a 85%.

Rotación de unidades de bombeo estacionaria

Con respecto a los pozos inactivos y abandonados temporalmente, se inició una evaluación mediante prueba de presiones con paradas (PCP), para determinar el nivel de energía de los reservorios. Posteriormente se realizó una evaluación del aporte productivo mediante *suab*, con bajos

resultados, debido principalmente al alto grado de *depletación* de los reservorios.

Debido a que el número de pozos activos superaba al número de unidades de bombeo estacionaria, y para una mejor evaluación, se decidió instalar equipos de subsuelo a los pozos que tuvieron mejor producción promedio durante la evaluación; se construyeron vigas de tipo A y B para anclar unidades de bombeo en los pozos.

Luego se procedió a rotar unidades de bombeo estacionarias de acuerdo al promedio de producción registrado, profundidad del pozo y bomba de subsuelo instalada.

La operación se realizaba con una empresa contratista cuyo costo por reubicación incrementaba los costos de operación. Cuando el pozo agotaba producción hasta unos 2 o 4 BOPD, se le retiraba la unidad de bombeo y se reubicaba en una nueva locación.

En la **Figura 8** podemos apreciar un pozo con las instalaciones listas para recibir a una UBE.



Figura 8.- Pozo habilitado para instalar una UBE

Introducción de las unidades de bombeo portátil

Con el objetivo de optimizar la producción de petróleo en los aspectos técnico, económico y operativo, dentro de la implementación de equipos portátiles, se decidió el uso de la Unidad de Bombeo portátil (UBP), como una buena alternativa para mejorar los niveles de producción y reducir costos e inversiones en campos maduros.

Al incrementarse la reactivación de un mayor número de pozos ATA, con equipos de subsuelo y superficie recuperados de pozos de muy baja producción, se incrementaba el número de pozos cerrados por falta de disponibilidad de unidad de bombeo y motor (UBE); por ello en 1996 se adquirió la primera UBP de importación. En 1997 se implementó la segunda UBP, usando una unidad y motor recuperados, mientras que la carreta se fabricó en el ámbito local.

Con estas dos unidades de bombeo portátiles, se ha logrado incrementar los niveles de producción por la eficiente operación en pozos de bajo aporte productivo, se han reducido costos por movimientos de equipos estacionarios y se han disminuido las inversiones, pues se necesitaría una unidad estacionaria para cada pozo.

El programa mensual de rotación de la UBP, está relacionado con datos estadísticos de pruebas de producción de pozos y de resultados de sumergencias durante los días de reposo usando el equipo de well analyzer.

Actualmente, en el Lote IX se cuenta con 34 pozos que trabajan con las dos unidades de bombeo portátil, y cuyo aporte en promedio es de 40 BOPD o 1200 barriles de petróleo al mes. **Ver figura 9.**



Figura 9.- **Unidad de Bombeo Portátil**

Equipos portátiles para pruebas de producción.

Para optimizar las pruebas de producción de los pozos de medida especial y/o de evaluación, se diseñó y construyó equipos de prueba de pozos en locación (in situ) de mediana capacidad.

De esta manera se construyeron dos cisternas portátiles de 30 barriles y un tanque portátil de 50 barriles de capacidad; todos montados sobre carretas que son fácilmente transportables por el camión de remolque.

Con este sistema se elimina posibilidades de error de medición de volúmenes de prueba como son: caídas de presión por distancia y condiciones de la línea de flujo, llenado o vacíos en la línea de flujo, rotura de líneas, válvulas en los múltiples de recolección con fugas, dos o más pozos con una línea de flujo común, etc. **Ver figura 10.**



Figura 10.- **Equipos portátiles para pruebas de producción.**

Equipos portátiles de medición de fluidos

Se implementó un medidor de gas portátil, para registrar el gas que producen los pozos por el espacio anular *casing – tubing* de producción. La razón de implementar este equipo se debió al bajo volumen de gas producido en el Lote IX, lo que significaba no contar con suficiente volumen y presión de gas para la operación de motores y medidores de desplazamiento positivo (*volumeters* o instrumentos de control). En el Lote IX, contamos con 02 medidores portátiles de presión de gas.

Asimismo ante la necesidad de medir volúmenes de fluidos producidos por los pozos en forma global, así como en los puntos de recolección: MDC y Baterías, y teniendo en cuenta que construir adicionales infraestructuras de este tipo en cada locación no era viable, la evaluación indicó por conveniente la adquisición de un medidor portátil de líquidos y gas.

El medidor de fluidos portátil es una minibatería transportable con propiedades básicas de

separación, medición y control suficientes para pozos de campos marginales. Con esto se logró medir el gas producido al 100% (por forros y tubos) de todos los pozos activos. **Ver figura 11.**



Figura 11.- **Equipo portátil para medición de fluidos**

Composición del equipo:

- Separador horizontal.
- *Vol-u-miter* de 0.5 barriles de capacidad.
- Registrador de presión de gas.
- Bridas de Orificio.
- Válvula motora.
- Válvula de seguridad.
- Manómetros y termómetros instalados.
- Otros accesorios y líneas de interconexión.

Utilidad del equipo:

- Separar los líquidos del gas (separador bifásico).
- Determinar los volúmenes producidos de petróleo y agua.
- Determinar el gas producido por pozo.
- Determinar y monitorear el GOR.
- Modificar in situ las condiciones operativas de la unidad de bombeo.

- Conocer la calidad de los fluidos producidos.
- Obtener muestras de petróleo y gas para estudio complementario de reservas y pronóstico del comportamiento del reservorio.

Equipos portátiles de transferencia de crudo.

Al inicio de nuestras operaciones sólo existían la Batería 175 Batanes, la Batería 401 Algarroba, MDC1 Batanes y el MDC3 Cuesta. Durante la gestión de Unipetro ABC se construyeron 02 MDC adicionales (MDC4 Batanes y MDC2 Leones). Para la transferencia de crudo se usaba dos bombas Gardner Denver desde el punto donde estaban instaladas en forma permanente, sin embargo en los otros puntos de recolección la transferencia se hacía con la ayuda de una cisterna lo que encarecía los costos de producción. Para optimizar el programa de transferencia se realizó la construcción de oleoductos secundarios dentro del Lote, con lo cual se transfiere el crudo de los diferentes puntos de recolección y se almacena en la Batería 175 Batanes. Posteriormente se montó las bombas Gardner Denver (40 – 50 bls/hra) sobre carretas que podrían ser movilizados fácilmente con la ayuda del camión remolcador. Más adelante se adquirió 02 bombas Gasso de mayor capacidad de bombeo (80 – 100 bls/hra). Los motores de las bombas de transferencia operan con gas combustible de los forros de los pozos. De esta manera es fácil transferir el crudo desde cualquier punto y a cualquier hora hacia los tanques de almacenamiento a bajo costo. **Ver figura 12.**



Figura 12.- **Equipo portátil para transferencia**

5.3.1.2.- Extracción a régimen óptimo.

Régimen óptimo de las unidades de bombeo.

El sistema de levantamiento artificial debe utilizarse en un diseño óptimo para una recuperación racional del petróleo crudo que está en el subsuelo. El Lote IX fue tomado con la concepción de un campo enteramente marginal, y por ello el control y monitoreo de la producción por pozo debería ser efectiva. La mayoría de nuestros pozos tienen muy baja sumergencia, esto es unos escasos 20' a 50' de líquido encima de la bomba de subsuelo.

Fue necesario en consecuencia establecer un régimen de bombeo óptimo para no dejar los pozos sin sumergencia, lo que además podría generar un posible atasco de la bomba de subsuelo por arrastre de finos o bloqueos de las bombas por trabajar “manejando” gas en la cámara y posibles roturas de la sarta de varillas por trabajar en vacío. Las mediciones físicas en ese entonces fueron tomadas por una empresa contratista. Dependiendo de los resultados, los *Strokes* Por

Minuto (SPM), fueron minimizados solamente controlando el gobernador del motor al mínimo. **Ver figura 13.**

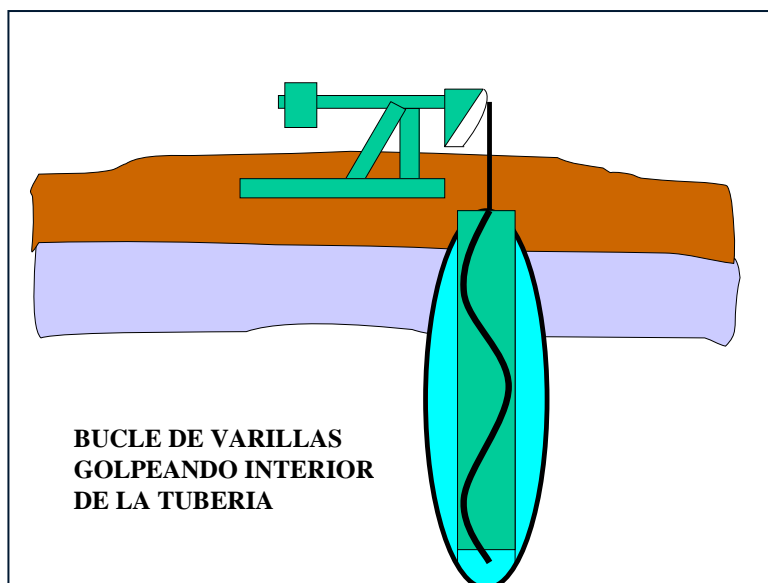


Figura 13.- Regímenes óptimos de las UBM

Uso de poleas de menor diámetro

Cuando fue imposible disminuir el régimen de bombeo solamente maniobrando el gobernador del motor, fue necesario disminuir el diámetro de las poleas de los motores. Las de 13" y 11" fueron reemplazadas por diámetros de 5" y 7", con lo que fácilmente se lograba operar en un rango de 5 a 6 SPM y manejar adecuadamente pozos de bajas sumergencias.

Uso de poleas reductoras

Conforme avanza el grado de *depletación* de un reservorio, se incurre en mayores factores que afectan la normal operación de producción de petróleo y por consiguiente el reto para sacar un barril adicional de petróleo es mucho más difícil. Estos factores mencionados pueden ser arrastre de

finos, presencia de gas, golpe de fluido en la bomba por bajas *sumergencias*, etc., lo que se traduce en menores tasas de producción de crudo.

A todo esto las unidades de bombeo que fueron diseñadas en un inicio para altos caudales de producción quedan totalmente sobredimensionadas y por consiguiente se gasta mucha energía en vano para producir unos pocos barriles.

Por ello, modificar la distribución de los engranajes de la caja reductora o modificar la ubicación de los agujeros donde van instalados la posición de las carreras es muy difícil por no decir imposible porque cambiaría toda la geometría de la unidad de bombeo, entonces lo más recomendable sería bajar los strokes por minuto para compensar el poco aporte de fluido de la formación.

¿Cómo se logró esto?

Con poleas normales de 9" o 7" de diámetro en las unidades 40D se logran como mínimo 7 o 8 SPM. Entonces se probaron con poleas de 5" de diámetro con el problema adicional de no encontrar el buje concordante al eje del motor que resultó muy difícil, aun así luego de colocarlos se logró disminuir a solo 5 SPM, lo que todavía era excesivo si se tiene en cuenta que existen pozos de 3 a 10 BOPD y por tanto los regímenes de operación deberían estar en el rango de 1 a 3 SPM.

Además para trabajar a estos bajos regímenes, se deberían seleccionar pozos con crudo limpio de tal manera de evitar asentamiento de finos, y con baja producción de agua para evitar la formación de incrustaciones de carbonatos por mayor tiempo de residencia del fluido en el fondo del pozo.

Así que se construyó una polea reductora intermedia entre el motor y la unidad de bombeo para realizar el mismo trabajo que hacen las cajas reductoras de las unidades de bombeos normales, mejor dicho la velocidad del motor se reduce doble vez antes de transmitir el movimiento rotatorio del motor en el movimiento recíprocante ascendente y descendente de la sarta de varillas.

En los pozos aplicados se logró reducir de 8 a 1.5 GPM, con lo cual mejoró el área de trabajo de la bomba de subsuelo y lo más importante es que se incrementaría la vida útil de la bomba de subsuelo, pues trabajaba sin golpe de fluido (mayor llenado de la bomba), se evitaba el arrastre de finos por turbulencia, se evitaba la formación de gas por el pobre llenado de la bomba y consecuentemente se alargará la vida útil del equipo de superficie pues se evitaba trabajar a altas fricciones, altas velocidades, excesivas vibraciones, etc. **Ver Figura 14.**

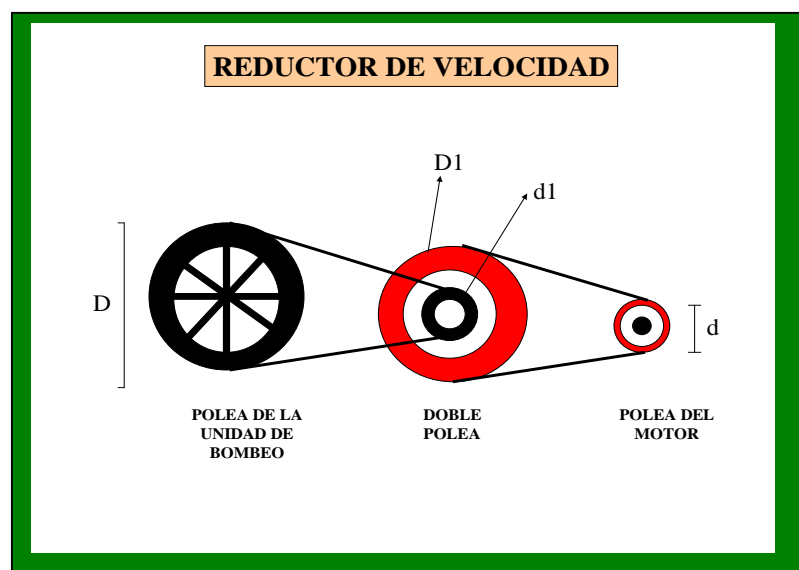


Figura 14.- Diagrama de poleareductora

5.3.1.3.- Diseños óptimos para mejorar el factor de recuperación.

Uso de compresor de vacío.

Uno de los grandes retos en incrementar nuestra producción fue lograr captar el poco volumen drenado de la formación al pozo como consecuencia de la alta *depletación* de nuestros reservorios. Ante esta situación, cualquier contrapresión en la cara de la formación es un factor limitante para el drenaje de fluidos. Generalmente los pozos del Lote IX, tienen una presión en el *casing* de 1 a 5 psi. aproximadamente.

El proyecto entonces consistió en crear un efecto de vacío en el *casing* para estimular el flujo del reservorio al pozo. Para ello se diseñó un compresor de vacío instalado en superficie y accionado con la misma unidad de bombeo. Este compresor de vacío fue gradualmente mejorado de acuerdo a los resultados de prueba y evaluación de la producción de los pozos; por ello al principio eran de acción simple y luego se mejoró a acción doble para incrementar rápidamente el vacío sin excesivos *strokes* por minuto de la unidad de bombeo. Se han trabajado con vacíos desde -10 a -25 psi. Logrando en algunos casos hasta un 300% de aumento de la producción. Adicionalmente podemos decir nuevamente, que el efecto de segregación gravitacional, factor determinado por el buzamiento de los estratos genera proporcionalmente mayor factor de recuperación. **Ver figura 15.**

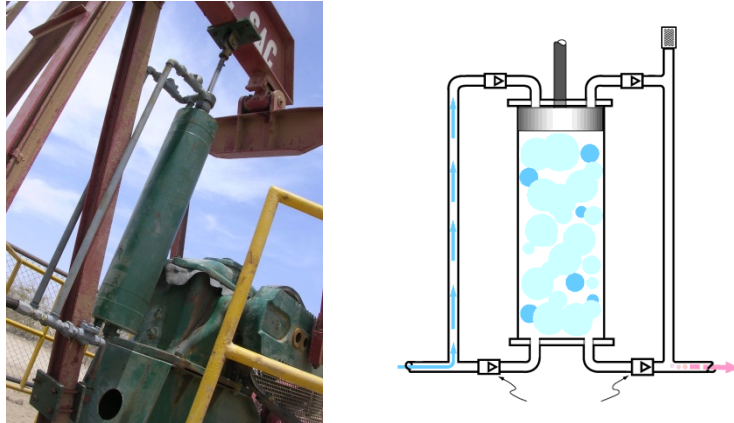


Figura 15.- **Compresor de vacío**

Mejores accesorios en las bombas de subsuelo

En algunos pozos que producen fluidos altamente corrosivos, como es el caso del pozo 3576 Batanes, se han usado bombas que tengan barriles de pared gruesa, bolas y asientos de mayor dureza y de material de mayor duración como por ejemplo las bolas de cerámica que es altamente eficiente en pozos altamente corrosivos pero que no deben trabajar con golpe de fluido o golpe de bomba. En pozos con alto GOR se han usado las bombas con dispositivo DMG que permite accionar bola y asiento cuando estas se encuentran bloqueadas por el gas que actúa como resorte en el interior del barril. Se usaron pistones de mejor calidad.

Para minimizar problemas por arrastre de sólidos, presencia de arena, carbonatos, parafina, etc. Se instalaron bombas con accesorios y diseños diferentes que nos permitieran obtener un mejor record de tiempo de trabajo.

Diseño adecuado de bombas de subsuelo

Tipo de bomba

El tipo de bomba de subsuelo a utilizar depende mucho de las características de producción del

pozo, como son volumen a producir, tipo de fluidos a producir: presencia de arena, finos, gas, carbonatos, parafina, etc.; carrera de la unidad de superficie instalada, regímenes de operación y sumergencia cuando se obtiene el flujo estabilizado.

La condición final es instalar la bomba de subsuelo que más se adecue a las características de producción del pozo. El API ha publicado una nomenclatura para describir las bombas, aunque en muchos casos, esta nomenclatura se adapta a las circunstancias locales.

Muchas de las empresas fabricantes han publicado guías para la selección de las bombas dependiendo de las condiciones de trabajo y del ambiente donde van a operar. Otras publican gráficos para profundidades máximas de trabajo dependiendo del espesor de la pared del barril (RW, RH). En realidad no existe un procedimiento escrito para la selección de una determinada bomba para un pozo en particular, puesto que las características de reservorio y del hueco varían de pozo a pozo. Lo que normalmente se hace es estudiar todos los parámetros del reservorio, características de los fluidos a producir, características del pozo, disponibilidad de unidad de bombeo, motor, etc., y con ello se recomienda la bomba más adecuada de acuerdo a las características que ofrece el fabricante.

Base de datos de bombas

Se debe elaborar obligatoriamente una base de datos de las bombas de subsuelo donde se debe indicar los siguientes factores:

- Características de la bomba.
- Pozo en que fue bajada.
- Tiempo o periodo operando en pozo.
- Si es posible fluidos bombeados.
- Situación en que salió del pozo.
- Estado de accesorios al salir del pozo.
- Informe técnico del taller de bombas.
- Accesorios reemplazados.
- Cambios en longitud y diámetros.
- Accesorios nuevos instalados.
- Tiempo en *stand by*.
- Nuevo pozo destino.

Bombas y accesorios especiales

Existe una gran variedad de bombas y accesorios para manejar situaciones especiales de producción. Entre estas bombas tenemos: pampa, *two stage*, compensada, etc.

En la mayoría de los casos, estas situaciones especiales se reducen al manejo de altos volúmenes de gas, de arena y las sumergencias extremadamente bajas que generan el golpe de fluidos en la bomba.

Para el manejo de arena existen accesorios tales como el pistón FARR, filtro Stanley y bombas Pampa.

Cuando existen condiciones severas de interferencia de gas hay en el mercado diversos tipos de accesorios tales como el *Loc-No*.

El golpe de fluidos puede originarse por baja sumergencia pero también por interferencia por gas. En estos casos se han usado por mucho tiempo las bombas con válvulas anulares. Ha

habido mucha discusión sobre la conveniencia o no de usar la válvula anular cuando se bombean crudos muy viscosos, pero en muchos campos se siguen usando.

Últimamente se ha venido usando un tipo de bomba de doble etapa (TWO STAGE) con la barra hueca para manejar altas relaciones gas – líquido (RGL) sin el problema de la válvula anular.

Verfigura 16.

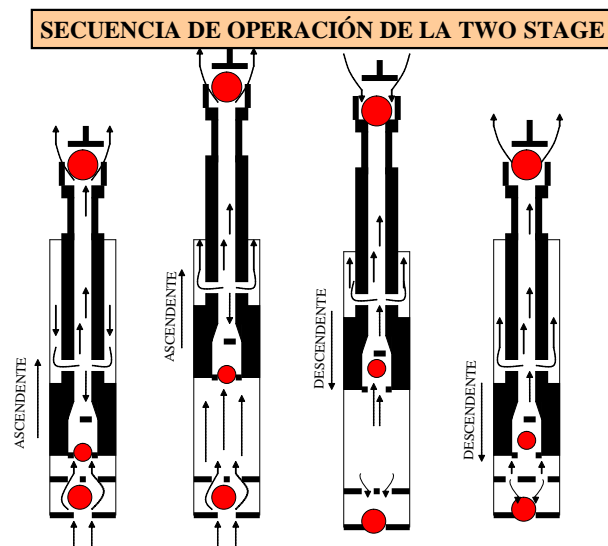


Figura 16.- Bomba de doble etapa

Según sus fabricantes, la bomba puede ser capaz de manejar todo el gas en las instalaciones con *niple* perforado. Las principales características de la bomba son: una segunda válvula viajera (reemplaza a la válvula anular), la barra es hueca con orificios inferiores y una cámara sobre el pistón. El resto de las partes es igual al de una bomba R con anclaje inferior.

Al inicio de la carrera ascendente la válvula viajera inferior está cerrada y soporta la carga de fluidos. La válvula fija se abre y los fluidos del pozo entran al barril. A medida que progresa la carrera

ascendente, el pistón desplaza los fluidos de la cámara y los obliga a pasar por los orificios de la barra hueca hacia la válvula viajera superior.

Durante este proceso la mezcla gas-líquido es comprimida debido a que el volumen de la cámara es mucho mayor que el de la barra hueca. Este aumento de presión impide que el gas se libere y abre la válvula viajera superior manteniéndola así hasta el final de la carrera ascendente.

Al comienzo de la carrera descendente, el volumen de la cámara aumenta generando una caída de presión lo cual facilita que la válvula viajera inferior se abra y la válvula viajera superior se mantenga cerrada. La válvula fija se cierra y el pistón desplaza los fluidos del barril hacia la cámara y la barra hueca. Aparte del buen manejo del gas, la bomba también es capaz de operar en pozos con problemas de arena mayormente debido a que la válvula viajera superior impide el retorno de arena hacia el cuerpo de la bomba cuando hay interrupciones en la operación.

Reprofundización de la punta de tubos

Esta práctica ha sido cambiante durante el correr de los años y el alcance de capacitación en producción de áreas marginales, como nuestro campo.

Anteriormente se trataba de dejar la punta de tubos unos 100 pies por encima del tope de las perforaciones, para evitar presencia de finos, de gas, etc. Sin embargo al *depletarse* los reservorios y tener el mecanismo de producción prioritario por segregación gravitacional este manejo se ha tenido que cambiar. Muy por el contrario, ahora se estila

dejar la profundidad de la bomba por debajo del fondo de las perforaciones para permitir captar el petróleo que “escurre” de las formaciones productivas y teniendo en cuenta que no se capte sólidos en la bomba. Lógicamente en pozos completados con *laina* de producción ranurada donde los perforados están a todo lo largo de la *laina*, la profundidad de la punta de tubos estará en función del máximo aporte de sólidos que puedan taponar la bomba de subsuelo.

Rediseño de separadores de gas debajo de la bomba de subsuelo.

Descripción de las anclas de gas:

Llamados también separadores de gas son utilizados en nuestra operación en aquellos pozos que debido a su alta relación gas-petróleo, no se logra buenos resultados con las técnicas y dispositivos comunes. Cuando existe suficiente profundidad a continuación de los punzados se puede usar un ancla de gas en el cual la succión de la bomba se ubica por debajo de la zona productiva.

El ancla está constituido por tubos concéntricos en el cual el tubo de succión lo constituye un tramo de *tubing* con ranuras que va instalado a continuación de la bomba, esta ancla de gas permite la mejor separación de gas-líquido ya que el gas producido estará por encima del punto de succión de la bomba y la sección de pasaje del fluido es la máxima posible que pueda lograrse.

En la **Figura 17** se puede apreciar la instalación de un ancla de gas.

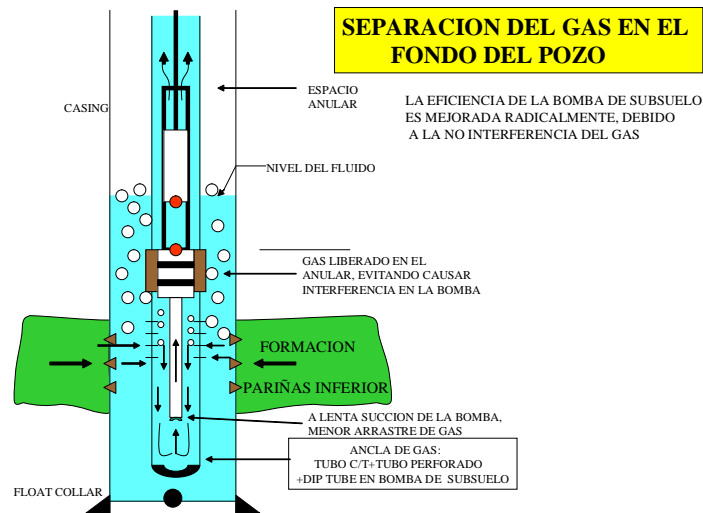


Figura 17.- Instalación del ancla de gas

Limpieza de pozos completados con *laina*, reprofundización de *lainas*

Consiste en una operación especial mediante el cual se recupera la sarta de *laina* no cementada o sin grava con la ayuda de un empaque, como es el caso del RTTS el cual hace las veces de pescante. Una vez en superficie se puede limpiar las ranuras de la *laina*, al mismo tiempo que se efectúa la limpieza del fondo del pozo ya sea por *beleo* o circulación; luego se reinstala la *laina* usando el mismo RTTS como herramienta pescante y se profundiza con tubos, una vez llevada a la profundidad requerida se recupera el empaque dejando la *laina* dentro del pozo, en cualquier obstáculo encontrado se puede usar la operación de martilleo para empujar la *laina*.

Nuevamente es esta operación es indispensable ser exactos con la tarja de tubos a fin de colocar la *laina* a la profundidad exacta. Este trabajo ha sido realizado eficientemente en el pozo 3623 Batanes.

Instalación de *casing* de menor diámetro como medio de subsanación de *casing* rotos.

Los pozos de marcada antigüedad como los perforados por el año 1940, presentan deterioros en su estructura y o debilitaciones en lo que en algún tiempo fue una buena cementación.

También la mayoría de estos pozos no eran cementados hasta superficie. Se han podido detectar las fallas de *casing* debido a la presencia de lodo en la sarta de tubos en los servicios de pozos, los cuales fueron intervenidos justamente por atrapamiento de la bomba de subsuelo. Durante los beleos mecánicos las muestras marcaron excesiva presencia de lodo que definitivamente no provenía de la formación productora. Incluso de sacaron muestras con equipo de *wire line* para detectar la profundidad exacta del tope de lodo.

Una vez detectado la presencia de lodo, la determinación exacta del punto de rotura se puede hacer mediante las pruebas de hermeticidad por etapas o corriendo un registro eléctrico que es más costoso.

Pero conociendo que el *casing* es muy antiguo y que un resane parcial no determina seguridad para la continuación de las operaciones de producción y que además una operación de *squeeze* resulta muy costoso y no efectivo por cuanto existen múltiples agujeros o roturas, se optó por la alternativa de usar un *casing* intermedio de menor diámetro que cubriera todo el tramo deteriorado.

Se modifica entonces el cabezal para colgar el nuevo diámetro de *casing* y se utiliza en el fondo de esta instalación una especie de *packer* hechizo

que permita cementarlo al *casing* antiguo. Se debe tener en cuenta que el diámetro del *casing* a instalarse deberá dejar la suficiente luz como para continuar bajando herramientas y materiales de producción al pozo sin problemas.

Los datos de los diámetros y las profundidades exactas de la nueva instalación son preponderantes en la información escrita, pues esto pudiera afectar la interpretación de los registros *sonologs* en el futuro. Un trabajo especial de este tipo se realizó en el Pozo 3574 Batanes.

Ver figura 18.

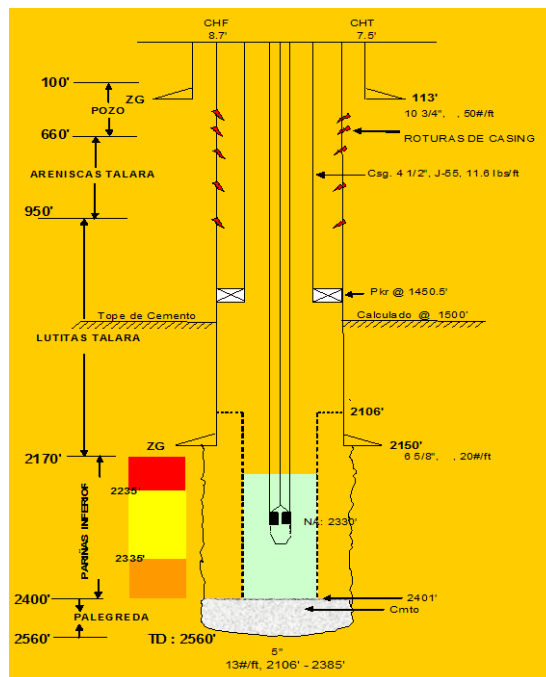


Figura 18.- Instalación de casing intermedio 4.1/2”.

5.3.1.4.- Análisis de fallas, intervenciones efectivas.

Análisis de los servicios de pozos y elaboración de recomendaciones.

El Servicio de Pozo como actividad principal en la vida productiva

Si bien es cierto en el Lote IX ha disminuido notoriamente la frecuencia de Servicio de Pozos

por pozo, esto no indica que este valor tienda a ser nulo, pues siempre existe la necesidad de intervenirlos ya sea por factores preventivos, corregir fallas de operación del sistema de bombeo, o para recuperar la producción.

En el noroeste peruano esta actividad representa casi el 30% de la actividad petrolera. Un factor de importancia a considerar es el precio del crudo que influirá en el número de pozos perforados, *workovers* y reactivación de pozos ATA.

La calidad de ejecución del servicio redundará en un mayor tiempo de duración del mismo, para que esto sea posible se debe tener:

- Correcta elaboración de la recomendación que satisfaga los requerimientos del departamento de producción lo que incluye una instalación adecuada con diámetros y cantidades de material a la profundidad correcta.
- El material adecuado que se va a instalar en el pozo: niple de asiento, tubos, bomba, varillas, etc.
- Buen estado de las herramientas de servicio de pozos, que hagan posible el perfecto desenvolvimiento de la cuadrilla de trabajo.
- Capacidad y buen entrenamiento del personal de servicio de pozos que sepa lo que esta haciendo con la seguridad que el caso requiere.

Si todos estos factores se unen, se tendrá con seguridad un servicio económico, confiable y duradero.

Principales fallas de material en la instalación de bombeo mecánico

Problemas con varillas:

Aquí mencionaremos los problemas en las varillas que se presentan como consecuencia del diseño inadecuado de la sarta, puntos críticos del pozo donde existe rozamiento de la sarta de varillas que originan desgaste por fricción y golpes de fluido por nivel bajo.

Otras causas están referidas a problemas de transporte, almacenamiento y falta de inspección técnica de las mismas (desgastes de hilos o cuerpos de varillas).

Cuando existe una o varias de estas causas, generalmente se produce una operación de pesca lo cual incrementa el costo del servicio.

En nuestro caso se ha definido por experiencia de anteriores servicios los puntos de fricción y se han colocado centralizadores de varillas en dichos puntos, cambio de posición de varillas y recuperación de nivel a los pozos que presentan golpe de fluido por baja *sumergencia*; mediante esto se han minimizado las roturas de varillas y roturas de la guía del vástago de la bomba, por ende la pesca y el menor costo del servicio.

En cuanto al almacenaje se ha construido caballetes para colocar las varillas en camas y unas sobre otras separadas entre sí por tacos de maderas.

De la misma forma para el transporte fue diseñado y construido una carreta especial que se adecua al tamaño de las varillas las cuales durante el trayecto no sobresalen ni se pandean, además se someten a una inspección visual para descartar varillas

torcidas, con abolladuras, o con hilos y *coples* gastados.

Problemas con la tubería de producción:

Como son roturas de tubos, deterioros de hilos y/o colapsos. Estos son debidos a material viejo usado en la instalación y que no han recibido la inspección técnica debida para su selección, pues pueden presentar deterioro en las paredes de los tubos (los cuales al presurizar la columna no resisten y se abren permitiendo la fuga del fluido); desgaste de hilos, los cuales al ser enroscados no generan un buen sello (fuga) o en algunos casos durante los retrabajos generan desprendimiento de la sarta conllevando a operaciones de pesca; cabe también indicar que malas operaciones del personal de servicio de pozos así como la pésima condición de sus herramientas crean rajaduras y colapsos a la tubería. Cuando existen colapsos originan obstrucción al paso de la bomba o *copa-mandrel* de *suab*, así mismo originan fricción con las varillas y el consiguiente desgaste de material o rotura.

En nuestra área pocos son los servicios que se han originado por esta causa, sin embargo se usa un método de prevención, pues toda tubería saliente del pozo son llevadas a una compañía dedicada a la limpieza y chequeo de tubos, los cuales se hacen responsables de seleccionar la tubería que estará en condición de ser reinstalada. Durante las operaciones de servicio de pozos, un supervisor a tiempo completo se encarga de verificar y exigir el buen estado de herramientas así como el

desempeño del personal de las compañías contratistas.

Se pone especial cuidado en el almacenaje, usando caballetes para colocarlos en camas, en el caso del transporte existe una carreta especial que se adecua al tamaño del *tubing*.

Bombas deficientes:

Por el tiempo de trabajo de la bomba pozo abajo, sufren deterioro en sus partes esenciales (barril, pistón, válvulas, copas), causando de ligero a severo desgaste de acuerdo a la condición y las características del pozo; originando una reducción en la eficiencia de bombeo y por consiguiente menos producción.

También debido a suciedad en el fondo del pozo, carbonatos, gas o presencia de arena, estas bombas dejan de trabajar ya que generan entre otros casos sopladuras de los asientos de las bolas, interferencia del sello bola-asiento, ralladura de pistón y barril, atrapamientos, etc.

Una mala selección de la bomba (sobredimensionada) crea problemas en el área de trabajo. Reparaciones con accesorios de mala calidad y transporte adecuado de las mismas influyen en su eficiencia de operación.

En los inicios de las operaciones en el Lote IX, la mayoría de los servicios eran originados por fallas de la bomba, pues generalmente los pozos presentaban deficiencias de producción por bombas cuya capacidad de bombeo era mínima o cero (por pistón y/o barril rayados, desgastes de bolas-asientos y copas), sin embargo esto se ha reducido con un control estricto de la condición de

trabajo de las bombas, mediante registros dinamométricos y/o control de niveles de fluido, definiendo así la forma más adecuada de subsanar las fallas : re-espacios de bomba, control de *strokes* por minuto, modificación del régimen mediante la rotación de poleas de diferente diámetro entre pozos.

Así mismo, en el Lote IX siempre ha contado con un stock de repuestos de bomba de buena calidad, las cuales aseguran una mayor eficiencia y tiempo de trabajo, adicionalmente cada reparación es supervisada a tiempo completo por personal supervisor garantizando su buen mantenimiento.

Otros:

Aquí mencionaremos casos como el niple de asiento que debido al tiempo de operación se ha desgastado o ha sufrido sopladuras de gas, en estos casos su diámetro interior es más grande que lo normado por el API originando fugas por el asiento de la bomba, también pueden sufrir incrustaciones de carbonatos que con el tiempo pueden aprisionar la bomba, o en todo caso quitando la uniformidad de su diámetro interior.

Análogamente sucede con bridas, trompos, botellas reductoras y cabezales, los cuales pueden presentar desgastes en sus hilos o diámetros interiores, incurriendo muchas veces en desprendimientos de toda la sarta de tubos.

En nuestro caso se ha tenido este tipo de problemas esporádicamente; por prevención se realiza una inspección visual y generalmente los *niples* de asiento son cambiados por nuevos en el peor de los casos se les da vuelta usándolos por el

lado más bueno, permitiendo así mayor seguridad de servicio. En igual forma las bridas, trompos, botellas reductoras y cabezales son inspeccionados, cualquier deficiencia hallada induce a reemplazarlos.

Principales problemas propios del reservorio

Pozos con alto GOR

La eficiencia volumétrica de las bombas en los pozos petroleros, sean reciprocantes, de cavidad progresiva o electro sumergibles es afectada por la cantidad de gas que deban manejar.

En principio, las bombas no están hechas para manejar gas aunque pueden aceptarlo en mayor o menor cantidad dependiendo de la tecnología que se use en su diseño.

Durante mucho tiempo se ha estimado la eficiencia volumétrica en base a la mejor experiencia de campo de la cual se dispone.

Sin embargo, en muchas ocasiones un valor dado de la eficiencia volumétrica, se convierte en EL VALOR referencial de esta eficiencia y jamás es revisado.

Una de las razones de peso para la estimación de la eficiencia volumétrica era la dificultad que existía para hacer un cálculo que pudiera servir como punto de partida para hacer el seguimiento de los cambios que se generan en el pozo durante su vida productiva.

Un aspecto colateral de la eficiencia volumétrica es la decisión de si se usa un ancla de gas y de nuevo, la respuesta se basa, generalmente, en la tradición, más que la experiencia.

La presencia de gas (pozos con alto GOR) ya sea en forma de gas libre o en solución causa ineficiencia en el trabajo de la bomba, pues el barril de la misma se llena de fluido y gas libre originando espuma, este volumen de gas lo ocuparía el fluido de no estar presente, de esta manera el gas dentro del barril se comporta como un resorte, pues en la carrera ascendente se expande y en la descendente se comprime (bomba bloqueada por gas), impidiendo que la válvula viajera se abra para desalojarlo del barril.

Además cuando se efectúa mediciones de nivel de fluido (*sonolog*), un colchón de gas da como resultado un nivel engañoso.

El mismo gas tiende a desgastar los asientos de válvulas (sopladuras) y abren orificios a los tubos si estos se encuentran frente a la cara de la formación que aporta gas.

En estos casos primeramente se diseña la sarta de tal manera que la bomba quede por debajo de las perforaciones y se reduce la velocidad de bombeo con una carrera de la bomba más larga.

También en algunos pozos se ha colocado un ancla de gas en la cola de la sarta de tubos, además a las bombas se les han colocado dispositivos como una válvula *ring-valve*, un tubo de aire de 1"x 6", etc.

En los re-espacios o ajustes de medida se ha dejado trabajando a la bomba con un ligero golpe de tal manera de inducir la apertura de la válvula viajera y dejar escapar el gas.

Presencia de parafina:

Son las deposiciones por la formación de cristales debido a disminución de temperatura y presión, esto origina taponamiento del *tubing* de producción aproximadamente de 0' a 1500' con la consiguiente restricción al paso del fluido y merma de producción. Además tanto en el puente como en la línea de producción a batería se han originado taponamientos por esta causa.

En estos casos se ha cambiado la parte de la sarta que esta parafinada (30 a 40 primeros tubos) y su equivalencia de varillas parafinadas por material limpio. El material sucio es llevado para limpieza por vapor a fin de remover todas las partículas de parafina y dejar listo para una nueva instalación.

Cuando la cantidad de parafina es no considerable y suave, se puede efectuar limpieza de tubería cuando esta se encuentra aún instalada en el pozo, para tal efecto se hace uso de un barreno y luego se *suabea* el pozo para completar el limpiado, luego de esto se puede reinstalar la bomba con sus varillas limpiándolas previamente (corte de parafina con tijeras).

Se esta estudiando la factibilidad de implementar en el Lote IX, nuevos equipos de la industria petrolera que crean un campo magnético y que tienen la función de inhibir la formación de parafina. En cuanto al puente de producción y línea de producción la parafina es removida mediante presión (sopleteo) por una compresora.

Carbonatos

Son precipitaciones de carbonato de calcio generalmente en pozos con alto corte de agua;

estas precipitaciones forman incrustaciones en las paredes del barril de la bomba y de los tubos, taponando los orificios del perforado e incrustándose en el *Dip tube* (carrera) de la bomba hasta que quede atrapada, eliminando por completo su capacidad de bombeo.

Cuando es alta la formación de carbonatos, o la instalación ha estado en este tipo de pozo por considerable tiempo, atrapa a la sarta dentro del pozo impidiendo moverla. Asimismo, tapan los *punzonamientos* en la cara de la formación imposibilitando el flujo al pozo.

En nuestro caso, se registró diversos pozos con este tipo de problema, pues al recibir el Lote, muchos eran los pozos que no recibían servicio por mucho tiempo, y la presencia de carbonatos en las paredes de los tubos, bomba y varillas era alta, especialmente en aquellos que estaban siendo rehabilitados.

Aquí se ha aplicado inyección química de ácido (lavado o spots) para disolver carbonatos (HCL al 7.5% o al 15% según la necesidad) e inhibidores de incrustaciones.

Arena de formación y/o arena de fracturamiento:

Cuando el fluido viaja desde la roca reservorio al pozo arrastra consigo arena de formación y/o arena de fracturamiento (la cual no ha sido recuperada por limpieza: circulación o *be/eo*), cuando esta arena está en suspensión actúa en las partes de la bomba originando un severo desgaste de válvulas, copas y ralladuras de pistón de barril, anulando su capacidad de bombeo.

Cuando el aporte de arena es considerable, puede originar que parte de la sarta se tape y/o atasque quedando el sistema de bombeo inoperativo; como consecuencia de ello es necesario; para poder recuperar la sarta; templar y circular, incrementándose de esta manera el costo del servicio.

Al principio de las operaciones en el Lote IX, se registraron diversos pozos que tenían este problema, se ha ido corrigiendo gradualmente; primero: con una buena limpieza del pozo (*beleo* mecánico, hidrostático, rotario y/o circulación), a fin de dejar la mínima cantidad de arena en el pozo y, segundo: usando en la sarta una serie de accesorios que permitan controlar el daño por arenamiento, tal es así que se han empleado anclas de arena (tubo perforado con malla) que hace efecto de cedazo permitiendo que al *tubing* ingrese fluido limpio, además se han hecho diseños de ubicación de la bomba lo más alta posible, disminución de la velocidad de bombeo (para no crear arrastre por turbulencia), y filtros de arena (Filtro Stanley) en el extremo inferior de la bomba; de esta manera se ha conseguido reducir el número de servicios por esta causa.

Lodos y finos

Son las deposiciones arcillosas en el fondo del pozo, las cuales con el fluido llega a formar una masa suave o semidura. Durante el funcionamiento del sistema de bombeo, esta masa es arrastrado llegando a taponar los orificios del tubo perforado y/o obstruyendo completamente el funcionamiento

de la bomba, en casos extremos llega a tapar la parte inferior de la sarta produciendo atasque.

Generalmente la solución como el caso anterior es la efectiva limpieza del pozo, se recomienda bajar *belas* hidrostáticas o rotarias según la cantidad de pies sucios, luego se ha diseñado la sarta manteniendo la punta de tubos más arriba del punto de aporte de sólidos, colocando perforados en el extremo inferior de la bomba (*striner*), etc.

Otros:

Como el caso de bajo nivel de fluido, que tiene como consecuencia el “golpe de fluido” en la bomba, la cual no trabaja por la baja *sumergencia*, además la sarta de varillas al trabajar en vacío origina fricción provocando desgastes y/o roturas.

También se presentas casos de altos BSW, lo cual produce corrosión y oxidación de los materiales, tanto tubos, como varillas y bomba.

Como solución para los casos de bajo nivel de fluido se monitorea las condiciones de operación para disminuir los *strokes* o carrera de la unidad de bombeo, cambios de diámetros de la polea del motor, o en todo caso haciendo trabajar el pozo por horas, (o sea recuperando nivel), de cualquiera de estas maneras se evita condiciones de baja *sumergencia*; el servicio en si será para profundizar la punta de tubos, cambiar diseño para una bomba más chica, o instalar una bomba tipo RWA.

Para el caso de altos BSW, también se manipula las condiciones de operación y se hacen retrabajos para aislar zonas de aporte de agua.

5.3.1.5.- Ir de menos a más.

Reactivaciones y reacondicionamientos de pozos

Desde el inicio de nuestras operaciones hasta el año 2000, estuvimos revisando pozos activos y pozos ATA, con la finalidad de intervenirlos y aumentar nuestra producción de petróleo crudo. Lo inmediato fue la revisión de files para ver las características de *completación* y estimulación de los pozos, registros de producción y Servicio de Pozos: con ello se programaron una serie de trabajos, que comprendían desde simples reactivaciones a partir de limpieza de pozos, construcción de facilidades de superficie e instalación de equipos de subsuelo para pozos ATA, hasta complejos trabajos de *workover* para reacondicionar pozos activos que incrementen el promedio de producción.

Molienda de taponos

Ante la existencia de arenas que fueron taponadas anteriormente por baja producción, el único camino es la molienda de taponos, para ello se prevé de desfogues con *manifold* de alta presión y manómetros, suficiente fluido para circular el pozo y el equipo de circulación en excelente condición.

En estos trabajos se utiliza una broca de adecuado diámetro al *casing* o forro, a la cual se le proporciona peso usando *drills collars* (botellas) en la sarta de tubos; se acondiciona el equipo de rotar y el equipo de circulación, en la tina de retorno se coloca un cedazo para recuperar restos de las partes molidas y separarlos; de esta manera se evita re-bombearlos al pozo. La presión y *rate* de

bombeo dependen de la profundidad del tapón y ligereza con que se obtenga el retorno de sólidos, el agua usada en la circulación es previamente tratada a fin de evitar contaminar la formación y mejorar el arrastre de sólidos.

5.3.2.- Gestión de Integridad Operacional.

Lograr un manejo adecuado de un campo maduro y marginal también ha sido posible gracias a que las instalaciones han tenido la capacidad para desempeñar la función para la cual fueron diseñados, en forma segura y confiable, sin afectar la seguridad de las personas y el medio ambiente.

Bajo un conjunto de acciones coordinadas se ha logrado asegurar la integridad, administrando eficientemente el riesgo, la probabilidad de ocurrencia de falla y sus consecuencias.

5.3.2.1.- Seguimiento.

Supervisión de los servicios a tiempo completo.

Desde el inicio de nuestras operaciones se implantó el sistema de supervisión a tiempo completo en las diferentes operaciones de producción y anexos como: Operaciones de servicio de pozos, servicios de reparaciones de bomba de subsuelo, servicios de limpieza e inspección de varillas y tubos, operaciones de *suab* para evaluaciones de pozos, servicio de reparaciones de equipos de superficie como motores y unidades de bombeo, reparaciones de las facilidades de producción como tanques y oleoductos, etc.

Estas tareas nos permitieron obtener trabajos de las compañías contratistas de aspecto más

económico y duradero, pues se realizaban los pasos correctos con la decisión correcta en el momento oportuno.

En otras empresas, por ejemplo en los servicios de pozos, al no estar el supervisor responsable de la obra en el lugar del trabajo generaba contratiempos en las tomas de decisiones, pues mientras se le ubicaba y peor si la comunicación radial era pésima se generaba un tiempo largo de espera que se traduce en dinero por costo del equipo en *stand by* y mayor producción diferida por el mayor tiempo que el pozo estaba de parada o en mantenimiento. Lo mismo sucede en el caso de abastecimiento de repuestos o cambios de diseño al paso durante las intervenciones de las bombas de subsuelo.

Uno de los resultados más resaltantes de este proceso fue la reducción de la frecuencia de servicio de pozos por pozo de 3.5 a 1.74 servicios/año/pozo

Auditorías a los equipos de servicio de pozos y otras contratistas

Posteriormente se implementó inspecciones y/o auditorías a las empresas contratistas, especialmente las de servicios de pozos, con la finalidad de fortalecer la toma de decisiones con la empresa que se trabajará durante un periodo determinado.

Esta actitud permite seleccionar que empresas se convertirán en nuestros socios al momento de enfrentar alguna contingencia y con qué soporte cuentan.

5.3.2.2.- Control de Producción.

Inspección visual.

Hay indicaciones visuales para poder detectar en el pozo:

- Varilla rota.
- Falla de la bomba de subsuelo.
- Fugas en el cabezal, tubería o en la línea de flujo.

El trabajo lo hace el recorredor o capataz de turno, observando el comportamiento de la unidad de bombeo, desbalance, ruidos, vibraciones, etc. Así por ejemplo tocando el varillón pulido se podrá observar si el pozo no produce, si la bomba golpea o se está pegando, etc.

También abriendo la válvula de desfogue se podrá saber cómo produce el pozo, todas estas maniobras e inspecciones no necesariamente identifican el problema ya que el comportamiento de los pozos no son todos iguales.

Algunos pozos producen intermitentemente, otros por cabeceo, también su producción puede que no sea regular durante el día, pero cuanto más conoce el recorredor o capataz el comportamiento de sus pozos menor será el peligro de efectuar algún servicio innecesario.

A continuación se hará una descripción de algunas acciones y equipos utilizados para analizar la performance de un pozo con bombeo mecánico.

Pruebas manométricas

Con el objetivo de controlar la performance de producción de un pozo, es norma en el Lote IX realizar pruebas manométricas para confirmar la

eficiencia de operación de las bombas de subsuelo. De esta operación manual podemos sacar conclusiones que nos permitan modificar la condición de operación de las unidades de bombeo.

Antes de proceder a realizar una prueba manométrica se debe observar si la sarta de varillas presenta golpe de bomba. Colocar el manómetro en la válvula de 1/2"φ instalado en el puente de producción, cerrar la válvula de 2" de la línea de flujo y observar y registrar el incremento de presión por acción del trabajo de la bomba, anotar el incremento de presión (como máximo 500 psi) y el tiempo en el que ocurre.

Como resultado se podrá definir si la bomba no trabaja, o trabaja deficiente, si tiene pérdida en la válvula móvil, etc. Terminada la operación se normaliza las condiciones iniciales y se puede repetir el procedimiento para corroborar resultados. De acuerdo a los resultados se podrá variar las condiciones de operación de la unidad como incrementar los golpes por minuto, dejar el pozo recuperando nivel por horas, recomendar el reespaciamiento de bomba, etc.

Prueba de pozos y muestreo de líquidos producidos:

Los Supervisores de producción reciben diariamente el informe de producción del campo proporcionada por los recorredores y capataz de turno, no es raro encontrar que la producción de una o más baterías o *manifolds* se encuentre por debajo de la producción normal. Como una batería o manifold recolecta la producción de varios pozos,

identificar cuál de ellos no produce a veces no es fácil.

Por regla general se mantiene un estricto seguimiento de los pozos observando su producción, tal es así que se diseña un programa de prueba de pozos durante el transcurso de un mes. En este programa los pozos son probados en turnos de ocho, doce o veinticuatro horas (una prueba menor de ocho horas no es representativa), especialmente a los pozos que se sospechan que no producen o su producción es anormal. De esta forma se puede observar si el pozo se desvía de su producción promedia o está sin producción (pozo NP). Mientras más horas se prueba un pozo mayor será la confiabilidad del resultado de la prueba. Paralelamente a estas pruebas, se van muestreando los pozos para de esta manera controlar la variación de corte de agua, sedimentos y/o API (Análisis en laboratorio).

Agotar recursos para reponer el pozo en producción antes de solicitar servicio de pozos:

Este trabajo es responsabilidad del ingeniero de producción y del personal que trabaja en las operaciones de campo. Teniendo en cuenta que uno de los objetivos es reducir la frecuencia de los servicios de pozos, con bombas de subsuelo trabajando mayor tiempo pozos abajo y del elevado costo del servicio que se acrecienta aún más con las bajas producciones de petróleo por pozo debido a su condición marginal, donde devolver el costo por servicio será de mayor tiempo, es que se ha generado una serie de acciones de tipo operativas

que permitan reponer el pozo a producción agotando las últimas alternativas antes de comunicar a la superintendencia la solicitud del servicio.

Entre estas acciones tenemos:

- Reespaciamiento común de las bombas de subsuelo de acuerdo a diseño.
- Dejar correr ligeramente toda la carrera de la bomba de subsuelo (golpear) para permitir liberar el pistón de cualquier suciedad.
- Dar torque a la sarta de varillas (siempre a la derecha) para reajustar cualquier unión suelta o floja y reiniciar el funcionamiento de la bomba de subsuelo.
- Desclavar la bomba de subsuelo de su alojamiento en el *niple* de asiento para liberar la columna de fluido en la sarta de tubos hacia el anular, este repentino escurrimiento del fluido, permitirá arrastrar cualquier suciedad en el asiento o bola de las válvulas instaladas en la bomba de subsuelo.
- Una vez resentada la bomba de subsuelo en su *niple* de asiento, se procede a llenar la sarta de tubos con fluido (crudo o agua limpios) y confirmar si la bomba reinicia su normal funcionamiento. Caso contrario con una bomba de transferencia se continua inyectando fluido a presión hasta uno 300 o 500 psi, mientras se hace trabajar la unidad de bombeo para lograr que la carrera de la bomba se libre.

Si con ninguno de los procedimientos anteriores se logró reiniciar el trabajo de la bomba, entonces

recién se solicita la intervención de un equipo de servicio de pozos.

Monitoreo de sumergencias en pozos. Adquisición de equipo propio:

Condiciones de *sumergencia* en los pozos del Lote IX debido a su condición de campo marginal.

Una gran realidad en nuestro campo marginal y que se convierte en uno de los grandes factores que influyen en la deficiencia del sistema de bombeo mecánico es la existencia de bajas *sumergencias* en los pozos.

Estas *sumergencias* originan los golpes de fluidos, arrastre de sólidos, acumulación de gas en la bomba de subsuelo, etc. Debido a que por la baja presión del reservorio existen punzados que se encuentran prácticamente “*venteando*” y el aporte de fluidos desde el reservorio es solamente por segregación gravitacional permitiendo así que el petróleo “*chorree*” hacia el pozo.

Tampoco es buena práctica dejar recuperando nivel el pozo (parar la unidad de bombeo), pues debido a las bajas presiones, el nivel de fluido sobre el *niple* de asiento no se incrementará sustancialmente. Si se baja la punta de tubos para ganar *sumergencia* sobre la bomba se corre el riesgo de arrastrar sólidos que interfieran en el normal funcionamiento de la bomba de subsuelo.

El control de *sumergencias*, se convirtió entonces en una necesidad primordial para generar mayor tiempo de la instalación del equipo de subsuelo, evitar bloqueo por gas de la bomba de subsuelo, etc. los que inicialmente se vinieron realizando con

empresas contratistas. Al realizar un balance de costos y sobre todo debido a diferencia de opiniones con los resultados de estas mediciones físicas se decidió comprar un equipo propio de *Well Analyzer*.

El programa se completó con capacitación del personal de la empresa en el manejo del equipo e interpretación de resultados a cargo de un eficiente y reconocido profesional americano. Hoy en día es posible tener rápidamente mediciones al 100% de los pozos activos del Lote IX. **Ver figura 19.**

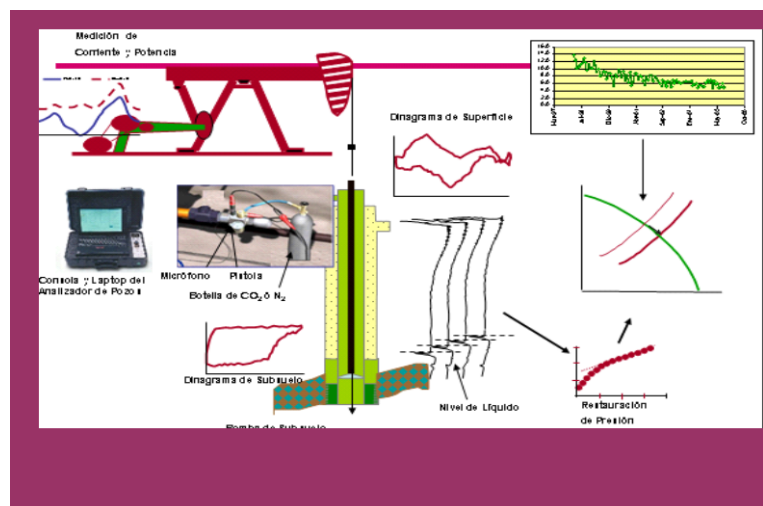


Figura 19.- **Equipo para monitoreo de sumergencias**

5.3.2.3.- Seguridad en la operación.

Gestión de seguridad.

Uno de nuestros principales objetivos fue operar el lote IX, bajo estrictas medidas de seguridad e higiene ambiental. Para ello se estableció una serie de lineamientos que permitieron proteger la integridad de las personas y el normal desarrollo de nuestras operaciones.

Ubicación estratégica del oleoducto principal:

Nuestro oleoducto principal de transferencia de crudo desde la Batería 175 Batanes hacia el punto de venta en la Estación de Bombas 172 Pariñas, se recibió instalado a lo largo de la margen izquierda de la quebrada Pariñas y a unos 200 metros del lecho de la quebrada, allí operó hasta el año 1999. En ese trayecto era difícil inspeccionarla a diario, debido a la difícil topografía del terreno que lo hacía intransitable. Posteriormente era sometido a robo de material tubular por parte de chatarreros y luego robos continuos de crudo, también era difícil realizar mantenimientos debido a que las unidades vehiculares no podían ingresar hasta la locación requerida. Además en el periodo del fenómeno del Niño en el año 1998, se tuvo de que modificar tramos de su trayectoria debido al ímpetu lluvioso que ponía en riesgo su integridad y la consecuente pérdida de volúmenes de petróleo durante periodos de transferencia.

En 1999, se decide cambiar la trayectoria, tendiendo el oleoducto por el área del tablazo y paralela (margen izquierda de la carretera de acceso al Lote IX). Luego paralelo a la carretera panamericana para proseguir posteriormente por la margen izquierda de la quebrada Pariñas, pero tendido a la altura de los cerros para evitar ponerlo en peligro durante periodos de lluvias copiosas. Se ha usado material tubular nuevo, soportes tipo "H" a lo largo de los aproximadamente 8 kilómetros de recorrido, tuberías conductores en los cruces de carreteras debidamente centradas, 3 válvulas de control ubicados en lugares estratégicos y

vigilancia permanente mediante patrullajes en motos y a caballo. **Ver figura 20.**

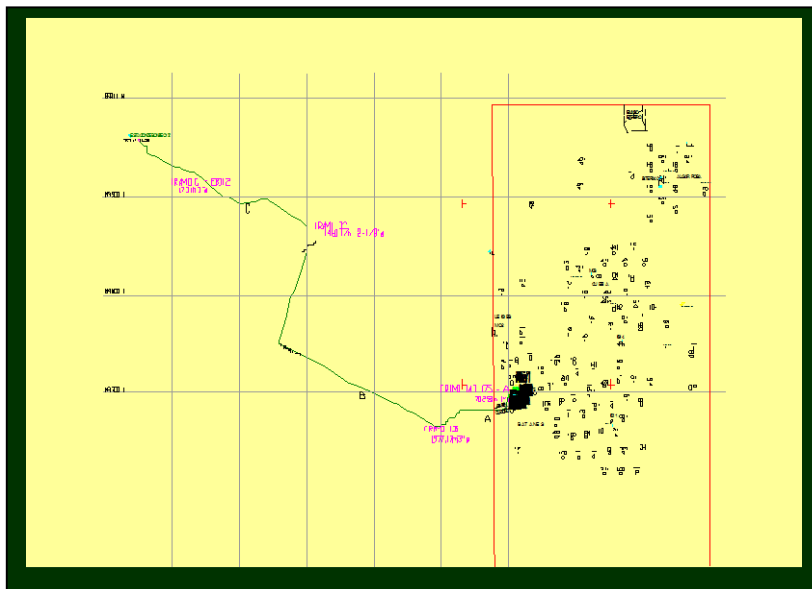


Figura 20.- Plano del oleoducto principal

5.3.2.4.- Manejo de Contratistas.

Contratistas en nuestro medio y sus problemas de operación

Son pocas las compañías que verdaderamente cumplen con los requisitos para desempeñar un buen servicio. Normalmente la falla común es la falta imperiosa de repuestos en herramientas y accesorios, los que no son continuamente renovados por su alto costo.

Esto significa que en muchas oportunidades las operaciones en boca de pozo no se ejecutan con efectividad por el mal estado de herramientas como llaves *stilson*, registradores de profundidad *cavins*, cuñas neumáticas o mecánicas, control stripper, *winchas* en mal estado que hacen errar el reporte de la profundidad exacta de las herramientas pozo abajo, bomba *beaker*, tenazas, etc.

A pesar que el personal en nuestro medio está bastante preparado para desempeñarse con efectividad en la boca del pozo, la deficiencia de material minimiza su desenvolvimiento y crea un malestar general en la operación por demoras en el trabajo pues indica un mayor costo del servicio por pérdida de tiempo y de dinero.

El 75% del personal de Servicio de Pozos en Talara conoce y está perfectamente preparado, pues son personas de experiencia que laboran en esta actividad desde los inicios de la actividad petrolera en el noroeste peruano y que consecuentemente fueron preparados por compañías extranjeras. Adicionalmente los bajos sueldos crean malestar en el personal de Servicio de Pozos, sobre todo en las pequeñas empresas con poca solvencia económica que no tienen bien pagados a su personal, aún sin la proporción del uniforme de seguridad; en otros casos la mala dirección gerencial influye en este problema social. Esta disconformidad aunque parezca mentira influye bastante en el desempeño de la cuadrilla en la boca del pozo. Es misión fundamental del supervisor y sobre estante de equipo mantener a su cuadrilla en óptimas condiciones de trabajo, proporcionando seguridad y protección a su personal.

5.3.3.- Crecimiento gradual de la infraestructura de Producción.

El deseo de conseguir un óptimo funcionamiento de las operaciones parte de los recursos con los que contamos, y dentro de estos el estado de conservación de nuestras instalaciones juega un rol de suma importancia.

Al tomar el lote IX se encontró que las facilidades de producción no se encontraban en las condiciones que amerita una operación que busca hacerse eficiente para buscar la máxima rentabilidad del reservorio.

De ahí la imperiosa necesidad de ir renovando la infraestructura en la medida que las necesidades y obligaciones aparecían. Los procesos de adecuación a las normatividades emprendidas han tenido un rol protagónico toda vez que se ha alcanzado un estándar importante el noroeste peruano.

5.3.3.1.- Independización de las líneas de flujo.

Desde el inicio de nuestras operaciones era común encontrar dos o más pozos produciendo por la misma línea de flujo. Esto crea problemas en las pruebas de pozo en tanque para su evaluación, cuando se hacía mantenimiento a la línea de flujo, era necesario parar los dos pozos a la vez, etc. Es por ello que durante el primer periodo de la gestión en el Lote IX, se compró material tubular de 2" de diámetro para independizar los pozos, cada uno con su propia línea de flujo. Asimismo este material tubular sirvió para implementar el "anillo o red" que interconectó los forros de todos los pozos activos de Lote.

5.3.3.2.- Manejo óptimo del gas de forros.

Debido al bajo aporte de gas de los pozos activos del Lote IX, al inicio de nuestras operaciones (1993), el gas combustible era suministrado por el pozo 7337- Batanes del Lote IX y de los pozos 3620 y 3985 de los Lotes VI y IV respectivamente.

Con el ánimo de evitar problemas con las empresas operadores de los Lotes vecinos, se logró medir el gas producido por el anular de todos los pozos activos de

nuestro Lote usando un medidor portátil de presión de gas, lo cual permitió crear un sistema cerrado o sistema de gas combustible “anillando” los forros de todos los pozos, lo que permite tener una alimentación y presión constante para la operación de todos los motores, instrumentos de control y medidores de desplazamiento positivo. El sistema comprende una instalación aproximadamente de 12,000 pies de gasoductos de 1” y 2” de diámetro que se encuentran interconectadas dentro del Lote.

5.3.3.3.- Remodelación de la Batería 175 – Batanes.

Al inicio de las operaciones el crudo almacenado era transportado en cisternas y/o con la ayuda de bombas de transferencia estacionarias, para entonces solo eran estrictamente controlados el BSW y el grado API del crudo, para asegurar que dichos parámetros se encuentren dentro del rango, contractualmente, para ser entregado o vendido. Por ello solo se realizaban drenajes periódicos en los puntos de recolección.

A partir del año 2004 la legislación peruana comenzó a prestar mayor atención a los aspectos operativos, de seguridad y ambientales. En el Lote IX, también se inició la adecuación a la normativa, por ello se empezaron a modificar las instalaciones con la construcción de pozas API, sistemas de canaletas o de encauzamiento alrededor de tanques, cambios del 100% de los múltiples de recolección, etc. Para mejorar la actividad de recolección sin impactar el medio ambiente; sin embargo faltaba mejorar el sistema de tratamiento de la calidad del crudo.

Para ello, se realizó la modificación de la batería 175 Batanes en cuanto se refiere a instalación, capacidad de almacenamiento y tratamiento del crudo. Así esta batería

se convirtió en el mayor punto de recolección y último punto de tratamiento del crudo antes de ser transferido hacia el punto de venta. La Batería 175 cuenta con un múltiple de recolección de tres vías, separadores, registradores de presión de gas, *Gun Barrel*, líneas de recirculación, líneas de drenaje, poza API, poza de evaporación, sistemas de pararrayos, iluminación nocturna, muro de contención y cerco perimétrico instalados. Se realiza inyección química y mediciones por aforo. **Ver figura 21.**



Figura 21.- Remodelación de la Batería Nº175 Batanes

5.3.3.4.- Implementación de sistemas de protección.

De acuerdo a nuestro compromiso de velar por la integridad física de nuestro personal y equipos, se implementó un sistema de protección a unidades de bombeo, bombas de transferencia y tanques de almacenamiento.

Estas consisten de protectores de *cranck*, protectores de volantes de motor, protectores de ventilador de motor, cercos perimétricos, guarda hombres en escaleras verticales, barandas en techo de tanques, parrillas en cantinas, pararrayos, sistema contraincendios, etc. **Ver Figura 22.**



Figura 22.- Sistema de protección en tanques

5.3.4.- Formación de cuadros técnicos de competencia y experiencia comprobada.

En la década de los 90 el concepto de campos marginales y/o maduros estaban en formación, por lo tanto la preparación de la gente que manejó o gestionó el campo se realizó mediante refuerzo de los conceptos teóricos y por la práctica de 'prueba y error', siendo el soporte técnico de asesores de la industria que se

complementó con el ímpetu de los ingenieros nuevos, lo que llevó al éxito de la gestión.

La realidad experimentada ha generado que el personal operativo logre el conocimiento de manejar un campo con esas limitaciones. Si a ello sumamos los cuadros profesionales especiales formados al inicio de las operaciones entenderemos el porqué de los resultados positivos de la gestión operativa.

La primera y mejor iniciativa de la empresa fue formar un grupo de trabajo sólido, comprometidos en analizar detalladamente los proyectos, recomendaciones y programas de trabajo propuestos.

El grupo estuvo compuesto por ingenieros de reservorio, geólogo, Ingeniero de servicio de pozos, logística, producción, seguridad y medioambiente; los que apoyados por un grupo de asesores de gran trayectoria y complementados con la experiencia en la ejecución de los trabajos por parte del personal de operaciones de campo, permitieron realizar trabajos de calidad y eficiencia.

Gracias a este grupo sólido, fue factible recuperar rápidamente la producción de 220 BOPD hasta un pico máximo en el año 1997 de 480 BOPD con la acertada reactivación y reacondicionamiento de pozos ATA, fue factible mejorar las condiciones de seguridad y medioambiente en las instalaciones del Lote IX.

La toma de decisiones efectiva y acertada, durante el año 1997, para realizar una serie de actividades de prevención y operación frente al inminente desastre que ocasionaría el fenómeno "El Niño", permitió ser prácticamente la única empresa operadora que no interrumpió sus labores. Se decidió reubicar un tramo de 3 kilómetros de oleoducto (3"Ø) cuyo objetivo fue evitar que la inclemencia de la naturaleza afecte las

operaciones, y se consiguió hacerlo en un periodo record.

Se mejoró las técnicas y prácticas de producción, tanto en recolección y almacenamiento como tratamiento de la calidad del crudo. Capacitación a profesores y alumnos. Además se registró un factor de cero accidentes durante los años de operación.

CAPÍTULO VI.- Resultados.

- El éxito de la gestión se ve plasmado en el incremento de las reservas y la producción. Se incrementaron las reservas de 0.4 MMbbls a 1.54 MMbbls, como resultado de la gestión en general.
- Se generó un mejor modelo geológico para la formación Pariñas Inferior.
- Hasta el mes de agosto 1993 se habían producido 2.6 MMbbls y según estimados de la anterior administración se contaba con unas reservas de 0.4 MMbbls, estimándose una Recuperación Final de 2.9 MMbbls. En la gestión del Lote IX, el grupo de pozos (44) recibidos de Petróleos del Perú S.A., han producido 1.41 MMbbls y la recuperación final será de 4.09 MMbbls
- Se logró incrementar en un 85% el número de pozos activos.
- Se incrementó rápidamente la producción de 250 BOPD hasta un pico máximo en el año 1997 de 480 BOPD con la acertada reactivación y reacondicionamiento de pozos.
- Extracción de 3.2 veces las reservas asignadas al Lote IX.
- Incremento en dos veces la producción de petróleo por hectárea.
- Utilidades económicas positivas inclusive en coyuntura crítica.
- Dictámenes favorables de Fiscalizaciones.
- La atención a los aspectos de seguridad y protección ambiental fue pilar fundamental que permitió alcanzar los objetivos estratégicos.
- No se interrumpieron las labores durante el fenómeno del Niño en el año 1998.
- Se reubicó óptimamente el oleoducto principal de 3" de diámetro.
- Mejora de técnicas y prácticas de producción.

- Mejora en la recolección, almacenamiento y tratamiento de la calidad del crudo.
- Mejor capacitación al personal.

CAPÍTULO VII.- Análisis Cuantitativo.

En los siguientes cuadros se puede apreciar cuantitativamente los logros obtenidos por la aplicación de las estrategias antes descritas y sus consecuentes líneas de acción y proyectos.

El cuadro N° 4, presenta la estadística de producción del Lote IX desde 1993 hasta el 2011.

DATA DE PRODUCCION 1993-2011

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Producción de Pozos Nuevos	0	0	6	10	30	32	27	23	52	36	34	45	31	31	30	25	24	23	22
Prod. Pozos React./ Reacond.	0	89	89	142	124	104	96	91	97	91	89	84	82	74	71	83	98	89	79
Prod. 44 pozos Recibidos Petroperú	358	342	323	280	265	231	236	222	204	190	186	180	175	173	166	160	140	131	126
Producción Total Lote IX	358	431	418	432	419	367	359	336	353	317	309	309	288	278	267	268	262	243	227
Estimado Declinación 44 Pozos.	250	210	180	160	140	130	120	112	105	100	95	90	85	80	77	74	70	68	66

CUADRO N° 4

Los cuadros N° 5 y N° 6 indican la comparación de las producciones como resultado de este proyecto y la curva de declinación de los 44 pozos recibidos de Petroperú.

COMPARACION BOPD PRODUCCION 44 POZOS (Declinación - VS - Real)

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prod. 44 pozos Recibidos Petroperú	358	342	323	280	265	231	236	222	204	190	186	180	175	173	166	160	140	131	126
Estimado Declinación 44 Pozos.	250	210	180	160	140	130	120	112	105	100	95	90	85	80	77	74	70	68	66
Incremento	108	132	143	120	125	101	116	110	99	90	91	90	90	93	89	86	70	63	60

CUADRO N° 5

COMPARACION BOPD PRODUCCION (44 Pozos Declinación - VS- 44 Pozos Real+ Pozos React./Reacond.)

Año	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
44 Pozos+ Pozos React./Reacond.	358	431	412	422	389	335	332	313	301	281	275	264	257	247	237	243	238	220	205
Estimado Declinación 44 Pozos.	250	210	180	160	140	130	120	112	105	100	95	90	85	80	77	74	70	68	66
Incremento	108	221	232	262	249	205	212	201	196	181	180	174	172	167	160	169	168	152	139

CUADRO N° 6

La representación gráfica de estos cuadros los podemos apreciar en las **FIGURAS 23, 24, 25, 26 Y 27.**

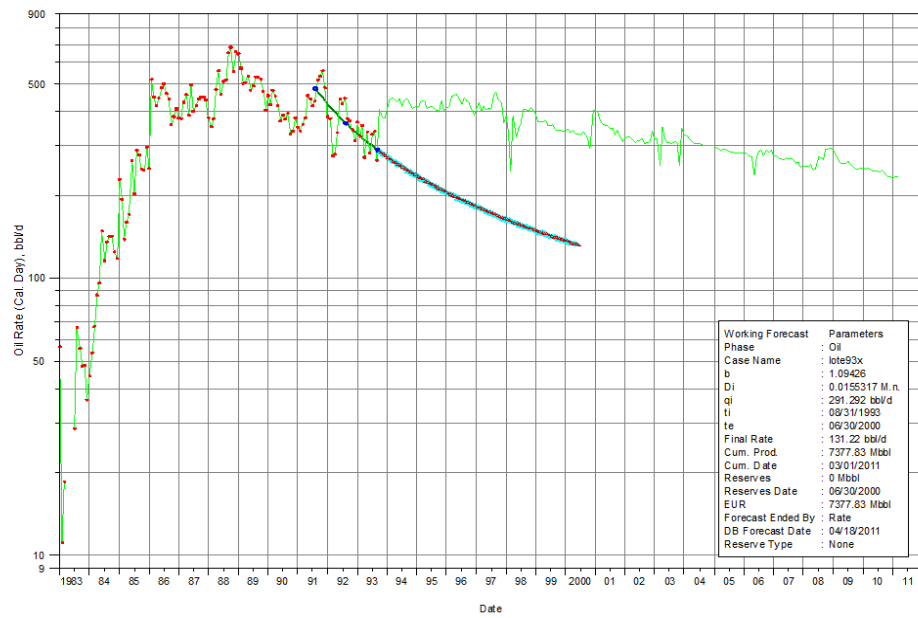


Figura 23.- Curva de declinación de los 44 pozos

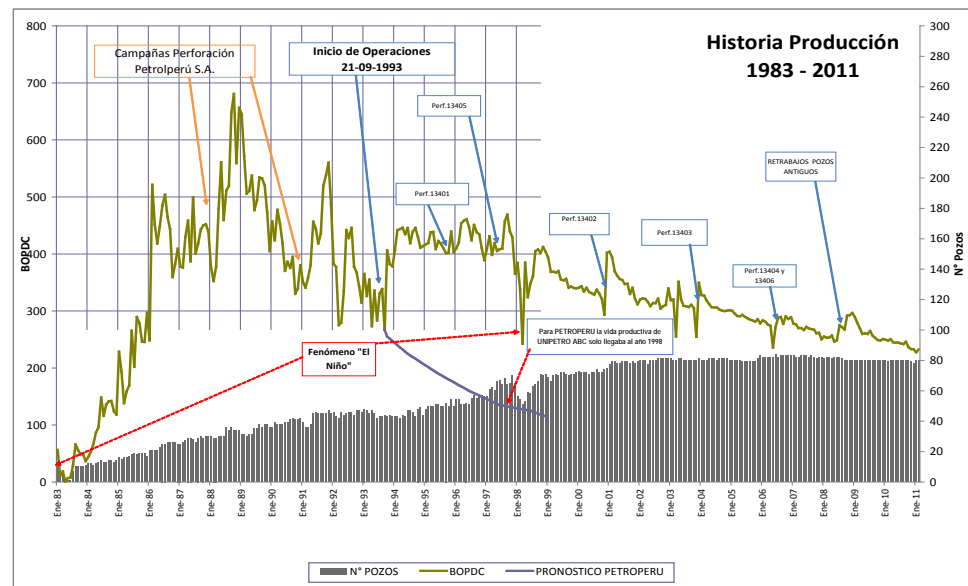


Figura 24.- Historia de producción total 1983- 2011

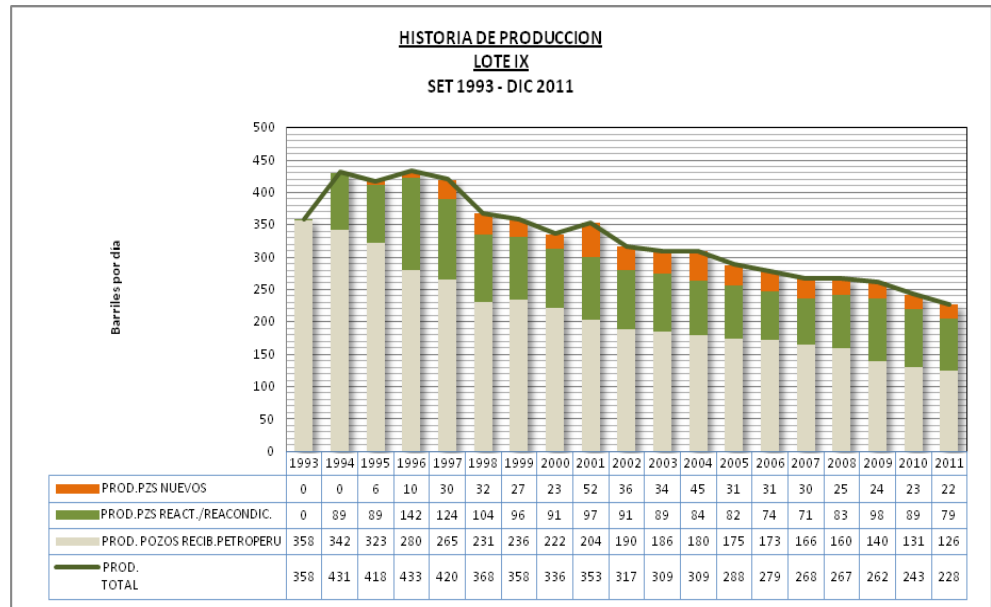


Figura 25.- Curva estadística de producción 1993-2011

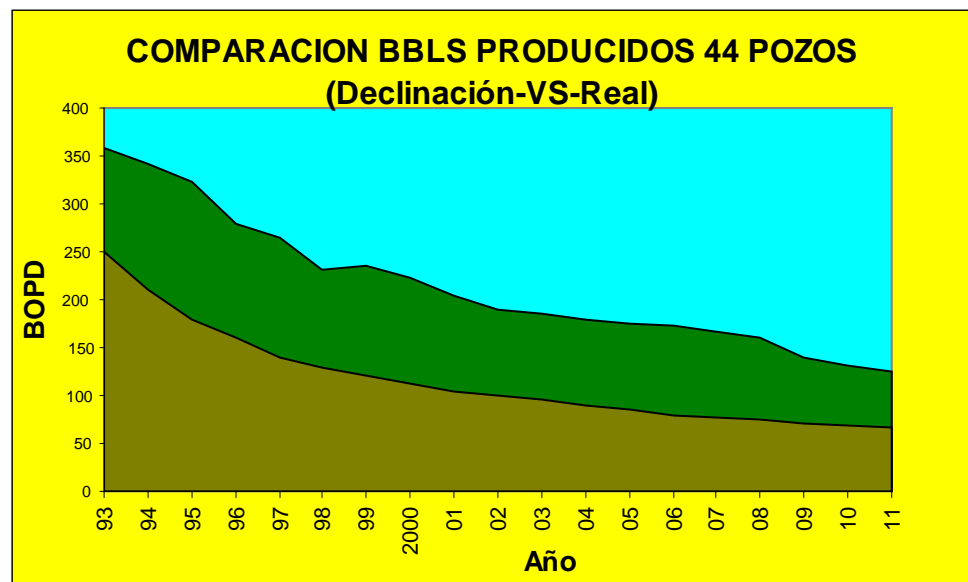


Figura 26.- Producción comparativa de los 44 pozos 1993-2011 (Declinación-vs-Producción Real)

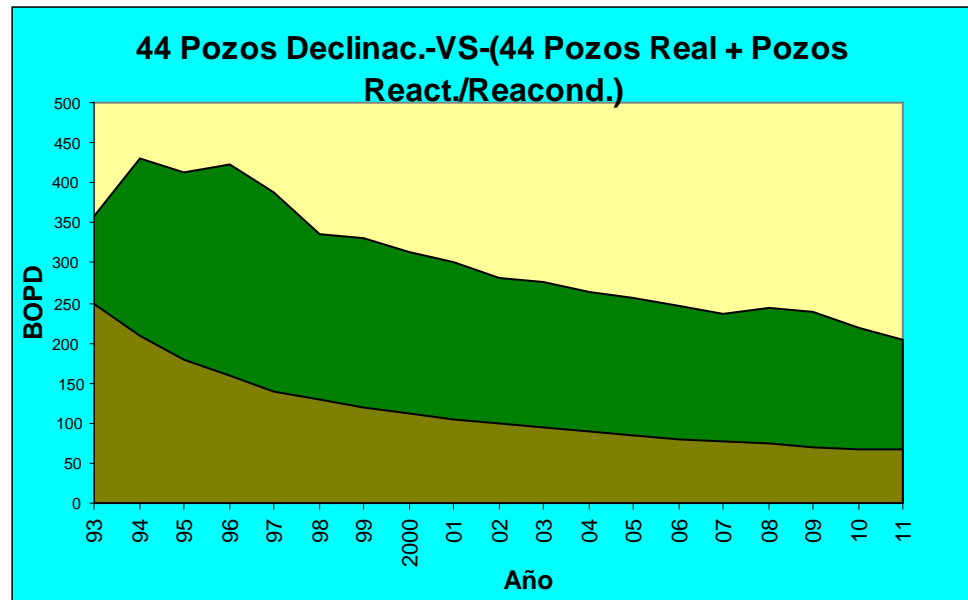


Figura 27.- Producción comparativa 1993 – 2011 Declinación 44 Pozos –vs- (Real 44 Pozos + React./Reacond.)

CAPÍTULO VIII.- Conclusiones y Recomendaciones.

8.1.- Conclusiones.

- La mejora en las facilidades de producción permitió el monitoreo adecuado del campo, el incremento de producción y mejora de las condiciones de seguridad.
- El anillado de líneas gas permitió el abastecimiento de gas combustible para los motores.
- La instalación de poleas reductoras, bombas compensadas y equipos en fondo del pozo y superficie permitió producir el pozo bajo condiciones óptimas.
- Los programas elaborados para el monitoreo continuo de control de fluidos y sólidos fueron el soporte idóneo para mejorar la producción.
- Para proteger al medio ambiente se implementaron varias actividades/técnicas que controlaron la emisión de gases y fluidos y productos sólidos complementados con indicadores y letreros de protección y advertencia hacia ciertas actividades de riesgo.
- El proyecto permitió elaborar sub-proyectos que permitieron un mejor control de la producción y la aplicación de técnicas de optimización de la producción.
- El proyecto permitió implementar un agresivo programa de capacitación.
- La perforación de 5 pozos de desarrollo y un pozo de extensión logró complementar la atenuación de la declinación de la producción.
- La compra de *software* de monitoreo de producción, petrofísica, elaboración de secciones estructurales-estratigráficas, digitalización ha permitido evaluar,

diagnosticar y ejecutar trabajos de un modo rápido y con mejor presentación.

- Como parte complementaria, el proyecto permitió implementar áreas de mediciones físicas, *Well Testing* y *Perfilaje-cañoneo* con lo cual se efectúan trabajos en el lote IX y se brinda servicios a lotes vecinos.

8.2.- Recomendaciones.

- Continuar con la caracterización del Lote IX, con la aplicación de nuevas técnicas geológicas y de reservorios. Adicionar el apoyo de consultores externos de experiencia comprobada.
- Continuar con el uso *software* de geología-reservorios-producción para una nueva reinterpretación geológica del Lote IX y el monitoreo adecuado de la producción.
- Continuar con el monitoreo constante de fluidos del pozo para detectar problemas potenciales en el pozo.
- Evaluar y aplicar nuevas técnicas de optimización de producción en campos marginales.
- Continuar con la capacitación del personal con talleres especializados con temas relacionados a la ingeniería de petróleo y con la capacitación de estudiantes de ingeniería de Petróleo en operaciones de campo del lote IX.
- Apoyar a las empresas operadoras vecinas con nuestros servicios de Mediciones física, *Well Testingy Perfilaje-Cañoneo* de pozos, como manera integración e intercambio de experiencias.

- Buscar nuevos campos en el Perú y/o el extranjero para operar con la metodología empleada en el lote IX.

CAPÍTULO IX.- Bibliografía.

- Colan, A., Chiroque, J., Orellana, J., (1999). **Optimización de Producción de Pozos con más de un Reservorio en el Noroeste Peruano**, preparado para INGEPET `99. EXPL-6-LC-14.
- Chiroque, J., Colán, L., (1994). **Libro de Reservas de UNIPETRO ABC SAC**, Preparado para Perupetro.
- Dr. Podio, A., (1996), Seminario Taller Talara, **Manual “Echometer”**, Curso de Producción dictado a personal Unipetro.
- Dr. Podio, A., (2004), Seminario Taller Talara, **Optimización de la Producción en Campos Marginales.**
- Ing. Ramones, M.,(2004), Seminario Taller Lima: **Rejuvenecimiento de Campos Maduros.**
- Ing. Piasco, L., (2011): Seminario Taller Lima, **Gerenciamiento de Operaciones de Perforación.**
- Ing. Talledo, (2000), Curso Taller, Talara: **Servicio de Pozo para Operadores.**
- Ing. Cesar Mogollón, Schlumberger-Petrobras (2005), Seminario taller Lima: **Gerenciamiento de campos maduros, un enfoque integral.**
- Orellana, J., Chiroque, J., Ostos, N., (1999). **Uso de Equipos Portátiles en la explotación de Campos de Petróleo**, preparado para INGEPET `99. EXPL-6-JO-18.
- Petroperú, (1985), **Manual de servicio de pozos para Operadores.**