

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA CIVIL**



**LAST PLANNER E INDICADORES DE GESTIÓN EN EL
MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE PRODUCCIÓN -
LOTE PETROLERO 1AB**

INFORME DE SUFICIENCIA

Para optar el Título Profesional de:

INGENIERO CIVIL

HEYNER HEYSSLER PRINCIPE COLLAZOS

Lima- Perú

2015

DEDICATORIA:

A todas aquellas personas que me ofrecieron no sólo su incondicional amistad, sino también su apoyo espiritual... apoyo que enriquece a la persona en el día a día.

INDICE

RESUMEN	3
LISTA DE CUADROS	4
LISTA DE FIGURAS	6
INTRODUCCIÓN	7
CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES	9
1.1. EL PETRÓLEO EN EL PERÚ	9
1.1.1. Breve Historia:	9
1.1.2. Estadísticas Importantes:	11
1.1.3. Sistemas de contratación de hidrocarburos:	16
1.2. EL LOTE PETROLERO 1AB	19
1.2.1. Localización geográfica:	19
1.2.2. Historia del Lote 1AB:	20
1.2.3. Regalías del Lote 1AB:	22
1.2.4. Producción y Reservas del Lote 1AB	23
1.3. ELEMENTOS EN EL EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO	24
1.3.1. Producción de petróleo y gas:	24
1.3.2. Reinyección de agua de producción:	25
1.3.3. Oleoducto Nor Peruano	25
1.4. PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS	26
1.4.1. Planificación:	26
1.4.2. Planeamiento:	26
1.4.3. Programación:	27
1.5. FILOSOFÍA LEAN	27
1.5.1. Lean Construction:	30
1.5.2. Last Planner System:	32
1.6. PRODUCTIVIDAD	34
CAPITULO II: TECNOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS	36
2.1. OLEODUCTOS	36
2.1.1. Ciclo de Vida del Proyecto:	36
2.1.2. Desarrollo sostenible:	37
2.1.3. Pluspetrol Norte:	38

2.2. MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE PRODUCCIÓN	39
2.2.1. Modelo organizativo:	39
2.2.2. Procedimiento Constructivo:	44
CAPITULO III: IMPLEMENTACIÓN DEL LAST PLANNER	54
3.1. OBJETIVOS	54
3.2. NIVELES DE PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO:	54
3.2.1. Planificación Maestra (PM)	54
3.2.2. Planificación Intermedia (PI)	54
3.3. ANÁLISIS DEL LAST PLANNER	55
3.3.1. Análisis de Liberación de Restricciones (LR)	55
3.3.2. Plan de Trabajo Semanal (PTS)	55
3.3.3. Porcentaje de Asignaciones Completadas (PAC)	56
3.3.4. Reunión Semanal de Planificación:	56
3.3.5. Indicadores de No Cumplimiento	57
3.3.6. TRAZABILIDAD DEL PAC	58
CAPITULO IV: INDICADORES DE GESTIÓN	60
4.1. INFORME SEMANAL DE PRODUCCIÓN (ISP)	60
4.1.1. Indicador de Productividad:	60
4.1.2. Estadística anual y resultados.	62
4.1.3. Curva “S” de producción:	62
4.2. INDICADOR ECONÓMICO (RATIO)	64
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
5.1. CONCLUSIONES	65
5.2. RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS:	69

RESUMEN

El presente informe obedece a un estudio realizado en la Región de Loreto, específicamente en el Lote Petrolero 1AB, mientras me desempeñaba colaborando en la planificación de los proyectos operativos y de inversiones del Área de Pluspetrol Construcciones. El estudio surgió en afán de cumplimiento a las exigencias de los Organismos Supervisores del Estado, viendo las mejores prácticas para lograr un cumplimiento oportuno en beneficio de las operaciones, de la sociedad y el medio ambiente. Es por ello se vio necesario colocar en el Capítulo I los conceptos que alimentan el informe.

Debido a la gran extensión del Lote Petrolero, a su condición de “lugar remoto” y a su difícil acceso hace que sea todo un reto extraer el ansiado recurso (petróleo). En ese afán de buscar optimizar los tiempos, mejorar la productividad, dinamizar la producción, mejorar la comunicación y eliminar desperdicios, es que nos obligados a comprender y analizar la tecnología empleada en el mantenimiento de líneas y su proceso constructivo; como se describe en el capítulo II.

Nuestros resultados de Mantenimiento de Líneas se miden en “Ductos reemplazados”, y oportunamente. Como no se contaba con datos de registros históricos se tuvo que medir por varias semanas el comportamiento de las cuadrillas y a partir de ahí se realizó la programación inicial. Para verificar el cumplimiento de la programación se implementó la herramienta del Lean Construction (Last Planner), el cual es detallado en el capítulo III.

En el capítulo IV se presenta un análisis de los resultados obtenidos luego de la implementación del Last Planner. Como no simplemente un indicador de cumplimiento puede garantizar el éxito de un proyecto, se tuvo que evaluar un indicador de gestión en costo y comparar si efectivamente se minimizaron desperdicios y se pudo cumplir con la meta inicial trazada. Es bueno acotar que los datos mostrados en presente informe han sido alterados para ser expuestos con fines académicos; y por guardar absoluta confidencialidad de los mismos.

En los capítulos finales se incluyen anexos, conclusiones y recomendaciones.

LISTA DE CUADROS

Cuadro N°01: Grado API para determinación de densidad petróleo.	12
Cuadro N°02: Producción Total de Petróleo (Miles de Barriles por día).	12
Cuadro N°03: Estadística de la Cotización Internacional Petróleo (US\$)	13
Cuadro N°04: Producción de Hidrocarburos Líquidos en el Perú (MBLD).	13
Cuadro N°05: Producción Nacional de Petróleo en miles de barriles.	14
Cuadro N°06: Consumo de energía por sectores en el Perú.	14
Cuadro N°07: Contratos vigentes en Exploración y Explotación.	15
Cuadro N°08: Pronóstico de producción de hidrocarburos Líquidos.	15
Cuadro N°09: Centros poblados en las operaciones de lote 1AB.	20
Cuadro N°10: Regalías pagadas por el contrato de licencia, Lote 1AB.	22
Cuadro N°11: Comparación de las reservas probadas del Lote 1AB.	23
Cuadro N°12: Estructura de la filosofía Lean.	28
Cuadro N°13: Esquema de variabilidad y pérdida de productividad.	31
Cuadro N°14: Esquema del Modelo de Conversión de Procesos.	32
Cuadro N°15: Esquema del Modelo de Flujo de Procesos.	33
Cuadro N°16: Índices de Rendimiento y Trabajosidad (productividad).	35
Cuadro N°17: Descomposición del trabajo por su naturaleza.	35
Cuadro N°18: Ciclo de Vida del Proyecto de Inversión.	36
Cuadro N°19: Distribución de las Baterías de Producción en sectores.	40
Cuadro N°20: Procedimiento para la realización de un END.	42
Cuadro N°21: Tren de actividades para Cambio de Tuberías.	44
Cuadro N°22: Resumen estadístico del Reporte de Corrosión – 2014.	45
Cuadro N°23: Indicador del motivo de reemplazo de tuberías – 2014.	46
Cuadro N°24: Longitud de lavado para colocación de torta de barro.	50
Cuadro N°25: Principales pasos del ensayo de Líquidos Penetrantes.	52
Cuadro N°26: Presión de prueba hidrostática por diámetro de tubo.	53
Cuadro N°27: Planificación intermedia Lookahead.	55
Cuadro N°28: Determinación del PAC (Semana 29).	56
Cuadro N°29: Indicador de las Causas de No Cumplimiento.	57
Cuadro N°30: Indicador de los Responsables de No Cumplimiento.	58
Cuadro N°31: Trazabilidad del Porcentaje de Asignaciones Completadas.	59
Cuadro N°32: Rendimiento Acumulado Sectorizado.	61
Cuadro N°33: Datos estadísticos y resultados del 2014.	62

Cuadro N°34: Seguimiento con Curva "S".	63
Cuadro N°35: Indicador Económico (Ratio).	64

LISTA DE FIGURAS

Figura N°01: Primeras perforaciones en Zorritos – Piura.	9
Figura N°02: Refinería de Petroperú en Talara – Piura.	17
Figura N°03: Ubicación de los lotes 8 y 1AB.	19
Figura N°04: Fotografía aérea del Lote 1AB, Andoas.	21
Figura N°05: Producción de Petróleo en MBPD, Lote 8 y 1AB.	23
Figura N°06: Esquema de producción de petróleo y gas.	24
Figura N°07: Bombas de Reinyección de Shiviyaçu.	25
Figura N°08: Oleoducto Norperuano.	26
Figura N°09: Los pilares de la filosofía Lean.	29
Figura N°10: Planificación Tradicional.	33
Figura N°11: Planificación Last Planner.	33
Figura N°12: Los tres pilares del desarrollo sostenible.	37
Figura N°13: Áreas de Pluspetrol Norte en el Lote 1AB.	38
Figura N°14: Descomposición del Contrato de Mantenimiento Industrial.	39
Figura N°15: Sectorización del Lote 1AB.	40
Figura N°16: Estructura Jerárquica del Mantenimiento de Líneas.	41
Figura N°17: Procesos en el mantenimiento de Líneas.	43
Figura N°18: Inspección visual – Capahuari Sur.	44
Figura N°19: Acceso para ingreso de sideboom - Capahuari Norte.	46
Figura N°20: Hot Tap para drenado de línea diesel 6" - Capahuari Norte.	47
Figura N°21: Detalle constructivo del Soporte Tipo Marco "H".	48
Figura N°22: Soportería Tipo Marco "T" para Oil Line – Andoas.	48
Figura N°23: Transporte Aéreo de Tuberías ASTM A36 de 6".	49
Figura N°24: Alineado de línea diesel de 6" en Capahuari Norte.	50
Figura N°25: Esmerilado de biseles para soldadura.	51
Figura N°26: Soldadura de Trunk Line de 12" en Jibarito.	51
Figura N°27: Ensayo de Líquidos Penetrantes en línea de 6" – Dorissa.	53

INTRODUCCIÓN

En el mundo, los hidrocarburos (petróleo, gas y derivados) contribuyen con el 60% de la energía empleada en actividades primordiales como: transporte, uso industrial, comercio, uso doméstico, etc.; por ello es considerada como la principal fuente de energía del hombre. Ahora a la gran dependencia que ha desarrollado la economía industrial frente al petróleo, se suma la creciente demanda de este producto en el mercado mundial.

Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, la hidráulica, la eólica, geotérmica y solar que suelen clasificarse como “renovables”, aunque en algunos casos su aplicación comercial es muy restringida. Sin embargo, los especialistas sugieren que con el tiempo, las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos, ya que no son sustentables (recursos perecederos).

El petróleo es la mercancía de los mercados del mundo, y su producción está a cargo de empresas “Petroleras”. El 80% de las reservas de petróleo y gas del mundo lo producen empresas estatales, es decir, el gobierno del país donde se encuentran tales recursos es accionista controlador de dichas reservas.

El Perú no posee la suficiente producción de petróleo para autoabastecerse, no poseen suficientes reservas y es dependiente de la importación de crudo y de los precios que impone el mercado internacional. La explotación de hidrocarburos en la selva del norte del Perú se desarrolla desde 1971 con la exploración y explotación del lote 1AB, inicialmente operado por la OXY y actualmente por Pluspetrol Norte.

Nadie puede dudar de la potencialidad económica actual del lote 192 (Ex lote 1AB ubicado en la región Loreto), que produce el 15% del crudo nacional. Desde el inicio de sus actividades exploratorias, el Lote 1AB se convirtió en uno de los grandes progresos energéticos del país, contribuyendo enormemente al desarrollo de nuestro país, y sobre todo de la región Loreto.

La Amazonía Peruana es una de las regiones con mayor biodiversidad del mundo y que a su vez es hogar de muchos grupos étnicos indígenas, se conoce también que las actividades relacionadas a la extracción de hidrocarburos (exploración, extracción, transporte y distribución) pueden generar impactos ambientales significativos si la ingeniería de dichas operaciones no es la apropiada y no se toman medidas de prevención y mitigación adecuadas. Por ello se prioriza la "Ingeniería de Ductos" dentro de las operaciones; las líneas de producción funcionan como arterias entre los pozos y las baterías de producción. Con una adecuada ingeniería de ductos, se puede lograr minimizar y/o mitigar los derrames atribuidos al desgaste del ducto por diversos factores; de esta forma poder garantizar el ansiado desarrollo sostenible.

En el caso específico de la deforestación, la legislación peruana prevé que las actividades de hidrocarburos sean desarrolladas siguiendo el modelo "Sin Carreteras," mediante el cual la instalación de dichas operaciones se da por vía aérea o fluvial. De esta forma, se limita el acceso de agentes de deforestación al bosque pero a su vez hacen que los costos de operación sean muy elevados; por ello se considera todo un reto operar en condiciones remotas.

CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

1.1. EL PETRÓLEO EN EL PERÚ

1.1.1. Breve Historia:

El inicio de la explotación de hidrocarburos en el Perú se inicia en el año 1863 con la perforación del primer pozo al norte del país (Zorritos), denominado Pozo N° 04, el cual fue el primer pozo perforado en el Perú. El Pozo N° 04 se encontraba en la propiedad de la familia Lama. Don Diego de Lama al ver que este recurso afloraba de forma natural, creyó conveniente iniciar una pequeña perforación, para ello en asociación con varias personas de Piura encomendaron dicha labor al escocés llamado Farrier quien efectuó ocho perforaciones. El petróleo extraído se quiso aprovechar evaporándolo hasta obtener brea, pero el residuo asfáltico era pequeño e incurría en altos costos por el combustible empleado; esto imposibilitó el negocio.

Luego del pequeño fracaso en Zorritos, se pensó en sacar provecho de dicho recurso para alumbrado público, para ello los asociados se dirigieron al gobierno pidiendo que se comisionara al ingeniero Préntice (quien estaba al servicio del gobierno) para que hiciera un estudio del yacimiento. En ese intento se profundizaron las exploraciones, lográndose encontrar un petróleo más ligero.



Figura N°01: Primeras perforaciones en Zorritos – Piura (fuente: Perupetro)

La intervención del capitalismo norteamericano en sus primeras etapas exploratorias mostraron resultados favorables, pero finalmente luego de problemas internos, las perforaciones quedarían por varios años abandonadas.

Luego de dado el primer paso, se inicia la explotación con fines comerciales, para ello la primera empresa que se instaló en Zorritos fue la Peruvian Petroleum Company, la cual arrendó a la familia Lamas el Pozo 04 y la explotó a escala industrial por casi 6 años. Posteriormente fue reemplazada por la Compañía Peruana de Refinar Petróleo; así se sucederían la explotación de Zorritos varias empresas por varias décadas más.

En 1887, don Genaro Helguero, propietario de la hacienda "La Brea y Pariñas", animado por las pruebas elocuentes de la bondad de Zorritos, hizo varias perforaciones al mismo tiempo que gestionaba la regularización del dominio del subsuelo para toda la amplitud de su propiedad rural (el cual fue concedido por Resolución Suprema), sin imaginar que así se iniciaba para el país el más oneroso expediente que ha conocido el país: el de "La Brea y Pariñas".

Es recién en los años 1960 y 1970 que se alcanza el mayor auge en la explotación de hidrocarburos, destacando en este período la International Petroleum Company. El auge seguiría con buen ritmo hasta el año 1969, año en que el gobierno del presidente Juan Velázco Alvarado, luego de expropiar los campos de la International Petroleum Company, entregó los derechos de explotación a la empresa estatal Petroperú. Es así como Petroperú con su explotación de los yacimientos del Norte y la OXI con su explotación en la Selva Norte abastecerían la demanda interna del país.

En cuanto a los hidrocarburos gaseosos (gas natural), su historia se inicia con la llegada de Shell Prospecting and Development, en el año 1981 de acuerdo a su contrato de exploración; con Petroperú inician trabajos en los lotes 36 y 42 ubicados en Camisea. En 1983, luego de varias actividades exploratorias se encontró un importante yacimiento de gas natural en el lote 88 (Camisea), pero su contrato de explotación era la Shell era de hidrocarburos líquidos, por ello se tenía que regresar a la elaboración de un nuevo contrato que contemple la explotación de tan preciado recurso (gas natural).

Debido a los problemas sociales que se vivían en el país, el terrorismo y las grandes trabas burocráticas no se pudo concluir con el proyecto y la empresa Shell tuvo que retirarse del país en el año 1998. Finalmente en el año 2000 luego de un concurso público internacional se firma el contrato de licencia entre las empresas Pluspetrol Perú Corporation, Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Corporation e Hidrocarburos Andinos S.A.C. para iniciar actividades de explotación de hidrocarburos en el lote 88.

Actualmente el Perú produce sólo el 34% de lo que necesita para abastecerse de petróleo, por ello es todo un reto poder revertir la fuerte caída en producción que se ha presentado en los 10 últimos años, más aún cuando nuestro crecimiento en promedio está en el orden de 6% anual. La demanda interna bordea los 200 mil barriles diarios (la mayor parte de petróleo es importado). El lote 67 que es operado por la compañía Perenco estima una producción de 60 mil barriles por día para el año 2019, esto en parte paliaría dicha escasez.

1.1.2. Estadísticas Importantes:

Antes de pasar a ver las principales estadísticas en la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú y el mundo, veamos algunos conceptos manejados en el sector, los cuales serán los puntos de comparación:

Hidrocarburo, es todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido que consiste principalmente en compuestos de carbono e hidrógeno. Los "hidrocarburos líquidos" lo conforman el Petróleo y los condensados de gas natural, mientras que el "hidrocarburo gaseoso" viene a ser el gas natural.

Barril es la unidad de medida de hidrocarburos líquidos que equivale a 42 galones de capacidad de los Estados Unidos, corregidos a una temperatura de 60° Fahrenheit y presión del nivel del mar.

Grado API, de sus siglas en inglés: American Petroleum Institute, es una medida de densidad, que en comparación con la densidad del agua, precisa cuán liviano o pesado es el petróleo. El grado API se mide con un hidrómetro (gravedad específica), y su fórmula es: Gravedad API = $(141,5/GE \text{ a } 60 \text{ } ^\circ\text{F}) - 131,5$.

Cuadro N°01: Grado API para determinación de densidad petróleo.

PETROLEO	GRADO API
Extra-pesados	< 9.9
Pesados	10.0 - 21.9
Medianos	22.0 - 29.9
Livianos	30.0 - 39.9
Condensados	> 40.0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

El precio del barril de petróleo se calcula considerando un barril como 159 litros o 42 galones. En la cotización internacional, debido a las características de la economía mundial, su precio puede variar en relación a los niveles de prosperidad, nivel de consumo, especulaciones, cantidad de reservas disponibles o cualquier acontecimiento social importante, sobre todo de los países productores que se encuentran dentro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

a) Explotación:

Según la teoría económica, el petróleo y derivados constituyen bienes transables, supuestamente equivalente a cualquier producto de exportación, cuyos precios se determinan en función de la escasez o abundancia relativa, es decir, por la oferta y la demanda. Casi nunca el consumidor fija el precio.

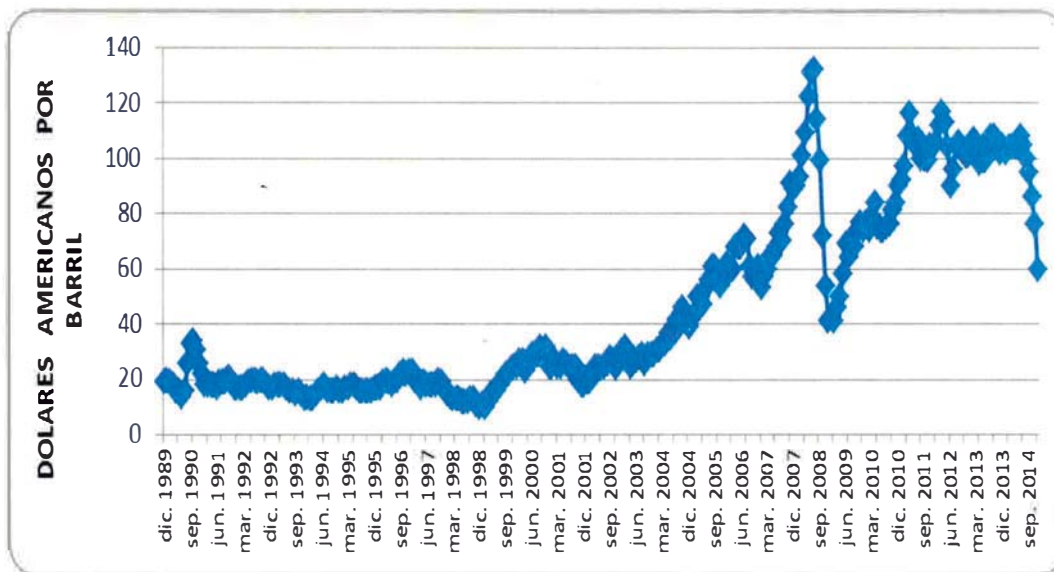
Cuadro N°02: Producción Total de Petróleo (Miles de Barriles por día).

Ranking	2.008	2.009	2.010	2.011	2.012
1 Saudi Arabia	10.782	9.757	10.522	11.154	11.546
2 United States	8.564	9.133	9.692	10.136	11.096
3 Russia	9.797	9.934	10.157	10.239	10.397
4 China	4.037	4.068	4.363	4.347	4.416
5 Canada	3.344	3.319	3.442	3.597	3.868
6 Iran	4.178	4.178	4.243	4.226	3.538
7 United Arab Emirates	3.047	2.795	2.813	3.088	3.213
8 Iraq	2.385	2.399	2.403	2.629	2.987
9 Mexico	3.184	3.001	2.979	2.960	2.936
10 Kuwait	2.728	2.506	2.460	2.692	2.797
11 Brazil	2.431	2.562	2.712	2.685	2.652
12 Nigeria	2.169	2.212	2.459	2.554	2.524
13 Venezuela	2.656	2.510	2.405	2.489	2.489
14 Norway	2.464	2.353	2.135	2.007	1.902
15 Algeria	1.954	1.910	1.881	1.863	1.875
26 Argentina	801	802	791	764	739

Fuente: U.S. Energy Information Administration

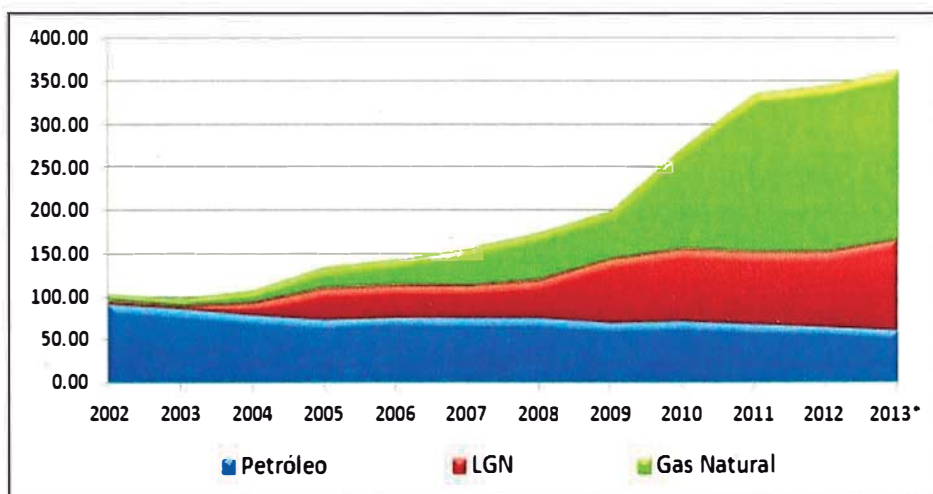
En el mundo existen cientos de tipos de petróleo, cada uno con características especiales que son útiles para cada producto derivado. La mayoría de transacciones hacen referencia especialmente a dos tipos: (1) el Brent es un tipo de petróleo que se extrae del Mar del Norte (Europa), siendo referente para el 78% de tipos de petróleo a nivel mundial entre ellos Europa, África y Medio Oriente, su característica principal es que es ligero 38.3° API y dulce (bajo contenido de azufre). (2) el West Texas Intermediate (WTI) es un petróleo de referencia para el mercado de Estados Unidos, es de mayor calidad, es ligero 39.6° API y dulce; por ello se suele cotizar entre 2 y 4 dólares por encima del Brent.

Cuadro N°03: Estadística de la Cotización Internacional Petróleo (US\$)



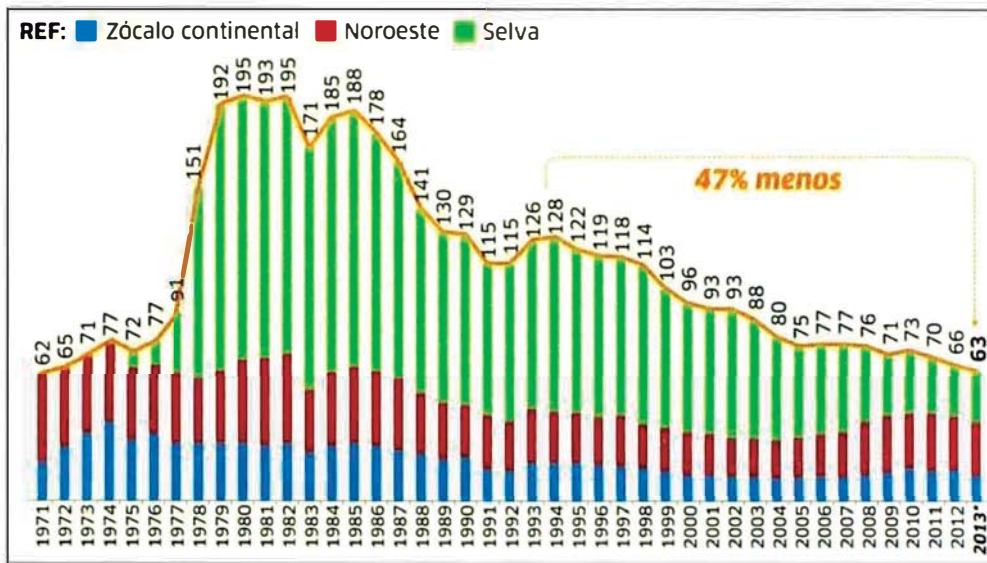
Fuente: www.indexmundi.com

Cuadro N°04: Producción de Hidrocarburos Líquidos en el Perú (MBLD).



Fuente: Ministerio de energía y Minas

Cuadro N°05: Producción Nacional de Petróleo en miles de barriles.



Fuente: Memorias de Petroperú

Del cuadro anterior se puede apreciar claramente que desde 1985 nuestra producción de petróleo ha tenido una disminución progresiva; esto obedece a que el país vivía una etapa convulsionada por el terrorismo, por ende a los pocos progresos de licitación, sobre todo, en exploración.

En el cuadro N° 6 vemos que el sector en nuestro país donde está dirigido el petróleo y el GN es el de transporte, a pesar que el petróleo llegará a parecer en algún momento aún mantenemos un alto consumo en el transporte; por ello se hace indispensable contar con alguna fuente de energía renovable que pueda reemplazarlo, o al menos complementarlo. En cuanto al consumo en el sector industrial, residencial, público y minería es casi un delito tener un índice elevado, cuando lo más saludable económicamente sería optar por la energía producida de recursos renovables, como sugieren los especialistas.

Cuadro N°06: Consumo de energía por sectores en el Perú.

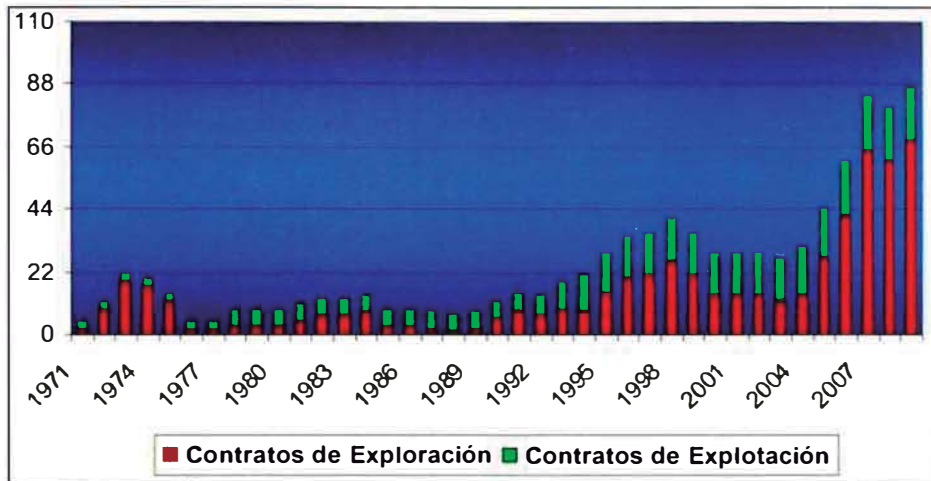
SECTOR	Consumo Petróleo y GN (Mbls)	% del Total
Transporte	271,777.00	65%
Residencial, comercial y público	39,059.00	9%
Industria y minería	90,900.00	22%
Agropecuaria, agroindustria y pesca	10,170.00	2%
No energético	5,749.00	1%
TOTAL	417,655.00	100%

Fuente: Perupetro 2012

b) Exploración y Pronóstico

Un evidente y virtuoso ciclo de contratos petroleros se inició el 2005, con la promoción de la inversión lanzado por Perupetro (ver cuadro N°07).

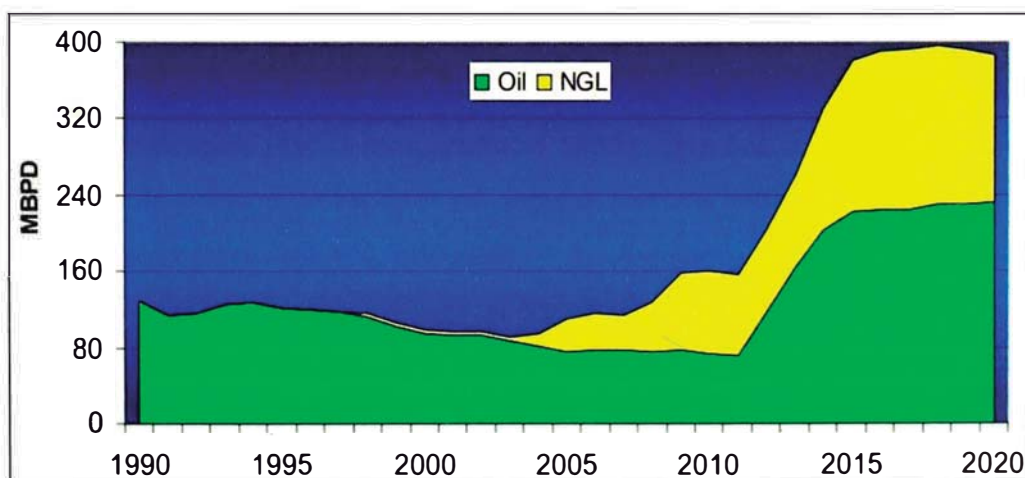
Cuadro N°07: Contratos vigentes en Exploración y Explotación.



Fuente: Perupetro, 10 años del proyecto Camisea

En el 2012 se contaban con 60 contratos vigentes en fase de exploración. A mediados del 2014 se redujo a 47 contratos, de estos, 13 contratos que ya no están en fase de exploración, 4 pasaron a la fase de explotación (Lote Z-1 de BPZ, Lote 31-E de Maple, Lote 57 de Repsol y Lote 64 de Petroperú); mientras que los 9 contratos restantes han sido terminados por diversos motivos: bajos prospectos de éxito, demora en la entrega de permisos, aspectos sociales, demoras en la elaboración y aprobación de instrumentos ambientales.

Cuadro N°08: Pronóstico de producción de hidrocarburos Líquidos.



Fuente: Perupetro, 10 años del proyecto Camisea

1.1.3. Sistemas de contratación de hidrocarburos:

En Estados Unidos, uno de los mayores productores mundiales de petróleo, la propiedad privada incluye el subsuelo, salvo en las plataformas marinas; mientras en la mayor parte del mundo la nación o el estado es propietario del subsuelo, tal es el caso de nuestro país. Cuando una nación es propietario de los recursos del subsuelo tiene tres alternativas para explotarlo:

- 1) Estructurar un sistema de licencias que den acceso libre a los inversionistas, en el que normalmente se cobran regalías (contrato de licencia).
- 2) Contratar operadores privados para que exploren y exploten los recursos, con pagos prefijados por la labor efectuada y sin que las compañías operadoras tengan participación de las utilidades (contrato de servicio).
- 3) Arrendar los terrenos de exploración al inversionista, para finalmente aplicar un acuerdo de repartición del producto encontrado en el subsuelo con el arrendatario (contrato sharecropping).

Así como la industria de hidrocarburos ha venido modificándose con el transcurrir del tiempo, la forma en que el Estado Peruano interviene en ésta también se ha modificado notablemente. Un caso palpable es sin lugar a dudas la forma de contratación establecida mediante la cual los inversionistas particulares podían acceder a explorar y/o explotar los hidrocarburos.

Algunos de los hitos importantes en la legislación peruana de hidrocarburos que han ido modificando el sistema de contratación de la industria peruana son:

Ley 4452: "Declarando bienes de propiedad del Estado los yacimientos de petróleo e hidrocarburos". Promulgado en 1922, establece a la concesión como la entrega del derecho de explorar y/o explotar hidrocarburos, considerando a los yacimientos de hidrocarburos como bienes de propiedad del estado peruano. La norma sólo establecía dos clases de concesiones: exploración y explotación.

Ley 11780: "Ley del Petróleo". Promulgada en el año 1952, continúa con el sistema de concesiones de la ley anterior, algunas modificaciones son que no contempla el pago de regalías, por el contrario se estableció un impuesto a la

renta del 50% de la utilidad neta, además del pago anual de un canon por hectárea. Aparte se establecieron 4 zonas: zona costa, zona sierra, zona oriente y zócalo continental.

Ley 17753: “Se cambió el nombre de la Empresa Petrolera Fiscal por la de Petroperú”. Norma promulgada el año 1969, la cual es considerada un hito importante en la industria de hidrocarburos. Se deja de lado el sistema de concesiones, firmándose contratos con diferentes compañías; estableciendo que todo petróleo extraído y las reservas encontradas fueran de propiedad de Petroperú, quien actuaría en representación del estado peruano. El plazo se fijó en 35 años incluyendo los 4 a 7 años de exploración.



Figura N°02: Refinería de Petroperú en Talara – Piura (fuente: Perupetro)

Petroperú contribuyó enormemente en el desarrollo energético nacional en la década de los 80s. Luego de 1990 con la privatización de las empresas estatales se le quitaría la participación en la producción de hidrocarburos. Actualmente, Petroperú puede ser la gran oportunidad para el desarrollo energético nacional si se garantiza una buena inversión pública y privada, y una administración eficiente que le permita generar competitividad y rentabilidad.

Existen sectores de la población que se oponen al retorno de Petroperú a la actividad empresarial. Lo que sucede es que la exploración y explotación requiere enormes cantidades de capital y, en el caso de la exploración, el riesgo (de dilapidar fondos públicos) es demasiado grande.

Ley 26221: “Ley orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional”, Promulgada en el año 1993 constituye otro gran hito en nuestra legislación contractual de hidrocarburos. Se crea Perupetro S.A., empresa estatal de Derecho Privado encargada de promover la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como negociar y suscribir los contratos de hidrocarburos en nombre del estado, ejerciendo la supervisión de los mismos una vez firmados.

Si bien la ley establece que los hidrocarburos “in situ” son de propiedad del Estado, la misma ley otorga a Perupetro S.A. el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos “extraídos”; esto con la único fin de permitir celebrar contratos con empresas inversionistas.

La norma también establece las nuevas tres formas contractuales con la que actualmente se rige la contratación de hidrocarburos en nuestro país, y son las que se mencionan a continuación:

- **Contrato de Licencia:**

Contrato mediante el cual Perupetro S.A. otorga al contratista la autorización de explotar y/o explorar los hidrocarburos en el área del contrato, transfiere su derecho de propiedad al contratista, quien a cambio de esto debe pagar una regalía al Estado, determinado por:

- En el contrato se establecerá un “punto de fiscalización”, en el cual se medirá el volumen y la calidad de los hidrocarburos producidos, a lo que se denomina “Producción Fiscalizada”.
- La “Producción Fiscalizada” es valorizada a través de una serie de precios internacionales, los cuales son usados de referencia (canasta de precios).
- La regalía hidrocarburífera, el cual es especificado en cada contrato, viene a ser un porcentaje de la “Producción Fiscalizada Valorizada”. Los métodos de cálculo son diversos, y varían de acuerdo según las características de cada contrato de licencia (negociación).
- En este tipo de contrato, el riesgo de la ejecución del mismo recaerá únicamente sobre los contratistas.

- **Contrato de Servicios:**

Contrato mediante el cual Perupetro S.A. otorga al contratista el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o sólo explotación de hidrocarburos en el área del contrato. De este modo, Perupetro no transfiere su derecho de propiedad al contratista, sino que es el contratista quien recibe una contraprestación de Perupetro por los servicios brindados. Algunas de sus características son:

La contraprestación al contratista está determinada por la producción fiscalizada de hidrocarburos.

El riesgo de ejecución del contrato no recae sobre el contratista, sino por el contrario, será Perupetro quien lo asuma.

- **Otros Tipos de Contratos:**

Son aquellos contratos que el estado puede celebrar para casos de transporte de hidrocarburos, distribución, etc. y que mayormente son de derecho público. El contrato común es el de Sharecropping (aparcería).

1.2. EL LOTE PETROLERO 1AB

1.2.1. Localización geográfica:

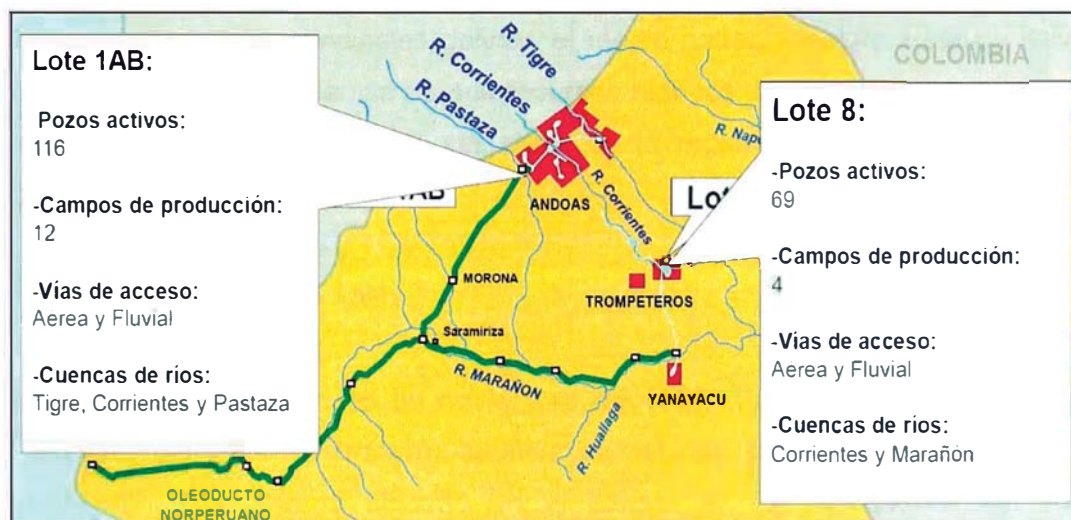


Figura N°03: Ubicación de los lotes 8 y 1AB (fuente osinerg.gob.pe)

El lote petrolero 1AB se ubica en la Amazonía peruana, en el departamento de Loreto, en la provincia del Daten del Marañon y distrito del Pastaza. Ubicado al

norte del Perú y en la frontera con Ecuador el lote 1AB cuenta con una extensión de 497,027.33 hectáreas, y su explotación se inició en 1975.

En las inmediaciones de las operaciones del lote 1AB habitan comunidades indígenas de los grupos étnicos Achuar, Quechua y Urarina, que hacen un total de 51 comunidades nativas. Según el censo realizado en el año 1993, en los distritos de Trompeteros, Tigre y Parinari, de la cuenca del río Tigre, existe un total de 2,814 pobladores urbanos y 16,630 rurales; mientras que en los distritos de Pastaza y Teniente López, de la cuenca del Pastaza, existe una población urbana total de 2,970 pobladores y la rural alcanza los 12,459 habitantes.

Cuadro N°09: Centros poblados en las operaciones de lote 1AB.

CENTROS POBLADOS	
José Olaya	San Jacinto
Nueva Jerusalén	Cahuide
Nuevo Andoas	Larocachi
Titiyacu	Nueva Remanente
Nuevo Alianza	Molinio Poza
Tambo	Poza Tigre
Andoas	Leoncio Prado

Fuente: Perupetro

Tres características principales definen el medio natural de esta zona de selva baja del Perú: la abundancia de sus recursos hídricos, los exuberantes bosques amazónicos y el privilegio de ser parte de la región con mayor riqueza en biodiversidad del país.

1.2.2. Historia del Lote 1AB:

La historia se inicia un 16 de noviembre de 1971 cuando la empresa estatal Petróleos del Perú (Petroperú) anuncia el hallazgo oficial de petróleo en el yacimiento Trompeteros ubicado en el bloque 8X, en la cuenca del Río Corrientes. Un año después, la Occidental Petroleum (OXY) hizo el hallazgo del yacimiento Capahuari ubicado en el bloque 1-A, quien unido al bloque 1-B formarían el lote 1AB (ahora denominado Lote 192).



Figura N°04: Fotografía aérea del Lote 1AB, Andoas (Cortesía de Pluspetrol)

El 22 de junio de 1971, se aprobó el DS N° 003-71-EM/DS, por el cual Petróleos del Perú y Occidental Petroleum Corporation of Perú (OXY) sucursal Perú, celebran contrato de operaciones petrolíferas en el Lote 1-A.

El 03 de abril de 1978, se aprueba el DS N°004-78-EM/DGH, por el cual Petróleos del Perú y Occidental Petroleum Corporation of Perú (OXY) sucursal Perú, celebran contrato de operaciones petrolíferas en el Lote 1-B. El 22 de marzo de 1986, Petroperú S.A., suscribe contrato de Servicios Petroleros con Riesgo para el Lote 1-AB (DS N°006-86-EM).

El 01 de junio de 1996, Petroperú S.A y Occidental Peruana Inc., sucursal del Perú, celebran contrato de servicios para la producción de hidrocarburos en el Lote 1-AB (aprobado por DS N°024-96-EM).

En 1996, como consecuencia de las reformas del estado, la denominada Pluspetrol Perú Corporation (Sucursal Peruana) ganó la licitación para la exploración y explotación del Lote 8 hasta el año 2024, lote que había sido operado por Petroperú. Ese mismo año la Occidental Petroleum Corporation Company of Perú (OXY) que operaba el lote 1AB anunció su intención de retirarse, cuatro años más tarde la OXY transferiría la concesión del lote 1AB a su socia Pluspetrol.

El 08 de mayo del 2000, Petroperú S.A, Occidental Peruana Inc. y Pluspetrol Perú Corporation celebran la cesión de posición contractual en el contrato de servicios del Lote 1AB (DS N°007-2000-EM). En dicha cesión la Occidental Peruana Inc. cedió el total de su participación del Lote 1-AB a favor de la empresa Pluspetrol Perú Corporation hasta el año 2015.

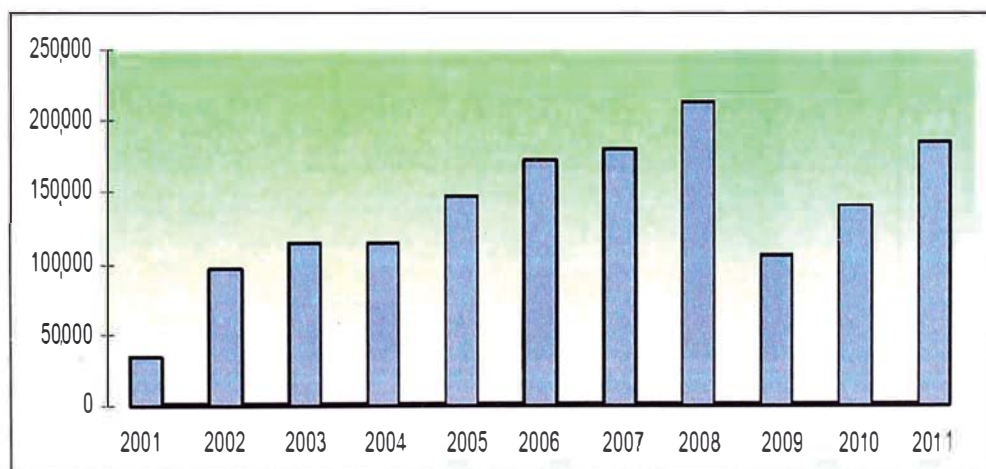
El 24 de mayo de 2001, se modifica el contrato de servicios y se adecua al contrato de Licencia, llegando a ser un tema polémico en los diversos escenarios políticos del estado. El 11 de marzo de 2002 la empresa Pluspetrol Perú Corporation, a través de una escisión parcial, transfiere a la nueva sociedad Pluspetrol Norte S.A., los contratos de Licencia de los Lotes 8, 1-AB y XII.

En el año 2003 Pluspetrol Norte concreta una alianza estratégica con China Nacional Petroleum Corporation (CNPC), dividiendo sus acciones del Lote 1AB en un 55% y 45% respectivamente. Actualmente Pluspetrol Norte S.A. es el mayor productor de petróleo del Perú y se caracteriza por operar yacimientos maduros en zonas remotas.

1.2.3. Regalías del Lote 1AB:

El contrato del lote 1-AB fue renegociado con la OXY en 1986 durante el primer gobierno de Alan García, y fue concebido como un contrato de servicios; pero a partir del 2001 se le cambió el contrato de servicios por uno de licencia, en el cual Pluspetrol tendría que retribuir al estado regalías.

Cuadro N°10: Regalías pagadas por el contrato de licencia, Lote 1AB.



Fuente: petroperú

1.2.4. PRODUCCIÓN Y RESERVAS DEL LOTE 1AB

Desde sus comienzos el lote 1AB tuvo un aporte considerable a la producción nacional, como se mostró en el cuadro N° 5. Actualmente la producción diaria está en el rango de 13000 a los 15000 BDPD, y continúa en descenso debido a los conflictos sociales. En el 2010, el aporte del Pluspetrol Norte a la producción nacional estaba en los 30,000 barriles de petróleo por día (BDPD) considerando al lote 1AB y lote 8, como se muestra en la figura N° 05.

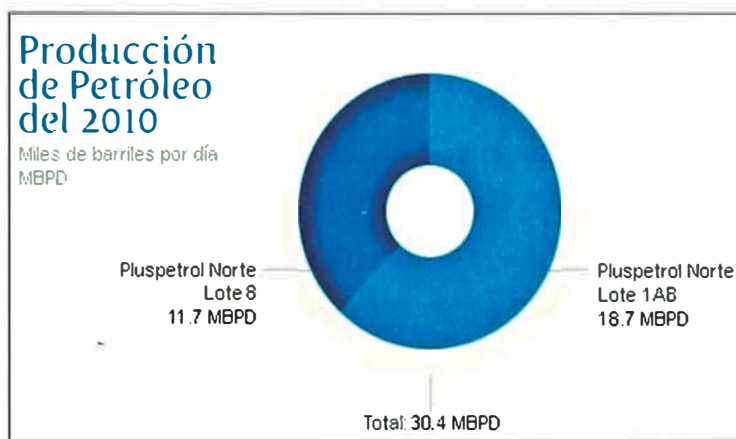
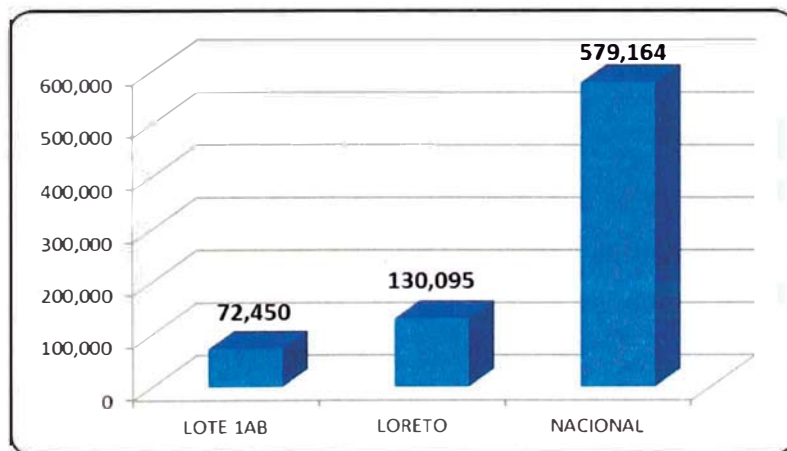


Figura N°05: Producción de Petróleo en MBPD, Lote 8 y 1AB (Fuente: Pluspetrol)

El lote 1AB aporta con el 59% de las reservas probadas del petróleo de Loreto y con el 12.5% a nivel nacional, además de los recursos petroleros de Loreto el 74% pertenece al lote 1AB. (Para más información sobre estadísticas en producción y reserva nacional ver Anexo N° 01).

Cuadro N°11: Comparación de las reservas probadas del Lote 1AB (Miles de barriles)



Fuente: Libro anual de Reservas de Hidrocarburos 2012, MEM

1.3. ELEMENTOS EN EL EXPLOTACIÓN DE PETRÓLEO

El lote 1AB cuenta con un circuito cerrado de producción, dicho sistema evita la contaminación del medio ambiente y promueve la conservación del agua de los ríos amazónicos.

1.3.1. Producción de petróleo y gas:

El crudo extraído del subsuelo tiene principalmente tres elementos: agua, petróleo y gas (ver Figura N° 06) y cada uno de los componentes siguen un proceso distinto en todo el sistema de producción. Los elementos que agregan valor son sin duda el petróleo y gas. El agua de producción se vertía inicialmente al suelo y era éste el principal causante de la afectación ambiental.

Fue Osinergmin quien tomó como prioritario el impacto negativo de verter el agua de producción al suelo, y luego de varios análisis de contaminantes en suelo y agua, definió los límites permisibles y las multas correspondientes.

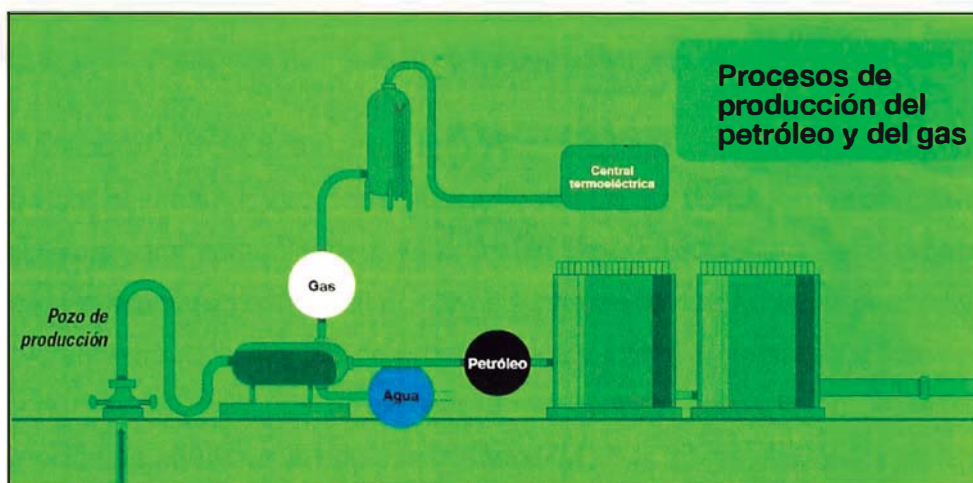


Figura N°06: Esquema de producción de petróleo y gas (fuente: Pluspetrol)

- El proceso del gas: El pequeño porcentaje que se extrae es conducido a unos tanques para ser utilizado en procesos internos de la planta, como por ejemplo parte del gas es utilizado para combustión interna de generadores de energía eléctrica.
- El proceso del petróleo: El petróleo extraído es conducido por tuberías a unos tanques de tratamiento y almacén antes de ser llevado a través del Oleoducto Nor Peruano a la costa, donde será transportado por barcos de gran calado.

1.3.2. Reinyección de agua de producción:

El sistema de producción centra su filosofía en que toda actividad extractiva debe ser diseñada y planificada para reducir impactos ambientales en las zonas de influencia; partiendo de una meta de “cero vertimiento”, el ciclo de producción se cierra con la reinyección del agua de producción hacia las formaciones en las profundidades del subsuelo, es decir, a su punto de origen.



Figura N°07: Bombas de Reinyección de Shiviyacu, bombas de alta presión – 2500 psi
(fuente: Osinergmin)

La reinyección del agua fue exigida a Pluspetrol inicialmente por el Organismo Supervisor del estado, y se cerró mediante el acta de Dorissa en el que participó el gobierno y las comunidades. El proyecto de reinyección se llevó a cabo de manera escalonada hasta abril de 2009, fecha en la que se logró el objetivo de cero vertimiento de las aguas de producción. La inversión total requerida alcanzó alrededor de 520 millones de dólares. Para conocer todos los procesos en la reinyección de agua al sub suelo, ver Anexo 04.

1.3.3. Oleoducto Nor Peruano

El descubrimiento de grandes reservas de petróleo en la región noreste de la selva peruana planteó la necesidad de la construcción de un Gran Oleoducto para el transporte del petróleo hasta la costa, es así que se inició su construcción en 1974.

El oleoducto tiene una longitud de 854Km; se inicia a orillas del río Marañón (caserío de Saramuro - Lotero) y termina en el puerto Bayóvar (Piura). Originalmente estaba constituido de dos tramos (ver Figura N° 08). El primer

tramo mide 306 Km y tiene un diámetro de 24 pulgadas; el segundo tramo mide 548 Km con un diámetro de 36 pulgadas. En 1976 se amplió el sistema con el Ramal Norte de 252 Km de largo y 16 pulgadas de diámetro para que transporte la producción del lote 1AB.

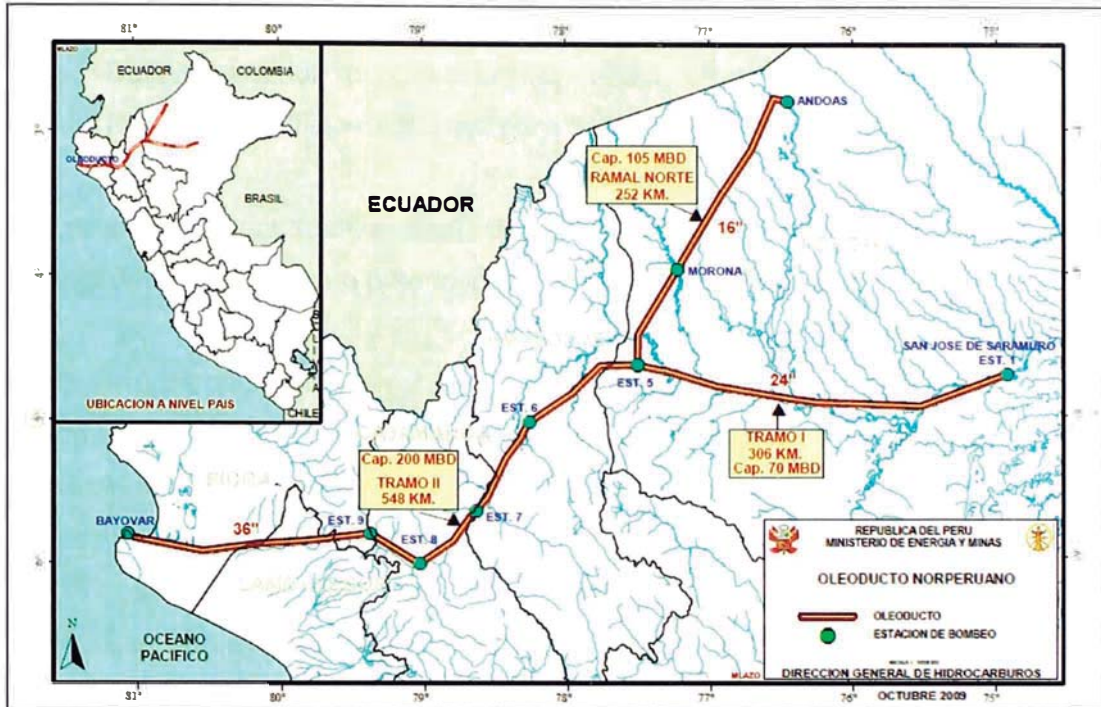


Figura N°08: Oleoducto Norperuano (Fuente: Dirección General de Hidrocarburos MEM)

1.4. PLANIFICACIÓN DE PROYECTOS

1.4.1. Planificación:

La planificación es el proceso que conjuga el planeamiento y la programación de un proyecto o de un proceso; generalmente el planeamiento y la programación se llevan de forma simultánea.

1.4.2. Planeamiento:

Planeamiento es el proceso mediante el cual se define la estructura de descomposición del trabajo (EDT), está relacionado al “qué” y al “cómo” se ejecutará el proyecto, se establece la estrategia de ejecución y se secuencian las actividades de un proyecto o proceso. La estructura de descomposición de un

proyecto muestra los entregables provisionales y definitivos de un proyecto o proceso.

La estrategia de ejecución está asociada a los siguientes aspectos:

- Análisis de espacios, accesos e interferencias.
- Determinación de la tecnología y tipos de recursos que se utilizarán.
- Definición de los responsables del trabajo.
- Definición del flujo de trabajo para los recursos.

La secuencia constructiva está dada por el ordenamiento lógico de las actividades, ya sea por un criterio lógico o por facilidad constructiva.

1.4.3. Programación:

Programación es el proceso donde se definen las fechas y duraciones de las actividades de un proyecto o proceso; y donde se calculan los recursos necesarios para su cumplimiento.

- Las fechas y duraciones están en función de la cantidad de trabajo a realizar y a los rendimientos esperados.
- La cantidad necesaria de recursos está en función al rendimiento asumido para el cálculo de duraciones.

La programación se desarrolla teniendo en cuenta un plazo meta e hitos contractuales. Está relacionado al “cuándo” y “con qué” se ejecutarán las actividades de un proyecto.

1.5. FILOSOFÍA LEAN

El término Lean es el nombre con el que se da a conocer en occidente el sistema de producción de Toyota, también conocido como “Lean Manufacturing” o “Toyota Production System”.

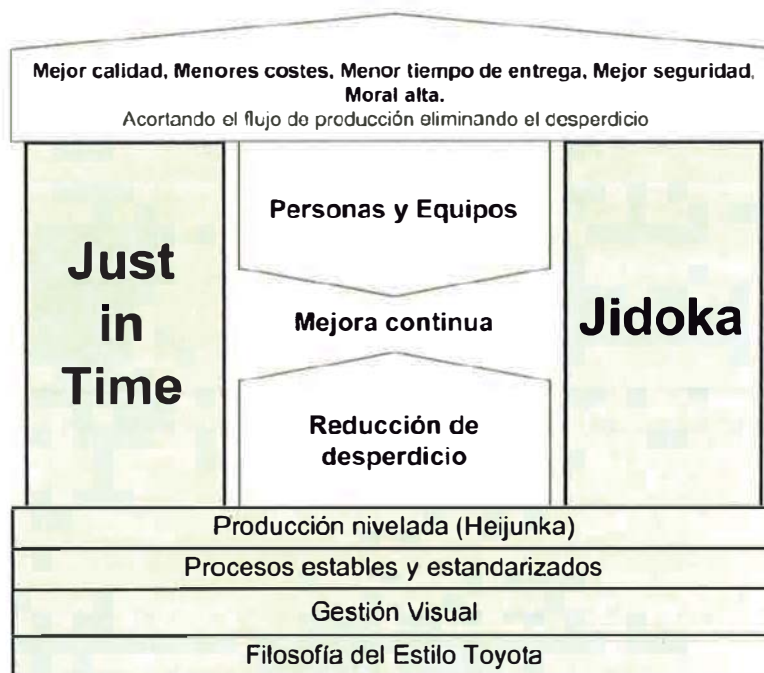
Es un modelo de gestión enfocado a la creación de flujo para poder entregar el máximo valor para los clientes, utilizando para ello los mínimos recursos necesarios, promueve un ambiente de mejora continua velando por la

satisfacción del cliente. El modelo busca el desperdicio en el modelo y lo elimina, entre ellos: sobreproducción, esperas, transporte, procesos innecesarios, sobre-inventario, defectos, movimiento, sub-utilización.

Las técnicas de organización de la producción surgen a principios del siglo XX, con los trabajos de F.W. Taylor y Henry Ford, quienes formalizan los conceptos de fabricación en serie y aplican métodos científicos a los procesos. Ford introdujo las cadenas de fabricación de automóviles normalizando los productos y logrando una eficiente producción industrial, gracias a la producción rígida en masa.

La superación de la técnica de Ford se lograría años más tarde en Japón con el grupo Toyota. En 1929 Toyoda (padre), luego de vender los patentes de sus telares a una compañía británica encarga a su hijo Kiichiro que invierta ese dinero en la industria automotriz, naciendo así la compañía Toyota. Toyota al igual que el resto de las empresas japonesas, se enfrentó después de la segunda guerra mundial, al reto de reconstruir una industria competitiva en el escenario de post-guerra. La precariedad de condición de las empresas japonesas les hacía pensar en lo difícil que sería insertarse en el mundo industrial, sobre todo, teniendo que competir con el mundo occidental.

Cuadro N°12: Estructura de la filosofía Lean.



Fuente: Juan Hernández Matías; Lean Manufacturing

Japón, desprovisto de materias primas no podía pensar en una producción con economía de escalas, para ello debían de contar con los beneficios alcanzados por la productividad. Su gran reto era igualar a la producción estadounidense y superarla. Para ello debían estudiar las prácticas de Ford, Shewar, Demming y Juran.

En su afán por comprender las técnicas americanas, dos jóvenes ingenieros de la empresa, Eiji Toyoda y Taiicho Ohno (considerado el padre del Lean Manufacturing), visitaron en 1950 las empresas automovilísticas americanas, empresas que limitaban la variedad de modelos debido a su producción masiva. Su conclusión fue que existían posibilidades de mejorar el sistema de producción americano y lograr productos de bajo costo, logrando eliminar los desperdicios.

El artífice de estas ideas fue el ingeniero Taiichi Ohno. Las ideas básicas en el sistema de producción de Toyota fueron la eliminación del inventario, la disminución del desperdicio presente en los procesos, la cooperación con los diferentes proveedores y el respeto por el trabajador, con el fin de alcanzar la mejora continua (ver figura N° 09).

Según el Manual de Estilo Toyota "The Toyota Way", los dos pilares principales de esta filosofía y los cinco términos clave para llevarla a cabo son:



Figura N°09: Los pilares de la filosofía Lean (Fuente Filosofía Lean Aplicado a la Ingeniería de Software, Universidad Sevilla)

- a) **Desafíos o retos.**- La visión a largo plazo y el esfuerzo por afrontar todos los retos con el valor y la creatividad necesarios para hacer realidad esa visión.

- b) **Kaizen.-** Esforzarse por “mejorar continuamente. Como ningún proceso puede considerarse nunca perfecto, siempre queda espacio para mejorar”.
- c) **Genchi Genbutsu.-** Implica "ir al origen para descubrir los hechos que nos ayuden a tomar decisiones correctas, crear consenso y alcanzar los objetivos marcados".
- d) **Respeto.-** Respetar a las personas, el esfuerzo por que la comprensión rijan las relaciones dentro de la empresa y con el exterior, aceptando sus responsabilidades y haciendo todo lo posible para crear confianza mutua a partir de una comunicación honesta.
- e) **Trabajo en equipo.-** Estimular el crecimiento personal y profesional, ofrecer oportunidades para el desarrollo maximizar el rendimiento individual y de los equipos.

1.5.1. Lean Construcción:

Durante su estancia en la Universidad de Stanford, California, USA, en 1992, el finlandés Lauri Koskela escribió el documento “Aplicación de la nueva filosofía de la producción a la construcción”, en el que estableció los fundamentos teóricos del nuevo sistema de producción aplicado a la construcción. El trabajo pionero de Koskela fue un hito clave en el desarrollo de una corriente de investigación sobre la aplicación del sistema de producción Toyota y la filosofía Lean a la industria de la construcción. El término Lean Construction fue acuñado por los fundadores del Grupo Internacional de Lean Construction (IGLC) en 1993.

La industrialización de la construcción es muy compleja, por esto es importante regirse de normas o principios que encaminen hacia un mejor entendimiento:

- Incrementar la eficiencia de las actividades que agregan valor al producto.
- Reducir las actividades que no agregan valor al producto.
- Incrementar el valor del producto satisfaciendo los requerimientos del cliente.
- Reducir la incertidumbre y variabilidad en el sistema de producción.
- Reducir el tiempo de ciclo de los procesos.
- Simplificar los procesos mediante la reducción de actividades.
- Incrementar la flexibilidad frente a la variación de la producción utilizando buffers.

- Introducir el mejoramiento continuo en los procesos.
- Referenciar permanentemente los procesos (Benchmarking).
- Simplificar y minimizar pasos y etapas (Flow).

Esto significa que la planificación no solo se usa para controlar el cumplimiento de plazos y el avance del proyecto, sino como una herramienta fundamental para controlar interdependencias en los procesos, reducir la variabilidad de los mismos y asegurar el flujo de procesos.

Variabilidad: Es la ocurrencia de eventos distintos a los previstos por efectos internos o externos al Sistema. Está presente en todos los proyectos y se incrementa con la complejidad y velocidad de los mismos. No tomarla en cuenta hace que se incremente significativamente y su impacto sea mayor en el Sistema de producción (se incrementa el riesgo del proyecto).

Cuadro N°13: Esquema de variabilidad y pérdida de productividad.



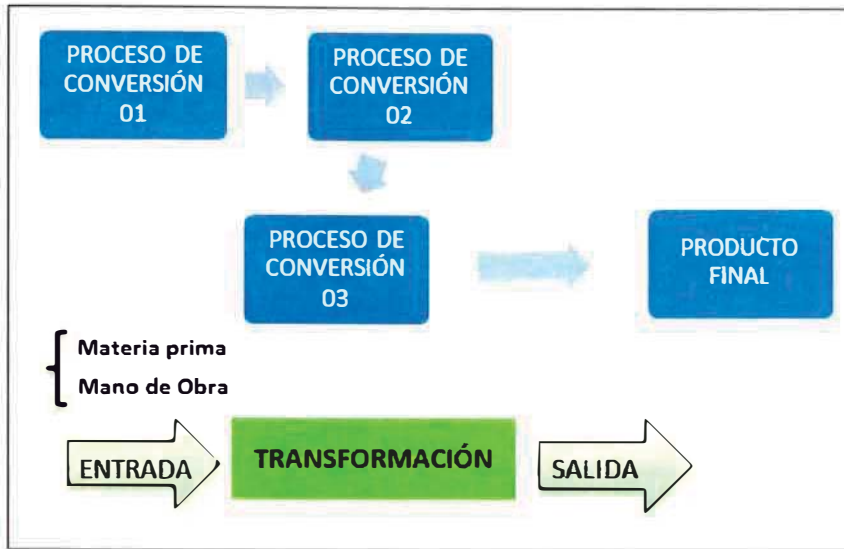
Fuente: Propia

Modelo de Conversión: Es la forma clásica en que se representan los trabajos individuales en la construcción, además es la forma mental el cual muchos representamos el trabajo. Este formato se usa para los conocidos CPM, WBS y otros formatos estándares de representación de trabajo.

El Proceso de Conversión en parte está errado, ya que se enfoca únicamente a conversiones, sin importar los flujos que existen entre procesos, estos flujos consisten principalmente de movimientos, esperas e Inspecciones. En cierta forma, el modelo de conversión es una idealización correcta, desde el punto de vista del cliente tales actividades que no agregan valor pueden dejarse de lado y no ser consideradas, o puede pensarse que todas son actividades de

conversión, y por tanto, susceptibles de ser tratadas como actividades que añaden valor al producto.

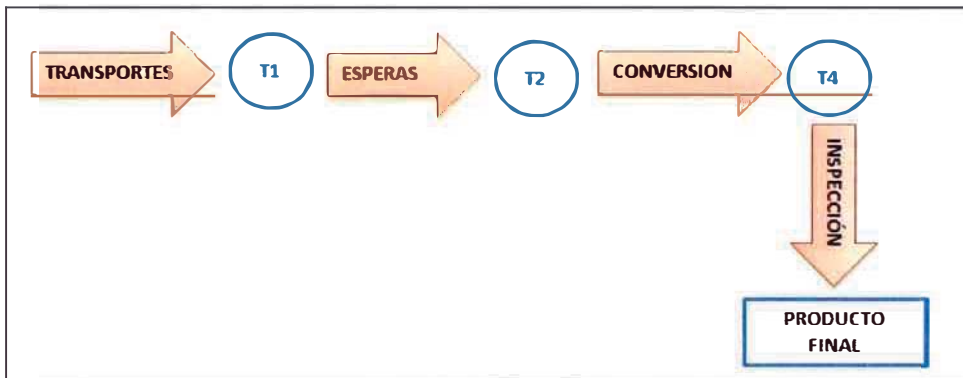
Cuadro N°14: Esquema del Modelo de Conversión de Procesos



Fuente: personal

Modelos de Flujos de Procesos: Este modelo ve el trabajo como un flujo de información, compuesto por la conversión propiamente dicha, la inspección, los transportes y las esperas. Su principal objetivo se centra en la eliminación de pérdidas y la reducción de tiempos entre cada actividad.

Cuadro N°15: Esquema del Modelo de Flujo de Procesos



Fuente: Personal

1.5.2. Last Planner System:

También denominado “Último Planificador”, es la herramienta más utilizada dentro de la filosofía Lean y fue desarrollado por Herman Glenn Ballard y Gregory A. Howell, basándose en la teoría Lean Production. Algunas de las limitaciones que encontraron en la planificación tradicional fueron:

1. La planificación no se concibe como un sistema, sino que descansa plenamente en la experiencia del profesional a cargo de la programación.
2. La gestión se enfoca en el corto plazo, descuidando el largo plazo.
3. No medimos el desempeño obtenido.
4. No se analizan los errores en la planificación ni las causas de su ocurrencia.



Figura N°10: Planificación Tradicional (Fuente: Herman Glenn Ballard)

Para comprender mejor el sistema del último planificador lo relacionaremos con la teoría de conjuntos. Si lo que se hará es subconjunto de lo que puede ser hecho y a su vez lo que puede ser hecho es subconjunto de lo que debería ser hecho, entonces estamos en un caso de Planificación Tradicional, no se cumplirán los objetivos exigidos por el programa maestro. (Ver figura N° 10)

Ahora, si lo que puede ser hecho es subconjunto de lo que se hará, entonces se podrá cumplir la programación con una ligera sobre estimación. Como vemos, para programar las actividades a corto plazo, no basta con ver el programa maestro, hay que ver también los factores externos que influyen en una obra y el estado real de ella.

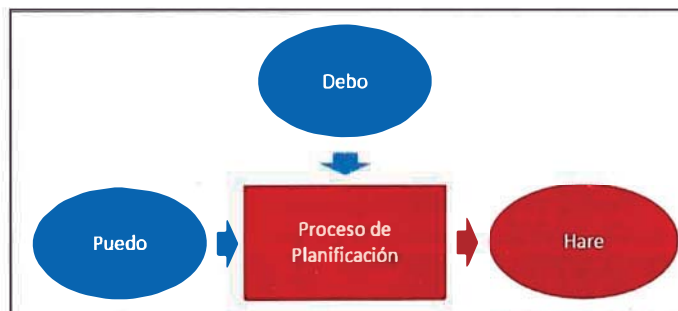


Figura N°11: Planificación Last Planner (Fuente: Herman Glenn Ballard)

Según el PMI, existe un punto de partida para la aplicación del Last Planner: "Todos los planeamientos son pronósticos, y todos los pronósticos están errados. Mientras más larga la predicción, más errada estará. Mientras más detallada la predicción, más errada estará". Algunos de los principios son:

- Planificar a mayor detalle a medida que se aproxime el día en que se realizará el trabajo.
- Producir planeamientos colaborativamente con quienes realizarán el trabajo.
- Identificar y levantar las restricciones de las tareas planeadas como equipo.
- Hacer promesas confiables.
- Aprender de las interrupciones (lecciones aprendidas).

1.6. PRODUCTIVIDAD

La productividad en la ejecución de los proyectos de construcción es afectada por un gran y variado número de factores cuyo efecto no siempre es fácil de identificar y/o cuantificar. Muchas personas tienden a responsabilizar a los trabajadores de gran parte de los problemas de productividad y desvían su atención de otras áreas que tienen una mayor participación de este aspecto:

- La administración de la obra.
- El entorno en el que se desarrolla la obra, con todos sus participantes.
- El tipo y método de trabajo.
- El personal del proyecto.

En general resumimos la productividad del trabajo, para facilidad cuantitativa, como un Índice Económico que sirve como criterio fundamental de evaluación de la actividad laboral.

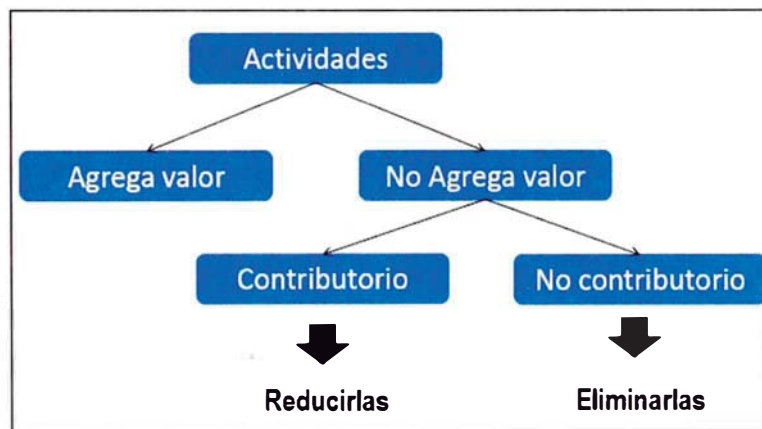
Cuadro N°16: Índices de Rendimiento y Trabajosidad (productividad)

RENDIMIENTO (RESULTADOS)	TRABAJOSIDAD (GRADO DE DIFICULTAD)
$\frac{\text{LOGROS}}{\text{ESFUERZOS}}$	$\frac{\text{ESFUERZOS}}{\text{LOGROS}}$
$\frac{\text{PRODUCTOS}}{\text{RECURSOS}}$	$\frac{\text{RECURSOS}}{\text{PRODUCTOS}}$
$\frac{\text{PRODUCTOS}}{\text{TIEMPO}}$	$\frac{\text{TIEMPO}}{\text{PRODUCTOS}}$

Fuente: Dr. Juan Ríos Segura

Todo trabajo, por la naturaleza del mismo, presenta tiempos que aportan valor al producto (tiempo productivo), que no agregan valor pero contribuyen o son necesarios para el producto (tiempo contributorio) y los trabajos que no contribuyen ni agregan valor al producto (tiempo improductivo). Estos tiempos están presentes en toda actividad desarrollada por el hombre, para mayor detalle ver cuadro N° 17.

Cuadro N°17: Descomposición del trabajo por su naturaleza



(Fuente: Dr. Juan Ríos Segura)

CAPITULO II: TECNOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS

2.1. OLEODUCTOS

Resulta imposible concebir el negocio del petróleo sin los oleoductos, gracias a ellos el crudo se puede movilizar para su posterior refinación, procesamiento, exportación y uso. Sin los oleoductos, el petróleo sería un recurso dormido y desperdiciado cuyo enorme valor no podría beneficiar al país.

Los oleoductos son la manera más rápida de transportar grandes cantidades de petróleo en tierra o en agua. Comparados con los ferrocarriles, tienen un coste menor por unidad y también mayor capacidad; su construcción es compleja y requiere de estudios de Ingeniería Mecánica para su diseño, así como estudios de impacto ambiental en las áreas donde serán tendidos.

El American Petroleum Institute es la institución más influyente a nivel mundial en lo que respecta a normas de ingeniería para la construcción de oleoductos, siendo la especificación API 5L (Especificaciones para Tubería de Línea) la aplicable para la construcción de tuberías para transporte de petróleo crudo, gas, así como derivados de hidrocarburos.

2.1.1. Ciclo de Vida del Proyecto:

El ciclo de vida del proyecto en hidrocarburos contempla las siguientes fases y sub-fases como se muestra en el Cuadro N°18.

Cuadro N°18: Ciclo de Vida del Proyecto de Inversión



Fuente: El director de Proyecto

Un proyecto de inversión es una propuesta técnica y económica que resuelve una necesidad empleando un conjunto de recursos disponibles; en este caso el

recurso disponible es el hidrocarburo líquido que se encuentra en yacimientos maduros del lote 1AB. Se denomina campo maduro o yacimiento maduro a un lote que ha producido más de la mitad de sus reservas probadas.

Actualmente el proyecto se encuentra en la fase de Post Inversión y en la etapa de "Operación y Mantenimiento". Por parte de Perupetro la etapa del proyecto es la de "Evaluación Post" ya que este agosto del 2015 se lanzará nuevamente a licitación el lote, pero ahora con unos parámetros de fiscalización ambiental altos y con la licencia social (consulta popular).

2.1.2. Desarrollo sostenible:

Antiguamente, desde el punto de vista del capitalismo, se creía que el enfoque de desarrollo se daba únicamente desde el punto de vista económico, y este parámetro era el único que definía la viabilidad de un proyecto. El concepto estaba errado, pues se requería para su viabilidad el visto bueno de stakeholders que les interesaba la parte social y ambiental, y tenían mucha influencia sobre los proyectos. Actualmente el desarrollo sostenible se sustenta en tres grandes pilares: social, ecológico y ambiental (Ver figura N°12).

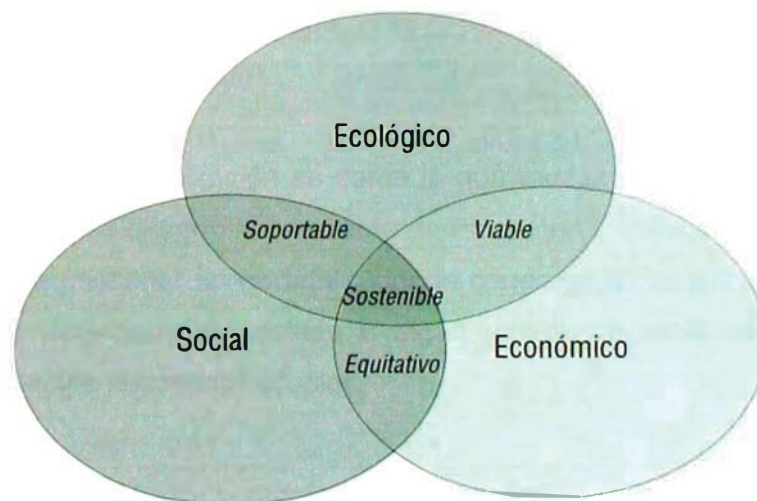


Figura N°12: Los tres pilares del desarrollo sostenible.
(Fuente: Apuntes Clase Universidad ESAN, Ing. Eddie Morris)

Mientras el desarrollo sustentable es no consumir ni apropiarse más allá de la regeneración de los ecosistemas, el desarrollo sostenible es hacer más con menos recursos, procurando una distribución equitativa de los costos y

beneficios del uso de los recursos y la ordenación ambiental, manteniendo el patrimonio biológico del planeta.

Iniciar operaciones en selva virgen es desde ya un proyecto de inversión que requiere gozar de una licencia social, ya que los proyectos sin un adecuado estudio de iniciación, tienden a fracasar. Pluspetrol al tomar las operaciones de un lote con yacimientos maduros asumió pasivos ambientales de la anterior compañía y que a la fecha se encuentra en indefinición. Al final el proyecto genera progreso en las comunidades nativas, pero a su vez puede llegar a devastar, depredar y contaminar poniendo en riesgo nuestra flora y fauna, si es que no se llevan a cabo políticas que minimicen o mitiguen el impacto ambiental de la explotación petrolífera.

2.1.3. Pluspetrol Norte:

A la fecha es el mayor productor de petróleo en el Perú, y es parte de Pluspetrol Corporation, una empresa con presencia en América Latina y África.

La operadora se caracteriza por operar de un modo eficiente yacimientos maduros en zonas remotas, en convivencia con el entorno social y ambiental, tal es el caso de la Amazonía peruana, área reconocida mundialmente por su alta biodiversidad y riqueza cultural.

En el lote 1AB su organización es como la que muestra en la figura N° 13. El presente informe se desarrolla en el área de Pluspetrol Construcciones, área que se encarga de gestionar un portafolio donde congrega todos los proyectos que viniesen por exigencias del estado u algún organismo supervisor, así como también proyectos necesarios propios.

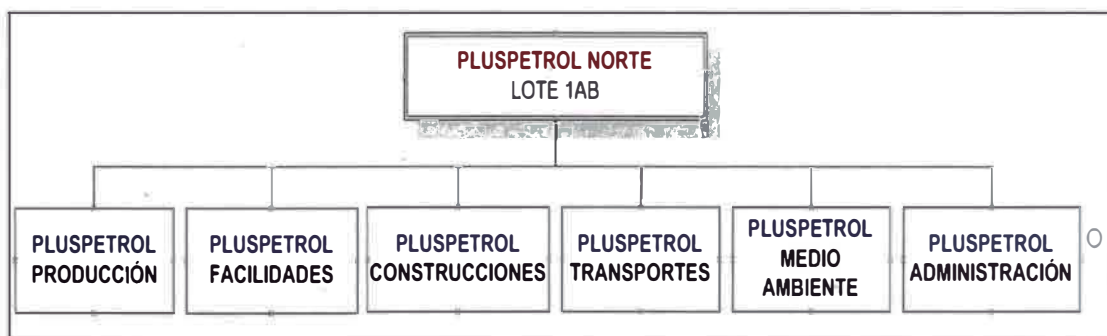


Figura N°13: Áreas de Pluspetrol Norte en el Lote 1AB (Fuente: Pluspetrol)

2.2. MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE PRODUCCIÓN

2.2.1. Modelo organizativo:

El área de Pluspetrol Construcciones, es la encargada de llevar a cabo proyectos de inversiones y trabajos operativos de Mantenimiento Industrial y Vial, siendo uno de los trabajos operativos el de realizar el Mantenimiento de Líneas de Producción.

- **Servicio Integral de Mantenimiento Industrial:**

El Servicio de Mantenimiento Industrial, contractualmente viene distribuido como se muestra en la figura N° 14. Su presupuesto es del tipo FLAT, de tarifa plana o suma alzada, que se interpreta como una cantidad de recursos fija por mes. El Mantenimiento de Líneas de producción abarca las cuadrillas de “Recorredores e Inspección de Ductos” y “Mantto de Líneas”. Los ductos vienen identificados por joints (juntas entre tuberías) de forma numerada. Para mayor información ver Anexo N° 03.

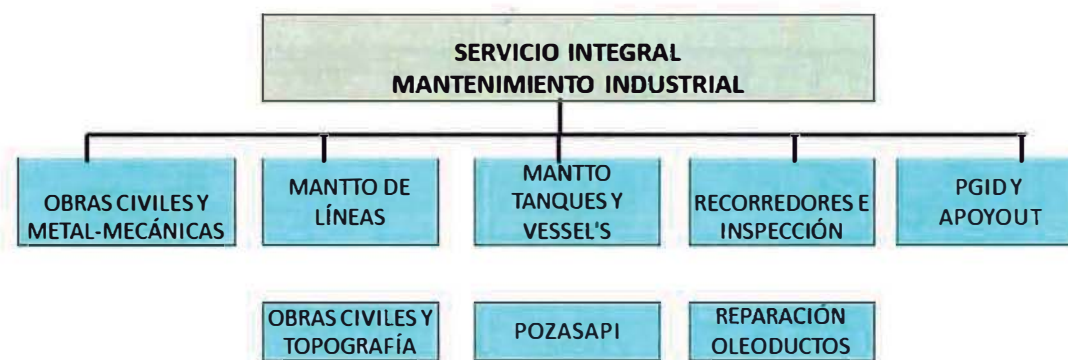


Figura N°14: Descomposición del Contrato de Mantenimiento Industrial (Fuente: Pluspetrol)

- **Sectorización del Lote 1AB:**

El Lote 1AB está dividido naturalmente en baterías de producción (locaciones), las cuales se encuentran distribuidas en toda su extensión de casi medio millón de hectáreas. Debido a su gran extensión del lote, se hace casi imposible monitorear el Mantenimiento de Líneas desde una base centralizada; por ello se dividió el lote estratégicamente en 3 sectores buscando distribuir la carga laboral y mejorar el control, tal como lo recomienda el Project Management Institute (PMI), de su conocida “Sectorización” o como dijera Sun Tzu “Divide y vencerás”.

Cuadro N°19: Distribución de las Baterías de Producción en sectores.

LOCACIÓN DE PRODUCCIÓN	ABRV.	SECTOR
ANDOAS	AND	I
GATHERING	GAT	I
CAPAHUARI SUR	CAS	I
CAPAHUARI NORTE	CAN	i
EL TAMBO	TAM	I
SHIVIYACU	SHI	II
SAN JACINTO	SAJ	II
TENIENTE LOPEZ	TLO	II
12 DE OCTUBRE	12O	II
FORESTAL	FOR	II
BARTRA	BAR	II
MARSELLA	MAR	II
EL CARMEN	CAR	II
HUAYURI	HUA	III
JIBARITO	JIB	III
DORISSA	DOR	III
BOA	BOA	III
COMUNIDAD ANTIOQUIA	ANT	III

(Fuente: Pluspetrol)

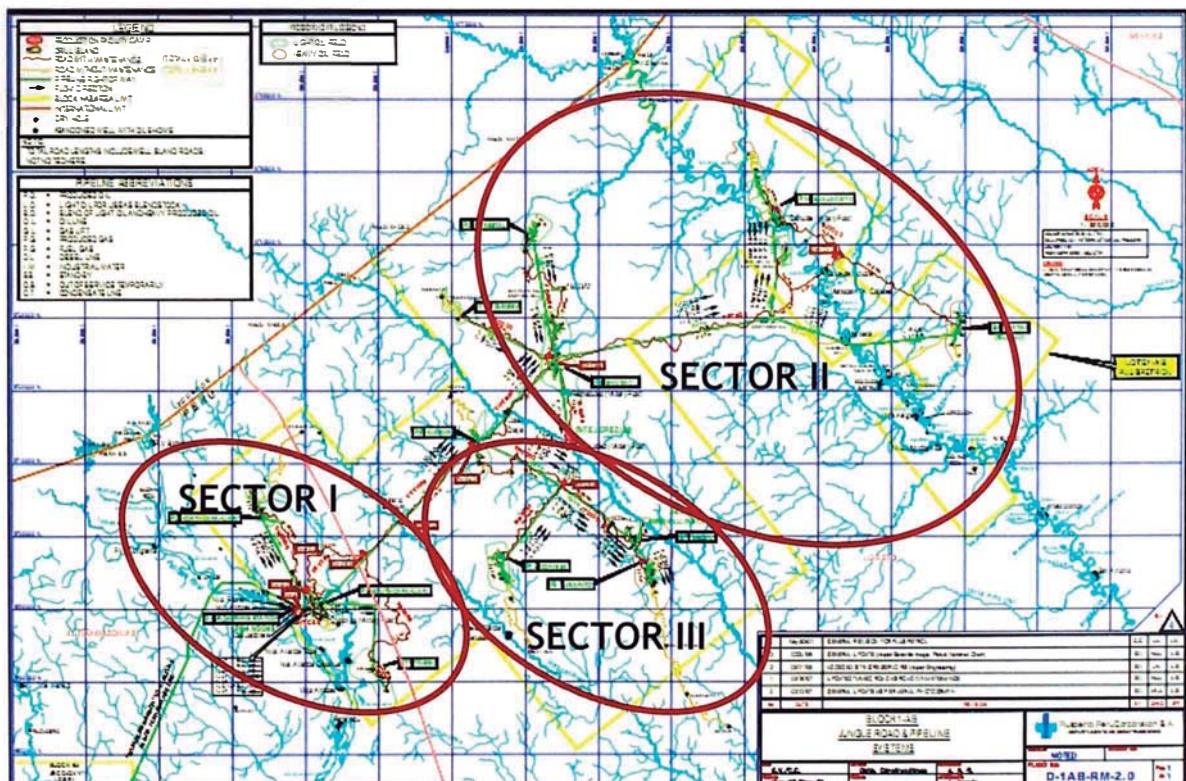


Figura N°15: Sectorización del Lote 1AB (Fuente: Pluspetrol)

- **Organigrama del Proyecto:**

Con miras a integrar a las tres áreas que participan en el proceso productivo del Mantenimiento de Líneas de Producción, se propuso una estructura organizativa de forma proyectizada, como se muestra en la figura N° 16. Al final, con la implementación del Last Planner se definió los reportes con su frecuencia de envío semanal para la consolidación del ingeniero de planeamiento.

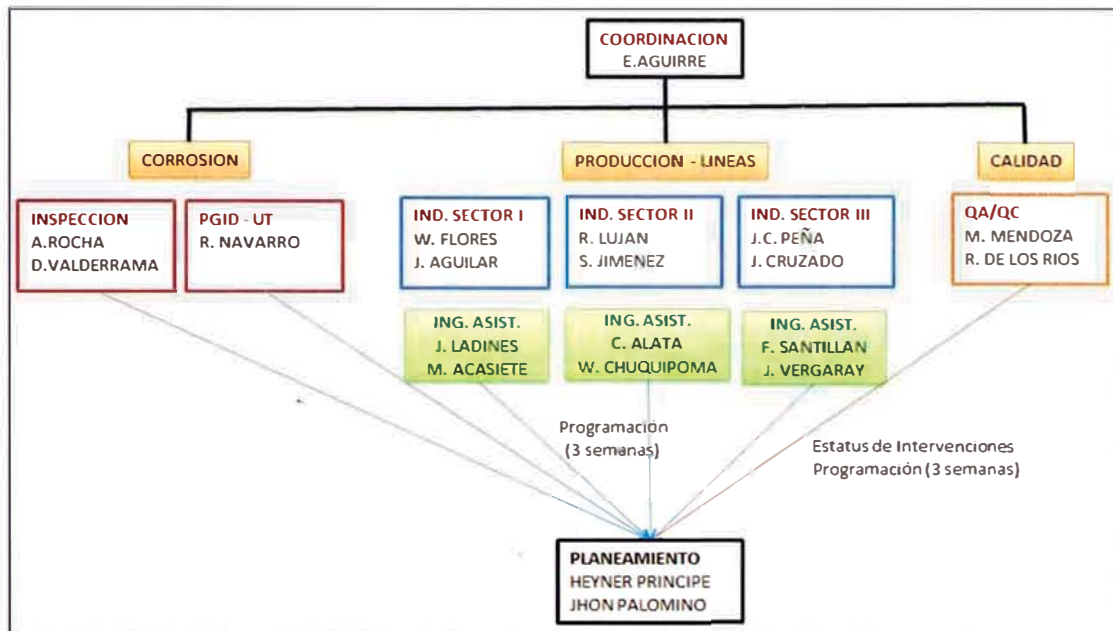


Figura N°16: Estructura Jerárquica del Mantenimiento de Líneas (Fuente: Pluspetrol)

- **Procesos en el Mantenimiento de Líneas**

Mantener una tubería consiste desde hacer una pequeña reparación ya sea provisional o permanente, hasta - si es que amerita el caso - hacer el reemplazo definitivo del ducto. Dentro del mantenimiento se pueden distinguir 3 fases de mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo), dependiendo todas ellas de la anticipación con la que se haga.

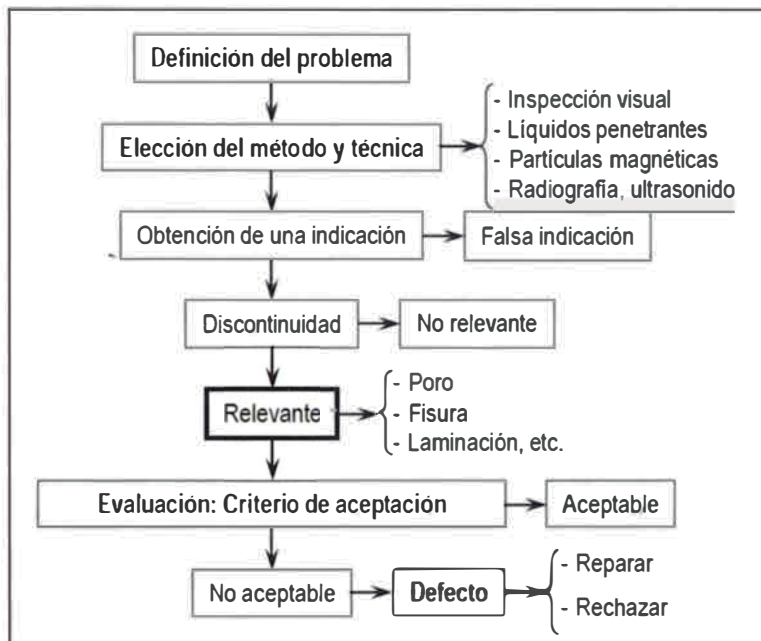
a) **MANTENIMIENTO PREDICTIVO:**

Las actividades predictivas proporcionan información de las condiciones físicas de los ductos por medio de ensayos no destructivos (END). Los END generalmente son empleados para detectar y localizar defectos superficiales y de volumen en los ductos. Lo ventajoso de un END es que no deja huella alguna sobre el material ensayado.

La discontinuidad encontrada mediante un END es la falta de homogeneidad mecánica, y si es que dicha discontinuidad no admisible por algún código o norma ya se considera “defecto” el cual necesita ser atendido.

Los defectos detectables por “Inspección Visual” incluyen: picaduras, abolladuras, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportería, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras ajenas al ducto. Otro ensayo no destructivo es la medición ultrasónica de espesores de la tubería.

Cuadro N°20: Procedimiento para la realización de un END.



Fuente: “Ensayos No Destructivos en Introducción a la Ingeniería de Materiales”, Lima: PUCP, Publicaciones para la Docencia PUCP.

b) MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Es la acción u operación que se realiza para evitar que ocurran fallas, manteniendo el ducto en buenas condiciones y en servicio continuo, para todos los elementos que integran un ducto terrestre a fin de no interrumpir las operaciones de este y evitar posibles derrames; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema. Se realiza mediante programas derivados de un plan de mantenimiento cuya información inicial es alimentado por los END. Como mantenimiento preventivo se colocan parches o se cambia la tubería, más adelante se detallará el proceso.

c) MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo. Normalmente es lo que se evita dentro de las operaciones ya que se pone en riesgo el medio ambiente; por ello, los ductos no deben fallar en operación debido a que los costos de reparación son muy altos e incluso pueden existir daños irreparables al ecosistema.

El mantenimiento correctivo o el que se hace luego de producida la falla y ocasionado un derrame puede llegar a tener costos asociados altos, uno de esos costos es la multa por parte del organismo supervisor y el otro poner en operación nuevamente la línea. El costo de limpieza depende de la magnitud del derrame que puede tener, en los pocos casos que se observan todos son mitigados tan pronto como se detecte el derrame.

Los procesos que intervienen en el mantenimiento de líneas son relativamente pocos, el reemplazo de tuberías se lleva a cabo en pocos días y se cierra con la intervención del área de calidad. Las unidades de producción (tuberías reemplazadas) se diferencian entre sí únicamente por el diámetro del ducto, es por eso que los procesos son repetitivos. El factor de éxito es lograr una producción serial al estilo de las fábricas industriales, buscando industrializar los reemplazos de tuberías manteniendo una productividad homogénea.

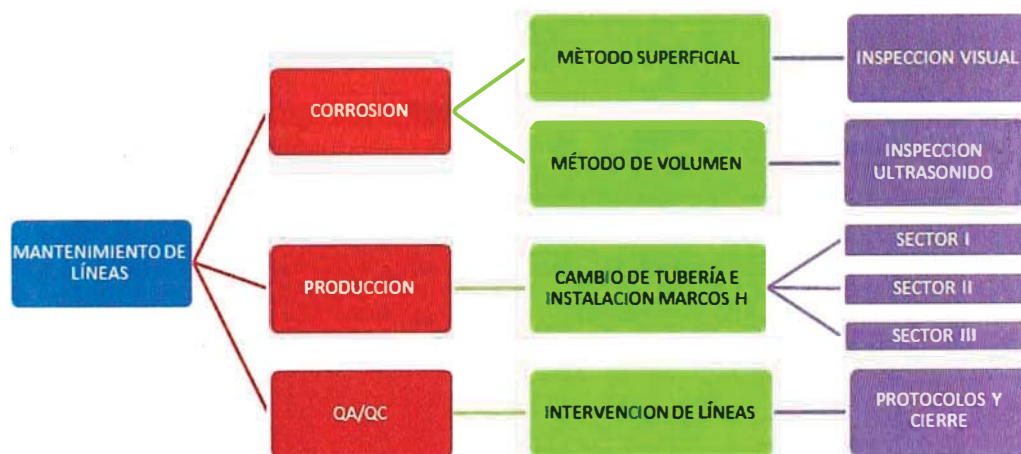


Figura N°17: Procesos en el mantenimiento de Líneas (Fuente: personal)

2.2.2. Procedimiento Constructivo:

Como se mencionó anteriormente, en el mantenimiento preventivo de líneas, cuando el que el reemplazo del ducto es estrictamente necesario, existen una secuencia de actividades definidas de la siguiente manera (ver cuadro N° 21)



Fuente: personal

- **Monitoreo de corrosión:**

El Área de Química & Corrosión es el responsable de la auditoría técnica (mantenimiento predictivo) de los ductos que transportan hidrocarburos y derivados, monitorean constantemente durante todo el año su condición.



Figura N°18: Inspección Visual - Capahuari Sur (Fuente: Pluspetrol)

El proceso se inicia con el registro de las características técnicas de la línea a monitorear en una plantilla de patrullaje de líneas (ver anexo 05) en donde describen todos los datos de la línea y de sus características físicas y mecánicas realizadas mediante inspección visual o con un equipo que mide profundidad de abolladura y picadura (pit gage).

Todos los “reportes de patrullaje” son archivados para el trabajo en gabinete, el cual consiste en realizar un análisis técnico de todas las inspecciones visuales. Dependiendo de la gravedad del daño que pudiera encontrarse, se realiza un análisis cuantitativo y cualitativo de los riesgos presentes en el ducto, y dependiendo de ello se programa una segunda visita a campo para inspección.

La segunda visita a la línea de producción lo realizan inspectores, quienes realizan el ensayo no destructivo de Ultrasonido. El ultrasonido es una técnica de END utilizado en la detección de discontinuidades superficiales y de volumen (mide el desgaste de la tubería por corrosión interna y externa), mediante la aplicación de ondas de sonido fuera del campo auditivo. En el anexo 06 se muestra un reporte de ensayo con Ultrasonido.

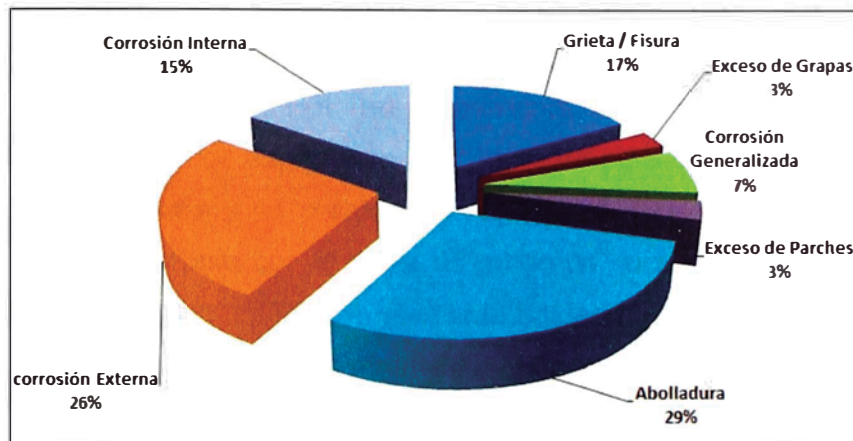
Finalmente, el resultado de las inspecciones por parte del área de Química y Corrosión son los reportes mensuales de inspección; en dicho reporte se alerta de la gravedad del defecto encontrado, y su priorización en su atención. El reporte es remitido al área de Producción para que lo incluya en su planificación semanal. En el 2014 se tuvo 1097 tuberías a reemplazar, ver cuadro N°22.

Cuadro N°22: Resumen estadístico del Reporte de Corrosión – 2014.

UBICACIÓN	TOTAL TUBERÍAS (UND)	TUBERÍAS CON PRIORIDAD MEDIA-ALTA
SECTOR I	654.0	533.0
CAPAHUARI NORTE	234.0	208.0
CAPAHUARI SUR	404.0	315.0
TAMBO	16.0	10.0
SECTOR II	179.0	121.0
EL CARMEN	22.0	22.0
FORESTAL	6.0	6.0
SAN JACINTO	61.0	61.0
SHIVIYACU	90.0	32.0
SECTOR III	264.0	186.0
DORISSA	127.0	102.0
HUAYURI	66.0	40.0
JIBARITO	64.0	38.0
JIBARO	7.0	6.0
Total general	1097.0	840.0

Fuente: Pluspetrol

Cuadro N°23: Indicador del motivo de reemplazo de tuberías – 2014.



Fuente: Pluspetrol

- **Fase 01: Facilidades:**

En esta primera etapa se incluyen todas las actividades previas a la instalación de la tubería nueva, tales como verificar y/o construir el derecho de vía (6m a cada lado de la tubería) limpiando la vegetación, árboles u otros obstáculos que bloqueen la libre tránsito, para que el equipo Sideboom o Ardco pueda ingresar sin inconveniente.

El responsable del área de Producción entrega la línea despresurizada y drenada; para ello se bloquea y etiqueta la línea a intervenir, esto implica aislar por completo la línea de todo el sistema de producción.



Figura N°19: Limpieza de acceso para ingreso de tractor sideboom D6 en Capahuari Norte
(Fuente: Pluspetrol)

- **Fase 02: Drenaje del ducto:**

El drenaje del spool (conjunto de tuberías unidas por soldadura) a cambiar se realizará por la conexión de Hot Tap previamente colocada, o por alguna unión bridada desajustando los espárragos gradualmente para controlar el remanente de crudo en la tubería y se coloca una bandeja de contención para evitar el contacto del hidrocarburo con el suelo. El modo de succión se realizará con el apoyo del camión Vaccum Truck o mediante baldes (si la cantidad de fluido es manejable mediante operaciones manuales). Finalmente el fluido recolectado se es llenado en recipientes tipo bulk drums, los cuales son llevados a la planta para que continúen con su procesamiento y final disposición.



Figura N°20: Hot Tap para drenado de línea diesel 6" - Capahuari Norte (Fuente: Pluspetrol)

- **Soportes para tubería:**

En muchos casos es necesario asegurar los extremos de la línea que será cortada mediante soportes. Los soportes de tuberías son sistemas estructurales que transmiten las cargas de soporte de un sistema de tuberías de manera segura a la instalación que soporta.

Los soportes deben prevenir esfuerzos indebidos, resistir fuerzas longitudinales causadas por la curvatura o separación en la tubería y limitar vibraciones excesivas. Los soportes más usados son los de acero al carbono ASTM A53 Tipo Marco H, doble H y T. A veces también se emplea soportes de concreto.

Se evita que la tubería descansa sobre el soporte en la junta de soldadura tubo-tubo, se coloca el soporte mínimo a 30 cm hasta en los cambios de dirección. Las tuberías como mínimo deben estar a 45 cm del suelo (ver figura N° 21).

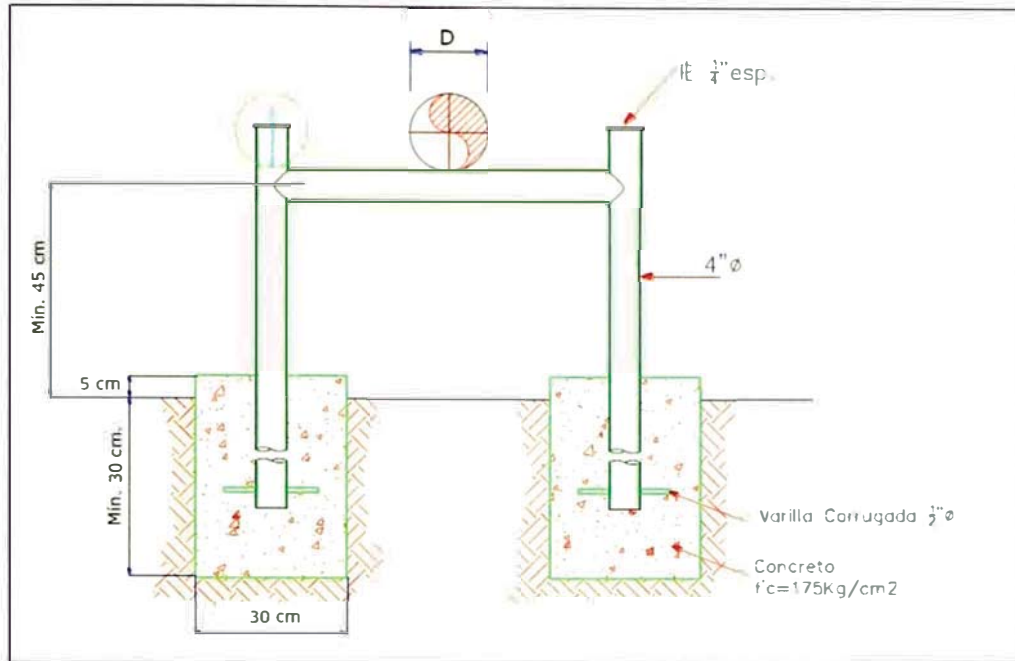


Figura N°21: Detalle constructivo del Soporte Tipo Marco "H"

(Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de refinería talara - Petroperú)

Los soportes tipo marcos "H" son generalmente fabricados de tubería de 3" a 4". En la instalación se considera una separación mínima de 6 pies entre soportes y el hincado de los pilotes se efectuará hasta conseguir un rechazo mínimo de 24 golpes/pie. Hay casos en donde se coloca cinta teflón para minimizar la fricción entre la tubería móvil y el soporte.



Figura N°22: Soportería Tipo Marco "T" para Oil Line - Andoas (Fuente: Pluspetrol)

- **Fase 03: Transporte de tubería:**

La selección de la tubería se hace mediante el Standard API 5L. Las características principales para elegir el acero es que presente alta tenacidad y ductilidad. Para las maniobras se requiere flexibilidad, esto se logra gracias a su propiedad dúctil; con la tenacidad se logra larga duración del material y su conservación en el tiempo.

Consiste en transportar las tuberías del almacén a la zona de operación. Dependiendo de la urgencia o de la poca accesibilidad al lugar, se ve necesario hacer el transporte vía aérea. El transporte de la tubería por el derecho de vía y todas las maniobras hasta su posición final lo realiza el Sideboom.



Figura N°23: Transporte Aéreo de Tuberías ASTM A36 de 6" (Fuente: Pluspetrol)

- **Fase 04: Tendido, doblado y alineado:**

Todas las maniobras hasta el tendido se ejecutan con el tractor Sideboom D6 o Ardco. En algunas ocasiones se ve necesario doblar la tubería para acomodarla a la topografía del terreno a fin de evitar sobre esfuerzos luego de su instalación; el apoyo puede ser sobre el terreno o sobre la soportería.

El alineado de tuberías se realiza mediante grapas de sujeción temporal y sirve para estabilizar el sistema Ducto Nuevo – Ducto Antiguo, la finalidad es que el soldador pueda realizar sus maniobras con normalidad y la línea mantenga homogeneidad en todo su recorrido, siendo imperceptible a simple vista el mantenimiento luego de su instalación final.



Figura N°24: Alineado de línea diesel de 6" en Capahuari Norte (Fuente: Pluspetrol)

- **Fase 05: Intervención de Línea:**

- Esmerilado:

La intervención inicia con el corte en frío del primer punto señalado en el reporte de Química y Corrosión empleando un cortatubo, luego se lava el interior del extremo cortado con detergente industrial.

Cuadro N°24: Longitud de lavado para colocación de torta de barro.

N°	DIAMETROS DE TUBERIA	LONGITUD DE LAVADO
1	Hasta 2"	100 mm
2	De 2" a 4"	200 mm
3	De 4" a 8"	300 mm
4	De 8" a 12"	400 mm
5	Más de 12"	500 mm

(Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de refinería talara - Petroperú)

Para efectos de seguridad se hace imprescindible la medición de gases con explosímetro o multigas, antes y después de la colocación de la torta de barro en el interior de la tubería. La lectura de medición debe ser cero en ambos casos (LEL 0%).

Luego de colocado la torta de barro, se procede a esmerilar exteriormente la línea cortada que se empatará con el extremo del varillón, dejando un bisel adecuado para la soldadura, con la finalidad de evitar hi lo. El esquema del bisel se aprecia en la figura N° 25.

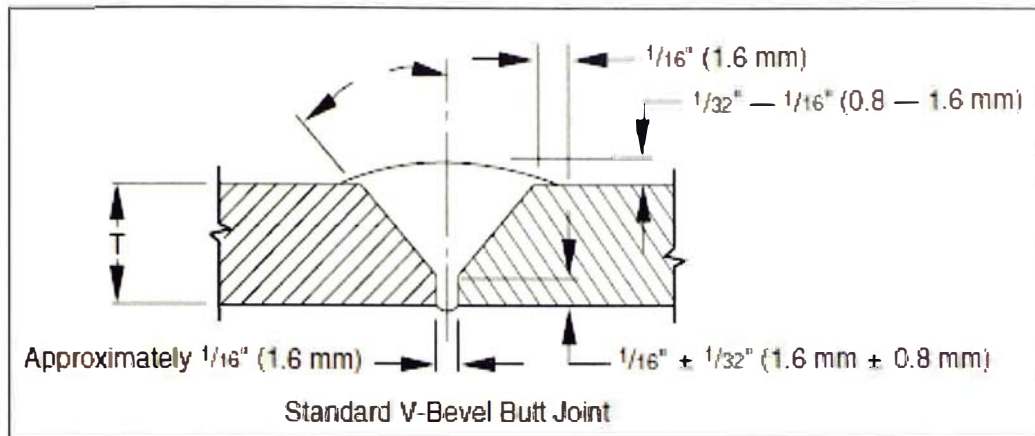


Figura N°25: Esmerilado de biseles para soldadura (Fuente: Procedimiento Pluspetrol)

• Soldadura:

Los procedimientos de soldadura se realizan de acuerdo a las especificaciones:

- Sección IX del ASME Pressure and boiler code para el ANSI/ASME B31.3
- El API Standard 1104 para el ANSI/ASME B31.4 y el ANSI/ASME B31.8

Se aplicará soldadura en la primera junta, con los electrodos adecuados AWS E-6010 de 1/8" para la raíz y AWS E-7010 de 5/32" para los siguientes pases de calentamiento, relleno y acabado.

Finalizada la soldadura de la primera junta, se procede a medir y ubicar el punto de corte para la segunda junta, y se sigue todos los pasos descritos para la primera junta (joint).



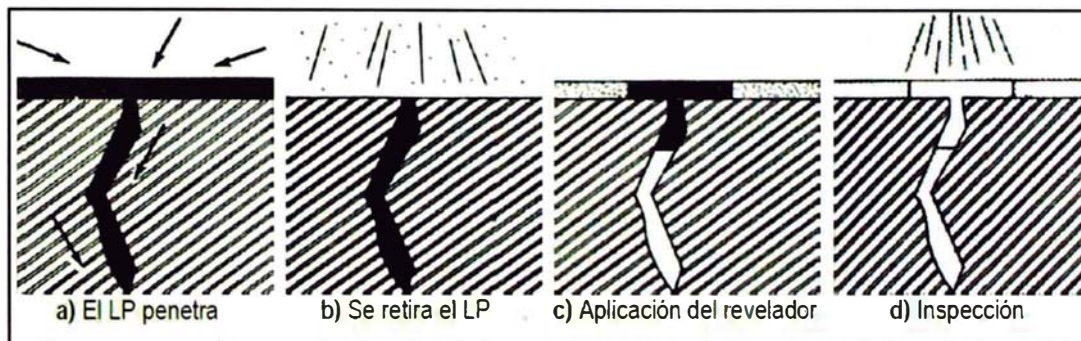
Figura N°26: Soldadura de Trunk Line de 12" en Jibarito (Fuente: Pluspetrol)

- **Fase 06: Control de Calidad:**

- Ensayo de Líquidos Penetrantes:

Es un ensayo que se realiza sobre piezas para detectar discontinuidades superficiales luego de realizada la soldadura. Los LP ingresan por pequeñas aberturas, por su fuerte acción capilar. Es uno de los ensayos más sencillos dentro de los END, pero no menos importante. Una de las normas que regula este ensayo es el ASMT E165 (práctica estándar para LP):

Cuadro N°25: Principales pasos del ensayo de Líquidos Penetrantes.



Fuente: "Ensayos No Destructivos en Introducción a la Ingeniería de Materiales", Lima: PUCP, Publicaciones para la Docencia PUCP.

- Primero se limpia la superficie que se requiere inspeccionar retirando óxidos, pinturas, grasas, etc.
- Luego se aplica el líquido penetrante (LP) y se espera por unos 10 minutos para que penetre en las discontinuidades.
- Se retira el LP sobrante de las discontinuidades.
- Se aplica el revelador, quien actúa como si fuera una esponja.
- Finalmente se realiza la inspección con el ojo humano, luego la limpieza de la junta ensayada.

Tan pronto los cordones de soldadura se enfrían, el área de QA/QC realiza el ensayo de tintes penetrantes (ensayo no destructivo), para liberar dichas juntas y cerrar con el protocolo el entregable. (Ver anexo 07).



Figura N°27: Ensayo de Líquidos Penetrantes en línea de 6" - Dorissa (Fuente: Pluspetrol)

Prueba Hidrostática:

Esta prueba no se realiza con frecuencia, solo cuando la situación lo amerite. La prueba hidrostática de las tuberías se realiza con la especificación 345.4.2 ASME B 31.3 y 437.4.

El procedimiento consiste en llenar la tubería con agua a presión durante 4 horas, requiriendo en pie de obra la bomba y los accesorios tales como mangueras, bridas, conectores y otros materiales afines.

La conformidad del ensayo se realiza verificando la presión de prueba dependiendo del diámetro de la línea a ensayar. Ver cuadro N°26

Cuadro N°26: Presión de prueba hidrostática por diámetro de tubo.

DIAMETRO (pulg.)	PRESION DE PRUEBA (lb/pulg2)
2.0	3,200
3.0	3,100
4.0	2,600
6.0	2,100
8.0	1,800
9.0	1,700
12.0	1,400

(Fuente: Manual de mantenimiento y reparación de refinería talara - Petroperú)

CAPITULO III: IMPLEMENTACIÓN DEL LAST PLANNER

3.1. OBJETIVOS

La implementación del Last Planner en el mantenimiento de Líneas de Producción se realizó principalmente por apreciarse un aislamiento de los responsables de las áreas que están involucrados dentro del proyecto, esto como consecuencia de la falencia en la identificación de las metas internas, de carácter económico y ambiental; el peor de los casos fue el cambio de un ducto que meses atrás ya había sido reemplazado. A continuación los objetivos a mediano y largo plazo:

- a) Mejorar la confiabilidad y el cumplimiento de la planificación a través de actividades que “pueden” ejecutarse.
- b) Reducir la incertidumbre de ejecución de las tareas planificadas a través de la eliminación anticipada de restricciones.
- c) Reducir la variabilidad del sistema de producción a través de la generación de un flujo de trabajo continuo para las cuadrillas.
- d) Mejorar los desempeños de avance (eficacia) y costo (eficiencia).
- e) Generar el mejoramiento continuo mediante la detección de las causas de no cumplimiento de la planificación y sus medidas correctivas.

3.2. NIVELES DE PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO:

3.2.1. Planificación Maestra (PM)

La Planificación Maestra es una planificación a largo plazo. Para nuestro proyecto, al no contar con inicio y fin establecido, se planifica en base al reporte anual de líneas a intervenir (reporte del área de Química y Corrosión), y es en base a ese reporte que se traza la línea base para la ejecución anual determinándose previamente la cantidad de cuadrillas.

3.2.2. Planificación Intermedia (PI)

La Planificación Intermedia o Lookahead Planning es una planificación a mediano plazo (ventana de tiempo de 3 a 6 semanas en el futuro), para nuestro proyecto hemos empleado el de tres semanas, que viene dentro del reporte de

Last Planner. En el cuadro N° 27 se muestra el avance de programación de nuestra segunda semana. Para ver el reporte completo ir al Anexo N° 8.

Cuadro N°27: Planificación intermedia Lookahead (Elaboración)

Descripción de la Actividad	Locación	Pozo	# Joint's	Und	Metrado Total	SEMANA 29							Metrado Semanal	SEMANA 30							Metrado Semanal							
						L	M	M	J	V	S	D		L	M	M	J	V	S	D								
						14	15	16	17	18	19	20		21	22	23	24	25	26	27								
PRODUCCIÓN																												
MANITO LÍNEAS - SECTOR I																												
CAMBIO DE TUBERÍA																												
CUADRILLA 01: FLOW LINE DE 4" SCH 40	CAP.SUR	26	14-16	Jt	3.00	X	X	X	X																			
CUADRILLA 01: FLOW LINE DE 6" SCH 40	CAP.SUR	27	77	Jt	1.00						X	X	X					X	X	X	X							1.00
CUADRILLA 01: FLOW LINE DE 6" SCH 40	CAP.SUR	5	45-48	Jt	4.00																X	X	X	X				2.00
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		49-52	Jt	4.00	X	X	X	X																			4.00
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		258-262	Jt	5.00	X	X	X	X																			5.00
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		279	Jt	1.00	X	X	X	X	X	X	X					X	X									1.00	
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		285	Jt	1.00															X	X	X	X	X				1.00
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		292-296	Jt	5.00																							
CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CSUR - CNOR		300-306	Jt	7.00																							

Fuente: Personal

3.3. ANÁLISIS DEL LAST PLANNER

3.3.1. Análisis de Liberación de Restricciones (LR)

En las reuniones semanales con los responsables de los sectores se definen las tuberías a reemplazar en una ventana de tiempo de 3 semanas; es ahí donde se identifican restricciones que impedirían el normal cumplimiento de las actividades semanales.

En la reunión se designan responsables que se encargarán de eliminar las restricciones (liberar), estableciendo fechas límite. Con esto se reduce la incertidumbre y aumenta la probabilidad de cumplimiento.

En caso de motivos de fuerza mayor, en el proyecto se tuvo que re-programar nuevas fechas de liberación de restricciones en varias oportunidades. Este es el caso que ocurre con la huelgas de las comunidades nativas, problemas logísticos e incluso con las lluvias.

3.3.2. Plan de Trabajo Semanal (PTS)

Es el conjunto de tareas elegidas del Inventario de Trabajo Ejecutable para la semana en curso. La cantidad de trabajo planificada para la semana debe ser dimensionada tomando en consideración los rendimientos meta o los rendimientos reales de las actividades y la cantidad de recursos que cuenta la obra en ese momento.

3.3.3. Porcentaje de Asignaciones Completadas (PAC)

Una asignación es una tarea cuyas restricciones han sido liberadas y tiene una alta probabilidad de ser ejecutada.

El Porcentaje de Asignaciones Completadas es el indicador que mide la confiabilidad de la planificación a través de la medición de su cumplimiento y se calcula dividiendo el número de asignaciones completadas entre el número de asignaciones planificadas. En el cuadro N° 28 se muestra el indicador de cumplimiento (PAC) para la semana 29; de un total de 06 asignaciones se llegaron a ejecutar 05, haciendo esto un 83%.

Cuadro N°28: Determinación del PAC (Semana 29)

Item	Descripción de la Tarea o Actividad	Locación	Pozo	N° Joints	Und	Metrado Planeado	SEMANA 28							SI	NO
							L	M	M	J	V	S	D		
							07	08	09	10	11	12	13		
A.1	SECTOR I														
	CUADRILLA 01: FLOW LINE DE 4" SCH 40 (3-4-5-6-7)	CAP SUR	26	1-4-15	JT	5.00									
	CUADRILLA 02: DIESEL LINE DE 4" SCH 40	CAP SUR		49-52	JT	4.00									
A.2	SECTOR II														
	CUADRILLA 01: FACILIDADES FLOW LINE DE 6"	SHIVIVACU			GLB	1.00				X	X	X			Si
	CUADRILLA 02: MARCOS H EN FLOW LINE 3" - EL CARMEN (II)	SHIVIVACU	TRONCAL		Und	4.00	X	X	X	X	X	X			Si
A.3	SECTOR III														
	CUADRILLA 01: FACILIDADES SHIPPING LINE DE 10" SCH 40	HUAYURÍ	KM 19-800	13930-13940	GLB	1.00	X	X	X						Si
	CUADRILLA 02: FACILIDADES DIESEL LINE DE 4" SCH 40	HUAYURÍ	KM 18-300	1526-1528	JT	3.00				X	X	X	X		Si
PORCENTAJE DE ASIGNACIONES COMPLETADAS (PAC)												5	1		
													83%		

Fuente: Personal

Es bueno mencionar que el PAC mide cumplimiento y no mide avance, es por ello que puede suceder que nuestro PAC a lo largo del proyecto sea alto, pero sin embargo nuestro proyecto tiene un fuerte retraso, o viceversa.

El porcentaje meta es de 85% (benchmarking a nivel mundial). Valores por encima de éste nos indica un muy buen desempeño del proyecto con respecto a la planificación, y valores con una gran desviación nos indican una pésima planificación por parte de los involucrados.

3.3.4. Reunión Semanal de Planificación:

Se llegó a implementar en el proyecto la reunión semanal de planificación, previo a las reuniones de coordinación. Se planteó que se lleve a cabo el día lunes de cada semana, considerando que el periodo de análisis es de lunes a domingo. La secuencia de la reunión es como sigue:

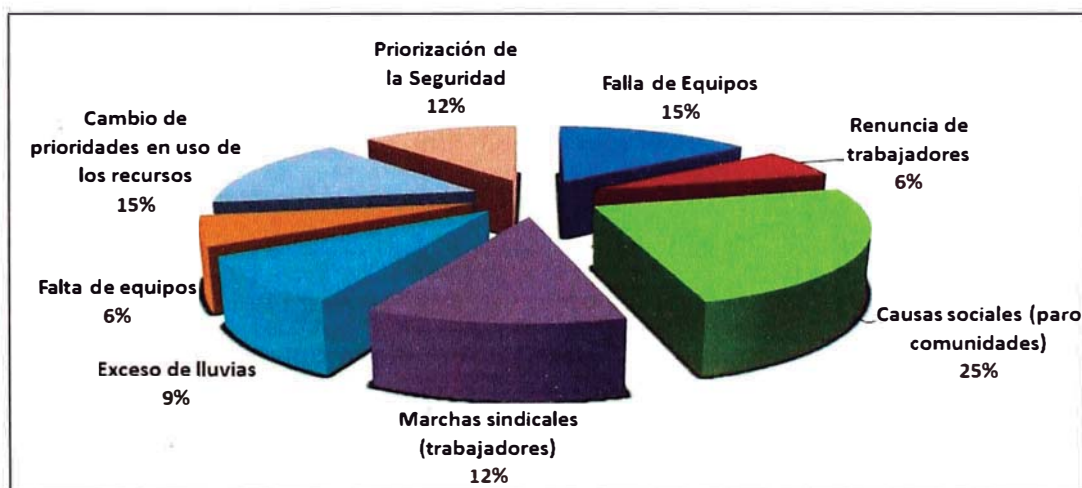
- Revisar el cumplimiento de las asignaciones de la semana anterior y revisar el Porcentaje de Asignaciones Completadas (PAC).
- Revisar las Causas de No Cumplimiento (CNC) y las medidas correctivas.
- Revisar la Planificación Intermedia (PI).
- Revisar el Análisis de Liberación de Restricciones (LR).
- Revisar el Plan de Trabajo Semanal (PTS).
- Tomar acciones correctivas para recuperar los atrasos de las actividades.

3.3.5. Indicadores de No Cumplimiento

En la ejecución del proyecto, existen múltiples factores que hacen que sea imposible mantener un PAC de 100% durante todas las semanas de ejecución; pues si es que fuese así, entonces no se estaría llevando una correcta planificación, pues estamos siendo muy conservadores.

Del análisis de las mediciones semanales se lleva un control acumulado de las causas de no cumplimiento, con la finalidad de ver cuáles son los factores principales que retrasan nuestras actividades (desperdicios). Del cuadro N° 29 al aplicar el teorema de Pareto (80 – 20) nos percatamos que debemos incidir mayormente en reducir los tiempos relacionados a las Causas Sociales, Falta de Equipos y la Priorización de la seguridad. Al trabajar en estas 3 categorías podemos superar el 80% de los impases en nuestra planificación.

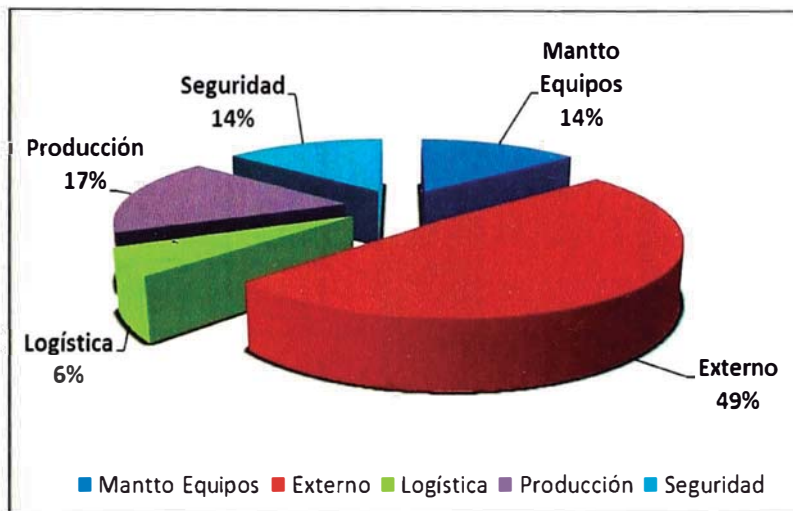
Cuadro N°29: Indicador de las Causas de No Cumplimiento.



Fuente: Propia

Existe en el reporte un segundo indicador de no cumplimiento, este indicador agrupa las CNC que vimos anteriormente y lo muestra por responsables (responsabilidad de las áreas de la organización). En el cuadro N° 30 vemos que el factor externo es el que abarca casi el 50% de los No Cumplimientos, mientras que por problemas logísticos se tuvo únicamente un 6%. Ante una situación como la que tenemos se puede deducir que, a pesar que los motivos de fuerza mayor ganaban carrera en la ejecución, debíamos trabajar en nuevas estrategias de ejecución a fin de cumplir con los objetivos trazados inicialmente.

Cuadro N°30: Indicador de los Responsables de No Cumplimiento.



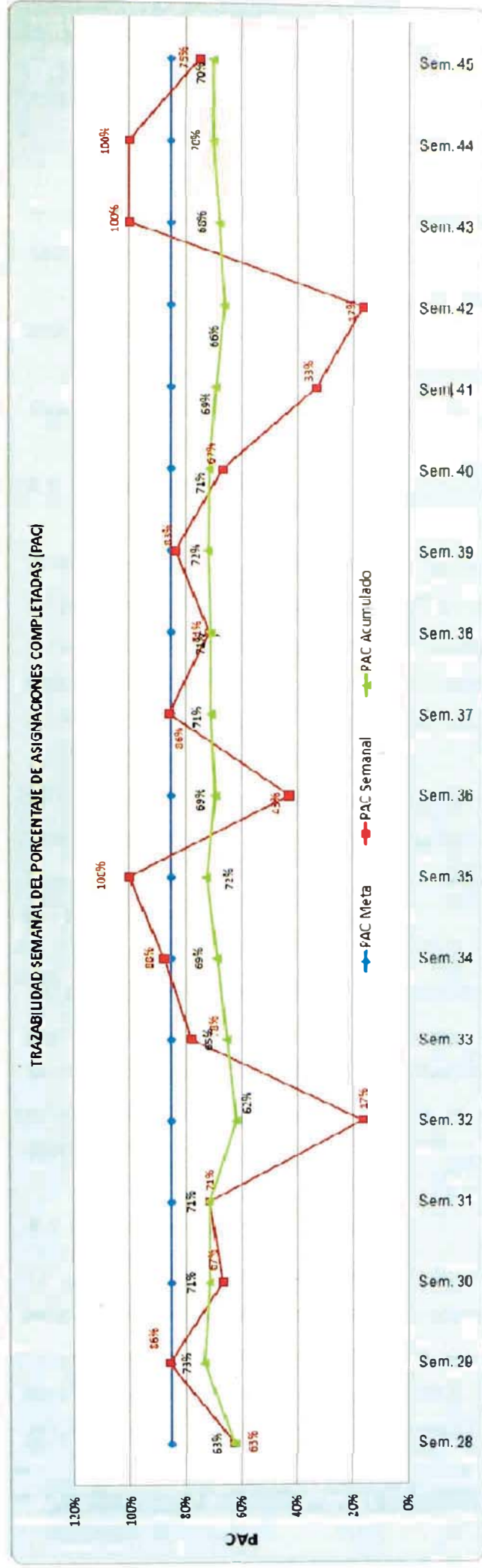
Fuente: Propia

3.3.6. TRAZABILIDAD DEL PAC

Se considera trazabilidad al hecho de llevar un registro histórico de los PAC desde el inicio del proyecto y mostrarlo en un gráfico, En el cuadro N° 31 se pueden apreciar graficadas tres líneas que son: El PAC semanal, el PAC acumulado y nuestro PAC meta (85%).

Al final nuestro cierre a la semana 52 nos arrojó un PAC real acumulado de 70% frente al 85% que fue la referencia meta. Se puede decir que los factores externos influyeron considerablemente en nuestra planificación, haciendo que en varias oportunidades nuestros trabajos tengan que ser reprogramados. Para mayor detalle del cálculo se sugiere ver anexo 08.

Cuadro N° 31: Trazabilidad del Porcentaje de Asignaciones Completadas



Fuente: Personal

Es bueno mencionar que en las semanas 32 y 42 hubo paro de comunidades nativas, es por ello que el indicador de cumplimiento para esas semanas es el más bajo del registro. Durante el paro de CC.NN., para salvaguardar la integridad física de los trabajadores se empezó a retirarlos de las operaciones de manera acelerada hasta que la situación se normalice.

De nuestro periodo de análisis (semana 28 al 45), otra de las semanas que tuvo una fuerte caída es la semana 36, fue en esta semana que los soldadores homologados 3G y 6G hicieron huelga, alegando se les incrementó su remuneración a como regula el mercado.

CAPITULO IV: INDICADORES DE GESTIÓN

Aparte de tener implementado la herramienta Last Planner en el proyecto, se hace necesario evaluar si es que el proceso de mantenimiento de líneas se ve afectado positiva o negativamente. La evaluación se hace por medio de indicadores de gestión, indicadores que nos permiten en cualquier etapa del proyecto determinar si se vienen cumpliendo las metas y objetivos, así como sugerir algún correctivo en caso estemos desviados de la línea base anual.

4.1. INFORME SEMANAL DE PRODUCCIÓN (ISP)

El ISP nació junto con la planificación realizada a inicio de año, y su frecuencia de envío le dio el nombre al reporte. En su estructura se trazó la línea base que contemplaba: 840 reemplazos de tubería para ser llevado a cabo durante todo el año, las líneas de producción más críticas, las líneas que requieren atención inmediata y el rendimiento meta para las cuadrillas en los sectores.

El informe semanal de producción (ISP) consolida información procedente del “Reporte Diario” (enviado por el residente), el “Estatus de Intervenciones de Línea” (enviado por el área de calidad QA/QC), y la “Fuerza Laboral” (enviado por Administración).

La adecuada consolidación de los reportes mencionados líneas arriba nos permite calcular la productividad de las cuadrillas sectorizadas, el avance semanal medido en unidades de tuberías reemplazadas y finalmente el avance acumulado mostrado en una gráfica al que denominamos Curva S de producción.

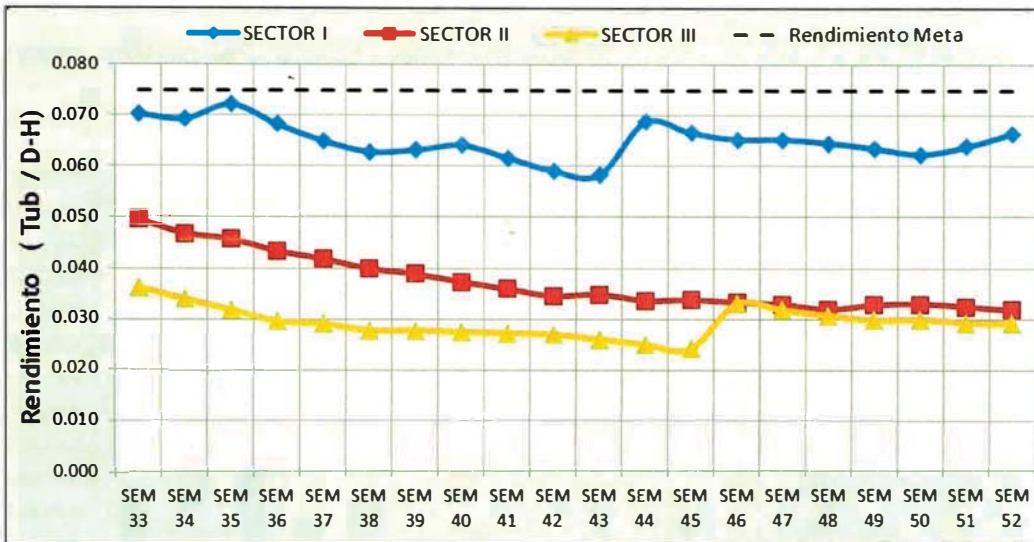
4.1.1. Indicador de Productividad:

La productividad es medida en el reporte (ver Anexo 09) en unidades de rendimiento y trabajosidad. De las lecciones aprendidas de años anteriores (activos de los procesos de la organización) y considerando la mejora continua se planificó con un rendimiento meta de 0.075 Tub./ día-hombre; esto hace un equivalente de 13.3 días-hombre por tubería reemplazada.

El ISP del 23 de marzo alertó que el avance que se tenía en el sector I estaba considerablemente retrasado con respecto a lo previsto, y si es que se continuaba a ese ritmo estaríamos condenados a no cumplir con la meta.

El 29 de marzo se llevó a cabo una reunión extraordinaria de planificación donde se llegó a la conclusión que la mejor solución para revertir esta situación era la de incrementar una cuadrilla completa en el sector I (mano de obra y equipos) para que se pueda compensar el retraso y finalmente nivelarnos con la línea base. La cuadrilla adicional estaba compuesta de 11 personas: 01 capataz, 01 soldador 6G, 01 tubero, 01 armador, 01 oficial MM, 01 oxigenista, 02 ayudantes, 01 operador sideboom, 01 enfermero y 01 chofer.

Cuadro N°32: Rendimiento Acumulado Sectorizado.



(Fuente: Personal)

Es interesante ver como los resultados muestran lo que efectivamente se vivía en campo, cada sector con independencia geográfica, sino también de recursos y es por esta razón que se esperaba rendimientos uniformes, pero la realidad fue distinta. El sector I cuenta con una topografía relativamente plana, el terreno no es muy agreste, mientras que en los sectores II y III ocurre lo contrario, su topografía de ambos sectores es accidentada.

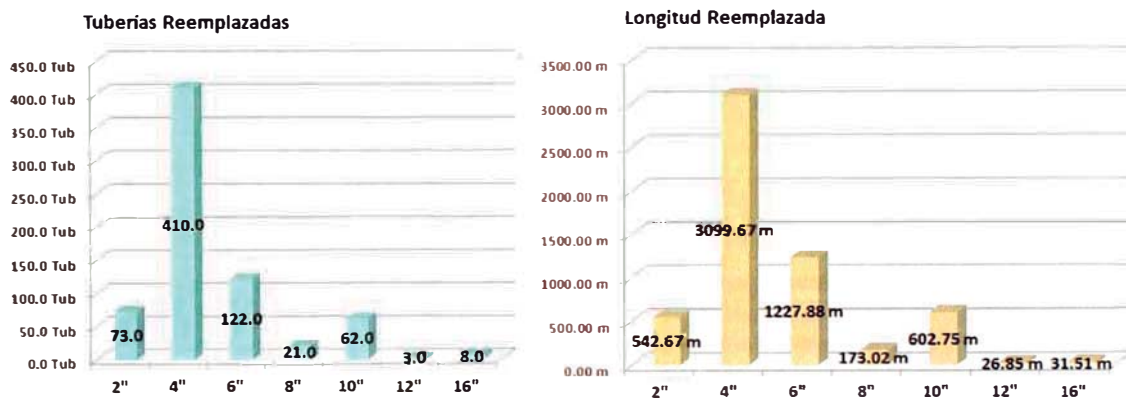
Al cierre del año 2014, los rendimientos se nivelaron de los sectores II y III, y sin embargo están por debajo del rendimiento meta, ya que se priorizaba los recursos en otros trabajos distintos. Para mayor detalle ver Anexo N° 09.

4.1.2. Estadística anual y resultados.

Son los organismos supervisores del estado los que exigen, monitorean y fiscalizan la gestión en el Mantenimiento de Líneas en el lote petrolero. Toda la información que resulte de la planificación y control es presentado cuando los supervisores lo requieran, siendo su principal atención los resultados anuales.

Teniendo el registro estadístico realizado de forma semanal y emitida mediante reportes, se filtra un indicador interesante medido en longitud de reemplazo por diámetro de tubería, al igual que para las tuberías reemplazadas. Del cuadro N° 33 se puede ver que el diámetro común que ha sido reemplazado fue el 4 pulgadas, mientras que para diámetros de 12 y 16 pulgadas es casi imperceptible 0%. El resultado a fin de año fue 699 tuberías reemplazadas que hacen un total de 5,704.33 metros lineales.

Cuadro N°33: Datos estadísticos y resultados del 2014.



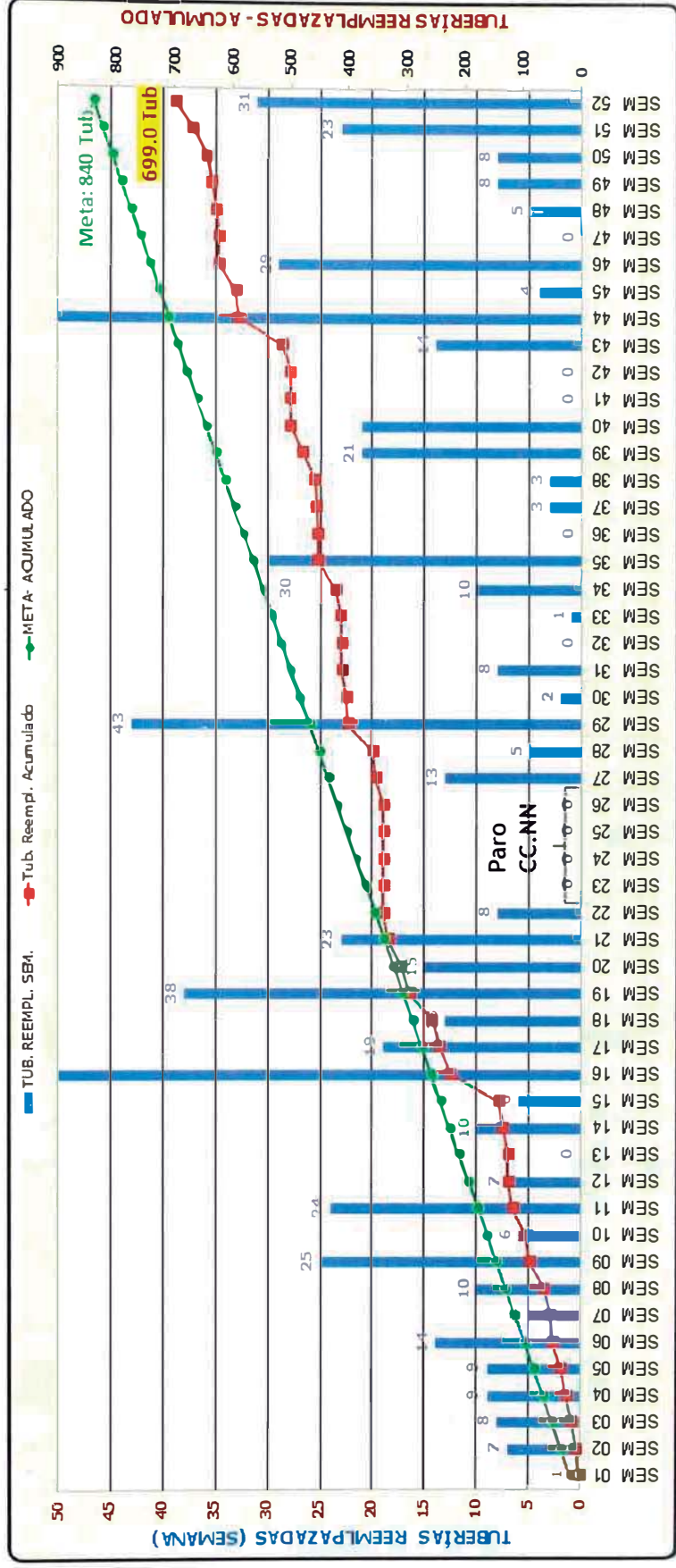
Fuente: Personal

4.1.3. Curva "S" de producción:

Es aquella curva que se genera al acumular valores reales de los reemplazos de tubería (área de producción). La línea base prevista se trazó como una recta de pendiente uniforme, esto debido a que las cuadrillas y su rendimiento hipotéticamente se consideran uniformes durante todo el año.

Entre la semana 23 y 26 (casi un mes) no se realizó ninguna intervención en el lote producto de los conflictos sociales con las comunidades nativas, de igual forma se fue produciendo estos eventos en varias semanas más. Como la operación petrolera tiene un área de influencia sobre varias comunidades, había muchos casos de huelgas parciales, permitiendo laborar de igual forma.

Cuadro N°34. Seguimiento con Curva "S" para el Mantenimiento de Líneas.



Fuente: Personal

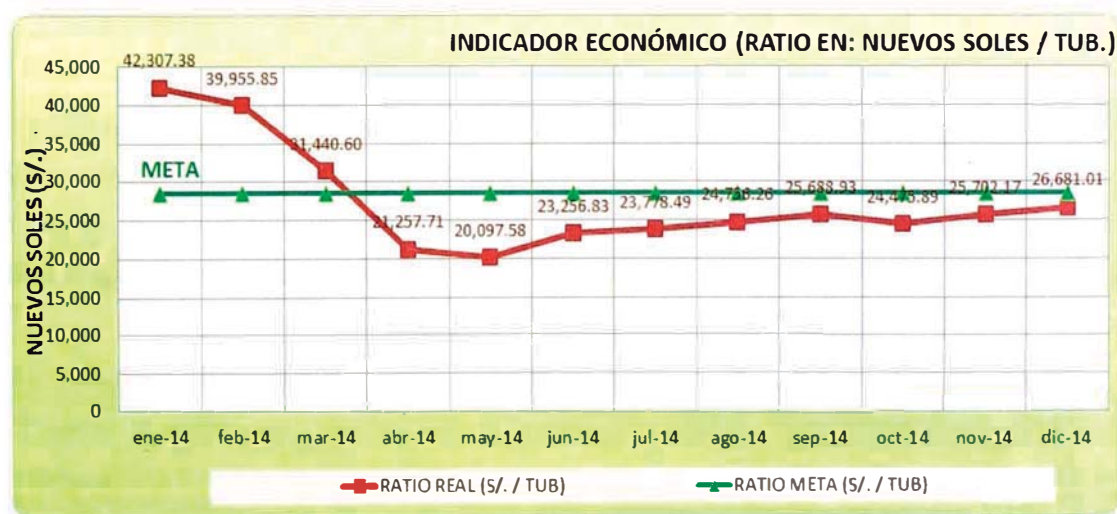
4.2. INDICADOR ECONÓMICO (RATIO)

Como resultado final se hizo la evaluación económica del proyecto, valiéndonos de los datos de productividad y el costo real que significó el cambio de tubería versus el presupuesto anual previsto para el 2014.

Resumiendo, para el 2014 se destinó más de 22 millones de soles (sólo costos operativos de contratista) para el cambio de tuberías, de los cuales a cierre de año se llegó a consumir más de 18 millones. Sin mucho cálculo se podría deducir que se ha minimizado gastos, e incluso erradamente se puede pensar que esto llevó a un ahorro de casi 4 millones de soles, pero no es así. Para saber si esos casi 4 millones son efectivamente ahorro, se tienen que verificar el cumplimiento de la meta anual (840 tuberías reemplazadas). Como lo realmente ejecutado fue la instalación de 699 tuberías, entonces debemos valernos de los ratios (costo por unidad de producción) para verificar nuestra gestión.

El ratio meta fue de S/. 26,614.58 por tubería reemplazada. Al cierre de la semana 52 se logró tener el ratio acumulado anual de S/. 26,681.01 por tubería. Se concluye que si bien no se alcanzó la meta de 840 tuberías, al final no se llegó a superar el gasto por unidad de producción (se logró controlar el desperdicio). Para mayor detalle ver anexo N° 12.

Cuadro N°35: Indicador Económico (Ratio).



Fuente: Propia

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

En innegable cuanto puede aportar una herramienta tan sencilla como el Last Planner, que no garantiza directamente mayor productividad, sino un trabajo dinámico donde la comunicación y trabajo en equipo hacen que se reduzca la variabilidad, mejorando indirectamente la eficiencia y eficacia. Se logró el objetivo de integrar mediante reuniones semanales las áreas de: Corrosión, Metal Mecánica, Obras Civiles, Calidad, Logística, entre otros.

Tener los ductos de las líneas de producción en adecuadas condiciones, es realizado principalmente para tener una mínima afectación ambiental evitando posibles derrames, pero también es parte de un compromiso que se tiene con el estado. Todo el lote regresa a manos del estado este 2015, es por ello que cumplir con la calidad y la cantidad de ductos es un compromiso de todos.

La curva "S" (a la que le denominamos de producción, ya que muestra valores acumulados de unidades producidas), es una herramienta sencilla, pero de gran apoyo en el seguimiento semanal. Se implementó el reporte y su frecuencia de envío fue de forma semanal, y gracias al seguimiento se identificó a fines de marzo que nuestro ritmo no era suficiente para cumplir con los objetivos, siendo la primera acción correctiva implementar una cuadrilla adicional en el sector I.

La trazabilidad del Porcentaje de Asignaciones Completadas (PAC) es un indicador de forma, ya que simplemente interesa si la tarea fue ejecutada o no, más no el metrado alcanzado. Un PAC continuo del 100% nos hace pensar de una mala planificación, pues estamos siendo muy conservadores.

El indicador económico ayuda a verificar cuan cerca o lejos estuvimos del objetivo económico inicialmente previsto. Los ratios acumulados de forma mensual nos mostraban inicialmente que nuestro gasto era mayor al previsto (estábamos siendo improductivos), pero a medida que se corregía las desviaciones se pudo lograr un gasto proporcional al avance.

5.2. RECOMENDACIONES

Para mejorar la técnica Last Planner, se recomienda - si es que fuera posible - que el capataz jefe de grupo participe de la reunión semanal de planificación, para que pueda bajar la línea a su personal a cargo.

Para garantizar un mejor resultado, se podría comprometer a las gerencias de las empresas que participan en todo este largo proceso, para que no se escatime gastos y se pueda asignar la cantidad de recursos necesarios para que la producción por flujo llegue a desarrollarse. El beneficio sería para: el estado, las empresas privadas, los trabajadores y el medio ambiente.

Se recomienda que para un alcance mayor del seguimiento que se hace con la curva "S" de producción, se pueda realizar y cuantificar por diámetro de tubería. Por simplicidad se agrupó a las tuberías sin considerar el diámetro, pero todos sabemos que mayores diámetros implican mayor tiempo y costo en su reemplazo.

Para realizar el Porcentaje de Asignaciones Completadas, y obtener mejores resultados se sugiere se haga ponderando metrados ejecutados de la semana. El Last Planner ya no sería simplemente una herramienta cualitativa, sino cuantificaría los metrados, los acumularía y con los rendimientos garantizados sugeriría los metrados para la semana siguiente. Si es que fuese así, estaríamos fusionando el Last Planner tradicional, con la productividad.

El indicador económico (ratio) de costo por unidad de tubería reemplazada fue realizado de manera simplista sin distinguir los ductos por su diámetro, o por las sub partidas que componen todo el sistema productivo. Para mejorar los resultados y tener un amplio análisis económico por ratios se sugiere se calcule el ratio para todas las fases y a su vez por el diámetro del ducto.

Para un análisis detallado en la cuantificación económica del proyecto, se recomienda aplicar la Gestión de Valor Ganado, el cual nos permitirá en cualquier etapa del proyecto tener las tres variables de comparación (Previsto, Real, Valor Ganado) para saber si el proyecto va por buen rumbo.

BIBLIOGRAFÍA

- Chávez Cáceres, José Eduardo. "El contrato Modelo de Perupetro. ¿Puede hacerse más atractivo para la exploración?", Revista de Derecho Minero y Petrolero. Año LII 2005 – 2006.
- Glenn Ballard, Herman; "The Last Planner System of Production Control". School of Civil Engineering; University of Birmingham, May 2000.
- Guerra, Daniel; "Gestión Socio-Ambiental Lote 1AB y lote 8", Supervisión y Fiscalización Ambiental en el Sector Hidrocarburos – Foro Internacional; Osinergmin 2008.
- Hernández Matías, Juan Carlos; "Lean Manufacturing", Escuela de Organización Industrial; Madrid - 2013.
- Jochamowitz, Luis. "Crónicas del Petróleo en el Perú". Grupo Repsol YPF del Perú S.A.C. Año 2001.
- Lean, Paul. "Introducción a la Ingeniería de Materiales", Ensayos No Destructivos, Publicaciones para la Docencia PUCP, Lima – Perú.
- Ministerio de Energía y Minas, "Libro anual de reservas de hidrocarburos", Resumen ejecutivo al 31 de diciembre del 2012.
- Ministerio de energía y Minas; "Prospección de Hidrocarburos dentro de la seguridad energética del Perú"; Presentación a la Comisión de Energía y Minas del Congreso de la república; Diciembre – 2013.
- Naranjo Salazar, César Enrique; "Aplicación del sistema Lean Construction en la construcción en serie de viviendas de interés social en la ciudad de Guayaquil"; Universidad Católica de Santiago de Guayaquil; Ecuador - 2013.
- Osinergmin; "Eliminación del Mayor Impacto Ambiental de los Campos Petroleros"; Edición 2010.
- Petroperú; "Manual de Mantenimiento y Reparación de los Oleoductos de Operaciones talara"; Unidad de Ingeniería de Mantenimiento Petroperú – Talara; Perú, Piura - 2012
- Pons Achell, Juan Felipe; "Introducción a Lean Construction"; Fundación Laboral de la Construcción; Madrid, marzo - 2014.
- Project Management Institute; "Guía de los fundamentos para la dirección de Proyectos (Guía del PMBOK)"; Newton Square, Pensilvania USA; Cuarta edición.

- Ríos Segura, Juan; "Apuntes de Clase: Planeamiento de Proyectos"; Universidad Nacional de Ingeniería; Lima, Perú – 2011.
- Rodríguez Castillejo, Walter; "Gerencia de Construcción y del Tiempo – Costo"; Editorial Macro; Julio - 2010.
- Serpell Bley, Alfredo; "Administración de Operaciones de Construcción", Colección de textos universitarios de la escuela de ingeniería de la Universidad Católica de Chile, 1993.