

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

**Análisis Tecno-económico y Desarrollo de Modelo de
Implementación de Bombas Multifásicas para la Compañía
Andes-Petroleum**

**Alejandro Javier Espinel Herrera
Paúl Adrián Vidal Aguirre**

Ingeniería Mecánica

Trabajo de integración curricular presentado como requisito
para la obtención del título de
Ingeniero Mecánico

Quito, 20 de diciembre de 2019

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ
COLEGIO DE CIENCIAS E INGENIERÍAS

HOJA DE CALIFICACIÓN
DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

**Análisis Tecno-económico y Desarrollo de Modelo de
Implementación de Bombas Multifásicas para la Compañía
Andes-Petroleum**

Alejandro Javier Espinel Herrera

Paúl Adrián Vidal Aguirre

Nombre del profesor, Título académico

David Escudero, Ph. D.

Firma del profesor:

Calificación:

Nombre del profesor, Título académico

Alfredo Valarezo, Ph. D.

Firma del profesor:

Quito, 20 de diciembre de 2019

Derechos de Autor

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma del estudiante: _____

Nombres y apellidos: Alejandro Javier Espinel Herrera

Código: 00124182

Cédula de identidad: 1716727605

Firma del estudiante: _____

Nombres y apellidos: Paúl Adrián Vidal Aguirre

Código: 00121864

Cédula de identidad: 0922029996

Lugar y fecha: Quito, 20 de diciembre de 2019

RESUMEN

Este estudio pretende analizar las ventajas tecno-económicas de haber implementado bombas multifásicas (MPP), en la compañía Andes Petroleum Ecuador y desarrollar un modelo que sirva como criterio de selección de las distintas estrategias de producción de la compañía. El estudio se basa en las condiciones reales de producción de la compañía y se compara 1) el método tradicional, y 2) el método tradicional más estación de separación intermedia vs 3) la implementación de MPP. Los resultados muestran que, en 10 años, la implementación de MPP representa un ahorro de \$50'000.000; frente a la primera estrategia y de \$150'000.000 frente a la segunda. Con los resultados obtenidos se determinó que implementar las MPP fue rentable para la compañía. Además, el modelo sirve para modificar sus estrategias de producción y para desarrollar nuevos proyectos. Esto es de gran relevancia porque la industria carece de criterios técnicos y económicos para la implementación de MPP.

Palabras clave: presión de cabeza de pozo, bombeo multifásico, bomba electro-sumergible, bomba de cavidad progresiva, estación de separación, fluido bifásico, fluido trifásico, modelo tecno-económico.

ABSTRACT

This study aims to analyze the techno-economic advantages of implementing multiphase pumps (MPP) in the company Andes Petroleum Ecuador, and to develop a model that serves as a selection criteria for the company's different production strategies. The study is based on the actual production conditions of the company, and compares 1) the traditional method, and 2) the traditional method plus an intermediate separation facility, vs 3) the implementation of MPP. The obtained results show that, in 10 years, the MPP implementation represents a saving of \$5'000,000 compared to the first strategy and \$150'000,000 compared to the second. With the results obtained, it was determined that implementing the MPP was profitable for the company. In addition, the model serves to modify their production strategies or to develop new projects. This is of great relevance because the industry lacks technical and economic criteria for the implementation of MPP.

Keywords: wellhead pressure, multiphase pumping, electro-submersible pumps, progressive cavity pump, separation facility, two phase fluid, three phase fluid, techno-economic model.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	9
2	METODOLOGIA	29
2.1.	Producción de Gas.....	31
2.2.	Mantenimiento y Diseño.....	35
2.3.	Comparación de Construcciones y Flexibilidad.....	42
2.4.	Comparación del Impacto Ambiental.....	45
2.5.	Análisis de alternativas mediante el método de criterios ponderados.....	48
2.6.	Eficiencia Energética (Modelo Tecno-Económico).....	49
2.7.	Costo de Inversión y Costo Operativo (Modelo Económico).....	52
3	RESULTADOS	54
3.1.	Producción de Gas.....	54
3.2.	Mantenimiento y Diseño.....	55
3.3.	Comparación de Construcciones y Flexibilidad.....	61
3.4.	Comparación de Impacto Ambiental.....	63
3.5.	Criterios Ponderados.....	64
3.6.	Eficiencia Energética (Modelo Tecno-Económico).....	66
3.7.	Costo de Inversión y Costo Operativo (Modelo Económico).....	70
4	DISCUSIONES	72
5	CONCLUSIONES	78
6	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	80
	ANEXO A: Equipamiento total plataforma.....	83
	ANEXO B: Detalle costo de Inversión estación intermedia.....	89
	ANEXO C: Produccion de gas campo Johanna Este.....	90
	ANEXO D: Promedio factor de relación MWH/MSCF.....	91
	ANEXO E: Promedio de demanda energetica Bloque Tarapoa.....	92
	ANEXO F: Criterios ponderados.....	93

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Rango Grados API	13
Tabla 2. Control Horario por Secciones de la Bomba (ANDES, 2019) .; Error! Marcador no definido.	
Tabla 3. Infraestructura y Equipos Método Tradicional (ESP)	43
Tabla 4. Equipamiento ESP + Estación de Separación.....	43
Tabla 5. Infraestructuras y Equipos ESP + MPP	44
Tabla 6. WHP ESP + Diferenciales de presión MPP.....	50
Tabla 7. Resumen de equipamiento para cada alternativa	53
Tabla 8. Producción de Gas y Factor de Potencia por Volumen de Gas	54
Tabla 9. Producción de Energía Campo Johanna Este.....	54
Tabla 10. Demanda de la Potencia Bloque Tarapoa y Contribución de Potencia del Campo Johanna Este.....	55
Tabla 11. Vida Útil ESP y Costos	56
Tabla 12. Mantenimiento Estator Bombas MPP.....	58
Tabla 13. Duración Estator Bombas MPP	58
Tabla 14. Diferencias del Costo del Estator en el Tiempo.....	60
Tabla 15. Factores del Impacto Ambiental	64
Tabla 16. Análisis de Criterios Ponderados	65
Tabla 17. Conclusión de Criterios Ponderados	65
Tabla 18. Condiciones de análisis ahorro implementación MPP.....	67
Tabla 19. Factores de tendencias y ecuaciones de la demanda de potencia de las MPP	68
Tabla 20. Inversiones de equipamiento para la producción del campo Johanna Este	70
Tabla 21. Diferencias de precio entre alternativas	70
Tabla 22. Condiciones reales de las estrategias de producción para el modelo económico ...	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Cabezas de pozo o WELL-HEAD.....	9
Figura 2. Ubicación del bloque Tarapoa.....	12
Figura 3. Esquema ESP	13
Figura 4. Detalle del bloque Tarapoa. A la izquierda TNW2 y TNW3.....	15
Figura 5. Longitud de las líneas de TNW2 y TNW3 (ANDES, 2019).....	17
Figura 6. Equipos de una Facilidad Intermedia (ANDES, 2019)	18
Figura 7. Mechero (ANDES, 2019).....	19
Figura 8. Estación de separación (ANDES, 2019)	20
Figura 9. Rotor excéntrico y helicoidal simple con el estator helicoidal doble.....	22
Figura 10. Área transversal constante de las cavidades.....	23
Figura 11. Efecto del Factor de Deslizamiento en el Desempeño de la PCP	24
Figura 12. Efecto de la viscosidad del fluido en las condiciones de deslizamiento	25
Figura 13. Efecto del ajuste de compresión en las condiciones de deslizamiento.....	25
Figura 14. Bomba multifásica de cavidad progresiva. Modelo: NM125SY08S28Z.....	27
Figura 15. Estrategias de Producción	29
Figura 16. Balance de la Planta de Gas (ANDES, 2019)	32
Figura 17. Reporte diario del sistema de energía de Tarapoa (ANDES, 2019).....	34
Figura 18. Sistemas de protección de la MPP	37
Figura 19. Caso de operación fallida de las MPP. Filtro cono de bruja con obstrucción / Partes de elastómero desprendido (ANDES, 2019)	38
Figura 20. Rediseño del estator (NETZSCH, 2019).....	39
Figura 21. Sistema de Acondicionamiento y Sistema de Distribución de Fluido TNW2	40
Figura 22. Distribución de las MPP en TNW3 (ANDES, 2019).....	41
Figura 23. Plano Plataforma TNW3	46
Figura 24. Plano Plataforma TNW2	46
Figura 25. Costos Operativos en el Tiempo	57
Figura 26. Sección del Estator	59
Figura 27. Bombas MPP con Nuevos Estatores	59
Figura 28. Bombas MPP con Estatores Viejos y Nuevos.....	59
Figura 29. Costo del Estator en el Tiempo	60
Figura 30. Comparación Equipos Alternativas.....	61
Figura 31. Alternativa 1. Plataforma Tradicional (TNW3)	62
Figura 32. Alternativa 2. Plataforma + Estación de Separación Intermedia	62
Figura 33. Alternativa 3. Plataforma + MPP	63
Figura 34. Modelo técnico del consumo energético	66
Figura 35. Modelo económico del consumo energético	67
Figura 36. Modelo técnico de producción de las MPP a distintos volúmenes y presiones	69
Figura 37. Modelo técnico de producción de las MPP a distintos volúmenes y presiones	69
Figura 38. Modelo económico de Johanna Este	71

1 INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera existen varias etapas fundamentales, de manera general estas incluyen: exploración, extracción, refinamiento y transporte. Para el estudio presentado, el enfoque será puesto en una subetapa de la extracción y otra subetapa del refinamiento, que son la producción y la separación, respectivamente. La producción es el proceso de traer los hidrocarburos a superficie. En esta subetapa a cada pozo se le instala un conjunto de válvulas en superficie que regulan el caudal y presiones conocido como cabeza de pozo o “well-head”, véase la figura 1. Estas cabezas de pozo también permiten el acceso a los pozos perforados en caso de que se necesite realizar más completaciones (Baker Hughes, 2019). Comúnmente en la actualidad, ya que la presión en los reservorios no es lo suficientemente grande para que los hidrocarburos lleguen a superficie, se recurre a métodos de levantamiento artificial. Estos métodos brindan energía o presión adicional para incrementar el flujo de los fluidos del pozo hacia la superficie (Caudle, 2019).



Figura 1. Cabezas de pozo o WELL-HEAD

Seguido de la fase de extracción esta la fase de refinamiento y transporte. Para esto se recurre a procesos de separación y refinación. Entonces, una vez que el petróleo llega a superficie, este es transportado mediante tuberías hacia estaciones de separación donde se obtiene crudo limpio, agua y gas. Este proceso de separación se realiza debido a que en Ecuador existen normas establecidas por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH-MEM). Entre estas normas, las más relevantes para este documento son que el crudo limpio que se envía a la refinería estatal contenga 0% en contenido de gas (GOR, por sus siglas en inglés o Gas-Oil Ratio) y un máximo de 1% en contenido de agua (BSW, por sus siglas en inglés o Basic Sediment and Water) basados en el Acuerdo Ministerial 014, Art. 10 expedido para el Transporte de crudo a través del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano y la Red de Oleoductos del Distrito Amazónico (MEM, 2004). Después de pasar por el proceso de separación se transporta el crudo limpio a la refinería para ser procesado de manera que después se pueda obtener productos derivados del petróleo como: combustibles, plásticos, fibras sintéticas, cauchos sintéticos, detergentes, fertilizantes, cosméticos, etc.; estos procesos se realizan mediante calor, presión y otros catalizadores.

Vale destacar que el procesamiento del gas consiste en separar los hidrocarburos o fluidos adicionales del gas natural puro, para obtener gas seco. Una vez separado del crudo, comúnmente consiste en una composición de hidrocarburos, compuestos por etano, propano, butano y pentanos. Adicionalmente, el gas natural contiene vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, nitrógeno y otros compuestos. Algunos de los compuestos de hidrocarburos contenidos se los llama gases líquidos naturales y son usados como fuente de energía para las plataformas, estaciones y refinerías de petróleo. El gas natural de un pozo puede tener la suficiente presión para ser transportado directamente, pero al ser

purificado y pasar por separadores pierde presión, por lo que necesita ser re-comprimido para su envío (Devold, 2013).

Sin lugar a duda, el petróleo se encuentra dentro de las materias primas y fuentes de energías no renovables más importantes para el comercio entre los países, según Gil en 2015 más de la mitad de la energía que mantiene en actividad nuestra civilización proviene de esta fuente. Pero en cuanto a temas ambientales, esta industria ha sido criticada debido a la destrucción de la biodiversidad y del ecosistema en general (Almeida, 2006). Esto ocurre desde el inicio de la etapa de exploración, donde se realiza deforestación para realizar los análisis sísmicos. Adicionalmente, una vez que se haya identificado condiciones favorables se procede a la construcción de la plataforma que se rige bajo el artículo 52 del reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas, la cual establece que:

“...los parámetros para la perforación exploratoria y avanzada, en áreas del Patrimonio Nacional de Áreas Naturales (área útil para plataforma, helipuerto y campamento) debe ser menor a 1.5 hectáreas” (MAE, 2010).

En caso de que exista un sobre-desarrollo en la zona se puede solicitar una ampliación que provoca una deforestación mayor, siempre y cuando siga dentro de los límites establecidos por el MAE. Otro punto importante es la aceleración del calentamiento global como efecto de la quema del gas natural, compuestos que son parte de la extracción de crudo (Bravo, 2007). Para combatir estos daños la industria ha optimizado los recursos que puede obtener a partir de la producción de petróleo. En base a esto el gas se lo utiliza como fuente de obtención de energía, pero dependiendo de múltiples factores como la distancia, topografía y propiedades del fluido, los cuales a veces causan que no sea posible su aprovechamiento.

Como se mencionó anteriormente, para este estudio el enfoque será puesto en la etapa de producción de petróleo y separación de fluidos en las estaciones, específicamente de la

compañía Andes Petroleum, en el bloque Tarapoa, de la provincia de Sucumbíos, Ecuador (ver Figura 2). En esta compañía las operaciones de producción en los pozos altamente productivos se realizan principalmente con levantamiento artificial bajo la tecnología de bombas electrosumergibles (ESP, por sus siglas en inglés o electro-submersible pump). Sin embargo, cuando se tiene condiciones de pozo atípicas se utiliza métodos de bombeo mecánico e hidráulico, los cuales en la compañía son muy escasos y no serán mencionados debido a su irrelevancia con relación al estudio presentado (ANDES, 2019).

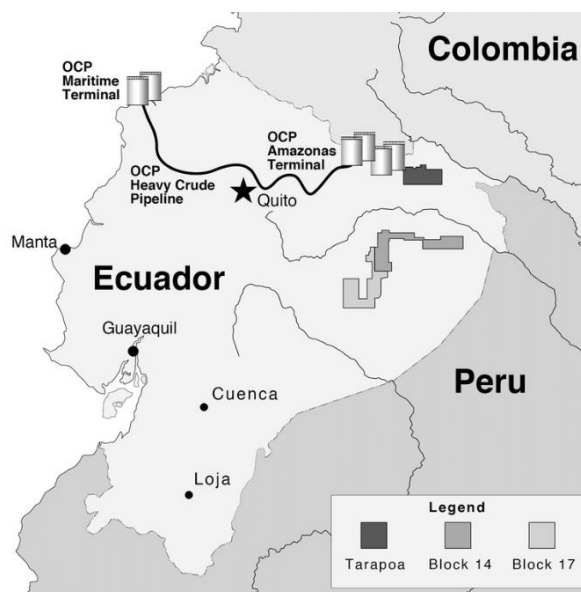


Figura 2. Ubicación del bloque Tarapoa

Entre los métodos de levantamiento artificial mencionados, todos se utilizan individualmente. Es decir, cada pozo tiene su propio equipo de bombeo, el cual deberá tener la capacidad de soportar las pérdidas de presión del fluido debido a la fricción dentro de la tubería, columna hidrostática y accesorios desde el fondo del pozo hasta su cabeza o árbol de navidad y también hasta la estación de separación más próxima (Munson, 2013). Cabe recalcar que, las condiciones topográficas del Ecuador juegan un rol importante en relación con las pérdidas de presión (ANDES, 2019). Particularmente, estas condiciones agudizan los problemas técnicos que se suscitan en las líneas de bombeo con destino a las estaciones y aún más cuando se trata

de líneas extensas. Además, otros factores como la temperatura del ambiente y los grados API del crudo potencian estos problemas (Caudle, 2019). El crudo se lo clasifica por medio del grado API o gravedad API, como se muestra en la tabla 1, y esta es una medición de su gravedad específica o densidad, por lo que a medida que el grado API es mayor la densidad del crudo es menor (inversamente proporcional) (Devold, 2013).

Tabla 1. Rango Grados API

Crudo	API	Densidad (g/cm ³)
Extrapesado	<10	>1
Pesado	10 - 22,3	1 - 0,92
Mediano	22,3 - 31,1	0,92 - 0,87
Ligero	31,1 - 39	0,87 - 0,83
Súper ligero	> 39	> 0,83

Entre las alternativas de levantamiento artificial utilizadas por la compañía, las ESP pueden ser consideradas como sistema de bombeo multifásico. Sin embargo, las bombas ESP trabajan de manera más eficiente al bombear únicamente líquidos. Esto se debe a que estas pueden manejar hasta un 20% de fracción de volumen de gas (GVF) sin separación del gas de la emulsión o equipos de manejo de gas (Bagci et al, 2010). Lo cual para ciertos escenarios de operación puede resultar beneficioso al no tener que implementar instalaciones y equipos adicionales.

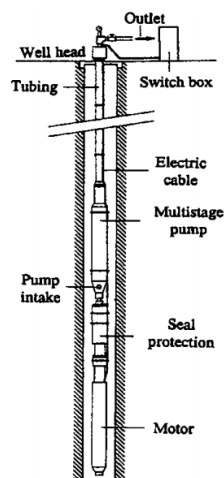


Figura 3. Esquema ESP

En cuanto a sistemas de bombeo que si pueden manejar fluidos multifásicos con un alto rendimiento se encuentran entre los más usados, tres tipos, los cuales son: Bomba de doble tornillo (TSP), bomba helicoaxial (HAP) y bomba de cavidad progresiva (PCP). Estos sistemas también pueden ser usados on-shore (en superficie), off-shore, subacuático y en fondo de pozo. Sin embargo, las aplicaciones de fondo y subacuático tienen una mayor complejidad técnica lo cual se relaciona directamente con la confiabilidad del equipo. Además, cada diseño de bomba multifásica tiene áreas de aplicaciones preferenciales, pero en la industria aún no se ha llegado a un consenso que de manera sistemática resuma la aplicabilidad de estas en los distintos escenarios. Por lo tanto, la selección de los diseños aún está sujeta al criterio de los proveedores de los equipos y a sus especificaciones las cuales no suelen revelar las limitaciones técnicas para la aplicación de cada bomba (Hua et al, 2012).

Esto es de gran relevancia porque en la compañía se implementó hace pocos años en el bloque Tarapoa, campo Johanna Este, plataformas Tarapoa Northwest 2 y Tarapoa Northwest 3 (TNW2 y TNW3) (ver Figura 4), bombas multifásicas con énfasis en operaciones on-shore en superficie, específicamente el diseño PCP. Esta alternativa de producción se implementó debido a que, según la compañía sus estrategias de producción tradicionales eran muy riesgosas o involucraban altos costos. Por un lado, estaba la alternativa 1: producir con las ESP desde el fondo del pozo y bombear hasta la estación de separación más cercana (Dorine Battery). Y, por otro lado, estaba la alternativa 2: producir con las ESP desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde se instalaría una facilidad intermedia de separación capaz de procesar la producción total del campo (actualmente 45000 BFPD) y luego, con bombas centrifugas de superficie, enviar los fluidos a la estación central de crudo en Lago Agrio. De esta manera, la compañía logró encontrar otra alternativa que no involucre tantos riesgos ni costos tan

elevados. Es decir, la alternativa 3: producir con las ESP desde el fondo del pozo hasta superficie y bombear con las PCP hasta Dorine Battery.

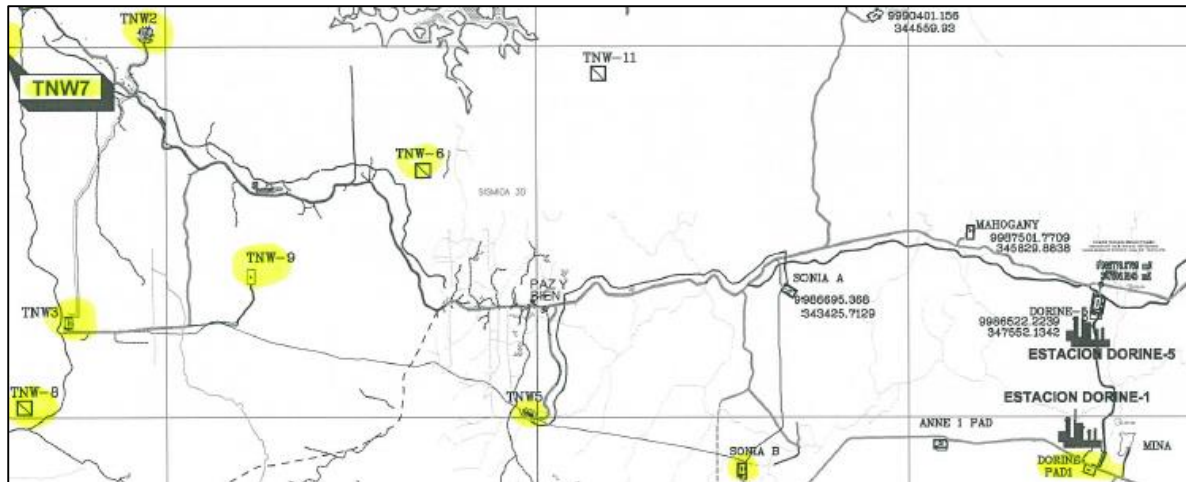


Figura 4. Detalle del bloque Tarapoa. A la izquierda TNW2 y TNW3

Encontrar una tercera alternativa era indispensable para la compañía ya que, debido a las condiciones de producción del campo, la alternativa 1 y 2 implicaban varios problemas técnicos que se traducían a pérdidas económicas. Para la alternativa 1 esto suscitaba condiciones extremas de operación ya que, a largas distancias y con una topografía compleja es un gran problema tener gas, porque provoca pérdida de presión excesiva, que tiene que ser compensada por las ESP. Esto ocurre porque, a medida que la emulsión avanza en la línea, naturalmente pierde presión y la fase altamente compresible de gas se expande ocasionando un incremento del flujo volumétrico de gas. Además, debido a la diferencia de densidades y viscosidades entre fases, los esfuerzos cortantes en la superficie interna de la tubería son distintos. Por ende, la fase líquida y gaseosa de la emulsión, no viajan a la misma velocidad a lo largo de la línea. Esto ocasiona que el gas se separe de la emulsión. En flujo ascendente la fase de gas, al ser menos densa, más compresible y menos viscosa tiende a fluir más rápido causando condición de deslizamiento. Sin embargo, para flujo descendente la fase líquida viaja más rápido. (Brill y Mukherjee, 1999)

Este fenómeno ocasiona bastantes inconvenientes relacionados a la: pérdida de presión, excesiva contrapresión en la cabeza del pozo y condiciones extremas de operación. La razón es una interacción entre la fuerza gravitacional y la fuerza cortante experimentada por la emulsión en la línea. Esta interacción entre fuerzas ocasiona que, en flujo ascendente, la emulsión pierda presión, en forma de columna hidrostática, a una densidad mayor. Por otra parte, en flujo descendente, la presión hidrostática o energía de la emulsión no se recupera en su totalidad mediante energía potencial gravitacional porque, debido a las pérdidas en el flujo ascendente, el gas se separa más causando que la emulsión tenga una densidad menor. Por ende, el gas al tener menor densidad que la emulsión, se estanca en las secciones de la tubería que están más elevadas. Además, al ser el gas altamente compresible ocasiona que la presión de descarga suministrada por las ESP sea desperdiciada, debido a un efecto de compresión y descompresión del gas en los segmentos elevados de las líneas, el cual también detiene o ralentiza el transporte del crudo, conlleva bastantes pérdidas de presión, aumenta drásticamente la presión en la cabeza del pozo y causa las condiciones extremas de operación en las ESP (Zhou et al, 2017).

Segundo, la producción de un pozo está afectada directamente por la presión en su cabeza. Esto implica que, al tener largas distancias de bombeo va a existir bastante pérdida de presión a lo largo de la tubería, lo cual tiene que ser compensado aumentando la frecuencia de las ESP, para que sea capaz de suplir ese diferencial de presión. Esto quiere decir un aumento en la presión de cabeza del pozo, la cual actúa como contrapresión. Por ende, a medida que aumenta la longitud de la línea (Figura 5, new pipeline), también va a aumentar la contrapresión en la cabeza del pozo, lo cual va a reducir la producción y aumentar aún más los requerimientos de las ESP. La compañía estuvo operando, bajo el método tradicional, con una contrapresión

en la cabeza del pozo de 500 psi. Idealmente, la contrapresión en la cabeza del pozo debe ser entre 50 a 100 psi (Rai et al, 1991).

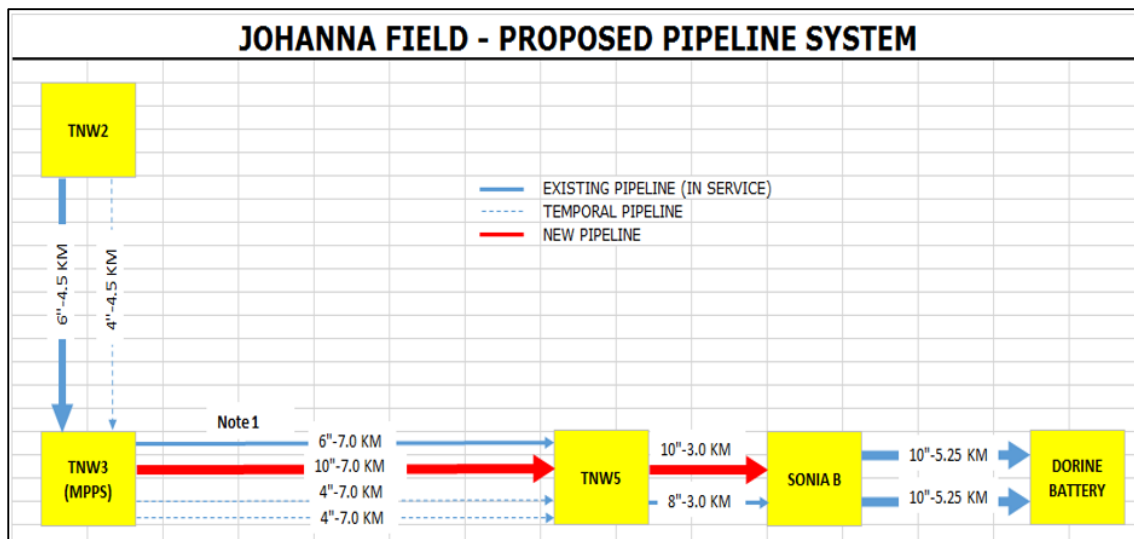


Figura 5. Longitud de las líneas de TNW2 y TNW3 (ANDES, 2019)

Por otra parte, la alternativa 2 implica la instalación de tanques, tuberías, sistemas de control, compresores y obra civil; además de todo el espacio que se requiere, como la ilustrada en la Figura 6. Según Rai et al, idealmente, las facilidades de separación deben estar ubicadas en las cabezas de pozo para tener una producción óptima en el pozo, ya sea de crudo o gas. Sin embargo, es la alternativa más costosa ya que el sistema requiere de muchas facilidades de separación y procesamiento. También, al incluir una estación de separación intermedia la ubicación es muy importante porque, ubicar una facilidad de separación centralizada para un campo que tenga bastantes pozos requiere una red de tuberías multifásicas extensa. Además, el sistema crearía bastante contrapresión en las cabezas de los pozos, lo cual reduciría la producción del pozo y la vida de flujo del yacimiento (Rai et al, 1991).



Figura 6. Equipos de una Facilidad Intermedia (ANDES, 2019)

Cabe mencionar que, la alternativa 2 al tener altos costos de inversión resulta bastante riesgosa porque en la industria petrolera se desconoce si es que un campo nuevo se va a desarrollar o resulte altamente productivo. Debido a esto, en los inicios del proyecto de explotación se planteó a la segunda alternativa de manera que el gas obtenible no fuese aprovechado porque involucra la construcción de 1 línea independiente (gaseoducto). Esto resultaría en un desperdicio de recursos; sin embargo, según Andes, era más factible en términos técnicos y económicos, quemarlo, en vez de instalar una línea de gas que llegue hasta la planta de generación, debido a que las cantidades de gas, para el número de pozos que estaban produciendo entonces, no justificaban la complejidad y rentabilidad del proyecto (ANDES, 2019). También, según Zhou, en los procesos de recolección y transporte de hidrocarburos, no es económico usar 2 líneas de tubería por separado que transporten crudo y gas natural en pequeñas cantidades (Zhou et al, 2017).



Figura 7. Mechero (ANDES, 2019)

Por otra parte, hay que considerar que, la mayoría de crudo que se produce en Ecuador y específicamente en el campo Johanna Este es pesado. El hecho de que el crudo sea pesado (grado API bajo) implica que tiene una viscosidad alta, lo cual es un problema, ya que limita la eficiencia de separación significativamente. La solución más convencional utilizada para este problema incluye la combinación de procesos a mayor temperatura, dosajes químicos mayores, tanques más grandes y más etapas de separación. Sin embargo, esta solución también demanda mayor consumo energético, mayor costo de material, costos operativos más grandes y un espacio más grande para la estación. Además, la disponibilidad energética y el espacio siempre son restricciones importantes; más aun considerando las políticas de protección ambiental del país (Amarzguioui y Jacobsen, 2014).

Como ya fue mencionado, esta alternativa involucra costos más grandes, entre ellos también los operativos. Esto es así, pues las operaciones realizadas en las estaciones de separación requieren de supervisión. En términos de recurso humano se necesitaría adicionalmente de personas calificadas para que la estación opere correctamente, al igual que

en Dorine Battery o cualquier otra estación de la empresa. Cabe mencionar que, en este estudio no se va a entrar en detalle acerca de las operaciones realizadas en las facilidades de separación. Esto debido a que, independientemente del caso, las facilidades siempre van a ser necesarias para controlar la calidad del crudo, debido a los requerimientos establecidos por la ARCH (MEM). Por lo tanto, ya sea que se esté hablando de una nueva estación de separación ubicada estratégicamente, o de Dorine Battery, las operaciones llevadas a cabo en las facilidades de separación son las mismas y para el estudio, estas operaciones no son tan relevantes en sí como lo son las implicaciones técnicas y económicas de optar por la alternativa de construcción.



Figura 8. Estación de separación (ANDES, 2019)

Por último, la estrategia de producción seleccionada por la compañía (alternativa 3) procuraba ser la más conveniente ya que, reduce las presiones en cabeza de pozo (Well-Head Pressure o WHP), permite el aprovechamiento del gas, aumenta la productividad de los pozos, reduce el impacto ambiental, facilita el mantenimiento, otorga flexibilidad en las estrategias de producción de la compañía y a un costo de inversión bajo. Sin embargo, en el transcurso del tiempo se dieron varios problemas, por lo que han existido cambios que han llevado al diseño actual de la PCP. Según ANDES, el primer problema que se suscitó fue el desprendimiento

premature del elastómero en el estator, lo que ocasionó taponamiento en la bomba, elevación en la presión de descarga y por ende disminución de la producción.

Los cambios se efectuaron como solución a una cantidad excesiva de gas, lo cual creaba un aumento de presión y temperatura en las últimas etapas. Al tener un aumento de temperatura, el elastómero sufría una expansión. Además, debido al diseño del estator, se creaba un efecto de succión o descompresión explosiva en ciertas secciones y al tener esta expansión del elastómero con el efecto de succión se producía el desprendimiento del elastómero, ya que no era uniforme en todas sus secciones (ANDES, 2019).

Estos problemas se lograron resolver con un rediseño en el estator y en el rotor. También se realizaron cambios en las instalaciones de bombeo (distribución y acondicionamiento del fluido). Cabe recalcar que, la primera instalación de bombas multifásicas se realizó en 2016, en TNW3 y fueron 3 bombas. Dos que siempre se encontraban en funcionamiento y la otra en caso de que las bombas principales sufran algún daño o estén en mantenimiento. A medida que la producción aumentó por adición de nuevos pozos a la plataforma, se decidió instalar más bombas. Actualmente son seis en TNW3 y, además, se implementaron dos en TNW2 a finales de 2018. La instalación de estas bombas redujo las condiciones de operación de las bombas ESP ya que, transportan la emulsión de los pozos, desde las plataformas en superficie, hasta Dorine Battery. De acuerdo con el fabricante, estas bombas reducen la presión en la cabeza del pozo y pueden trabajar bajo un alto contenido de gas en el fluido, de forma que se pueda optimizar los recursos y evitar la construcción de una estación de separación intermedia para plataformas que estén lejanas de una ya existente y subutilizada (Cabral, 2019).

Como ya fue mencionado anteriormente, las PCP son bombas de cavidad progresiva con un estator cilíndrico y un rotor helicoidal. Sin embargo, en detalle, la PCP es una bomba

de desplazamiento positivo que usa un rotor helicoidal simple con rotación excéntrica dentro de un estator. Normalmente el rotor es construido con una barra de acero resistente y el estator es un elastómero resiliente con una configuración helicoidal doble por la parte interna, el cual está cubierto por un encamisado de acero. Además, los sistemas PCP pueden ser utilizados como sistemas de levantamiento artificial para crudos pesados a un caudal variable, además de que la producción de sólidos y gas presentan problemas mínimos. Esto se debe a que, Según Saveth et al:

“...el estator elastomérico y el rotor cromado proporcionan mayor resistencia a la abrasión, más allá de aquellas disponibles en bombas convencionales ajustándose bien a pozos con producción de arena (que normalmente ocurre al producir crudos pesados) o fluidos con características abrasivas” (Saveth et al, 1989).

A pesar de que las PCP reducen los costos operativos al incrementar la eficiencia de operación, mientras que reduce el requerimiento energético, la mayor desventaja de las PCP es que tienen una vida de operación corta (entre 2 a 5 años) y un costo elevado (Guo et al, 2017).

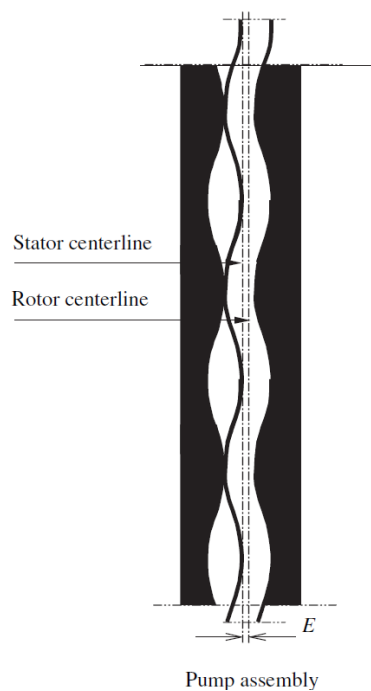


Figura 9. Rotor excéntrico y helicoidal simple con el estator helicoidal doble

El principio de funcionamiento de las PCP es el de desplazamiento positivo. Esto implica que son dispositivos de bombeo que manejan un caudal constante. Específicamente, en la empresa se implementó el tipo rotatorio. Para este tipo de bombas, el rotor forma un sello con el estator y crea succión en la entrada de la bomba. El fluido que entra a la bomba queda confinado en los espacios del helicoidal del rotor (cavidades) y durante la rotación excéntrica, mientras una cavidad se reduce, otra se va abriendo a la misma velocidad causando que haya flujo no pulsado en sentido axial. De esta manera, la rotación del rotor no afecta al área transversal de las cavidades o, en otras palabras, esta se mantiene constante (Saveth et al, 1989).

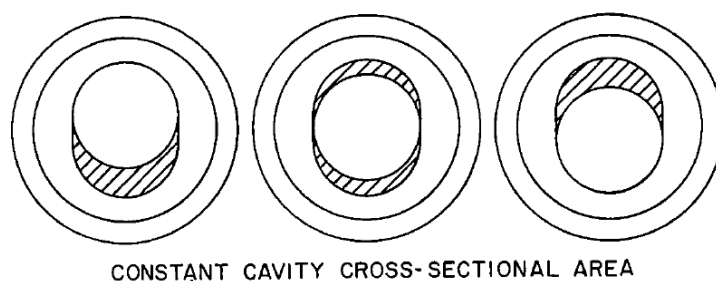


Figura 10. Área transversal constante de las cavidades

Este tipo de bombas presentan una transferencia de energía hidrostática al fluido de manera que, a medida que el rotor gira, también empuja al fluido y ejerce la presión necesaria, hasta su límite de diferencial de presión, para vencer la cabeza de presión hasta la estación de separación. Esto implica que, la gravedad específica del petróleo no va a afectar el desempeño de la bomba. Ya que, la energía hidrostática producida por la misma es ilimitada; siempre y cuando se tenga el suministro eléctrico suficiente. Por ende, este tipo de bombas van a cumplir con los requerimientos de presión sin importar el grado API del petróleo y sin importar las pérdidas debido a la fricción en la línea, siempre que el fluido transportado no requiera de un diferencial de presión mayor al disponible de la bomba. De manera que va a entregar el mismo caudal a una velocidad constante de la bomba (Forsthoffer, 2005).

Por otra parte, la capacidad de presión de la bomba está determinada en base al número de etapas y al número de cavidades confinadas. Sin embargo, a medida que la presión aumenta para el mismo número de etapas y velocidad, el caudal decrece (Q); esta reducción del caudal se da debido a condiciones de deslizamiento. Otra característica importante de las PCP es que su desempeño se ve afectado por cambios en la viscosidad del fluido. En concreto, la capacidad de la bomba disminuye al disminuir la viscosidad. Este decremento de desempeño ocurre debido a un incremento de infiltración o fuga en el confinamiento interno, lo cual aumenta el factor de deslizamiento. Por lo tanto, la cantidad de deslizamiento es independiente de la velocidad del equipo, pero está determinado por el diferencial de presión entre la succión y descarga (P), y es dependiente del número de cavidades y etapas, la viscosidad del fluido y el ajuste de compresión entre el rotor y el estator. (Saveth et al, 1989).

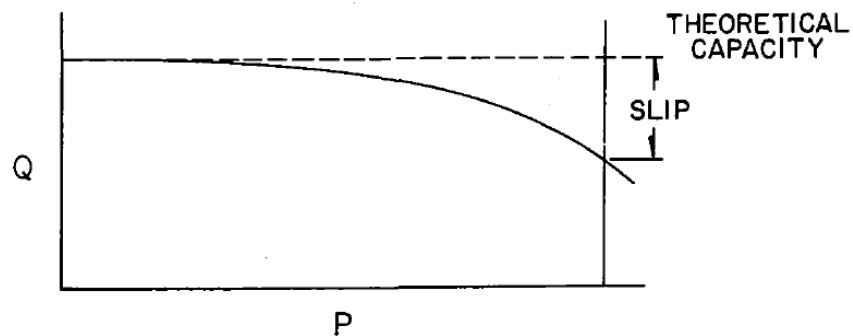


Figura 11. Efecto del Factor de Deslizamiento en el Desempeño de la PCP

En la figura 11 se puede observar la definición de deslizamiento en relación con la capacidad de una PCP. Por otra parte, en la figura 12 y 13 se muestran los efectos, de la viscosidad del fluido y el ajuste de compresión, en las condiciones de deslizamiento de la bomba. Como se puede apreciar en la figura 12, mientras el fluido tenga mayor viscosidad, menores serán sus condiciones de slip. Esto se da debido a que, cuando el fluido es más viscoso, es más difícil que fluya entre cavidades, cause cavitación y un decremento de desplazamiento

por revolución. Sin embargo, los fluidos con mayor viscosidad generan mayores pérdidas por fricción en las líneas. En cambio, esto causa mayor presión en la entrada de la línea, lo cual aumenta el diferencial de presión entre la succión y descarga de la bomba y en consecuencia el deslizamiento.

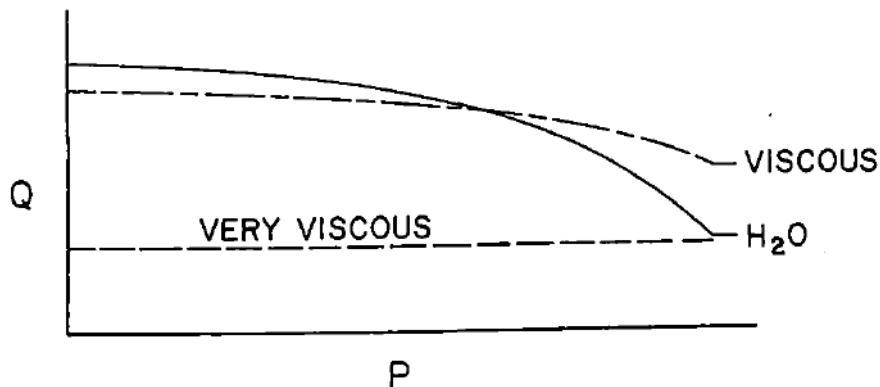


Figura 12. Efecto de la viscosidad del fluido en las condiciones de deslizamiento

Por otra parte, en la figura 13 se puede ver que, a medida que se reduce el ajuste de compresión entre el estator y rotor, con un aumento en el diferencial de presión, la cantidad de slip va a aumentar. Normalmente, el ajuste de compresión entre estos componentes es constante, y cambia únicamente debido a desgaste ya sea del estator y/o rotor o expansión del elastómero, algo común debido a las temperaturas del fluido.

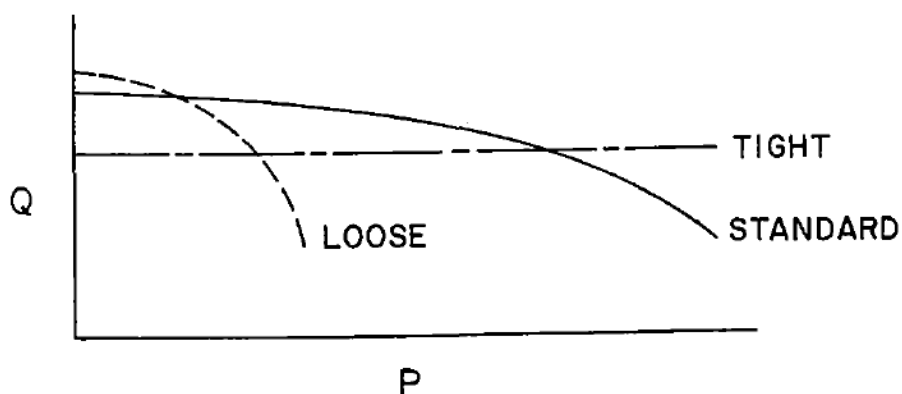


Figura 13. Efecto del ajuste de compresión en las condiciones de deslizamiento

A pesar de que las PCP no presentan problemas al manejar emulsiones de crudo con gas y agua, sí existen problemas cuando éstas operan en seco o (demasiado contenido de gas en la emulsión). Esto se debe a que el gas al ser altamente compresible y mucho menos viscoso sufre condiciones de slip a la salida de la bomba, debido al diferencial de presión. Esto causa que el gas libre se comprima en exceso en las últimas etapas de la bomba por lo cual, se eleva excesivamente la temperatura de este y, en consecuencia, la temperatura del elastómero del estator. Este incremento en temperatura causa una expansión excesiva del elastómero y aumenta su ductilidad, lo cual genera mayor desgaste y finalmente desprendimiento de este y taponamiento en la descarga. Además, durante situaciones de flujo transitorio, se puede esperar cambios en el contenido de gas de la emulsión variando desde 0 a 100%, lo cual causa grandes variaciones en la densidad del fluido bombeado. Como resultado, la carga a la que está sometida la bomba y, por ende, el torque del eje puede experimentar cambios abruptos que ocasionen problemas mecánicos. Para evitar esto se amortigua la variación de la densidad en la succión de la bomba (Hua et al, 2012).

Cabe recalcar que el modelo de bomba multifásica implementado tiene una capacidad máxima de 48 [Bar] (696,181 [psig]) de diferencial de presión, lo que permite el envío de la emulsión a pesar de encontrarse a largas distancias, ya que para el caso de este estudio son aproximadamente 20 [km] desde TNW2 y 15 [km] desde TNW3. Sin embargo, la implementación de estos equipos en superficie también implica recurso humano para monitoreo, control y mantenimiento. En términos técnicos, a las MPP se les puede realizar mantenimiento de forma rápida y sencilla, ya que se encuentran en superficie y son pocos equipos. Por último, cabe destacar otra utilidad de las MPP, al tener un mayor número de bombas multifásicas en la plataforma, esta se puede convertir en un centro de distribución, como es el caso de TNW3. Esta plataforma recibe el fluido de las plataformas TNW8 y TNW9

en la succión de las MPP y en la descarga envía su producción junto con las de las otras plataformas. Por lo tanto, su implementación no solo es beneficiosa para su plataforma sino también puede serlo para las aledañas.

Debido a estos antecedentes, el estudio presentado pretende analizar los beneficios y las características de manera sistemática para la aplicación de bombas multifásicas con sistema de bombeo de cavidad progresiva en la compañía Andes Petroleum, las cuales fueron proporcionados por la empresa Netzsch Brasil con el modelo de bomba: NM125SY08S28Z (Cabral, 2019). El estudio se basa en una comparativa entre: los métodos tradicionales de producción utilizados por la compañía, para el campo Johanna Este, y el cambio de estrategia de bombeo implementando las bombas multifásicas. Por lo tanto, el estudio considera la aplicación de bombas multifásicas frente al bombeo a largas distancias con bombas ESP o alternativamente, la construcción de una estación de separación intermedia que tenga la misma capacidad de producción del campo.



Figura 14. Bomba multifásica de cavidad progresiva. Modelo: NM125SY08S28Z

Con este estudio se busca evidenciar las ventajas que las bombas de cavidad progresiva NEMO han representado a la compañía en los siguientes ámbitos: económicos (costos de

inversión, operativos y social), ambientales (eficiencia energética y preservación del ecosistema) y de producción (condiciones de operación, optimización de recursos y flexibilidad). Por lo tanto, se espera que del estudio se pueda obtener varios resultados favorables; primeramente, bajos costos de inversión, operativos (renta de equipos ESP, mantenimiento y consumo energético) y social; segundo, disminución de problemas técnicos, ya que mejora las condiciones de producción, además de que funcionan en superficie y requieren de pocos operarios, lo cual reduce gastos y hace que el mantenimiento sea más fácil; tercero, el aprovechamiento de todo el gas extraído en dicho campo para generación eléctrica junto con mayor eficiencia energética; y, cuarto, al finalizar la extracción de crudo de los reservorios, las bombas pueden ser trasladadas a pozos nuevos para continuar con las operaciones de producción. De esta manera, se puede sacar máximo provecho de la inversión, a bajos costos, y con la facilidad de modificar fácilmente la estrategia de producción en todo el bloque. Finalmente, se realizará un modelo técnico y económico que aporte a la compañía como una guía de selección de la alternativa de producción ideal para otros campos, basándose en la producción de Johanna Este.

2 METODOLOGIA

Para el presente estudio se realizará un análisis en términos técnicos, económicos y ambientales. Para esto es necesario plantear en detalle las 3 alternativas a comparar, es decir: 1) el método tradicional (ESP), 2) ESP + estación intermedia de separación; y 3) ESP + bombeo multifásico (MPP), véase la figura 15.

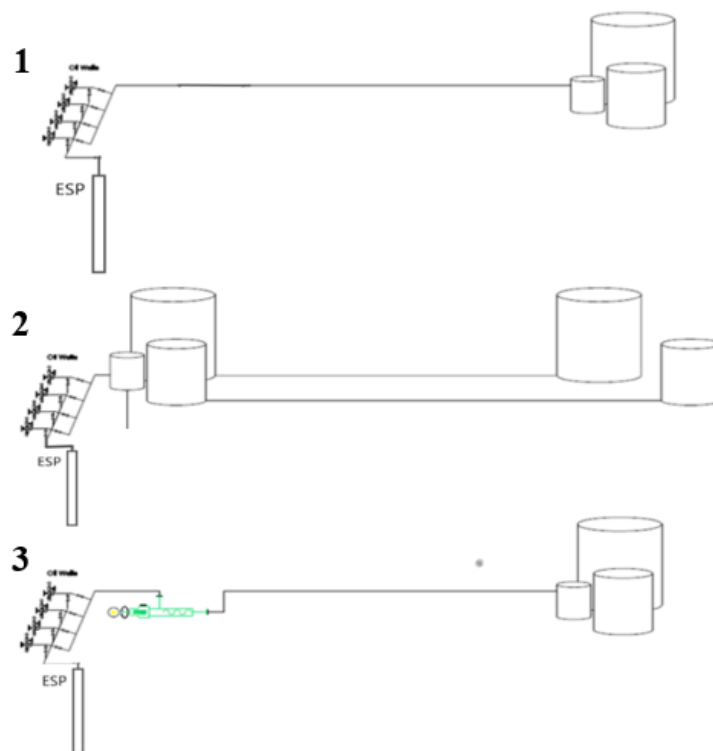


Figura 15. Estrategias de Producción

Una vez que las alternativas están planteadas se empieza por un análisis de la optimización de recursos. En este primer apartado se analiza la cantidad de gas producido en el bloque Tarapoa al operar con ESP o ESP + MPP y se excluye la alternativa 2 (estación intermedia) ya que el gas no es aprovechado. Para esta sección se debe analizar los registros de: producción, operaciones de separación y filtrado de gas, consumo energético y generación de energía.

A continuación, se realiza un análisis del desarrollo del diseño de las bombas multifásicas durante el tiempo de implementación en TNW2 y TNW3 y del mantenimiento realizado, los cuales son factores técnicos importantes. Además, en este segundo apartado se presenta las limitaciones de realizar mantenimientos en las bombas ESP y como aumenta la vida útil de estas al reducir las condiciones de operación debido a las MPP o a una estación intermedia, lo cual se verá reflejado en términos económicos. Otro aspecto importante del estudio (tercer apartado) es la comparación entre alternativas en cuanto a construcciones necesarias y logística disponible lo cual se traduce a fuerza laboral, flexibilidad en operaciones y estrategias de producción.

Por otra parte, es importante para el estudio analizar las implicaciones ambientales. En este apartado (cuarto apartado) se desarrolla una comparativa entre alternativas que va de la mano con el impacto ambiental, lo cual incluye utilización de espacio (deforestación) y costo social debido a la quema de gas (Contaminación por CO₂). Con estos cuatro apartados anteriores, se realizará un análisis de criterios ponderados (quinto apartado) tomando en cuenta que para la compañía es primordial el aprovechamiento de gas y reducir el impacto ambiental, y menos importante el mantenimiento y la flexibilidad.

Al hablar de implicaciones ambientales es relevante hacer un análisis de eficiencia energética (sexto apartado). En consecuencia, se va a analizar el consumo energético y la eficiencia en el proceso de bombeo bajo el método tradicional frente al bombeo de fondo de las ESP con condiciones no excesivas, debido al bombeo multifásico, adicionando el consumo energético en superficie de las bombas multifásicas. A este apartado se le adicionará un factor económico y se podrá obtener un modelo tecno-económico que sirva como criterio de selección para la compañía en base a la potencia necesaria debido a la presión requerida en las líneas de producción. Además, este modelo tecno-económico incluirá las proyecciones de la potencia

requerida y costo operativo por hora de las MPP al estar sometidas a distintas presiones y en función de distintos volúmenes de producción. Por último, se realizará un análisis financiero donde se elabora una comparativa entre las tres alternativas planteadas. Para este apartado (séptimo), se realiza un desglose de los costos totales de cada alternativa y como aumentan en el tiempo. De esta manera, se obtendrá un modelo económico que sirva a la compañía como criterio de selección en base al tiempo de vida de nuevos proyectos. Este modelo involucra los costos de: inversión inicial, operativos (renta de equipos ESP, mantenimiento y consumo energético) y social. Cabe recalcar que ambos modelos, el tecno-económico y el económico, se basan en las condiciones reales del campo Johanna Este.

2.1. Producción de Gas

En este primer apartado se analiza la cantidad de gas producido en el bloque Tarapoa debido a la implementación de las bombas multifásicas o bombeo solo con ESP pero a condiciones de operación extremas (500 PSI). Esto es realizado ya que, una vez procesado el gas en la estación de separación más próxima (Dorine Battery), es enviado a la estación central de generación, donde es utilizado como combustible para generar electricidad (aprovechamiento de recursos). Para esta sección del estudio se debe analizar los registros de la compañía de: producción, operaciones de separación y filtrado de gas, consumo energético y generación de energía.

A nivel de compañía, el control y análisis de la producción de gas para su aprovechamiento se da bajo los siguientes documentos: balance mensual de la planta de gas de Tarapoa (Topping plant), reporte diario de producción de gas por campo y reporte diario del sistema de generación de energía de Tarapoa (Power plant). Estos documentos serán utilizados para analizar la contribución de gas del campo Johanna Este, el porcentaje útil que se obtiene

para la generación de energía y el aporte de potencia disponible al bloque Tarapoa. El balance de la planta de gas nos da el volumen de entrada de gas más LPG, al día durante todo el mes, en Dorine Battery y MPF o en otras palabras, del bloque Tarapoa, y también la salida una vez realizada la refinación y la separación, la cual está conformada por filtros, LPG, nafta y agua.

De los compuestos obtenidos a la salida solo se usa el dato de filtros, que corresponde a la cantidad de gas purificado, y el dato de LPG, ya que estos dos compuestos derivados del gas son los que se aprovecharían para generación eléctrica. Entonces, con los valores extraídos de cantidad de gas total de entrada, y la cantidad de gas purificado más LPG en la salida, se puede obtener un porcentaje de utilidad del bloque Tarapoa. Este porcentaje se utiliza como un aproximado para Johanna Este, con lo cual se puede obtener una cantidad de todo el gas útil producido por el campo Johanna Este y, en consecuencia, su aporte energético a todo el bloque en caso de que fuera aprovechado (primera y tercera alternativa). Se realiza esta aproximación ya que la empresa no posee datos de balance de gas por campos sino por estaciones de separación.



TARAPOA GAS PLANT
DAILY PRODUCTION



Balance de la Planta de Gas: Diciembre-2018

Dia	Entrada										Salida											
	Gas MPF		Gas Dorine		Liq. Dorine		Total		Filtros		LPG		Nafta		Agua		Total					
	MSCFD	T	MSCFD	T	BPD	MSCFD	T	MSCFD	T	BPD	T	MSCFD	BPD	T	MSCFD	BPD	T	MSCFD				
1	2,287,000	85,774	3,044,000	114,165	272,10	550,730	29,219	5,881,730	229,158	4,768,000	178,824	612,00	53,515	856,800	155,20	17,157	157,062	18,50	2,942	136,750	252,438	5,918,612
2	2,313,000	86,749	2,856,000	107,114	217,00	439,208	23,302	5,608,208	217,165	4,664,000	174,923	551,00	48,181	771,400	154,00	17,024	155,848	17,64	2,805	130,391	242,933	5,721,639
3	2,301,000	86,299	2,527,000	94,775	294,00	595,056	31,571	5,423,056	212,645	4,427,000	166,035	561,00	49,056	785,400	166,80	18,440	168,802	17,06	2,712	126,086	236,243	5,507,288
4	2,270,000	85,136	2,491,000	93,425	337,00	682,088	36,188	5,443,088	214,749	4,379,000	164,234	545,00	47,656	763,000	158,00	17,467	159,896	17,12	2,732	126,552	232,079	5,428,448
5	2,277,000	85,399	2,486,000	93,237	346,00	700,304	37,155	5,463,304	215,791	4,372,000	163,972	570,00	49,843	798,000	155,00	17,135	156,860	17,19	2,732	127,022	233,682	5,453,882
6	2,254,000	84,536	2,476,000	92,862	353,00	714,472	37,906	5,444,472	215,304	4,357,000	163,409	570,00	49,843	798,000	153,00	16,914	154,836	17,13	2,723	126,584	232,889	5,436,420
7	2,246,000	84,236	2,433,000	91,250	355,00	718,520	38,121	5,397,520	213,607	4,363,000	163,634	572,00	50,017	800,800	150,00	16,582	151,800	16,98	2,699	125,492	232,932	5,441,092
8	2,163,000	81,123	2,147,000	80,523	364,00	736,736	39,067	5,046,736	200,733	4,105,000	153,958	586,00	51,242	820,400	134,00	14,814	135,608	15,88	2,524	117,337	222,538	5,179,345
9	2,195,000	82,361	2,072,000	77,710	380,00	769,120	40,806	5,037,120	200,877	4,096,000	153,620	590,00	51,591	826,000	146,00	16,140	147,752	15,85	2,519	117,113	223,870	5,186,855
10	2,176,000	81,611	2,093,000	78,498	365,00	738,760	39,195	5,007,760	199,304	4,105,000	153,958	567,00	49,580	793,800	145,00	16,030	146,740	15,75	2,505	116,430	222,073	5,161,970
11	2,143,000	80,373	2,245,000	84,199	387,00	783,288	41,557	5,171,288	206,129	4,341,000	162,809	578,00	50,542	809,200	154,00	17,024	155,848	16,27	2,586	120,232	232,961	5,426,280
12	2,189,000	82,098	2,485,000	93,200	358,00	724,592	38,443	5,398,592	213,741	4,383,000	164,384	564,00	49,318	789,600	150,00	16,582	151,800	16,98	2,700	125,517	232,964	5,448,917
13	2,142,000	80,336	2,300,000	86,262	363,00	734,712	38,980	5,176,712	205,578	4,370,000	163,897	575,00	50,280	805,000	143,00	15,808	143,516	16,28	2,689	120,359	232,574	5,440,075
14	2,350,000	88,137	2,300,000	86,262	327,00	661,848	35,114	5,311,848	209,513	4,374,000	164,047	575,00	50,280	805,000	133,00	14,703	134,596	16,71	2,657	123,500	231,687	5,437,096
15	2,200,000	82,511	2,350,000	88,137	405,00	819,720	43,490	5,369,720	214,138	4,298,000	161,196	608,00	53,165	851,200	144,00	15,919	145,728	16,89	2,686	124,846	232,966	5,419,774
16	2,250,000	84,396	2,346,000	87,987	343,00	694,232	36,832	5,290,232	209,205	4,339,000	162,734	581,00	50,804	813,400	136,00	15,035	137,632	16,64	2,646	122,998	231,219	5,413,030
17	2,240,000	84,011	2,450,000	91,887	334,00	678,016	35,868	5,368,016	211,764	4,457,000	167,160	575,00	50,280	805,000	135,00	14,924	136,620	16,88	2,684	124,780	235,048	5,523,380
18	2,193,000	82,248	2,554,000	95,788	330,00	667,920	35,436	5,414,920	213,472	4,509,000	169,110	577,00	50,455	807,800	225,00	24,873	227,700	17,03	2,708	125,897	247,146	5,670,397
19	2,178,000	81,686	2,572,000	96,463	335,00	678,040	35,973	5,428,040	214,122	4,420,000	165,772	557,00	48,706	779,800	90,00	9,949	91,080	17,08	2,715	126,202	227,142	5,417,082
20	2,231,000	83,674	2,658,000	99,688	341,00	690,184	36,618	5,579,184	219,980	4,467,000	167,535	585,00	49,405	791,000	81,00	8,954	81,972	17,55	2,790	129,716	228,684	5,469,688
21	2,200,000	82,511	2,663,000	99,876	336,00	680,064	36,081	5,543,064	218,468	4,459,000	167,235	580,00	48,968	784,000	82,00	9,065	82,984	17,44	2,772	128,876	228,040	5,454,880
22	2,235,000	83,824	2,630,000	98,638	364,00	736,736	39,087	5,601,736	221,549	4,465,000	167,460	577,00	50,455	807,800	88,00	9,728	89,056	17,62	2,802	130,240	230,445	5,492,096
23	2,234,000	83,786	2,605,000	97,701	320,00	647,680	34,363	5,486,680	215,850	4,455,000	167,085	581,00	48,181	771,400	81,00	8,954	81,972	17,26	2,744	127,565	226,964	5,435,937
24	2,262,000	84,836	2,632,000	98,713	348,00	704,352	37,369	5,598,352	220,918	4,467,000	167,535	585,00	51,154	819,000	94,00	10,392	95,128	17,61	2,800	130,162	231,881	5,511,290
25	2,260,000	84,761	2,594,000	97,288	361,00	730,664	38,765	5,584,664	220,814	4,490,000	168,397	571,00	49,930	799,400	99,00	10,944	100,188	17,57	2,793	129,843	232,064	5,519,431
26	2,208,000	82,811	2,497,000	93,650	338,00	694,112	36,296	5,389,112	212,757	4,392,000	164,722	553,00	48,356	774,200	100,00	11,055	101,200	16,95	2,695	125,297	226,828	5,392,697
27	2,208,000	82,811	2,688,000	100,813	385,00	779,240	41,343	5,675,240	224,967	4,565,000	171,210	552,00	48,269	772,800	198,00	21,889	200,376	17,85	2,838	131,949	244,206	5,670,125
28	2,248,000	84,311	2,799,000	104,976	365,00	738,760	39,195	5,785,760	228,482	4,655,000	174,586	576,00	50,367	806,400	104,00	11,497	105,248	18,20	2,894	134,519	239,344	5,701,167
29	1,956,000	73,360	2,710,000	101,639	407,00	823,768	43,705	5,489,768	218,704	4,349,000	163,109	547,00	47,831	765,800	103,00	11,387	104,236	17,27	2,746	127,637	225,073	5,346,673
30	2,253,000	84,499	2,720,000	102,014	388,00	785,312	41,665	5,758,312	228,178	4,547,000	170,535	573,00	50,105	802,200	104,00	11,497	105,248	18,11	2,880	133,881	235,017	5,588,329
31	2,261,000	84,799	2,576,000	96,613	380,00	769,120	40,806	5,606,120	222,218	4,561,000	171,060	538,00	47,044	753,200	101,00	11,165	102,212	17,64	2,804	130,342	232,073	5,546,754
PROMEDIO	2,223,355	83,387	2,516,097	94,366	348,33	705,011	37,404	5,444,463	215,157	4,419,323	165,747	569,74	49,820	797,639	131,03	14,485	132,605	17,13	2,723	126,584	232,775	5,476,150
TOTAL	68,924,000	2,584,993	77,999,000	2,925,353	10,798,10	21,855,354	1,159,534	168,778,354	6,663,880	136,999,000	5,138,145	17,662,00	1,544,419	24,726,800	4,062,00	449,047	4,110,744	530,93	84,412	3,924,095	7,216,023	169,760,639

Figura 16. Balance de la Planta de Gas (ANDES, 2019)

$$\% \text{ Útil} = \frac{\frac{MSCF \text{ de Filtros} + MSCF \text{ de LPG}}{D}}{\frac{\text{Total de MSCF}}{D}}$$

MSCF: Mil pies cúbicos estándar

LPG: Gas licuado de petróleo

D: Día

Por otra parte, el reporte de producción de gas por campo se lo encuentra en datos por día, por lo cual se realizó un promedio de cuatro meses, para cada mes, que involucran los años 2018 y 2019 (noviembre, diciembre, enero y febrero) en los cuales ya se había implementado las bombas multifásicas en TNW2 y TNW3. Una vez obtenido los datos para los cuatro meses se realizó un promedio general obteniendo un solo valor de gas útil por parte del campo [MSCF/D]. Cabe recalcar que, el reporte de producción de gas por campo es de utilidad porque, al multiplicar el valor de contribución de gas de Johanna Este por el porcentaje útil de gas obtenido del balance de la planta de gas en Tarapoa, se puede obtener un aproximado de la cantidad total de gas útil proveniente de Johanna Este, disponible para generación de energía en Power Plant.

$$\text{Gas útil} = (\text{Promedio General de Producción de Gas por Campo}) * (\% \text{ Útil})$$

En relación con la producción de energía mediante turbinas, con el uso de gas como combustible, el reporte diario del sistema de energía de Tarapoa permite calcular un factor en términos de [MW-h/MSCF] (Megawatt hour / Thousand Standard Cubic Feet), es decir la energía producida por una determinada cantidad de gas. Para el cálculo del factor se usaron los datos de potencia promedio diaria y las horas de uso bajo el combustible de gas y LPG en las turbinas Allison, Solar y Avon. Al multiplicar la potencia y las horas de trabajo se puede obtener la energía que cada una brinda expresada en [MW-h] y al dividirlo para la cantidad de gas más LPG utilizado, se obtiene el factor en [MW-h/MSCF]. Al obtener el factor, para cada

día de los cuatro meses analizados, se realiza un promedio general que, al multiplicar por la producción promedio de gas de cada mes, se obtiene la cantidad de energía diaria que se produce mensualmente a partir del gas proveniente del campo Johanna Este [MW-h/D] y se realiza un promedio entre los cuatro meses. Al dividir esta cantidad de energía promedio de los cuatro meses, para 24 horas, se obtiene la potencia promedio disponible del campo [MW], que puede ser comparada con el promedio de la demanda diaria de potencia del bloque [MW], y así obtener un porcentaje de aporte del campo Johanna Este a la demanda diaria del bloque Tarapoa.

TARAPOA POWER SYSTEM DAILY REPORT

DATE: 1-Dec-18

Reported by: Hugo Ojeda

Unit Description		Current Operational Condition @ 05H00	Average Power Daily	Main Fuel / GAS Working Hours	Diesel Fuel / Working Hours	Capacity (Present / Peak)
MANUF.	TAG No.	Status	Mw			Mw
RR ALLISON	G-101	Running	1.50	13.75	10.25	2.20
	G-102	Running	1.49	11.50	12.50	2.20
	G-103	Standby	0.55	4.50	3.50	2.20
	G-104	Running	1.57	11.00	13.00	2.20
	G-105	Running	1.65	24.00		2.20
	G-106	Running	1.41	16.75	3.50	2.20
	G-107	Standby	0.29	3.25	1.00	2.20
SOLAR	G-401	Running	3.21	24.00		3.40
	G-402	Running	3.23	24.00		3.40
RR AVON	G-501	Running	6.61	24.00		9.50
WARTSILA	G-601	Running	6.57	24.00		7.00
	G-602	Running	5.10	24.00		7.00
	G-611	Running	4.11	15.25	0.50	7.00
	G-612	Correc. Maint.	2.46	9.00	0.50	
CATERPILLAR	G-900K	Standby	0.08		4.00	0.80
GENERATORS DORINE BAT.	G5	Running	0.90		21.00	1.00
	G6	Running	0.88		21.00	1.00
	G7	Maint. Correct.				
	G8	Maint. Correct.				

MWH	MWH/MSCF	
20.57	0.0912	
17.15		
2.49		
17.32		
39.50		
23.59		
0.93		
77.10		
77.60		
158.7		
434.96		
Total		434.96

Daily Average Power Demand (MW)	41.63	Total Available (MW)	54.70
Power Availables on Stand-by (MW)	6.60	Daily Average Cavalier (MW)	1.78
Power on Spining Reserve (MW)	6.43	Daily Average TPP (MW)	39.85

POWER PLANT FUEL CONSUMPTION						LPG (1 BBL=0,0056146 MSCF)
SYSTEM	DIESEL (GALS)	DIESEL (BBLs)	GAS (MSCF)	LPG (BBLs)	HFO (CRUDE OIL BLS.)	
Turbines Consumption TPP	10041.78	239.09	4768	522		2.93
Wartsila daily delivery TPP					653.57	
Wartsila annual consumption (daily average)					765.35	
Diesel Generators Consumption (Dor. Batt.)	3210.0	76.43				GAS + LPG [MSCF]
TOTAL FUEL CONSUMPTION	13251.78	315.5	4768	522	653.57	4771

Figura 17. Reporte diario del sistema de energía de Tarapoa (ANDES, 2019)

A continuación, se encuentran las conversiones que se realizaron para obtener el factor de contribución del campo Johana Este al Bloque Tarapoa.

$$MW = \frac{MSCF}{D} * \frac{MW - h}{MSCF} * \frac{D}{24 h}$$

$$\% \text{ de aporte} = \frac{\text{potencia promedio disponible del campo Johana Este MW}}{\text{promedio de la demanda diaria de potencia bloque Tarapoa MW}} * 100$$

2.2. Mantenimiento y Diseño

El criterio de mantenimiento llevado a cabo por la empresa es el preventivo, para garantizar un correcto funcionamiento y evitar paros en la producción no programados. Pero también se realizan mantenimientos correctivos, porque hay equipos que no pueden recibir un mantenimiento que evite los fallos, como es el caso de las ESP. El propósito del mantenimiento preventivo es evitar el averió de equipos o maquinaria durante un tiempo de producción, establecido por medio de un cronograma de revisión (Kay, 1976). Los mantenimientos en la compañía de algunos equipos se realizan en base al registro de horas de trabajo y en base a las especificaciones del proveedor o por experiencia de la compañía.

Sin embargo, las bombas de fondo no cuentan con un calendario de mantenimiento porque no es posible trabajar en fondo de pozo, pero se puede considerar como mantenimiento correctivo a las “work-overs” realizados. Según Gabor Takacs la ventaja de las bombas electrosumergibles es que requieren de un bajo mantenimiento siempre que estén adecuadamente diseñadas y operadas. En caso de requerirse un mantenimiento, la única opción para efectuar el mantenimiento es extraer la bomba mediante un procedimiento de “work over” (Takacs, 2018). Lo que para la compañía representaría una pérdida total del equipo, porque normalmente este es reemplazado. En este caso, el costo de una nueva bomba no es asumido por la compañía, ya que los equipos de fondos son rentados y pertenecen a empresas que brindan servicios petroleros. Para el análisis, se usarán los equipos ESP pertenecientes a Baker Hughes y Schlumberger, que son los principales proveedores.

Por otro lado, al tener que introducir una bomba nueva, comúnmente el pozo no vuelve a sus condiciones anteriores o incluso provoca problemas como conificación o gasificación y causa grandes pérdidas, además del paro de producción que también interviene (ANDES, 2019). Por lo cual, para reducir el riesgo de daño o desgaste, lo recomendable es no operar bajo condiciones extremas o bajo condiciones no basadas en el diseño, lo cual implica que la capacidad de producción de la bomba coincida con la del yacimiento. De esta manera se evita tener que introducir una unidad nueva en el pozo (Takacs, 2018).

La tercera opción, a diferencia de las otras dos, cuenta con bombas multifásicas de cavidad progresiva operadas en superficie, por lo que realizar un mantenimiento preventivo si es viable. Para esto, los sistemas de protección y el registro de horas de trabajo son los indicadores principales. Entre los sistemas de protección más relevantes están: manómetros que reflejan la diferencia de presión a la descarga, termómetros de no contacto por medio de radiación (pirómetro) para medir la temperatura a lo largo del estator y detectores de vibraciones. A continuación, se encuentra la tabla 2 que representa el registro de horas de trabajo para ciertas secciones de la bomba, las cuales cuentan con múltiples accesorios. En base al horómetro se puede identificar la vida útil de los componentes principales de las MPP; la duración y rediseño del estator son los más representativos para el estudio económico de mantenimiento y diseño.

Tabla 2. Control Horario por Secciones de la Bomba (ANDES, 2019)

HISTORIAL DE ACTIVIDADES RELEVANTES BOMBAS MULTIFASICAS					
FECHA	TAG	Elemento Reparado/Reemplazado	Horómetro	Horómetro	DURACIÓN
27-Oct-16	P-505	Estator	0	2135	89,0
22-Dec-16	P-505	Estator	2135	3277	47,6
9-Feb-17	P-505	Estator	3277	4350	44,7
27-Jun-17	P-505	Estator	4494	6813	96,6
30-Oct-17	P-505	Estator	6813	9772	123,3
21-Feb-18	P-505	Estator	9772	11566	74,8

El principal mantenimiento se lo realiza en el estator y los tres sistemas de protección anteriormente mencionados lo monitorean. Los signos que indican daños y el estado del estator son una elevación del diferencial de presión en el tramo de la descarga, una mayor vibración y un incremento de temperatura en las últimas etapas. Cuando se encuentra un diferencial de presión excesivo en la descarga puede significar dos fenómenos; el primero es desprendimiento del elastómero y el segundo debido a la acumulación de sólidos junto con fluido viscoso, como se ve en la figura 19.



Figura 18. Sistemas de protección de la MPP



Figura 19. Caso de operación fallida de las MPP. Filtro cono de bruja con obstrucción / Partes de elastómero desprendido (ANDES, 2019)

Andes Petroleum, juntamente con NETZSCH, en la búsqueda por obtener un aumento del tiempo de vida útil de los componentes de la bomba, han realizado una mejora en los diseños tanto como de la bomba como de las instalaciones que se tenían en un inicio para la operación de las bombas. Por lo cual NETZSCH se enfocó en un rediseño del estator y rotor que sea más resistente y evite un desgaste prematuro. En cuanto al estator de número de serie 299, ósea su primer diseño, era en forma cilíndrica y estaba conformada por un solo conjunto, además de no tener un grosor de elastómero uniforme en la parte interna. El rediseño externo tuvo un cambio en su forma cilíndrica de un solo cuerpo a una forma helicoidal y segmentada en cuatro partes. Su actual número de serie es el 332 y dispone de un elastómero más resistente a las altas temperaturas y con espesor helicoidal uniforme.

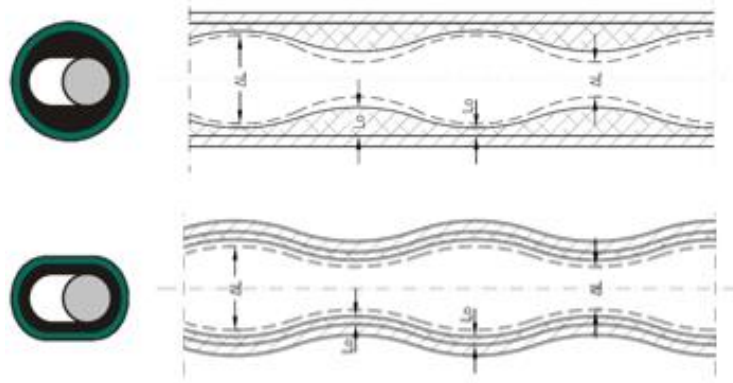


Figura 20. Rediseño del estator (NETZSCH, 2019)

Esta modificación sirvió para tener espacios de compresión uniforme y reducir el brazo de momento en zonas de mayor espesor del elastómero. De esta manera, se evita una descompresión explosiva y las fuerzas cortantes por la rotación del rotor y la fricción crean un menor brazo de momento, por lo que existe menor desgaste y desprendimiento del elastómero. Por otro lado, el rediseño del rotor paso de forma cilíndrica helicoidal a forma cónica helicoidal, lo que evitaría tener mayor compresión en las etapas finales, donde el elastómero ya debe resistir presiones más altas que al inicio. Al reducir la compresión en estas etapas, el incremento de temperatura del gas es menor, por ende, el del elastómero también. Además, al reducir la compresión en las últimas etapas, el diferencial de presión de la bomba entre la succión y la descarga es menor, lo cual reduce las condiciones de slip. Esto es de suma importancia porque se evita que el gas quede atrapado entre las cavidades de las últimas etapas y, en consecuencia, se produzca el aumento excesivo de temperatura, causante principal del daño del elastómero. Al haber menor aumento de temperatura en las últimas etapas, estas sufren menos daño. Así el daño en todas las etapas es más uniforme y en general el estator obtiene mayor durabilidad. (ANDES, 2019).

Igualmente, Andes Petroleum contribuyó con ideas para el rediseño que NETZSCH efectuó en el rotor y estator. Sin embargo, el principal enfoque de la empresa fue realizar un

rediseño en las instalaciones de acondicionamiento de las bombas y una optimización en la distribución de fluidos. Primero, para asegurar que el mismo contenido de fluido entre a todas las bombas se rediseñó la distribución de entrada garantizando una cantidad similar de emulsión en cada bomba. El diseño se basó en evitar la entrada de fluido por solo un tubo, por lo que se dividió en dos secciones donde la segunda tiene una entrada de fluido para cada bomba que asegura una emulsión equitativa en todas (ANDES, 2019).



Figura 21. Sistema de Acondicionamiento y Sistema de Distribución de Fluido TNW2

Por otra parte, el acondicionamiento de las bombas no se realizó en base a la sugerencia de NETZSCH, por lo que Andes realizó un rediseño, el cual busca mantener un fluido líquido constante dentro de la bomba, es decir, reducir la concentración de gas. La razón por la que no se implementó la sugerencia de NETZSCH fue para optimizar los recursos. Por esto, Andes implementó una especie de separador de fluidos para asegurar que la bomba no deje de contener fluido líquido en su interior y también lubricar el sello. Este diseño funcionó para el caso de la plataforma TNW2, pero para la plataforma de TNW3 no tuvo buenos resultados.

Uno de los agentes que provocaron los problemas en TNW3 fue que la fracción de gas de la emulsión que se extrae en esta plataforma es mayor. Otro causante de un alto contenido de gas en las MPP de TNW3 es la distribución de las bombas, donde el set inicial de 4 opera con una fracción de gas mayor que el set de 2. Esto se dio debido al crecimiento espontáneo de la plataforma que, por cuestión de espacio, se ubicó el set de 2 de tal manera que la emulsión fluya primero a la succión del set de 4 y el gas, al ser menos viscoso, tiende a direccionarse en este sentido. Como solución a estos problemas particulares suscitados en TNW3 usaron un pozo que se encontraba cerrado por su contenido exclusivo de agua y lo conectaron a una línea auxiliar en la succión de cada bomba de manera que aporte líquido. En la actualidad se continúa bajo el mismo modo de operación en TNW3 y las instalaciones de acondicionamiento que se habían construido quedaron obsoletas (ANDES, 2019).



Figura 22. Distribución de las MPP en TNW3 (ANDES, 2019)

Para comenzar el análisis hay que aclarar que solo se enfatizará en el mantenimiento de equipos de relevancia para cada alternativa del estudio. Por lo que, el estudio económico del

mantenimiento para las alternativas 1 y 2 se enfocará solamente en el costo operativo (renta y work-overs) de aproximadamente 10 años de operación de las bombas electrosumergibles. A diferencia de la alternativa 3, donde se analizará el costo operativo de las ESP, el costo del mantenimiento de las MPP y el ahorro debido a los rediseños, principalmente en el estator. El análisis del costo operativo de las bombas de fondo permitirá demostrar como inciden los cambios en las condiciones de operación para cada alternativa de producción, es decir la reducción del WHP. Por otro lado, según Andes el costo de mantenimiento de las MPP no es un valor relevante en comparación al de las ESP. Esto será demostrado en la etapa de resultados.

Adicionalmente, cabe mencionar que las condiciones de producción para la operación de las bombas de fondo inciden en su vida útil. Un estudio estadístico realizado por Baker Hughes y Andes Petroleum demuestra que en promedio al operar bajo condiciones de 500 [psi] de WHP, las ESP pueden alcanzar 860 días de vida útil y al operar a 200 [psi] de WHP alcanzan 1800 días. Finalmente, esta información será usada para realizar la comparación del costo operativo del mantenimiento en el tiempo para las alternativas planteadas en este estudio.

2.3. Comparación de Construcciones y Flexibilidad

En particular existen varios diseños y tamaños de plataformas, pero en general la mayoría de las facilidades de producción cuentan con los mismos sistemas de procesamiento (Devold, 2013). Cabe recalcar que, las plataformas de todas las estrategias de producción analizadas cuentan con los mismos equipos y construcciones. Sin embargo, la alternativa 2 y 3 cuenta con equipos y construcciones adicionales que corresponden a la estación intermedia (alternativa 2) y a las MPP (alternativa 3). Para esta sección del estudio se pretende analizar cuál es el requerimiento real de espacio en superficie y dependiendo de la alternativa, cómo

estas construcciones limitan las estrategias de producción de la compañía. Esto es de gran relevancia para la compañía porque, primeramente, el espacio requerido en superficie se traduce a deforestación y segundo, mientras más construcciones y equipos se requiere, es más difícil modificar las estrategias de producción en todo el bloque. En las tablas 3, 4 y 5, se muestran las construcciones y equipamiento necesario para cada alternativa de forma general.

Tabla 3. Infraestructura y Equipos Método Tradicional (ESP)

EQUIPAMIENTO PLATAFORMA METODO TRADICIONAL
INGENIERÍA
CIVIL (ANTENNA)
MATERIALES MECÁNICOS
MATERIALES ELECTRICOS
MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN
EQUIPOS (ESP)
SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)

Tabla 4. Equipamiento ESP + Estación de Separación

EQUIPAMIENTO PLATAFORMA ESP + ESTACIÓN INTERMEDIA	
INGENIERÍA	
CIVIL	
MATERIALES MECÁNICOS	
MATERIALES ELECTRICOS	
MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN	
EQUIPOS (ESP)	
SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)	
EQUIPAMIENTO ADICIONAL ESTACIÓN	
INGENIERÍA	
MATERIALES	Civiles
	Mecánicos
	Eléctricos
	Instrumentación
EQUIPAMIENTO	Bombas
	Tanques
	Mechero
	Generadores
	Condensadores
	Compresores
	Free Water
	Treater
SERVICIOS	Civiles
	Instalación Mecánica
	Eléctrico

Tabla 5. Infraestructuras y Equipos ESP + MPP

EQUIPAMIENTO PLATAFORMA MPP		
INGENIERÍA		
CIVIL		
MATERIALES MECÁNICOS		
MATERIALES ELECTRICOS		
MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN		
EQUIPOS (ESP)		
SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)		
EQUIPAMIENTO ADICIONAL		
INGENIERÍA		
MATERIALES	Civiles	Instalaciones de Distribución y Acondicionamiento Fluido
	Mecánicos	
	Eléctricos	
	Instrumentación	
EQUIPOS	MPP	
SERVICIOS	Civiles	Instalaciones de Distribución y Acondicionamiento Fluido
	Instalación Mecánica	
	Eléctrico	

La tabla 5 detalla que se necesita para la implementación de bombas multifásicas de cavidad progresiva. Al igual que el resto de las alternativas las construcciones realizadas al terminar la producción de los pozos quedan abandonadas, pero a diferencia del método tradicional las bombas multifásicas si pueden ser removidas. Al tener la posibilidad de ser removidas, brinda a la empresa una ventaja de flexibilidad en la estrategia de producción, ya que pueden continuar siendo usadas en plataformas que se encuentren bajo condiciones similares y que requieren de una productividad mayor. Esto implica que no necesariamente deben ser retiradas todas a la par sino en base a la disminución de producción en su actual localización y al aumento de producción en otra localización.

También cabe mencionar que, las bombas de fondo son necesarias en cada alternativa. La diferencia se encuentra en el modelo de equipo que sería implementado para cada caso. Esto depende del proveedor del modelo de la bomba. Por ejemplo, Baker Hughes ofrece modelos de bombas que tienen un mayor rango de operación eficiente que las de la competencia, por lo que realizar un cambio a un modelo de menor capacidad no sería necesario.

En la primera alternativa las ESP fueron diseñadas con una capacidad mayor para poder superar la cabeza de pozo y aun así encontrarse bajo condiciones de operación excesivas. Por otro lado, para la segunda y tercera alternativa se considera el mismo diseño de ESP con un WHP menor, debido a la implementación de bombas en superficie; bombas centrífugas de una estación (alternativa 2) o MPP (alternativa 3). Sin embargo, en un escenario real, donde se empieza el proyecto desde cero, idealmente para la alternativa 2 y 3 se debería diseñar las bombas ESP con menor capacidad de WHP.

2.4. Comparación del Impacto Ambiental

El impacto ambiental se encuentra en todas las fases de la operación petrolera, pero existen dos principales causas, las cuales son: deforestación y contaminación (Almeida, 2006). En todas las alternativas analizadas en este estudio se encontrará la deforestación como su causa principal, ya que para la construcción de todas es inevitable y su impacto dependerá de su área requerida. Estas se rigen bajo normas establecidas por el Ministerio del Ambiente del Ecuador, como por ejemplo el artículo 52 del reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas establece un área de 1.5 hectáreas para la construcción de plataformas e instalaciones petroleras (MAE, 2010). Esta extensión puede variar dependiendo de las necesidades de la plataforma. Para el caso de TNW3 fue requerido 2.4 hectáreas, TNW2 requirió 1.44 hectáreas y para el caso de la estación de separación (segunda alternativa) excedería incluso el área de TNW3. Actualmente para aprovechar el área se realizan varias perforaciones petroleras en una sola plataforma y así se evita una deforestación mayor por la exploración y construcción de cada pozo.

La primera alternativa no involucra ningún área adicional a la que ya se encuentra utilizada, por lo que a continuación se encuentran los planos de las instalaciones de las plataformas principales donde se desarrolla el estudio.

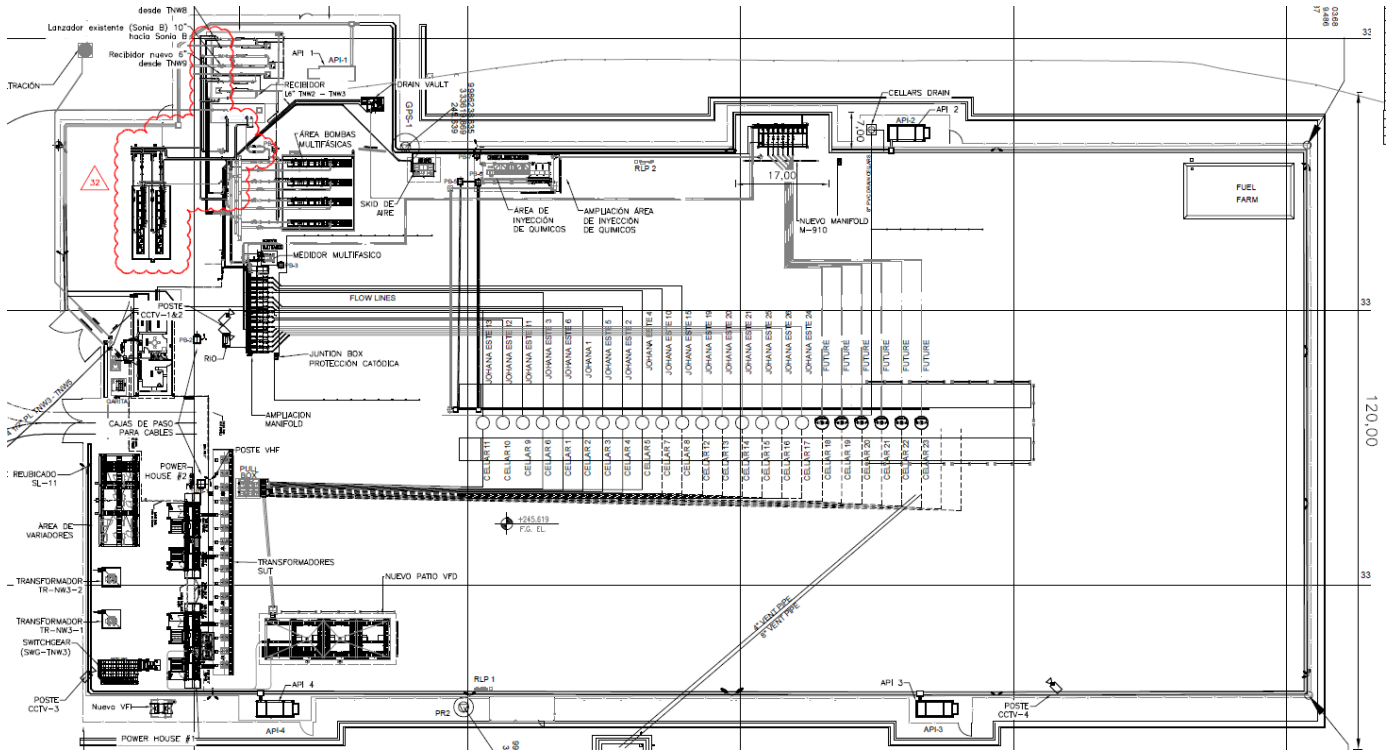


Figura 23. Plano Plataforma TNW3

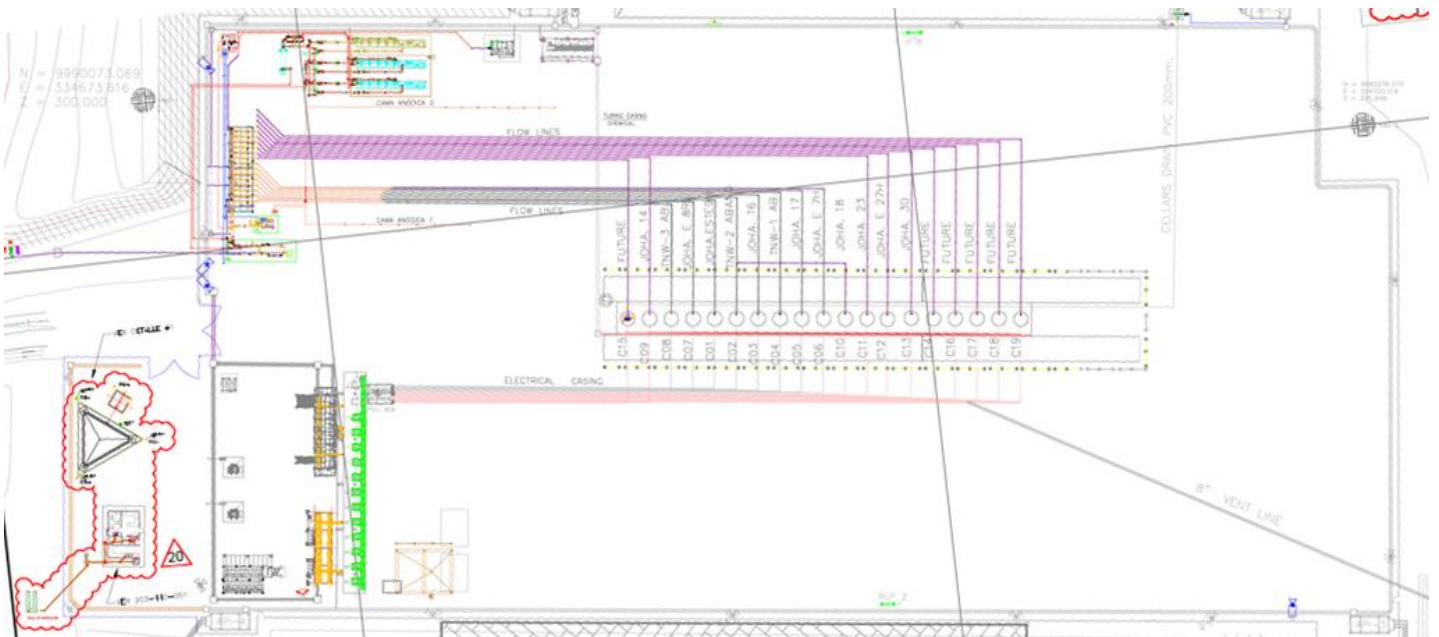


Figura 24. Plano Plataforma TNW2

Por otro lado, la segunda alternativa debe contar con una extensión de área mayor al involucrar más construcciones y equipamiento. También, hay que tomar en cuenta que la estación, dependiendo de su ubicación, podría recibir la producción de plataformas nuevas o aledañas, una vez que termina la producción de las que se encuentran activas o mientras no se alcance su capacidad límite de procesamiento. De esta forma se podría optimizar los recursos que se encuentran disponibles, pero esto es improbable ya que, no siempre a los alrededores pueden existir nuevos pozos potenciales o estos pueden encontrarse muy lejanos. Por último, para la tercera alternativa no se necesita de un área adicional a la que se mencionó anteriormente para las plataformas TNW2 y TNW3. Por el contrario, con la implementación de las MPP se aprovecha mejor el mismo espacio disponible.

En cuanto a la contaminación, la quema de gas es una de las principales causas de la afectación ambiental. Sus principales emisiones atmosféricas son CO₂, metano, etano, butano, propano, hidrogeno, helio, entre otros (Almeida, 2006). Desde los principios de la industria petrolera, la producción de gas no se consideraba económicamente rentable y también, al ser un subproducto problemático, se decidía quemarlo y/o ventearlo (Ramírez y Emigdio, 2014). Para quemarlo se debe implementar una antorcha de combustión de gas. Actualmente también se lo puede transportar por gaseoductos y usarlo como combustible de generación eléctrica. Pero, para aprovechar el gas como combustible se requiere de una gran inversión que debe ser justificada en base a la cantidad de gas y la producción del campo. También, hay que tomar en cuenta que siempre se debe instalar una antorcha en una estación de separación para quemar el gas por seguridad, como por ejemplo para descargar una presión excesiva (Ramírez y Emigdio, 2014).

Para el análisis de las tres alternativas con respecto a la contaminación se evaluará la quema de gas si es que este no puede ser aprovechado (alternativa 2) y como este incide en un

costo económico en términos de $\$/\text{CO}_2\text{-ton}$. Según un estudio realizado por el gobierno de EE. UU., el costo social por tonelada de CO_2 es de $\$37$ en términos de daños económicos (Than, 2015). Además, cabe destacar que, en promedio el 0,5% del gas natural extraído es CO_2 según un estudio realizado por la universidad estatal de UTAH (Watkins, 2017). Con estos valores se podrá conocer cuál es el costo de no aprovechar el gas y solo quemarlo, ya que se conocerá la cantidad de gas que el campo Johanna Este produce.

2.5. Análisis de alternativas mediante el método de criterios ponderados

El análisis de criterios ponderados es una herramienta de decisión que permite evaluar las alternativas de un programa, en este caso, estrategias de producción petrolera, basándose en los criterios específicos. Para este estudio, los criterios de evaluación son los aspectos analizados anteriormente desde la sección 2.1 a 2.4, los cuales son: Producción de Gas, Mantenimiento, Flexibilidad e Impacto Ambiental. Estos criterios han sido establecidos en conjunto con la compañía y serán analizados cualitativa y cuantitativamente. Según Andes, la Producción de Gas y el Impacto Ambiental son los criterios más importantes al momento de seleccionar alguna estrategia. Por lo tanto, estos dos criterios reciben el mayor peso en el análisis de criterios ponderados. Sin embargo, para la compañía también es importante tener un criterio para Mantenimiento y para Flexibilidad. De esta manera, el Mantenimiento y la Flexibilidad reciben el segundo peso más grande.

En esta sección del estudio, se va a realizar una comparativa entre todas las alternativas, para cada criterio de selección establecido. De esta manera, se va a asignar una valoración para cada alternativa en cada criterio y al ponderar dichas valoraciones se obtendrá la que tenga más valor o, en otras palabras, la estrategia de producción más conveniente. Cabe recalcar que, este análisis de criterios ponderados sirve para, de manera general, tener una idea de que estrategia

de producción es más factible técnicamente. Sin embargo, para tomar una decisión precisa en cuanto a la estrategia de producción más conveniente, es necesario realizar un estudio técnico más detallado, donde se considere las condiciones de producción del campo e involucrar en dicho estudio, los costos de inversión y operación que serán desarrollados en las siguientes secciones.

2.6. Eficiencia Energética (Modelo Tecno-Económico)

Al hablar de las implicaciones ambientales que cada alternativa propuesta involucra, también es relevante hacer un análisis de eficiencia energética. Cabe recalcar que, para la segunda alternativa este análisis no es equiparable con el uso energético de la alternativa 1 y 3, ya que contiene múltiples sistemas de control y equipos en superficie. Además, no habría puntos de comparación ni contraste en eficiencia energética, ya que las alternativas 1 y 3 no cuentan con los mismos sistemas y al trabajar con fluido trifásico las condiciones de presión son distintas a las de la alternativa 2 (fluido bifásico). En consecuencia, este análisis y modelo se enfocará en el consumo energético y la eficiencia en el proceso de bombeo de fondo de las ESP (alternativa 1) y en el proceso de bombeo de fondo de las ESP más el de las MPP (alternativa 3). De esta manera se podrá comparar el consumo energético al tener condiciones extremas de operación del método tradicional vs el consumo energético al tener condiciones no excesivas debido al bombeo multifásico (tercera alternativa).

Para la realización del estudio, se pretende analizar la producción y la potencia requerida de las ESP en varios pozos del campo Johanna Este. Para esto, se va a trabajar en conjunto con las empresas Baker Hughes y Schlumberger, las cuales van a realizar simulaciones con sus respectivos softwares de diseño de ESP. Cabe recalcar que, ambas empresas disponen de distintos modelos de bombas, específicos para distintas capacidades de

producción. Por lo tanto, se obtendrá de cada empresa, una simulación para cada modelo de bomba, con el caudal de producción de uno de los pozos de donde se encuentran instaladas en Johanna Este. Esta simulación será sometida a un análisis de sensibilidad de WHP. De esta manera, se plantea la primera suposición: tomar un caudal constante (cantidad de producción) a diferentes WHP, en este caso 100, 340 y 570 [psi]. Así, se podrá obtener una curva hp vs presión requerida (WHP), que describa un comportamiento de potencia requerida, para cada modelo de ESP, considerando un caudal constante a distintas presiones en cabeza de pozo.

Los resultados de cada modelo permitirán inferir en la potencia requerida de los otros pozos de Johanna Este que se asemejen en su capacidad de producción y así poder inferir acerca de la potencia total requerida para la producción de todo el campo de la primera alternativa. Por otra parte, la información disponible de las MPP referente a su potencia de operación requerida es limitada. Es decir, se dispone únicamente de los datos de potencia requerida para los diferenciales de presión de: 230, 460 y 700 [psi]. De esta manera, para incorporar la alternativa 3 (ESP + MPP), al análisis, se adicionará los hp requeridos de las simulaciones ESP para el WHP de 100 [psi] a los distintos diferenciales de presión de las MPP. En la tabla 6 se muestra las 3 variantes disponibles.

Tabla 6. WHP ESP + Diferenciales de presión MPP

WHP [psi]		
ESP	MPP	Total
100	700	800
	460	560
	230	330

Al inferir en todos los pozos del campo se puede hacer una sumatoria de toda la potencia requerida por las ESP a los distintos WHP. Con estos resultados de potencia se puede obtener una curva de tendencia que represente como a una capacidad determinada de producción del campo (45000 BFPD), el incremento de WHP incide en el aumento de la potencia requerida

(HP) por las bombas de fondo (ESP). Con estos resultados de potencia se puede obtener una curva de tendencia que represente como, a una capacidad determinada de producción del campo (45000 BFPD), el incremento de WHP incide en el aumento de la potencia requerida (HP) por las bombas de fondo (ESP). Para las MPP en cambio, se utiliza el WHP de 100 [psi] de las ESP porque se considera que, para todos los diferenciales de presión de las MPP, las ESP solo bombearán el fluido hasta la superficie (100 [psi]) y las MPP se encargarán de suministrar la presión adicional requerida. De esta manera se podrá obtener la potencia total requerida de la alternativa 3 en 3 puntos de presión, con lo que se obtendrá otra curva de tendencia que represente como, a una capacidad determinada de producción del campo (45000 BFPD), el incremento de WHP incide en el aumento de la potencia requerida (HP) por las bombas de fondo (ESP) más las bombas de superficie (MPP).

Por otro lado, con los resultados también se espera ver como el consumo de energía con los parámetros de producción de antes y después de la implementación de MPP en Andes sigue siendo igual, menor o mayor que cuando solo se usaban las ESP a mayor frecuencia. Además, con la información obtenida se realizará un modelo técnico basado en la potencia necesaria para distintas presiones requeridas en Johanna Este. El modelo aportará a la compañía como un criterio de selección para conocer en que punto de presión requerida en realidad es viable implementar MPP, o mantener solo el método tradicional, en términos de consumo energético. Se espera que este modelo sirva para la selección de estrategias de producción en otros campos con características similares a Johanna Este.

Además, con la información de las MPP de potencia total necesaria para cada presión requerida se obtendrá un factor que relacione esta potencia con el volumen total de producción del campo (hp/BFPD). De esta manera se podrá obtener 3 ecuaciones de tendencia que expresen para cada presión requerida, la demanda de potencia a distintos volúmenes de

producción. Esta parte del modelo servirá siempre y cuando se seleccione a las MPP como la mejor estrategia de producción con las tendencias hp vs presión requerida, de forma que para nuevos campos o proyectos se pueda tener un estimado de la potencia requerida en base a la producción proyectada. Por último, en la etapa de resultados se pretende transformar el valor de potencia requerida a un valor monetario de manera que, se pueda tener una referencia del ahorro obtenido al escoger la mejor opción en términos técnicos. Además, se podrá obtener un estimado económico en términos de dólares por hora de operación, al implementar las MPP, para distintos volúmenes de producción. El valor monetario es agregado mediante un factor de costo por energía requerida (\$/kWh) manejado por la compañía. Este valor es de 0.12 \$/kWh.

2.7. Costo de Inversión y Costo Operativo (Modelo Económico)

El análisis de inversión para todas las estrategias de producción se basará en la plataforma TNW2 y TNW3, ya que esto también puede ser replicado de la misma forma en el resto de las plataformas como es el caso de TNW8 y TNW9. La construcción de todas las plataformas se basa en los mismos procedimientos y cuenta con los mismos equipos para su producción, control y operación. En el ANEXO A se encuentran tablas con el equipamiento detallado para la construcción e inversión de una plataforma en general. Tomando en cuenta el valor de inversión de una plataforma como TNW2 y TNW3 se va a extrapolar para el total de plataformas de las que dispone el campo Johanna Este, las cuales son 4. De esta manera se obtendrá un estimado del costo de inversión total de todas las plataformas del campo para cada estrategia de producción. A este valor de inversión se adicionará para cada alternativa sus respectivas inversiones adicionales, como es el caso de la alternativa 2 que cuenta con facilidades de separación intermedia. En el ANEXO B se encuentra una tabla que detalla el equipamiento adicional para la construcción y valor de inversión de la estación intermedia. Por

otro lado, la alternativa 3 contará con la inversión adicional de las bombas multifásicas. En la tabla 7 se encuentra un resumen de los distintos requerimientos de inversión para cada alternativa.

Tabla 7. Resumen de equipamiento para cada alternativa

INVERSIÓN DE EQUIPAMIENTO DE ALTERNATIVAS		
ESP	ESTACIÓN	MPP
INGENIERÍA	INGENIERÍA	INGENIERÍA
COMIDA (CAVES)	COMIDA (CAVES)	COMIDA (CAVES)
CIVIL (ANTENNA)	CIVIL (ANTENNA)	CIVIL (ANTENNA)
MATERIALES MECÁNICOS	MATERIALES MECÁNICOS	MATERIALES MECÁNICOS
MATERIALES ELECTRICOS	MATERIALES ELECTRICOS	MATERIALES ELECTRICOS
MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN	MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN	MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN
EQUIPOS (ESP)	EQUIPOS (ESP + CP)	EQUIPOS (ESP + MPP)
SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)	SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)	SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)
	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	

Adicionalmente, el modelo económico considera el costo operativo (renta y mantenimiento de equipos ESP, costo de energía consumida y costo social del CO₂). De esta manera se pretende realizar tendencias de costos totales (inversión y operativo) en el tiempo para cada alternativa, específicamente en días de trabajo (\$/días de trabajo). Estas tendencias servirán para determinar que estrategia de producción es más rentable para distintos periodos de operación y serán representadas de forma gráfica.

3 RESULTADOS

3.1. Producción de Gas

En la tabla 8, se puede observar el porcentaje y cantidad útil de gas producido en el campo para los respectivos meses de análisis. Además, se muestra la relación o factor de energía generada al día, en Power Plant, debido a la cantidad total de gas utilizado. De esta manera, considerando ambos valores se obtuvo la cantidad de energía producible al día debido al aprovechamiento del gas extraído en Johanna Este, véase la tabla 9.

Tabla 8. Producción de Gas y Factor de Potencia por Volumen de Gas

ANDES PETROLEUM LTD.					
PRODUCCIÓN MENSUAL PROMEDIO DE GAS CAMPO JOHANNA ESTE					
CAMPO: JOHANNA ESTE					
		NOVIEMBRE-2018	DICIEMBRE-2018	ENERO-2019	FEBRERO-2019
		mscf/d	mscf/d	mscf/d	mscf/d
Promedio	% Util	0,960	0,958	0,934	0,938
	Gas Util	1751,143	1836,381	1845,542	1816,855
		NOVIEMBRE-2018	DICIEMBRE-2018	ENERO-2019	FEBRERO-2019
		MWh/MSCF	MWh/MSCF	MWh/MSCF	MWh/MSCF
		0,0859	0,0928	0,0882	0,0909
Factor Promedio		0,0895			

Tabla 9. Producción de Energía Campo Johanna Este

ANDES PETROLEUM LTD.					
PRODUCCIÓN MENSUAL PROMEDIO DE ENERGIA CAMPO JOHANNA ESTE					
CAMPO: JOHANNA ESTE					
		NOVIEMBRE-2018	DICIEMBRE-2018	ENERO-2019	FEBRERO-2019
		MWh/d	MWh/d	MWh/d	MWh/d
		156,707	164,335	165,155	162,588
Promedio		162,196			

Por otra parte, en la tabla 10 se muestra el promedio de la demanda de potencia en el bloque Tarapoa para los meses analizados y se realiza la comparativa con la potencia disponible debido al aprovechamiento de gas proveniente de Johanna Este. Así se puede determinar que el aprovechamiento del gas extraído en Johanna Este representa una contribución del 16.5% de la demanda total del bloque Tarapoa. Esta contribución existiría si se escogiese la estrategia de producción 1 y 3.

Tabla 10. Demanda de la Potencia Bloque Tarapoa y Contribución de Potencia del Campo Johanna Este

ANDES PETROLEUM LTD.				
PROMEDIO DE LA DEMANDA DE LA POTENCIA EN EL BLOQUE TARAPOA				
	NOVIEMBRE-2018	DICIEMBRE-2018	ENERO-2019	FEBRERO-2019
	MW	MW	MW	MW
	41,222	41,143	40,577	41,303
Promedio	41,1			
Porcentaje de contribución de potencia del campo Johanna Este al Bloque Tarapoa				
	Promedio de gas en MW del campo JOHANNA ESTE		Promedio de potencia Bloque Tarapoa [MW]	
	6,8		41,1	
Porcentaje de Contribución al Bloque Tarapoa				
	16,46%			

En las tablas presentadas anteriormente en esta sección se resume los datos obtenidos más importantes. Sin embargo, en la sección de anexos, ANEXO C, D y E se encuentra un detalle de todos los datos obtenidos relevantes para el análisis de producción de gas y generación de energía.

3.2. Mantenimiento y Diseño

Como se mencionó en la metodología el mantenimiento de las bombas ESP no es viable, pero se puede tomar en cuenta la cantidad de “work-overs” que se realizan en base a las

condiciones de operación, en este caso se ejemplificará con un WHP de 200 [psi] y 500 [psi]. En la tabla 11, se demuestra un dato de las estadísticas llevadas a cabo por Andes Petroleum y Baker Hughes, donde al tener condiciones de WHP de 200 [psi] el tiempo de vida útil de la bomba es de 1800 días o 4,93 Años. Por otra parte, al aumentar el WHP a 500 [psi] se ha demostrado que su vida útil es de 860 días o 2,36 años, ósea se reduce 2,6 años. Al considerar que las ESP deben ser reemplazadas al finalizar su vida útil implica que se necesita la realización de un “work- over” por cada bomba del campo. Esto representa un beneficio para las alternativas 2 y 3 en cuanto al mantenimiento, ya que con las condiciones de operación de 200 [psi] la vida útil de las ESP aumenta aproximadamente al doble, por lo que cuantitativamente la alternativa 1 con respecto al mantenimiento es la peor opción. Por último, en la figura 25 se demuestra la diferencia del costo en el tiempo que la alternativa 1 tiene en comparación a las alternativas 2 y 3 tomando en cuenta su costo operativo. Este costo operativo se relaciona únicamente al costo de arriendo de los equipos de fondo (ESP) y a los “work-overs” requeridos debido a su respectiva vida útil.

Tabla 11. Vida Útil ESP y Costos

Vida Útil ESP y Costos (Realización Work- Over)		
Implementación MPP o Estación	Vida Útil Sin	Vida Útil Con
Condiciones [psi]	500	200
Tiempo [Días/Años]	860 / 2,36	1800 / 4,93
Costo Cambio (Work- Over)	\$ 200.000,00	

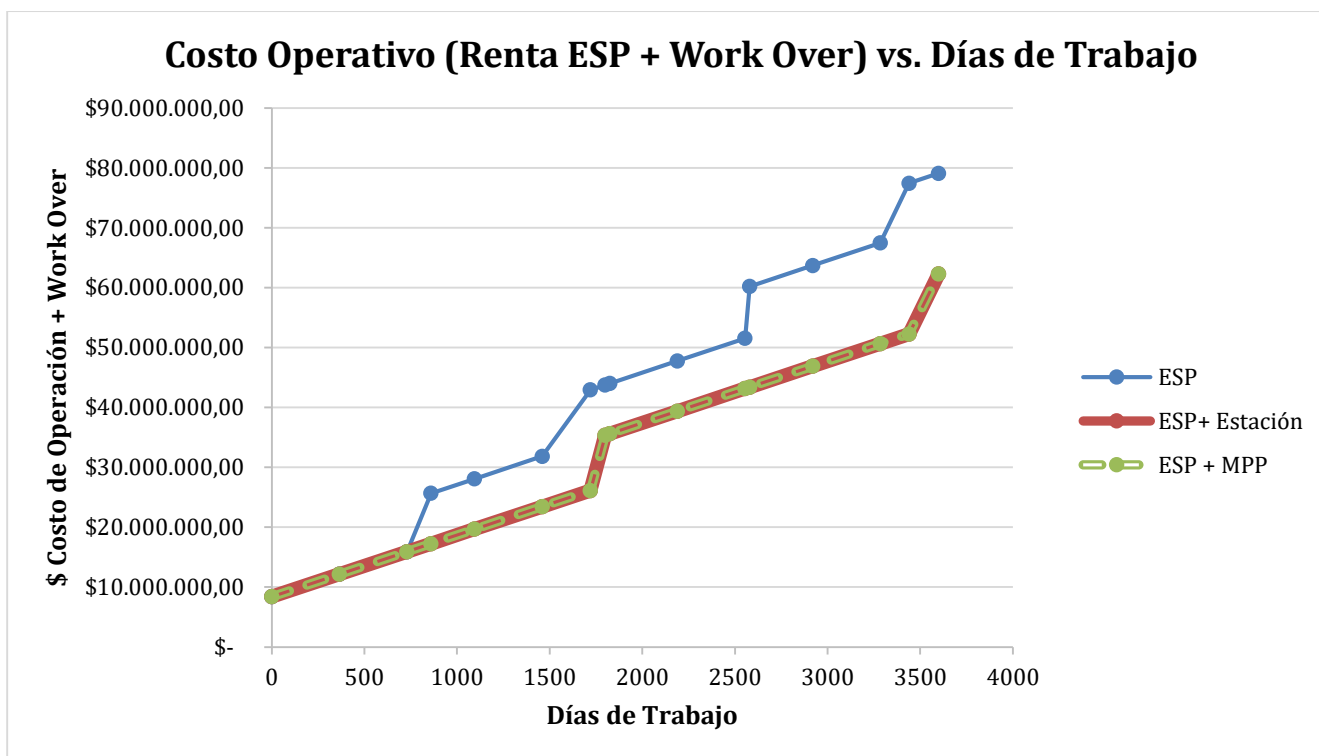


Figura 25. Costos Operativos en el Tiempo

En cuanto a la tercera alternativa los resultados del rediseño del estator y de las instalaciones de acondicionamiento se ven reflejadas en el tiempo de realización. Como se puede ver en la tabla 12, la primera vez que se dañó el estator fue extremadamente rápido. Por lo que para la siguiente instalación se ingresó una serie de elastómero distinta (332) que está conformada por un material más resistente. La resistencia de este nuevo material es totalmente significativa, ya que obtuvo un incremento de 67 días en su duración. A pesar de que el cambio tuvo buenos resultados, Andes mejoró aún más su duración al implementar el sistema de distribución y el acondicionamiento del fluido. Por lo cual, en el siguiente cambio de estator, a pesar de regresar al elastómero de menor resistencia (299), obtuvieron una mayor duración (6.7 días adicionales). A partir del tercer cambio, donde volvieron a instalar la serie 332, existe el último incremento significativo (64,7 días más de duración) y los cambios siguientes se mantienen dentro del mismo rango.

Tabla 12. Mantenimiento Estator Bombas MPP

Mantenimiento Estator Bomba MPP					
Cambios	Hora Inicial	Hora Final	Días	Diferencia Duración	SERIE
0	0	287	12,0	-	299
1	287	2181	78,9	67,0	332
2	2181	4232	85,5	6,5	299
3	4232	7836	150,2	64,7	332
4	7836	11794	164,9	14,8	332
5	11794	15604	158,8	-6,2	332

La tabla 13 demuestra un promedio de duración entre los primeros tres elastómeros que representan la operación de las bombas multifásicas antes de los rediseños en el elastómero, distribución y el acondicionamiento del fluido. También el promedio de duración entre los últimos tres elastómeros que cuentan con los rediseños y la diferencia de duración entre el primero y el último. El promedio de los primeros tres dio como resultado un valor de aproximadamente 60 días o 2 meses de duración. Por otro lado, el promedio de los que cuentan con el rediseño obtuvo una duración de aproximadamente 160 días o 5,3 meses, lo que quiere decir casi tres veces el promedio anterior (2,7 veces). Si la comparación se realiza entre el primer dato de duración y el último, se obtienen casi 5 meses (146,8 días) en el aumento de duración. El rediseño tuvo éxito, ya que el aumento de duración representa un ahorro económico valioso.

Tabla 13. Duración Estator Bombas MPP

Duración Estator	
Promedio de duración anterior [Días]	Promedio de duración anterior [Meses]
58,8	1,96
Promedio de duración actual [Días]	Promedio de duración actual [Meses]
157,9	5,26
Diferencia entre el primero y el último [Días]	Diferencia entre el primero y el último [Meses]
146,8	4,89



Figura 26. Sección del Estator



Figura 27. Bombas MPP con Nuevos Estatores

En la siguiente figura 27 se ve los nuevos diseños de estator y en la figura 28 se ve la diferencia entre estatores de casing uniforme y casing helicoidal y su división de cuatro etapas. Además, cabe recalcar que, actualmente no se necesita cambiar el estator completo sino solamente una sección, ya que usualmente solo se dañan las dos últimas etapas, véase la Figura 26. Esto reduciría el costo de mantenimiento en aproximadamente 2 veces menos como se ve en la Tabla 14.



Figura 28. Bombas MPP con Estatores Viejos y Nuevos

La diferencia en el costo es totalmente significativa como se puede ver en la tabla 14 lo que se traduce en un ahorro al año de aproximadamente 105 mil dólares. Esto representa que con el costo de un cambio del estator viejo (realizado cada 2 meses), se podría pagar un año entero del cambio de estatores con los nuevos diseños. De manera gráfica la figura 29 demuestra la brecha de costos entre ambos diseños y que, alrededor de 11 cambios para los primeros diseños, representa solamente 4 cambios para los nuevos, además de la diferencia en sus costos.

Tabla 14. Diferencias del Costo del Estator en el Tiempo

Costo Estator				
Cambios	Tiempo [Meses]		Antes	Después
1	1,96	5,26	\$ 20.000,00	\$ 8.000,00
2	3,92	10,52	\$ 20.000,00	\$ 8.000,00
3	5,88	15,78	\$ 20.000,00	\$ 8.000,00
4	7,84	21,04	\$ 20.000,00	\$ 8.000,00
Total	0,65 [Año]	1,75 [Año]	\$ 80.000,00	\$ 32.000,00
Costo por Año			\$ 123.076,92	\$ 18.285,71
Ahorro por Año			\$ 104.791,21	

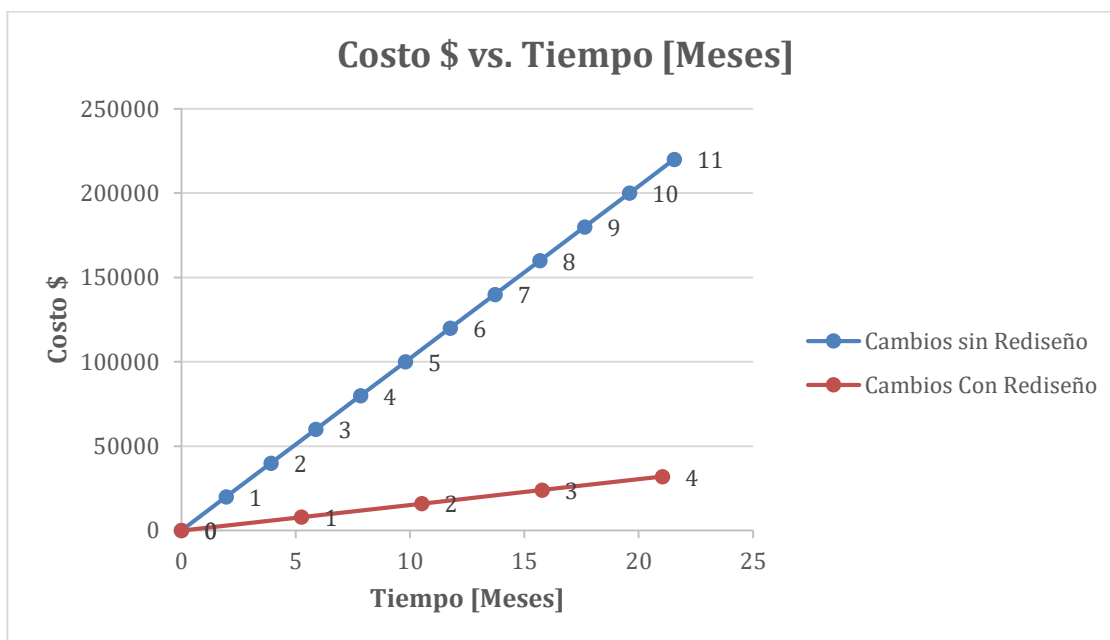


Figura 29. Costo del Estator en el Tiempo

3.3. Comparación de Construcciones y Flexibilidad

La figura 30 muestra a detalle los equipos principales de cada alternativa y como se puede ver la alternativa 2 es la que contiene un mayor número de equipos. Principalmente los equipos innecesarios para la alternativa 1 y 3 son: Compresores de gas, contador, separadores de agua, tanques de recolección (crudo, gas y agua), separador de prueba y además estos equipos son los que mayor espacio ocupan. Por último, las figuras 31, 32 y 33 son fotografías que demuestran la comparación entre las alternativas de manera real donde se puede observar el incremento de equipos en superficie y la diferencia de tamaño en especial entre las alternativas 1 y 3 frente a la 2.

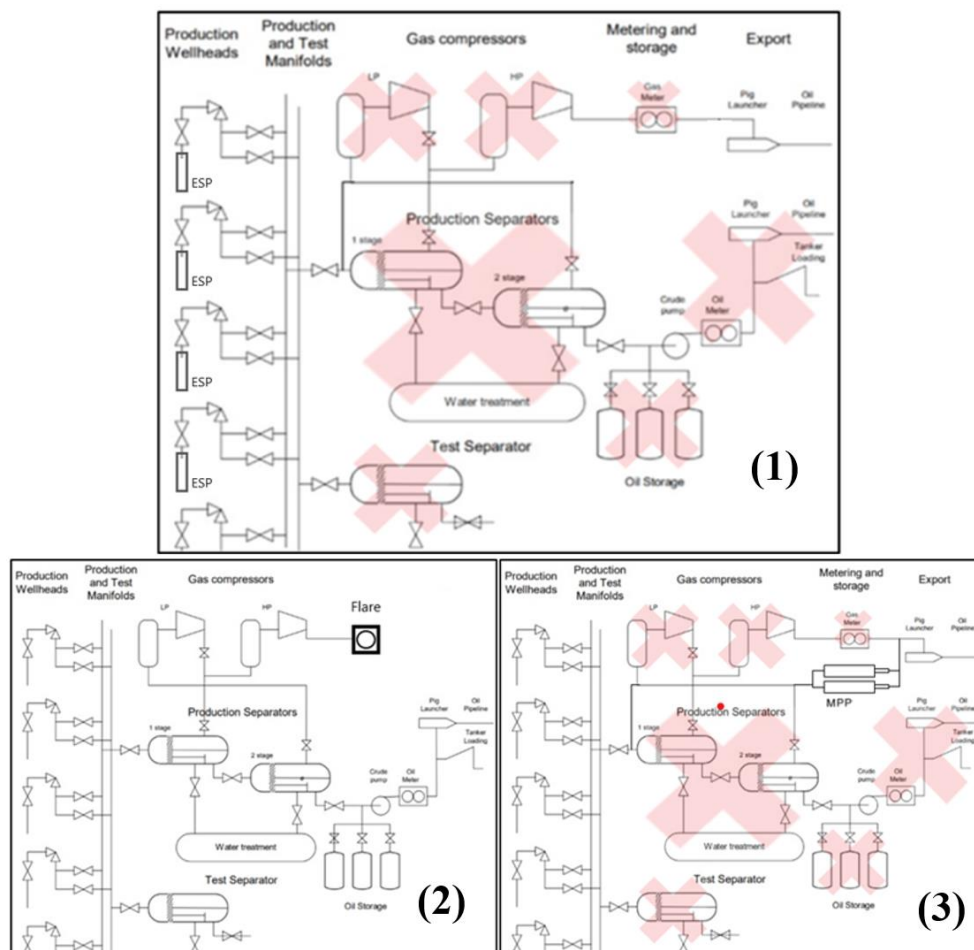


Figura 30. Comparación Equipos Alternativas



Figura 31. Alternativa 1. Plataforma Tradicional (TNW3)



Figura 32. Alternativa 2. Plataforma + Estación de Separación Intermedia



Figura 33. Alternativa 3. Plataforma + MPP

Como se ve en la figura 33, las bombas MPP se encuentran en superficie y sus instalaciones son accesibles, lo que puede ser favorable en términos de flexibilidad. Además, se aprecia que las MPP no ocupan un área adicional, simplemente aprovechan espacio no utilizado de la plataforma.

3.4. Comparación de Impacto Ambiental

Para el impacto ambiental se pudo determinar que, en términos de deforestación, la estrategia de producción tradicional (alternativa 1) y la de ESP+MPP (alternativa 3) requieren de aproximadamente 2.4 Ha. Mientras que la alternativa de ESP + Estación intermedia (alternativa 2) sobrepasa estos requerimientos por aproximadamente 1 Ha, es decir un total aproximado de 3.4 Ha. En términos de contaminación, se puede acotar que para los 3 casos va a haber quema de gas y debido a esa combustión, emisión de CO₂. Sin embargo, para la alternativa 1 y 3 esta quema de gas se traduce a generación de energía. En cambio, para la alternativa 2 al no haber aprovechamiento, las emisiones de CO₂ se traducen a un costo social

de más de 3 millones de dólares americanos para el volumen de producción de gas anual de Johanna Este. En la tabla 15 se muestra un resumen de los resultados obtenidos del análisis de impacto ambiental.

Tabla 15. Factores del Impacto Ambiental

Alternativas	Deforestación (TNW3)	Contaminación	Costo de CO2 por Año del Campo Johanna Este
ESP	2,4 [Ha]	No	\$ -
ESP+ EST. INT	>>	Sí	\$ 3.096.432,11
ESP+ MPP	2,4 [Ha]	No	\$ -

3.5. Criterios Ponderados

Los resultados del análisis de criterios ponderados de la producción de gas, impacto ambiental, mantenimiento y flexibilidad son los siguientes: Tabla 16. Peso de los criterios ingenieriles; Tabla 17. Resultado de la puntuación de las alternativas. La tabla 16 resume el peso específico que cada criterio tiene. En base a los requerimientos de Andes Petroleum, la producción de gas es el factor más importante junto con el impacto ambiental ya que ambas están relacionadas a multas, regulaciones y aprovechamiento de recursos. Por otra parte, los criterios de mantenimiento y flexibilidad relacionados a los distintos métodos de producción también son considerados factores representativos para la empresa. Sin embargo, de menor relevancia respecto a los dos criterios mencionados anteriormente. De esta manera, la producción de gas y el impacto ambiental reciben el mayor peso para la selección y los otros dos el segundo mayor.

Tabla 16. Análisis de Criterios Ponderados

Producción de Gas = Impacto Ambiental > Mantenimiento = Flexibilidad						
Criterio	Producción de Gas	Impacto Ambiental	Mantenimiento	Flexibilidad	$\Sigma+1$	Ponderados
Producción de Gas	-	0,5	1	1	3,5	0,35
Impacto Ambiental	0,5	-	1	1	3,5	0,35
Mantenimiento	0	0	-	0,5	1,5	0,15
Flexibilidad	0	0	0,5	-	1,5	0,15
Suma					10	1

Al haber realizado una comparativa cualitativa y cuantitativa entre alternativas, para cada criterio de selección, se designó una valoración específica a las mismas y al ponderar se obtuvo los resultados mostrados en la tabla 17. Cabe recalcar que, el valor designado al comparar las alternativas, para cada criterio, se encuentra en la sección de anexos, ANEXO F.

Tabla 17. Conclusión de Criterios Ponderados

Conclusión	Producción de Gas	Impacto Ambiental	Mantenimiento	Flexibilidad	Σ	Prioridad
Alternativa 1 (ESP)	0.146	0.146	0.025	0.038	0.354	2
Alternativa 2 (ESP+ESTACIÓN)	0.058	0.058	0.050	0.038	0.204	3
Alternativa 3 (ESP+MPP)	0.146	0.146	0.075	0.075	0.442	1

Como resultado se obtuvo que el método de producción con ESP+MPP es el más prioritario basándose en los criterios ingenieriles planteados. Sin embargo, el método de producción con ESP bajo condiciones extremas igualó a la alternativa 3 en las valoraciones relacionadas a la producción de gas e impacto ambiental, las cuales son las que mayor peso tienen en la decisión. Pero, en el criterio de mantenimiento, la alternativa 1 pierde valoración debido a los riesgos asociados a las altas presiones en cabeza de pozo y altos costos, siendo esta alternativa el que menor valor refleja frente a las otras alternativas. Para el criterio de flexibilidad, la alternativa 1 pierde valoración frente a la alternativa 3 pero iguala a la alternativa 2, esto se debe a que, para este criterio se consideró la portabilidad de los equipos utilizados y el dimensionamiento civil requerido. Debido a estas consideraciones, la alternativa 1 es la segunda opción posible, pero no tan conveniente.

Por último, la alternativa ESP + Estación tiene la menor valoración en los criterios de producción de gas e impacto ambiental principalmente porque el gas no es aprovechado y porque el criterio de impacto ambiental considera la contaminación debido al gas quemado y la deforestación de una mayor área. También, a pesar de que la alternativa 2 y 3 tiene el mismo riesgo de falla de las ESP (mismas condiciones de operación), recibe una menor valoración que la alternativa 3 en mantenimiento, debido a que cuenta con mayor cantidad de equipos en superficie. Por lo tanto, la alternativa 2 es la que menor prioridad de selección tiene.

3.6. Eficiencia Energética (Modelo Tecno-Económico)

El resultado del análisis de la potencia requerida vs presión requerida de las estrategias de producción 1 y 3, para el campo Johana Este se encuentra en la figura 34. Al poseer esta información la compañía puede usarla como un criterio técnico de selección entre ESP o ESP+MPP, en base al WHP que se espera tener en nuevos campos.

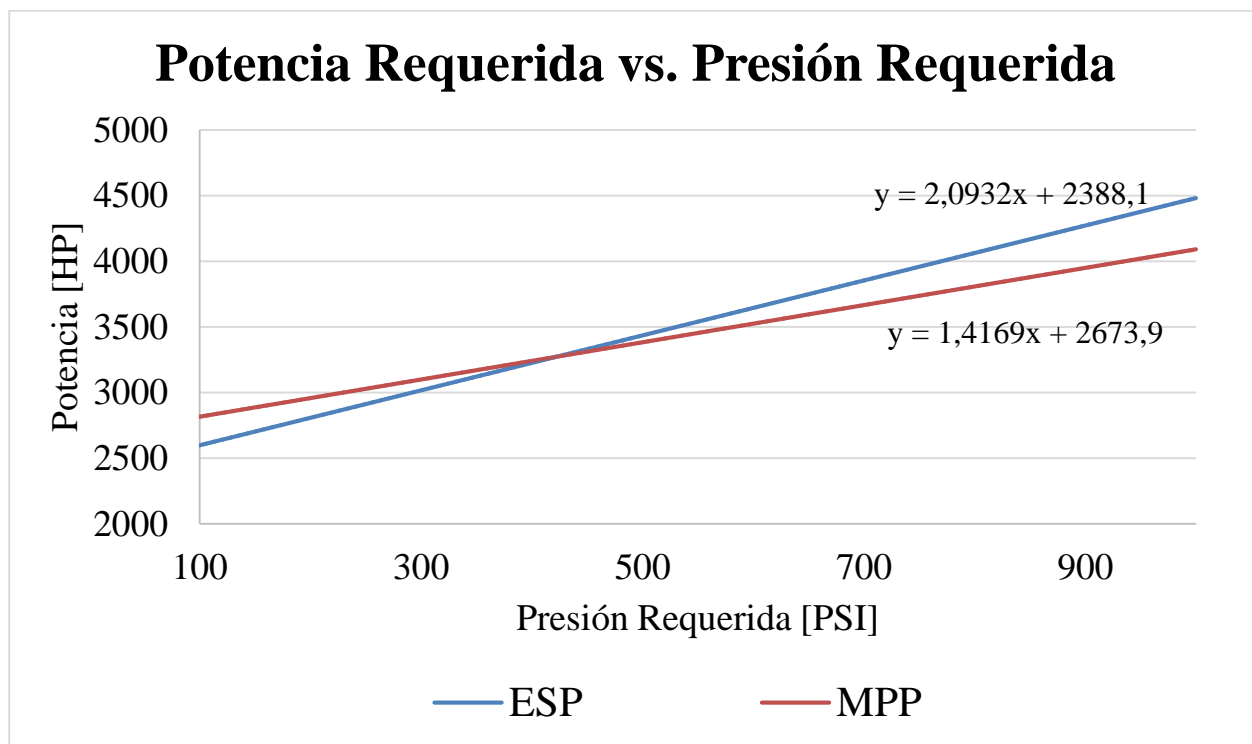


Figura 34. Modelo técnico del consumo energético

Además, en la figura 35, se realizó una conversión de los HP a términos económicos con un factor de 0.12\$/kWh, que corresponde a un costo referencial de energía para la compañía y les servirá como un criterio económico de selección. Cabe destacar que, los puntos de intersección entre líneas son iguales a los de la figura 34.

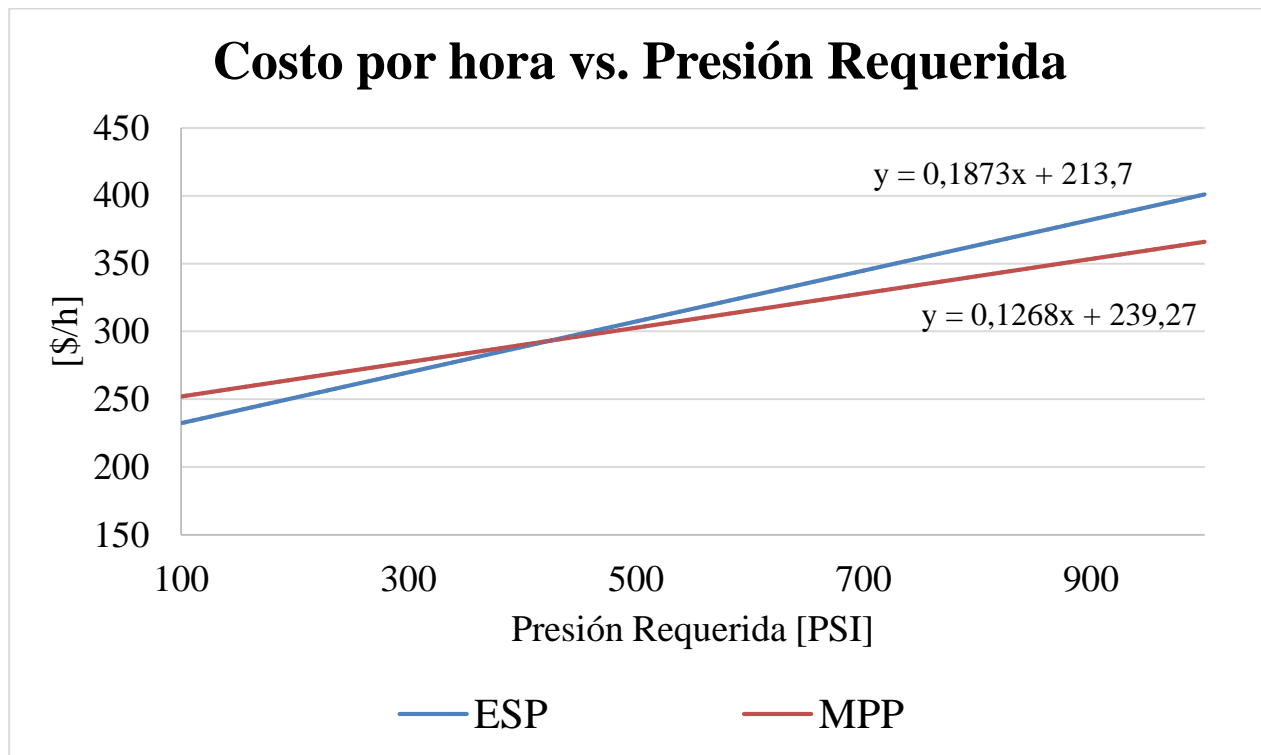


Figura 35. Modelo económico del consumo energético

También, se obtuvo el ahorro de la compañía debido a la implementación de MPP, en términos de potencia y de costo por hora de producción, véase la tabla 18.

Tabla 18. Condiciones de análisis ahorro implementación MPP

Análisis Antes y Después				
WHP [psi]	ESP		MPP	
	[HP]	\$/h	[HP]	\$/h
500	3434,7	307,35	3382,35	302,67
Ahorro	52,35 [HP]			
	4,68 [\$/h]			

Además, se obtuvo los factores y ecuaciones de tendencias de las MPP en demanda de potencia a distintos volúmenes de producción, para cada WHP, véase tabla 19. Con estos factores se obtuvo las ecuaciones que representan las tendencias de las figuras 36 y 37.

Tabla 19. Factores de tendencias y ecuaciones de la demanda de potencia de las MPP

Tendencias MPP		
WHP	Factor [HP/BFPD]	Ecuación
230	0,067	$y = 0,067x$
460	0,073	$y = 0,073x$
700	0,082	$y = 0,082x$

En caso de que la estrategia de producción mediante MPP haya sido escogida, en base a los criterios de selección energéticos presentados anteriormente en esta sección, las tendencias presentadas en las figuras 36 y 37 servirán a la compañía como referencia técnica y económica del consumo energético, para distintos volúmenes de producción y presiones requeridas. Cabe destacar que, a la figura 37 se le añadió el factor de costo referencial de energía de la compañía (0.12\$/kWh) de manera que se tenga la representación económica. Además, hay que tomar en cuenta que las tendencias de la figura 36 y 37 son iguales, la única diferencia radica en el factor económico que se incorporó en la figura 37.

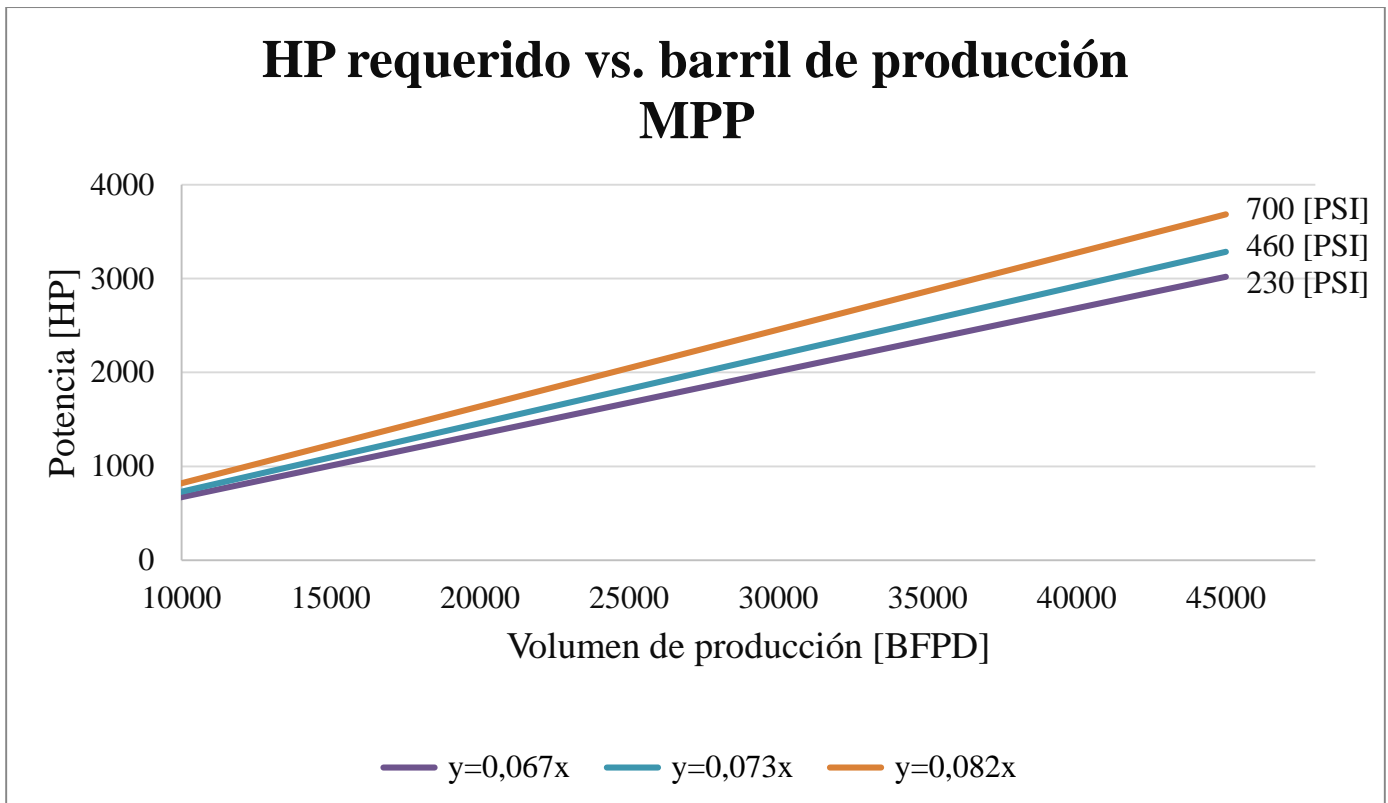


Figura 36. Modelo técnico de producción de las MPP a distintos volúmenes y presiones

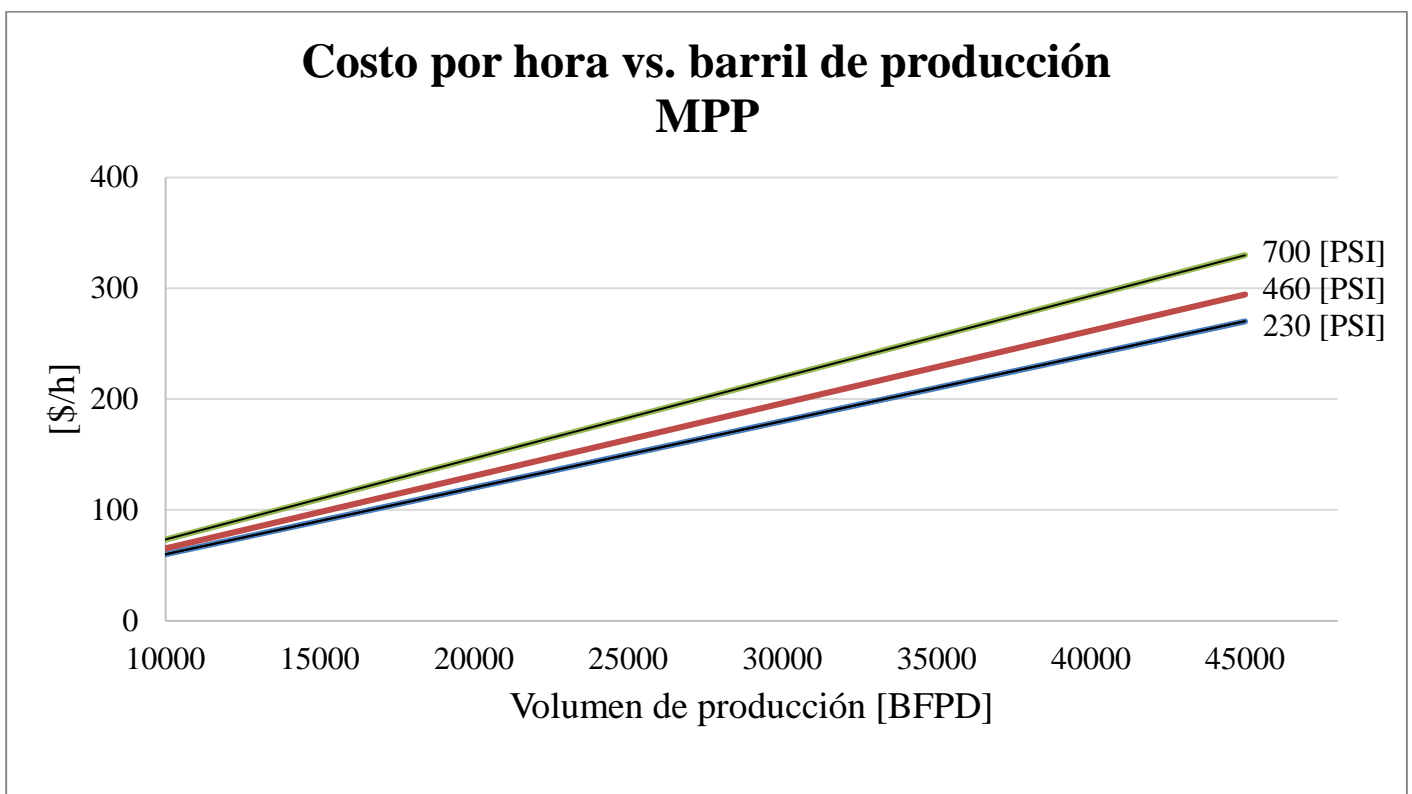


Figura 37. Modelo técnico de producción de las MPP a distintos volúmenes y presiones

3.7. Costo de Inversión y Costo Operativo (Modelo Económico)

La tabla 20 refleja los valores de inversión inicial entre alternativas donde la más barata es la alternativa del método tradicional y la que le sigue es la que cuenta con bombas MPP, ya que la más costosa es la que contiene la estación de separación intermedia. En la tabla 21 se encuentra reflejado el ahorro de inversión inicial de la alternativa 1 frente a la 2 y 3 debido a los equipos adicionales de la estación intermedia y de las MPP. También, en la tabla 21 se ve el ahorro entre implementar la plataforma tradicional + MPP frente a la estación intermedia de separación.

Tabla 20. Inversiones de equipamiento para la producción del campo Johanna Este

INVERSIÓN DE EQUIPAMIENTO DE ALTERNATIVAS			
CONSTRUCCIÓN, EQUIPAMIENTO Y LOGÍSTICA	ESP	ESTACIÓN	MPP
INGENIERÍA	\$133.774,96	\$133.774,96	\$133.774,96
COMIDA (CAVES)	\$11.312,28	\$11.312,28	\$11.312,28
CIVIL (ANTENNA)	\$932.386,00	\$932.386,00	\$932.386,00
MATERIALES MECÁNICOS	\$1.243.906,84	\$1.243.906,84	\$1.243.906,84
MATERIALES ELECTRICOS	\$655.747,29	\$655.747,29	\$655.747,29
MATERIALES DE INSTRUMENTACIÓN	\$615.850,09	\$615.850,09	\$615.850,09
EQUIPOS (MPP)	\$0,00	\$0,00	\$1.944.720,00
SERVICIOS (CIVILES, MECÁNICOS, E&I)	\$2.088.873,00	\$2.088.873,00	\$2.088.873,00
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	\$0,00	\$16.875.290,79	\$0,00
TOTAL	\$5.681.850,45	\$22.557.141,24	\$7.626.570,45

Tabla 21. Diferencias de precio entre alternativas

COMPARACIÓN ENTRE ALTERNATIVAS (AHORRO)		
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 3
ALTERNATIVA 2	\$16.875.290,79	\$14.930.570,79
ALTERNATIVA 3	\$1.944.720,00	-

Por otra parte, la figura 38 demuestra de manera gráfica como el costo de inversión inicial, operativo (renta y mantenimiento), social (CO₂) y energético se incrementan en el tiempo para cada alternativa. En la tabla 22 se presentan las condiciones reales de consumo energético que se añadieron al modelo económico.

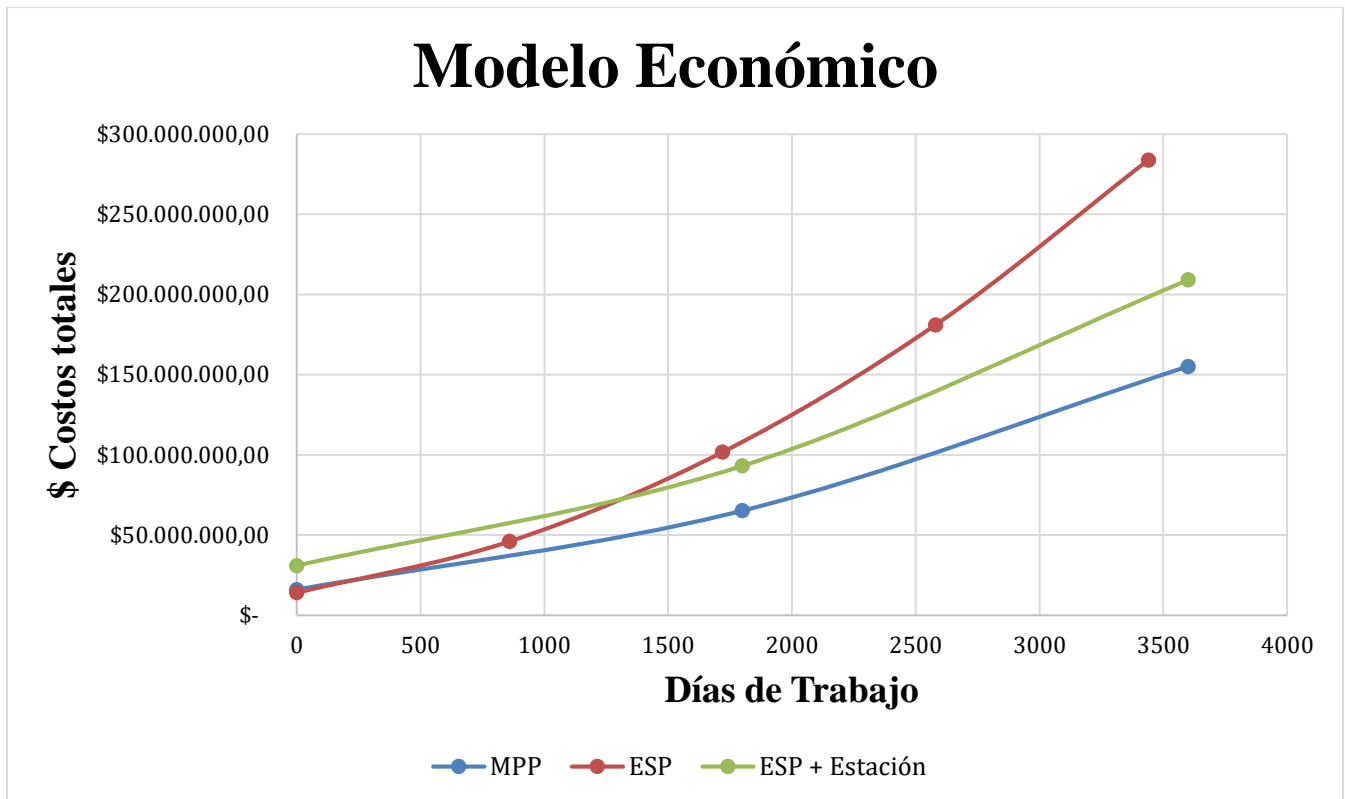


Figura 38. Modelo económico de Johanna Este

Tabla 22. Condiciones reales de las estrategias de producción para el modelo económico

Condiciones Reales		
500 [PSI]		300 [PSI]
ESP [\$/h]	MPP [\$/h]	CP [\$/h]
307,35	302,67	261,96

En la tabla 22 se puede apreciar que las condiciones reales de presión utilizadas para el modelo económico son distintas. Esto se debe a que la alternativa 2 (CP) maneja un fluido bifásico, lo que disminuye la presión requerida a 300 psi, en vez de 500 psi (fluido trifásico) que maneja la alternativa 1 y 3.

4 DISCUSIONES

La producción de petróleo y gas es bastante dinámica debido a que las condiciones de los pozos y reservorios varían bastante a lo largo del tiempo. Esto implica que, para el análisis presentado fue necesario determinar ciertas suposiciones de manera que el estudio sea realizable. Por un lado, se tuvo que considerar un determinado periodo de tiempo donde se tomaron en cuenta las condiciones y capacidades de producción del campo. Específicamente, se tomaron las condiciones actuales (WHP, GVF, BFPD, entre otros) ya que están asociadas a una cantidad de producción significativa para ANDES. Por esta cantidad de producción, el estudio relacionado a la aplicación de MPP adquiere mayor relevancia debido a los principios de funcionamiento de las bombas, es decir, bombeo por cavidad progresiva. Otro aspecto importante es considerar las estrategias de producción disponibles de la compañía y sus respectivas implicaciones. De manera que se pueda realizar un análisis comparativo que tenga relevancia. Entre estas implicaciones es de vital importancia la infraestructura y recursos aprovechables para la producción, procesamiento y envío de crudo.

Mediante el estudio se puede evidenciar los beneficios de la implementación de MPP señalados por la empresa NETZSCH. Esto implica que la aplicación de bombas multifásicas es una estrategia de producción viable bajo ciertos escenarios, los cuales coincidieron con las condiciones de producción del campo Johanna Este. Entre estos, los más relevantes son el bombeo a largas distancias con topografía variable y alto contenido de gas tomando en cuenta, como estrategia operativa, centralizar la producción del campo a las plataformas donde existan MPP. Debido a estas condiciones resulta factible aprovechar el gas extraído ya que su cantidad representa un aporte significativo a la demanda energética de todo el bloque (16.5%).

Además, al aprovechar el gas para generación de energía, se obtiene un ahorro económico anual por costo social de CO₂ (quema de gas directa al ambiente) de \$3'000,000;

ahorro que se obtiene mediante las estrategias de producción con ESP (alternativa 1) y con ESP+MPP (alternativa 3), mas no con la estación intermedia (alternativa 2). También, se evidenció que tanto al tener únicamente ESP como al haber implementado las MPP, la utilización de espacio fue exactamente igual (2.4 ha). Sin embargo, gracias al análisis se puede observar que, en caso de haber optado por la estrategia de producción con estación intermedia, se hubiese utilizado aproximadamente 1 ha más, total (3.4 ha), lo que implica un mayor impacto ambiental. Cabe mencionar que, como fue sugerido por NETZSCH, las MPPs brindan adicionalmente flexibilidad a las operaciones y estrategias de producción de la compañía, debido a que no existe complejidad en ser removidas y trasladadas a nuevas plataformas, a diferencia de las bombas ESP. Además, como es el caso de la plataforma TNW3 la implementación de las MPP puede acarrear beneficios extras como la centralización de la producción, de manera que la capacidad de la bomba de manejo de fluido (caudal) sea aprovechado. Por último, estos factores pueden ser considerados en la decisión de que la alternativa 3 es la más flexible.

Por otra parte, la implementación de MPP ha ayudado a mitigar los riesgos involucrados en la operación de bombas ESP con presiones en cabeza de pozo demasiado elevadas, el cual es el agente principal de falla debido a fatiga y un alto consumo energético de las ESP. Al reducir las presiones de cabeza de pozo se alarga su tiempo de vida útil, aproximadamente 1000 días. Esto representa un beneficio económico bastante significativo en el tiempo ya que, el costo de un work-over es aproximadamente \$200.000 y se tiene 42 pozos en el campo (ahorro de \$8'400.000 cada 1000 días). Otra manera de mitigar estos riesgos implicaría la implementación de una estación de separación intermedia que se traduce a una mayor cantidad de equipos adicionales que la estrategia con MPP, lo cual involucra un costo de inversión mucho mayor. Además del costo de todo el mantenimiento que se requeriría, los cuales no

fueron incluidos en este análisis. Cabe recalcar que, incluso sin incorporar los costos de mantenimiento de la estación intermedia, la estrategia con MPP resulta más rentable.

La evolución del diseño de las MPP resultó prometedora ya que, en sus principios, su principal problema era el daño de sus componentes, entre estos el más destacable es el elastómero del estator, específicamente en las últimas etapas. Debido al diseño inicial, se hubiera tenido un gasto operativo de aproximadamente \$123 mil al año. Sin embargo, debido al rediseño se obtuvo un beneficio económico, tal como fue esperado. Esto representa un ahorro en mantenimientos de MPP de aproximadamente \$105 mil al año. Este ahorro fue el resultado de segmentar el estator en 4, lo cual causa un desgaste aislado en las últimas etapas manteniendo la integridad de las primeras, de manera que, al necesitar un reemplazo, solo sea necesario cambiar un segmento y no la totalidad del estator. Por último, el cambio de material, el rediseño del estator y del sistema de distribución y acondicionamiento del fluido incidieron positivamente en el incremento de la vida útil del elastómero (160 días), lo cual también incide en el ahorro económico evidenciado en el tiempo.

En base a estos resultados obtenidos se pudo realizar una comparativa resumida mediante el método de criterios ponderados. Con esta herramienta se pudo apreciar que, la alternativa 3 (ESP+MPP) fue la que mayor valor obtuvo, lo que quiere decir que cualitativa y cuantitativamente, en base a los criterios establecidos en este análisis, es la mejor opción. Estos criterios fueron seleccionados por la compañía, la cual también designó sus respectivos pesos. Sin embargo, cabe recalcar que al tomar en cuenta otros parámetros como, por ejemplo, el ahorro energético, puede que la implementación de MPP no sea la que mayor puntaje obtenga ya que con una estación intermedia (alternativa 2), al manejar fluido bifásico e incluso el gas por separado, es probable que tenga mayor eficiencia energética. Otro parámetro relevante es

la cantidad de gas presente en el campo para el estudio ya que, al considerar un bajo contenido de gas, los problemas suscitados en las ESP se reducirían drásticamente.

Cabe recalcar también que, en cuanto al impacto ambiental debido a la deforestación se debe tomar en cuenta que, en las zonas de producción de petróleo del bloque Tarapoa, también existe un impacto causado por la población nativa que se encuentra aledaña a las facilidades de la empresa. De esta manera, el alcance del estudio involucra únicamente factores directamente relacionados a las operaciones llevadas a cabo por la compañía y tomando en cuenta sus prioridades para, en base a eso, plantear correctamente las consideraciones y suposiciones necesarias para el estudio y el desarrollo de un criterio de selección para las estrategias de producción disponibles.

Por otra parte, el modelo tecno-económico incluye el análisis de la potencia requerida vs presión requerida de las estrategias de producción 1 y 3, para el campo Johana Este (figura 34). En estos resultados se excluyó la alternativa 2, ya que no es comparable con las otras estrategias debido a que maneja fluido bifásico lo cual cambia completamente los requerimientos presión. En la figura 34 se puede apreciar que las ESP son la mejor opción al encontrarse en un rango de hasta 450 [psi]. Una vez superado el rango mencionado anteriormente, las MPP se vuelven la mejor opción al requerir una menor potencia a mayores presiones. Adicionalmente, se puede ver que, al haber implementado las MPP, si se redujo el consumo de energía de la compañía ya que antes, las ESP se encontraban operando sobre los 450 [psi] de WHP. De esta manera, la compañía puede utilizar este modelo técnico para determinar si es que es factible, en términos de eficiencia energética, implementar bombas multifásicas o solo producir directamente con las ESP. Además, con este mismo modelo se puede obtener un estimado del ahorro económico debido a la eficiencia energética. En caso de que, con el modelo tecno-económico se decida implementar las MPP, la figura 36 y 37

permitirá obtener estimaciones de la potencia requerida y el costo por hora de producción de campos a distintos volúmenes de producción y requerimientos de presión.

Como resultado, al realizar el análisis económico global se obtuvo un modelo económico que involucra las tres alternativas presentadas en este estudio. Si bien la alternativa 1 presenta un ahorro en inversión inicial frente a las otras alternativas, a lo largo del tiempo resulta ser la alternativa más costosa. Por un lado, con la alternativa 1 se tiene un ahorro en inversión inicial de \$17'000.000 frente a la 2 y de \$2'000.000 frente a la 3. Sin embargo, a medida que se incorporan los costos en el tiempo se puede apreciar que, a los 250 días aproximadamente, la alternativa 3 resulta más rentable y a los 1350 días, la alternativa 1 se vuelve la más costosa de todas, es decir la alternativa 2 resulta más rentable que la 1. Por otro lado, al comparar la totalidad de costos en el tiempo entre la alternativa 2 y 3, podemos ver que en términos de inversión inicial y en conjunto con los costos totales en el tiempo, la alternativa 3 siempre va a ser la más rentable. De esta manera, la compañía puede determinar que opción es más conveniente en el tiempo en términos de costos totales (inversión, operativo, social y energético) para la realización de nuevos proyectos y ajustar sus antiguas estrategias de producción en caso de que fuese necesario.

Por último, se busca seleccionar la mejor estrategia de producción en base a las suposiciones y condiciones establecidas, además de un modelo de selección basado en el campo Johanna Este que sirva como guía para nuevos campos. De esta manera los resultados obtenidos han sido satisfactorios. Por un lado, el estudio ha logrado abarcar las prioridades de la compañía y se ha demostrado la aplicabilidad y rentabilidad de las MPP como estrategia de producción en el tiempo. Por otro lado, se obtuvo un modelo tecno-económico del consumo energético y un modelo económico global que aportan a la compañía como herramientas de selección para sus estrategias de producción. El estudio es de gran relevancia no solamente

para ANDES PETROLEUM y NETZSCH sino también para la fase de producción de la industria petrolera. Al no encontrarse estudios que comparen las distintas estrategias de producción mencionadas en este análisis, resulta imposible compararlo con publicaciones previas. Por el contrario, es un aporte inicial para la industria y campo investigativo en el Ecuador.

5 CONCLUSIONES

En conclusión, con este estudio se pudo apreciar la relevancia y el impacto tan significativo que tiene seleccionar adecuadamente una estrategia de producción correcta con los debidos criterios de selección. En definitiva, la decisión incorrecta puede traducirse en costos muy elevados a lo largo del tiempo para la compañía. Si bien en corto tiempo no existe gran diferencia entre estrategias, después de un par de años la acumulación de costos puede causar pérdidas económicas significativas. Esto es así, pues tomar en cuenta los costos totales involucra considerar distintos gastos como: inversión inicial, costo operativo (renta y mantenimiento), costo social y costo energético. De esta manera se puede apreciar que, en el tiempo, la estrategia de menor costo es la de bombas multifásicas. Esto considerando las condiciones específicas y reales del campo Johanna Este, en la actualidad. Entre estas, un alto contenido de gas, largas distancias de bombeo y topografía variable; problemáticas principales del estudio.

De manera técnica, bajo el análisis de criterios ponderados que incorpora: aprovechamiento de gas, impacto ambiental, mantenimiento y flexibilidad; las bombas multifásicas resultan ser la opción de mayor prioridad. Primeramente, se evidencia que la implementación de bombas multifásicas aportaría en forma de gas producido con un 16.5% de potencia requerida en todo el bloque Tarapoa. Además, se tiene un ahorro de \$3'000.000 anuales por costo social (CO₂). En cuanto a mantenimiento, se evidencia un ahorro de \$13'000.000 a los 10 años de operación frente al método tradicional (ESP). Adicionalmente, los problemas de diseño y durabilidad que han surgido con las bombas MPP en la compañía no han sido de gran relevancia en comparación al ahorro que se ha obtenido.

Adicionalmente, se puede notar que bajo la presión requerida por al campo Johanna Este (500 PSI), existe un ahorro de \$4.68 por hora de operación (\$112/día) y que en el caso de

que la presión requerida sea mayor, el ahorro incrementa, lo que confirma que, a WHP elevados resulta conveniente implementar MPP. De esta manera, con el modelo tecno-económico presentado, la compañía tiene un criterio de selección en términos de consumo energético y costo por hora de operación vs presión requerida, para aplicarla en nuevos campos o incluso modificar su estrategia de producción en campos ya desarrollados. Por otra parte, el modelo económico desarrollado engloba todos los componentes económicos del estudio de manera que, la compañía pueda tomar una decisión en cuanto a la mejor estrategia de producción, en base al tiempo de vida de un proyecto. Para el caso de Johanna Este, se pudo evidenciar que, en menos de 1 año de producción, la opción más rentable es la de bombas multifásicas (250 días). Para concluir con el estudio se evidencia que a los 10 años de operación esto representa un ahorro de \$50'000.000 de dólares frente a la alternativa de estación intermedia y de aproximadamente \$150'000.000 frente al método tradicional.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Almeida, A. (2006). Fases e impactos de la actividad petrolera. En: Manuales de Monitoreo Ambiental Comunitario. Acción Ecológica. Quito
- Amarzguioui, M. Jacobsen, P.C. (2014). Efficient and Flexible Crude Oil processing technology for Oil Separation facilities. Wärtsilä Oil & Gas Systems AS.
- ANDES PETROLEUM. (2019). Información de Operaciones e implementación MPP. Facilidades.
- Bagci, S., Kece, M. y Nava, J. (2010). Challenges of Using Electrical Submersible Pump (ESP) in High Free Gas Applications. SPE International.
- Baker Hughes. (2009). Centrifugal Submersible Pump Handbook. Ed. 9
- Baker Hughes. (2019). Simulaciones de Operación Bombas ESP a Distintos WHP.
- Bravo, E. (2007). LOS IMPACTOS DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN ECOSISTEMAS TROPICALES Y LA BIODIVERSIDAD. INREDH.
- Brill, J. Mukherjee, H. (1999). Multiphase Flow in Wells. Society of Petroleum Engineers.
- Cabral, L. (2019). Ventajas bombas de cavidad progresiva NEMO NM125SY08S28Z NETZSCH.
- Caudle, B. y McLeroy, P. (2019). Petroleum Production. ENCYCLOPAEDIA BRITANNICA.
- Devold, H. (2013). Oil and gas production handbook, an introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry. ABB. Edition 3.0, Oslo.
- Forsthoffer, B. (2005). Forsthoffer's Rotating Equipment Handbooks. Pump characteristics- positive displacement vs centrifugal (kinetic).

- Gil, P. (2015). Plataformas petrolíferas y procesos para la extracción del petróleo. Universidad de La Laguna. Escuela Politécnica Superior de Ingeniería.
- Guo, B. Liu, X. Tan, X. (2017). Petroleum Production Engineering. 2 ed. Elsevier Science and Technology Books.
- Hua, G., Falcone, G., Teodoriu, C. y Morrison, G. (2012). Comparison of Multiphase Pumping Technologies for Subsea and Downhole Applications. Recuperado el 03 de septiembre de 2019 de <https://doi.org/10.2118/146784-PA>
- Kay, E. (1976). The effectiveness of preventive maintenance. School of Production Studies, Cranfield Institute of Technology, Bedford, England. Vol. 14.
- Ministerio del Ambiente. (2010). Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas.
- Ministerio de Energía y Minas. (2004). Reglamento para El Transporte de Crudo por El Sote. Acuerdo Ministerial 14.
- Munson, Bruce R., Young, Donald F., Okiishi, Theodore H., Huebsch, Wade W. (2013). Fundamentals of Fluid Mechanics, Sixth Edition
- NETZSCH. (2019). Imágenes diseño estator 299 vs. 332.
- Rai, R. Sharma, P.K. Mukerjee, R.K. (1991). Multiphase Long-Distance Pipeline Transportation: An Emerging Technology for Offshore Production. Society of Petroleum Engineers.
- Ramírez, G., y Emigdio, A. (2014). LA QUEMA DE GAS ASOCIADO A LA EXTRACCIÓN DE CRUDO Y SU IMPACTO AMBIENTAL. Universidad Nacional Autónoma de México.

- Saveth, K.J. Klein, S.T. Robbins & Myers Inc. The Progressing Cavity: Principle and Capabilities. Society of Petroleum Engineers.
- Schlumberger. (2019). Simulaciones de Operación Bombas ESP a Distintos WHP.
- Takacs, G. (2018). Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations, and Maintenance. Elsevier. Second Edition.
- Than, K. (2015). Estimated social cost of climate change not accurate, Stanford scientists say. *Stanford Report*, (Jan 12). Obtenido el 18 de noviembre de 2019 de <https://news.stanford.edu/news/2015/january/emissions-social-costs-011215.html>
- Watkins, C. (2017). HYDROCARBON AND CO2 EMISSIONS FROM OIL AND GAS PRODUCTION WELL PAD SOILS COMPARATIVE TO BACKGROUND SOIL EMISSIONS IN EASTERN UTAH. UTAH STATE UNIVERSITY. pp. 34-37.
- Zhou, J. Liang, G. Deng, T. Gong, J. (2017). Route Optimization of Pipeline in Gas-Liquid Two-Phase Flow Based on Genetic Algorithm. International Journal of Chemical Engineering.

ANEXO A: EQUIPAMIENTO TOTAL PLATAFORMA

INVESTMENT PAD								
Or Ty	Order Number	Line Number	Short Item No	Full Item Description	UM	Order Quan	Unit Cost	Total
AO	53579	10	400000		\$	1	253,95	253,95
AO	54288	18	400000		\$	1	349,29	349,29
AO	54593	8	400000		\$	1	667,08	667,08
AO	55000	10	400000		\$	1	740,74	740,74
AO	55304	10	400000		\$	1	758,04	758,04
AO	55941	10	400000		\$	1	19,52	19,52
AO	56596	6	400000		\$	1	39,45	39,45
						CAVES	TOTAL	2828,07
AO	53166	1	400000		\$	1	14583,46	14583,46
AO	53469	1	400000		\$	1	165	165
AO	53471	1	400000		\$	1	3298,26	3298,26
AO	53473	1	400000		\$	1	6097,64	6097,64
AO	54210	1	400000		\$	1	5359,26	5359,26
AO	54468	1	400000		\$	1	3940,12	3940,12
						PIL	TOTAL	33443,74
AO	54026	1	400000		\$	1	11186,73	11186,73
AO	54351	1	400000		\$	1	31210,24	31210,24
AO	54568	1	400000		\$	1	33697,26	33697,26
AO	55030	1	400000		\$	1	73746,28	73746,28
AO	55214	1	400000		\$	1	29888,39	29888,39
AO	55520	1	400000		\$	1	29888,39	29888,39
AO	58064	1	400000		\$	1	35163,53	35163,53
AO	54568	2	400000		\$	1	2295,88	2295,88
AO	55030	2	400000		\$	1	11791,03	11791,03
AO	55214	2	400000		\$	1	23110,97	23110,97
AO	55520	2	400000		\$	1	6012,53	6012,53
AO	58064	2	400000		\$	1	9252,26	9252,26
AO	55030	3	400000		\$	1	8743,49	8743,49
AO	55214	3	400000		\$	1	6752,39	6752,39
AO	55520	3	400000		\$	1	3407,56	3407,56
AO	58064	3	400000		\$	1	6190,32	6190,32
AO	54026	2	400000		\$	1	9098,21	9098,21
AO	54351	2	400000		\$	1	10409,43	10409,43
AO	54568	3	400000		\$	1	49348,19	49348,19
AO	55030	4	400000		\$	1	87207,97	87207,97
AO	55214	4	400000		\$	1	14084,67	14084,67
AO	55520	4	400000		\$	1	4501,14	4501,14
AO	58064	4	400000		\$	1	25231,39	25231,39
						PEC	TOTAL	522218,25

OL	212972	3	57288	Torres de comunicaciones, cimentación y cerramiento en plataforma Tarapoa North West 2	EA	1	217086,5	217086,5
OL	212972	1	346024	Estudio de suelos en la plataforma Tarapoa North West 2 (TNW2) del bloque Tarapoa	EA	1	4423,18	4423,18
OL	212972	2	346024	Diseño estructural de una torre de telecomunicaciones auto soportada para la plataforma TNW2	EA	1	9084,71	9084,71
OL	212972	4	346024	Preparación y entrega del dossier de calidad que incluye documentación as-builf, reportes de calidad	EA	1	2502,11	2502,11
						TORRE	TOTAL	233096,5
MR	779163	1	57211	ANGLE:2" X 2" WD,1/4" THK,88.5" LG,MATL.SA-36,F/ELECTROMAX ELECTROSTATIC HORIZONTAL CRUDE	EA	4	256,026	1024,104
MR	780657	1	89148	BODY,CONDUIT OUTLET:1" HUB,TYPE LR,FORM 7,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CONDUIT,	EA	1	8,9856	8,9856
MR	773862	5	16407	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LL,FORM 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CONDUIT,	EA	3	6,4219	19,2657
MR	774993	3	16407	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LL,FORM 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CONDUIT,	EA	3	6,4219	19,2657
MR	779101	1	29250	CLAMP,PIPE/CONDUIT:1" RIGID,GALV,	EA	20	0,8573	17,146
MR	774848	3	517990	CLAMP,PIPE/CONDUIT:1-HOLE,1",ELECTRO GALV STEEL,	EA	10	2,828	28,28
MR	780702	1	16222	CLAMP,PIPE/CONDUIT:CONDUIT TOSTRUT,1" RIGID CONDUIT,1-1/4" EMT CONDUIT,GALV STEEL,"STEEL C	EA	30	1,2516	37,548
MR	781072	3	16215	CLAMP,PIPE/CONDUIT:T,1-1/4",	EA	10	0,3936	3,936
MR	774993	4	15946	CONDUIT:RIGID,2",10' LG,PVC,CSA APPROVED	EA	2	10,07	20,14
MR	774993	2	15942	CONDUIT:RIGID,3/4",10' LG,PVC,CSA APPROVED	EA	6	2,2291	13,3746
MR	773862	8	16303	CONNECTOR,ELEC POST:2 AWGCOND,SERVI-POST	EA	6	14,3721	86,2326
MR	773862	4	16682	COVER,CND OTLT BDY:BLANK DOMED2",MARK 9,SHEET ALUMINUM	EA	1	8,3925	8,3925
MR	774993	1	29094	ELBOW:2",RIGID PVC,90 DEG,CSA APPROVED	EA	3	14,7467	44,2401
MR	781072	1	16369	FITTING,CONDUIT SEAL:1" HUB,MALE & FEMALE THD,VERTICAL OR HORIZONTAL POSITION,FERALOY IRC	EA	2	21,0229	42,0458
MR	779214	1	16367	FITTING,CONDUIT SEAL:1/2" HUB,MALE & FEMALE THD,VERTICAL ORHORIZONTAL POSITION,FERALOY IR	EA	4	10,3445	41,378
MR	773862	3	16695	GASKET,CND OTLT BDY:2",FORM 9,NEOPRENE	EA	1	0,9827	0,9827
MR	774847	1	22633	GAUGE,PRESS:0-1500PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPHENOLIC CASE,316 SS TUBE,316 SS,LOW	EA	2	176,75	353,5
MR	773862	6	16480	HUB,CONDUIT:2-1/2",ZINC,	EA	14	15,3207	214,4898
MR	774848	1	16480	HUB,CONDUIT:2-1/2",ZINC,	EA	6	72,72	436,32
MR	773862	7	16498	HUB,CONDUIT:MYERS,2" ZINC,THREADED, NATURAL ZAMAK 2/3 ZINC (BODY/NUT), NITRILE (O-RING GA	EA	2	14,212	28,424
MR	773861	1	524189	MOLD,THERMAL WELD:CABLE TO TOP OF GROUND BAR,GT,5/8" COOPER BONDED ROD RUN TO 2/0 CON	EA	1	221,5082	221,5082
MR	781072	6	20968	NIPPLE,CND:RIGID CLOSE,1/2",ALUM,THD	EA	5	0,776	3,88
MR	781072	2	21019	NIPPLE,CND:RIGID,1",2-1/2" LG,ALUM,THD	EA	1	4,7683	4,7683
MR	779264	1	88694	NUT:3/8"DIA,NC,HEX,CS,GALVANIZED	EA	28	0,0718	2,0104
MR	777703	1	22496	PIPE,:2",6M LG,SOCKET ENDS,PVC,HD	EA	3	32,9509	98,8527
MR	779101	2	90016	REDUCER,CONDUIT:RIGID,3" X2-1/2",THD,ALUMINUM	EA	1	21,98	21,98
MR	773862	1	20241	ROD,GROUND:5/8" DIA,10 FT. LG,COPPER-BONDED STEEL,POINTED,ERICO "ERITECH" P/N 615800 OR EC	EA	3	24,4725	73,4175
MR	779266	1	89172	ROD,THREADED:GALV,3/8" DIA,8' LG,	EA	5	3,2694	16,347
MR	774848	2	22737	SWITCH,PRESSURE:1/2" NPT,18-150 PSIG RANGE,SPDT,EXP PROOF ENCLOSURE,PROOF(TEST) PRESS: 2	EA	8	248,6	1988,8
MR	773862	2	95266	SWITCH,SELECTOR:15 AMP,120/277 V/AC,COLOR WHITE,SINGLE-POLE	EA	1	6,6117	6,6117
MR	781072	5	56327	UNION,CONDUIT:THICKWALL,1/2",MALE THD,ALUMINUM	EA	2	8,0356	16,0712
MR	773862	9	89144	WASHER,LOCK:3/8" NOM,GALVSTEEL	EA	100	0,0862	8,62
MR	781072	4	52315	FITTING,CONDUIT SEAL:1/2" HUB, MALE & FEMALE THD,VERTICAL OR	EA	4	11,2172	44,8688
OL	213088	14	856458	BEAM,STRUCTURAL:CHANNEL TYPE "C",100X50X6MMX6MT (4"X2"X1/4"X20 FT) LG,STEEL ASTM A36,	EA	5	64,95	324,75

OL	213215	9	856458	BEAM,STRUCTURAL:CHANNEL TYPE "C",100X50X6MMX6MT (4"X2"X1/4"X20 FT) LG,STEEL ASTM A36,	EA	1	135,62	135,62
OL	213158	12	16414	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LR,FORM MARK 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CON	EA	3	12	36
OL	213158	22	791656	BOLT, :SILICON BRONZE,1/2" DIA,2" LG,HEX HD,DURIUM,	EA	50	7,3	365
OL	213088	15	851150	BOLT,:GALVANIZED,HEX HEAD BOLT, 1/4" X 3/4",	EA	4	0,07	0,28
OL	213132	7	851150	BOLT,:GALVANIZED,HEX HEAD BOLT, 1/4" X 3/4",	EA	4	0,07	0,28
OL	213088	26	852294	BOLT,ANCHOR:3/8" DIA,16 UNF-2A,1-1/2" THD LG,GALV STEEL,	EA	20	0,62	12,4
OL	213088	23	852291	BOLT,CARRIAGE:1/4" X 3/4", STAINLESS STEEL, AISI 304,	EA	100	0,31	31
OL	213158	6	856505	BOX,ELECTRICAL:WEATHERPROOF,SINGLE GANG,1 HOLES,RECTANGULAR,3/4" KNOCKOUTS,	EA	1	7,6	7,6
OL	213158	5	856504	BOX,ELECTRICAL:WEATHERPROOF,SINGLE GANG,3 HOLES,RECTANGULAR,3/4" KNOCKOUTS,	EA	2	8,9	17,8
OL	213088	12	852322	BRACKET, :POLE LINE LIGHTING FIXTURE MOUNTING,STEEL GALVANIZED,FOR THREE LUMINAIRES, 120	EA	1	105,26	105,26
OL	213240	9	666595	BUSHING, :INSULATION,3/4" COOPER,RATED PLASTIC THROAT LINER,	EA	4	4,95	19,8
OL	213088	17	16475	CHANNEL,:DOUBLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL,(B-LINESYSTEMS P/N B22AHD)	FT	10	3,274	32,74
OL	213088	16	16474	CHANNEL,:SIMPLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL	FT	10	1,842	18,42
OL	213132	8	16474	CHANNEL,:SIMPLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL	FT	20	1,842	36,84
OL	213088	18	212801	CLAMP,:HOLD DOWN,3/8",ALUMINUM	EA	100	0,58	58
OL	213158	11	27067	CONDUIT, :RIGID,2",10" LG,ALUMINUM,THD X COUPLED,RAWELT TAL-50-R OR OTHER,NA,	EA	1	68	68
OL	213158	16	16183	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,1/2" HUB,0.600"-0.760" OAL OD,ALUMINUM,STAR TECK XP HAZAR	EA	2	48	96
OL	213240	2	16183	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,1/2" HUB,0.600"-0.760" OAL OD,ALUMINUM,STAR TECK XP HAZAR	EA	2	16,23	32,46
OL	213208	3	142103	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,3" HUB,2.265 TO 2.840,COMPRESSION,STRAIGHT DEG,ALUMINUM,	EA	2	610,39	1220,78
OL	213240	1	142103	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,3" HUB,2.265 TO 2.840,COMPRESSION,STRAIGHT DEG,ALUMINUM,	EA	2	141,23	282,46
OL	213158	15	16172	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:TECKCABLE,1/2" HUB,0.600"-0.985"OAL OD,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GR	EA	4	48	192
OL	213208	2	16178	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,2-1/2" HUB,2.265"-2.840"OAL OD,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUS	EA	14	411,08	5755,12
OL	213240	3	16178	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,2-1/2" HUB,2.265"-2.840"OAL OD,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUS	EA	6	85,68	514,08
OL	213208	4	16184	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.725"-0.885"OAL OD,TERMINATOR,EXP PROOF,W/LOCKNUT,GRO	EA	2	110,03	220,06
OL	213240	5	16184	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.725"-0.885"OAL OD,TERMINATOR,EXP PROOF,W/LOCKNUT,GRO	EA	2	58,76	117,52
OL	213158	14	16173	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.860"-1.205"OAL OD,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUSHI	EA	4	56	224
OL	213240	4	16173	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.860"-1.205"OAL OD,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUSHI	EA	2	20,59	41,18
OL	213240	6	16303	CONNECTOR,ELEC POST:2 AWGCOND,SERVI-POST	EA	8	41,1	328,8
OL	213158	21	29259	CONNECTOR,ELEC POST:2/AWG CABLE COND,1/2" X 3/4" POST,SERVI	EA	6	24	144
OL	213240	13	29259	CONNECTOR,ELEC POST:2/AWG CABLE COND,1/2" X 3/4" POST,SERVI	EA	6	25,7	154,2
OL	213158	20	29258	CONNECTOR,ELEC POST:500/500MCM COND,SERVIT	EA	8	29,8	238,4
OL	213158	19	591931	CONNECTOR,ELECTRICAL:TERMINAL,500 KCMIL COND,COPPER COMPRESSION LUG, 2 HOLE W/O INSPEC	EA	24	24	576
OL	213240	7	591931	CONNECTOR,ELECTRICAL:TERMINAL,500 KCMIL COND,COPPER COMPRESSION LUG, 2 HOLE W/O INSPEC	EA	12	14,07	168,84
OL	213158	4	856459	CONTROL, :STATION,600 VAC,START/STOP,3/4",RED/GREEN BUTTONS,HEAVY DUTY, SINGLE GANG,,	EA	2	340	680
OL	213240	14	856459	CONTROL, :STATION,600 VAC,START/STOP,3/4",RED/GREEN BUTTONS,HEAVY DUTY, SINGLE GANG,,	EA	2	303,45	606,9
OL	213158	8	856507	COVER,ELECTRICAL BOX:RECTANGULAR,ALUMINUM,USE, SINGLE GANG TOGGLE SWITCH , BOX MOUNT	EA	1	2,98	2,98
OL	213158	7	856506	COVER,ELECTRICAL BOX:RECTANGULAR,ALUMINUM,USE, SINGLE GANG DUPLEX RECEPTACLE COVER,	EA	2	2,98	5,96
OL	213088	9	16095	ELBOW,TRAY:VERT OUTSIDECABLE,12",24" RADIUS,ALUM,6"SIDE WALL,CSA CLASS E LOAD	EA	2	45,21	90,42
OL	213217	1	29094	ELBOW:2",RIGID PVC,90 DEG,CSA APPROVED	EA	2	6,8	13,6
OL	213158	13	16691	GASKET,CND OTLT BDY:3/4",FORM 9,NEOPRENE	EA	9	6	54
OL	213208	1	16366	HANGER,FIXTURE:PENDANT MOUNT,3/4",3/4" STEM,FERALOY IRONALLOY BODY	EA	2	352,95	705,9
OL	213158	17	16471	HUB,CONDUIT:1",ZINC,RMC (RIGID METAL CONDUIT), IMC (INTERMEDIATE METAL CONDUIT),	EA	2	16,5	33
OL	213158	18	16470	HUB,CONDUIT:3/4",ZINC,	EA	7	14	98
OL	213240	8	16470	HUB,CONDUIT:3/4",ZINC,	EA	2	7,4	14,8
OL	213121	1	479579	LAMP, :LED LUMEN 4850,150W,120-277 VAC, 50/60 HZ,NEC/CEC,CLASS 1 DIV. 2, TYPE 4X, IP66, POLYCA	EA	2	782,29	1564,58
OL	213121	2	346628	LAMP, :LED FLOODLIGHT LUMINAIRE,120 VAC, 50/60 HZ, TENONSLIPFITTER-KNUCLE MOUNTING BASE,SER	EA	3	1480,6	4441,8
OL	213158	2	662927	MATERIAL, :WELDING,45PLUSF20 LIGHT BLUE, TRADITIONAL WELDING CLEAR LID,	EA	10	5,8	58
OL	213158	1	591946	MATERIAL, :WELDING,90PLUSF20,GRAY,TRADITIONAL WELDING CLEAR LID,90,NA,	EA	30	9	270
OL	213240	15	591946	MATERIAL, :WELDING,90PLUSF20,GRAY,TRADITIONAL WELDING CLEAR LID,90,NA,	EA	8	16,97	135,76
OL	213240	11	523808	MOLD,THERMAL WELD:CABLE TO CABLE,HORIZONTAL TEE,2/0 CONCENTRIC RUN TO 2/0 CONCENTRIC TA	EA	2	153,95	307,9
OL	213240	12	524189	MOLD,THERMAL WELD:CABLE TO TOP OF GROUND BAR,GT,5/8" COOPER BONDED ROD RUN TO 2/0 CON	EA	1	153,95	153,95
OL	213240	10	231203	MOLD,THERMAL WELD:CABLE TOCABLE,HORIZONTAL TEE,2/0CONCENTRIC RUN TO 2/0 CONCENTRIC TA	EA	2	153,95	307,9
OL	213088	24	852292	NUT,HEX:1/4" DIA,SS,AISI 304,	EA	100	0,15	15
OL	213158	24	663134	NUT,HEX:3/8" DIA,BRONZE,	EA	24	1,9	45,6
OL	213158	25	16466	NUT:CHANNEL WITH SPRING,3/8" DIA,16 THREAD	EA	75	0,72	54
OL	213048	2	856456	PANEL,ELECTRICAL POWER:DISTRIBUTION,208/120 VAC,NEMA 4X, 18 CKT W/ PHOTOCCELL DP-LPA1, ACC	EA	1	2815	2815
OL	213048	1	856455	PANEL,LIGHTING:LIGHTING , 208/120 VAC, NEMA 1, 12 CKT DP-100, ACCORDING TO DWG 203-646-050	EA	1	145	145
OL	213059	1	856422	PANEL,POWER DISTRIBUTION:480 VAC, NEMA 3R, INCLUDES 4 BREAKERS OF 600 AMPERES / 65 KA SHC	EA	1	10357,9	10357,9
OL	213088	25	212793	PLATE,:UNION,6",ALUMINUM,FORLADDER CABLE TRAY	EA	8	7,6	60,8
OL	213215	10	29244	PLATE:CABLE TRAY CLOSURE END,6"X18"	EA	6	0,7	4,2
OL	213088	11	852321	POLE, :11 METERS,HINGED TYPE, ASTM A36 MATERIAL OR SIMILAR, HOT GALVANIZED, STEEL BASE PLA	EA	1	637,1	637,1
OL	213453	6	857126	RACK, :COMMUNICATIONS,WALL MOUNTED CABINET TYPE, 892X700X700 MM, DOUBLE HINGED, TAG: C	EA	1	10200	10200
OL	213158	10	16396	RECEPTACLE,ELEC:DEAD FRONT	EA	1	360	360
OL	213158	9	95275	RECEPTACLE,ELECTRICAL:FLUSH,NYLON FACE,BACK AND SIDEWIRED,MULTIPLE DRIVE SCREWS,DUPLEX	EA	2	1,4	2,8
OL	213088	19	20517	ROD, :CONTINUOUS THREAD,1/2" X 3 MTS. LONG,CARBON STEEL,GALVANIZED, METALECTRO P/N GV-123	EA	10	5,61	56,1
OL	213158	3	20241	ROD,GROUND:5/8" DIA,10 FT. LG,COPPER-BONDED STEEL,POINTED,ERICO "ERITECH" P/N 615800 OR EC	EA	10	24	240
OL	213088	10	759457	TRAY,CABLE:LADDER,18" WIDTH, VERTICAL OUTSIDE BEND 90°, ALUMINIUM, RADIUS 24", 9" RUNG SPA	EA	2	45,4	90,8
OL	213088	21	90357	WASHER,FLAT:1/2" NOM,ZINCPLATED STEEL	EA	60	0,08	4,8
OL	213088	20	30462	WASHER,FLAT:3/8" NOM,SS	EA	100	0,14	14
OL	213088	22	666422	WASHER,LOCK:1/2" NOM,GALV STEEL,	EA	60	0,06	3,6
OL	213158	23	89272	WASHER,LOCK:SPRING TYPE,3/8" NOM,SILICON BRONZE	EA	24	0,84	20,16
OL	213088	13	30898	WINCH,:POLE,2000 LB CAPACITY,HINGED	EA	1	178,95	178,95
OL	212971	3	89156	WIRE/CABLE,ELEC:BUILDING,THHN,12 AWG COND,CU COND,STR,GREEN	MT	100	0,42	42
OL	212971	4	89163	WIRE/CABLE,ELEC:BUILDING,THHN,12 AWG COND,CU COND,STR,RED	MT	100	0,42	42
OL	212971	2	89164	WIRE/CABLE,ELEC:BUILDING,THHN,12 AWG COND,CU COND,STR,WHITE	MT	100	0,42	42
OL	213154	4	15866	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,14 AWG COND,CU COND,600V,ALUM INTERLOCK ARMORED COVE	MT	300	4,6	1380
OL	213277	2	15866	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,14 AWG COND,CU COND,600V,ALUM INTERLOCK ARMORED COVE	MT	350	4,6	1610
OL	213099	1	15881	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,500 KCMIL COND,CU COND,1000V,ALUM INTERLOCK ARMORED C	MT	350	108,9	38115
OL	213099	2	15881	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,500 KCMIL COND,CU COND,1000V,ALUM INTERLOCK ARMORED C	MT	400	108,9	43560
OL	213099	3	15881	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,500 KCMIL COND,CU COND,1000V,ALUM INTERLOCK ARMORED C	MT	200	108,9	21780

OL	213154	3	29961	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:3 CONDUCTOR SIZE,COPPER CONDUCTOR,HL TECK 90,12 AWG COND,CU COND	MT	300	5,12	1536
OL	213277	1	29961	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:3 CONDUCTOR SIZE,COPPER CONDUCTOR,HL TECK 90,12 AWG COND,CU COND	MT	350	4,7231	1653,085
OL	213154	1	750879	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TC,3 CONDUCTOR,8 AWG,600 V,XHH/XHHW-2 INSULATION,	MT	100	5,45	545
OL	213154	2	684914	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TECK 90,4 CONDUCTOR,#8 AWG,600V,XLPE INSULATION,PCV JACKETED COVE	MT	100	11,95	1195
OL	212971	1	660391	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:THHN,12 AWG,BLACK,CU COND,STR,	MT	100	0,42	42
OL	213066	1	15860	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:THW,2/0 AWG,COPPER CONDUCTOR,FLEXIBLE,MULTI THDS,600V,BLACK,INSUL	MT	100	10,12	1012
						ELECTRIC	TOTAL	163936,8219
OL	213040	1	98173	ANALYZER, :FLOW,MC-III EXP,ANALYZER,6-30VDC@6MA,S/N 001178,WITHOUT BATTERIES, ALTERNATIV	EA	3	2074,41	6223,23
OL	213197	1	98173	ANALYZER, :FLOW,MC-III EXP,ANALYZER,6-30VDC@6MA,S/N 001178,WITHOUT BATTERIES, ALTERNATIV	EA	1	2053,71	2053,71
OL	213197	8	98173	ANALYZER, :FLOW,MC-III EXP,ANALYZER,6-30VDC@6MA,S/N 001178,WITHOUT BATTERIES, ALTERNATIV	EA	2	2053,71	4107,42
OL	213132	4	212786	BASE,POLE:DOUBLE CHANNELPARALLEL,GALV STEEL	EA	4	12,45	49,8
OL	213132	11	212786	BASE,POLE:DOUBLE CHANNELPARALLEL,GALV STEEL	EA	8	11,83	94,64
OL	213166	3	16400	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LB,FORM 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CONDUIT,	EA	2	9	18
OL	213327	18	16400	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LB,FORM 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CONDUIT,	EA	3	12	36
OL	213166	4	16414	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LR,FORM MARK 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CON	EA	6	9	54
OL	213327	17	16414	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE LR,FORM MARK 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CON	EA	8	12	96
OL	213166	2	16392	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE T,FORM MARK 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CON	EA	8	12	96
OL	213327	16	16392	BODY,CONDUIT OUTLET:3/4" HUB,TYPE T,FORM MARK 9,CAST ALUMINUM,F/ USE WITH RIGID/IMC CON	EA	12	12	144
OL	213132	6	212784	BOLT, :GALV STEEL,3/8" DIA,1" LG,16 UNC,HEX HEAD,	EA	40	0,16	6,4
OL	213132	12	212784	BOLT, :GALV STEEL,3/8" DIA,1" LG,16 UNC,HEX HEAD,	EA	80	0,16	12,8
OL	213132	3	16475	CHANNEL,:DOUBLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL,(B-LINESYSTEMS P/N B22AHD)	FT	10	3,274	32,74
OL	213132	13	16475	CHANNEL,:DOUBLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL,(B-LINESYSTEMS P/N B22AHD)	FT	42	3,8976	163,6992
OL	213132	5	16474	CHANNEL,:SIMPLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL	FT	100	1,842	184,2
OL	213132	9	16474	CHANNEL,:SIMPLE,10" X1-5/8" X1-5/8",GALV STEEL	FT	48	1,9188	92,1024
OL	213132	1	16205	CLAMP,PIPE/CONDUIT:MECHANICAL,3/4",HOT DIPPED GALVANIZEDSTEEL,RIGID,"COPPER B-LINE"	EA	60	0,27	16,2
OL	213132	14	16205	CLAMP,PIPE/CONDUIT:MECHANICAL,3/4",HOT DIPPED GALVANIZEDSTEEL,RIGID,"COPPER B-LINE"	EA	200	0,27	54
OL	213327	14	15936	CONDUIT, :RIGID,3/4",10" LG,ALUMINUM,THD,RAWELT TAL-19-R,NA,	EA	23	24	552
OL	213166	1	16350	CONDUIT,:FLEXIBLE LIQUIDTIGHT,1/2",GALV STEEL,WOUND COREWITH A PVC JACKET. COLOR BLACK FT	FT	15	1,2	18
OL	213327	6	16350	CONDUIT,:FLEXIBLE LIQUIDTIGHT,1/2",GALV STEEL,WOUND COREWITH A PVC JACKET. COLOR BLACK FT	FT	18	1,2	21,6
OL	213128	8	21525	CONNECTOR,:MALE,1/2" OD TUBE,1/2" MNPT,316 SS,STRAIGHT	EA	21	17,72	372,12
OL	213166	12	32235	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:1".0.25"-1.205" HUB,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUSHING & SEAL	EA	10	98	980
OL	213327	12	32235	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:1".0.25"-1.205" HUB,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUSHING & SEAL	EA	5	98	490
OL	213327	13	32235	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:1".0.25"-1.205" HUB,TERMINATOR,W/LOCKNUT,GROUND BUSHING & SEAL	EA	5	98	490
OL	213240	16	239938	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:ARMORED CABLE,1/2" HUB,THD,ALUMINUM,F/CABLES TYPE AC,MC,MCI AN	EA	40	40,8	1632
OL	213166	9	16183	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,1/2" HUB,0.600"-0.760" OAL OD,ALUMINUM,STAR TECK XP HAZAR	EA	14	44	616
OL	213327	11	16183	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,1/2" HUB,0.600"-0.760" OAL OD,ALUMINUM,STAR TECK XP HAZAR	EA	18	52,78	950,04
OL	213327	1	142102	CONNECTOR,CABLE/CONDUIT:CABLE,3/4" HUB,0.600 TO 0.985,COMPRESSION,STRAIGHT DEG,ALUMINUM	EA	34	56	1904
OL	213327	5	16276	CONNECTOR,CBL/CND:3/4" HUB,3/4",90 DEG,ALUM,ST	EA	5	3,9	19,5
OL	213166	10	16184	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.725"-0.885"OAL OD,TERMINATOR,EXP PROOF,W/LOCKNUT,GRO	EA	14	56	784
OL	213327	10	16184	CONNECTOR,CBL/CND:CABLE,3/4"HUB,0.725"-0.885"OAL OD,TERMINATOR,EXP PROOF,W/LOCKNUT,GRO	EA	14	68,4	957,6
OL	213433	1	857854	CONVERTER, :INDUSTRIAL USB,WITH RS232 / RS422 / RS485 INTERFACES, INDICATION LED LIGHTS PO	EA	6	150,37	902,22
OL	213327	2	16368	FITTING,CONDUIT SEAL:3/4" HUB,MALE & FEMALE THD,VERTICAL ORHORIZONTAL POSITION,ALUMINIUM	EA	2	24	48
OL	213197	3	28384	FLOWMETER,:TURBINE,1" X 1"NPT,5-50 GPM RANGE,316 SS BODY RVANES NACE,S/N. 1STA44757. 5000	EA	3	637,24	1911,72
OL	213241	1	702657	GAUGE,DIFFERENTIAL PRESSURE:0-10 PSID RANGE,4-1/2" DIAL,1/2" NPTF,ALUMINIUM CASE,FEMALE BA	EA	2	639,5	1279
OL	212900	1	22633	GAUGE,PRESS:0-1500PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPHENOLIC CASE,316 SS TUBE,316 SS,LOW	EA	1	131,36	131,36
OL	213159	1	22633	GAUGE,PRESS:0-1500PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPHENOLIC CASE,316 SS TUBE,316 SS,LOW	EA	3	131,36	394,08
OL	213276	1	22633	GAUGE,PRESS:0-1500PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPHENOLIC CASE,316 SS TUBE,316 SS,LOW	EA	6	207	1242
OL	212900	2	22626	GAUGE,PRESS:0-600PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPOLYPROPYLENE CASE,316 SS TUBE,316 SS	EA	1	131,36	131,36
OL	213216	1	22626	GAUGE,PRESS:0-600PSI RANGE,4-1/2" DIAL,1/2"NPT,BLACKPOLYPROPYLENE CASE,316 SS TUBE,316 SS	EA	2	131,36	262,72
OL	213159	2	95909	GAUGE,PRESSURE:0-600 PSIRANGE,4" DIAL,1/2" NPT,316 SSCASE,316 SS TUBE,GLYCERINE FILLED,TPP	EA	2	154,57	309,14
OL	213276	2	95909	GAUGE,PRESSURE:0-600 PSIRANGE,4" DIAL,1/2" NPT,316 SSCASE,316 SS TUBE,GLYCERINE FILLED,TPP	EA	4	111,45	445,8
OL	213166	5	16471	HUB,CONDUIT:1",ZINC,RMC (RIGID METAL CONDUIT), IMC (INTERMEDIATE METAL CONDUIT),	EA	10	13,2	132
OL	213327	8	16471	HUB,CONDUIT:1",ZINC,RMC (RIGID METAL CONDUIT), IMC (INTERMEDIATE METAL CONDUIT),	EA	34	13,2	448,8
OL	213166	6	29279	HUB,CONDUIT:1/2",IRON MALLEABLE, ZINC ELECTROPLATE,	EA	8	11,8	94,4
OL	213327	9	29279	HUB,CONDUIT:1/2",IRON MALLEABLE, ZINC ELECTROPLATE,	EA	9	11,8	106,2
OL	213166	13	689157	HUB,CONDUIT:3/4",ALUMINIUM,	EA	14	14,5	203
OL	213327	7	16470	HUB,CONDUIT:3/4",ZINC,	EA	18	12	216
OL	213128	4	39413	NIPPLE, :1/2 IN. MALE NPT,LG3 IN. LENGTH NPT,STAINLESS STEEL,	EA	4	26,79	107,16
OL	213128	7	39413	NIPPLE, :1/2 IN. MALE NPT,LG3 IN. LENGTH NPT,STAINLESS STEEL,	EA	15	26,79	401,85
OL	213166	11	16466	NUT:CHANNEL WITH SPRING,3/8" DIA,16 THREAD	EA	20	0,72	14,4
OL	213327	15	16466	NUT:CHANNEL WITH SPRING,3/8" DIA,16 THREAD	EA	40	0,72	28,8
OL	213197	5	22953	PICK-UP, :MAGNETIC,7/8" X 8 IN,TYPE 3030AN,USED WITH 7/8" & LARGER FLOW METERS,TEMP RANGE	EA	1	139,63	139,63
OL	213197	7	22953	PICK-UP, :MAGNETIC,7/8" X 8 IN,TYPE 3030AN,USED WITH 7/8" & LARGER FLOW METERS,TEMP RANGE	EA	4	139,63	558,52
OL	213166	7	524216	REDUCER,CONDUIT:RIGID BUSHING,1" X 3/4",THD,	EA	2	3,5	7
OL	213327	3	524216	REDUCER,CONDUIT:RIGID BUSHING,1" X 3/4",THD,	EA	2	3,5	7
OL	213327	4	29276	REDUCER,CONDUIT:RIGID,3/4" X1/2",THD,ALUMINIUM	EA	21	3,5	73,5
OL	213222	2	20241	ROD,GROUND:5/8" DIA,10 FT. LG,COPPER-BONDED STEEL,POINTED,ERICO "ERITECH" P/N 615800 OR EC	EA	1	24	24
OL	213132	2	97033	STRUT,:CHANNEL,1-5/8" X 10'LG,STEEL,GALVANIZED, CLOSURESTRIP	EA	4	18,42	73,68
OL	213274	1	97033	STRUT,:CHANNEL,1-5/8" X 10'LG,STEEL,GALVANIZED, CLOSURESTRIP	EA	8	16,72	133,76
OL	213168	1	44415	SWITCH,PRESS:24VDC 5A,1/2"NPT,DPDT,EXP PROOF CLASS IGROUP C & D DIV I,HERMETICALLY SEALED	EA	2	399,33	798,66
OL	213273	2	44415	SWITCH,PRESS:24VDC 5A,1/2"NPT,DPDT,EXP PROOF CLASS IGROUP C & D DIV I,HERMETICALLY SEALED	EA	3	399,33	1197,99
OL	213168	2	30534	SWITCH,PRESSURE:1/2" NPT,PROOF(TEST) PRESS:4500 PSIG,700-2500 PSIG INCR.ADJ,520-2320 DECR.	EA	4	396,43	1585,72
OL	213026	3	22734	SWITCH,PRESSURE:1/2"NPT,1500 PSI ON INCR PRESS 45-375 PSI,AMBIENT TEMP. RANGE-30° TO 160°	EA	3	543,4	1630,2
OL	213128	5	21576	TEE:UNION,1/2" OD TUBE,SS	EA	6	48,61	291,66
OL	213128	6	21576	TEE:UNION,1/2" OD TUBE,SS	EA	9	48,61	437,49
OL	213026	1	688519	TRANSMITTER,PRESSURE:-14.7 TO 4000 PSI INPUT,1/2" FNPT,IN LINE, WITH INDICATOR, CALIB AT 0-40	EA	1	2725,92	2725,92
OL	213026	2	752219	TRANSMITTER,PRESSURE:-14.7 TO 800 PSI INPUT,1/2-14 NPT FEMALE,IN LINE, TYPE GAGE, 4-20 MA DI	EA	1	2725,92	2725,92
OL	213185	1	30529	TUBING,METALLIC:SMLS,1/2" OD,0.035" WALL THK,316 SS,COMESIN ROLLS	FT	160	4,8485	775,76
OL	213290	1	30529	TUBING,METALLIC:SMLS,1/2" OD,0.035" WALL THK,316 SS,COMESIN ROLLS	FT	20	4,3925	87,85
OL	213158	27	856873	UNION,CONDUIT:ELBOW 90DEG,1/2" MNPT X 3/4" FNPT,THD,EXPLOSIONPROOF, MALLEABLE,	EA	5	42	210
OL	213166	8	856873	UNION,CONDUIT:ELBOW 90DEG,1/2" MNPT X 3/4" FNPT,THD,EXPLOSIONPROOF, MALLEABLE,	EA	4	42	168
OL	213327	19	856873	UNION,CONDUIT:ELBOW 90DEG,1/2" MNPT X 3/4" FNPT,THD,EXPLOSIONPROOF, MALLEABLE,	EA	6	52	312

OL	213327	20	791103	UNION,CONDUIT:ELBOW 90DEG,THICKWALL,1/2" TO 1/2" MALE,THD,COOPER FREE ALUMINUM,	EA	3	42	126
OL	213181	1	523778	VALVE, :GAUGE,BLOCK AND BLEED,1/2" MNPT X 1/2" FNPT,6000 LB PSI,200 DEG F,HAND OPERATED,316	EA	10	254,53	2545,3
OL	213307	1	523778	VALVE, :GAUGE,BLOCK AND BLEED,1/2" MNPT X 1/2" FNPT,6000 LB PSI,200 DEG F,HAND OPERATED,316	EA	25	254,53	6363,25
OL	212931	1	29145	VALVE, :GAUGE,BLOCK AND BLEED,1/2" MNPT X 1/2" FNPT,6000 LBPSI,200 DEG F,HAND OPERATED,316	EA	30	148,5	4455
OL	213132	10	212800	WASHER,FLAT:3/8" NOM,6MM THK,GALV STEEL,SQUARE,N/A,	EA	80	0,83	66,4
OL	213057	1	31202	WIRE,ELECTRICAL CABLE:TECK,2(1 PAR) CONDUCTOR,20 AWG,FLEXIBLE,ALUMINUM INTERLOCK ARMOR	MT	500	16	8000
OL	213131	1	31202	WIRE,ELECTRICAL CABLE:TECK,2(1 PAR) CONDUCTOR,20 AWG,FLEXIBLE,ALUMINUM INTERLOCK ARMOR	MT	300	16	4800
OL	213463	2	31202	WIRE,ELECTRICAL CABLE:TECK,2(1 PAR) CONDUCTOR,20 AWG,FLEXIBLE,ALUMINUM INTERLOCK ARMOR	MT	200	15,85	3170
OL	213336	3	15866	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,14 AWG COND,CU COND,600V,ALUM INTERLOCK ARMORED COVE	MT	100	3,66	366
OL	213336	4	15866	WIRE/CABLE,ELEC:HL TECK 90,3COND,14 AWG COND,CU COND,600V,ALUM INTERLOCK ARMORED COVE	MT	200	3,66	732
OL	213041	1	15832	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:1 CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,300V,ALUMINUM INTERLOCK ARM	MT	200	4	800
OL	213041	2	15834	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:4 PAIR CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,300V,ALUMINUM INTERLOC	MT	200	10,3	2060
OL	213452	1	15834	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:4 PAIR CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,300V,ALUMINUM INTERLOC	MT	900	8,95	8055
OL	213041	3	523788	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:HL TECK 90,10 CONDUCTOR,14 AWG,600 V,CU COND, AIA COVER,CSA APPROV	MT	100	12,37	1237
OL	213336	1	523788	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:HL TECK 90,10 CONDUCTOR,14 AWG,600 V,CU COND, AIA COVER,CSA APPROV	MT	250	6,5	1625
OL	213336	2	523788	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:HL TECK 90,10 CONDUCTOR,14 AWG,600 V,CU COND, AIA COVER,CSA APPROV	MT	142	6,5	923
OL	213337	1	667524	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:INSTRUMENT,4 TRIAD CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,600V,SHIEL	MT	400	10,95	4380
OL	213337	2	667524	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:INSTRUMENT,4 TRIAD CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,600V,SHIEL	MT	500	10,95	5475
OL	213337	3	667524	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:INSTRUMENT,4 TRIAD CONDUCTOR,16 AWG,COPPER CONDUCTOR,600V,SHIEL	MT	600	10,95	6570
OL	213344	1	517974	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:INSTRUMENT,8 TRIAD CONDUCTOR,#16 AWG,ALUMINUM CONDUCTOR,FLEXIBI	MT	500	28,82	14410
OL	213344	2	517974	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:INSTRUMENT,8 TRIAD CONDUCTOR,#16 AWG,ALUMINUM CONDUCTOR,FLEXIBI	MT	500	28,82	15851
OL	213041	5	480661	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TC90,19 CONDUCTOR,14 AWG,COPPER CONDUCTOR,STRAND,600V,XLPE INSUL	MT	250	12,5	3125
OL	213489	1	480661	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TC90,19 CONDUCTOR,14 AWG,COPPER CONDUCTOR,STRAND,600V,XLPE INSUL	MT	200	11,25	2250
OL	213041	4	524197	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TECK 90,12 CONDUCTOR,#14 AWG,COPPER CONDUCTOR,ARMORED,600V,XLPE	MT	200	12,37	2474
OL	213336	8	592813	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TECK 90,4 CONDUCTOR,14 AWG,COPPER CONDUCTOR,600V,PVC INSULATION,	MT	450	3,85	1732,5
OL	213336	9	592813	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TECK 90,4 CONDUCTOR,14 AWG,COPPER CONDUCTOR,600V,PVC INSULATION,	MT	500	3,85	1925
OL	213463	1	666436	WIRE/CABLE,ELECTRICAL:TWISTED,4 PAIR CONDUCTOR,#23 AWG,COPPER CONDUCTOR,FLEXIBLE,PVC IM	MT	300	14,5	4350
MR	774026	3	21196	CAP,PIPE:2",BW,SCH40,CS,ASTM A234,GR WPB,B16.9,	EA	1	5,4673	5,4673
MR	77450	4	21196	CAP,PIPE:2",BW,SCH40,CS,ASTM A234,GR WPB,B16.9,	EA	1	5,4673	5,4673
MR	77450	2	21201	CAP,PIPE:4",BW,SCH 80,CSA234	EA	1	9,018	9,018
MR	773869	1	21170	COUPLING,PIPE:1-1/2",THD,CL 3000,CS,A105	EA	3	6,4276	19,2828
MR	77451	3	20758	ELBOW,PIPE:3/4",THD,90 DEG,CL:3000,CS,A105	EA	2	7,8777	15,7554
MR	77451	1	55930	ELBOW,PIPE:4",BW,45 DEG,LONG RADIUS,SCH 80,CS,A234	EA	2	11,0175	22,035
MR	774048	1	20604	FLANGE,PIPE:1" THD,RF,CL 150,CS,A105	EA	3	8,4954	25,4862
MR	77450	3	20604	FLANGE,PIPE:1" THD,RF,CL 150,CS,A105	EA	2	8,4954	16,9908
MR	774049	1	94623	FLANGE,PIPE:BLIND,RF,1",150LB,CS,A105,B16.5	EA	1	12,2386	12,2386
MR	774049	2	48140	FLANGE,PIPE:BLIND,RF,2",150LB,CS,A105,GR B16.5	EA	1	14,279	14,279
MR	77451	2	338360	FLANGE,SOCKET WELD:1-1/2",RF,300#,SCH160,A105	EA	2	121,2	242,4
MR	773871	2	21656	KIT:FLANGE INSULATION,8",CL 600 FLANGE,GASKET TYPE "F",INDIVIDUAL SLEEVES & WASHERS,"A.R.TH	EA	1	36,5352	36,5352
MR	77450	1	20976	NIPPLE,PIPE:3/4",3" LG,THD,SCH 160,CS,A106B	EA	3	2,4671	7,4013
MR	777451	4	56594	NIPPLE,SWAGE:CONCENTRIC,2" BEVELLED END STD X 3/4"THREAD END SCH 80,CS,A106,GD.B	EA	2	29,18	58,36
MR	773824	2	20457	STUD BOLT:ALL-THD,1"DIA,6-1/2"LG,CS,A193,GR.B7,CAD PLATED,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	20	4,592	91,84
MR	773824	3	20463	STUD BOLT:ALL-THD,1"DIA,6-1/2"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	14	20,1746	282,4444
MR	773825	1	20463	STUD BOLT:ALL-THD,1"DIA,6-1/2"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	94	14,2316	1337,7704
MR	773824	4	20470	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,8-1/2"LG,CS,A193,GR.B7,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	9	6,8529	61,6761
MR	773824	5	20472	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,8-1/4"LG,CS,A193,GR.B7,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	23	4,413	101,499
MR	773824	8	20487	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,8-1/4"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	50	25,6938	1284,69
MR	773824	7	20479	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,9"LG,CS,A193,GR.B7,ELECTRO CAD PLATED,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	10	10,0686	100,686
MR	773824	6	20478	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,9"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	4	24,528	98,112
MR	773825	2	20478	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,9"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	4	34,11	136,44
MR	773825	3	31893	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/8"DIA,7-1/4"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	5	9,7018	48,509
MR	774007	1	20413	STUD BOLT:ALL-THD,3/4"DIA,4-1/2"LG,CS,A193,GR.B7,CAD PLATED,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	4	2,0505	8,202
MR	773824	1	20409	STUD BOLT:ALL-THD,3/4"DIA,4-1/4"LG,CS,A193,GR B7,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	14	1,5025	21,035
MR	773825	4	93179	STUD, :BOLT,1" DIA,7-1/2" LG,A193,GR B8,ALL THD,WITH 2 EAHEX NUTS,A194,GR.8	EA	3	19,37	58,11
MR	774008	1	94431	STUD, :BOLT,1-1/4" DIA,8-1/4"LG,8 UN-2A,CARBON STEEL,GR B8,WITH 2 HVY HEX NUTS, CS A194 2H, F	EA	24	32,97	791,28
MR	774007	2	20485	STUD,ALL-THREAD:1-1/4" DIA,8-1/4" LG,ELECTRO CAD PLATED,A193,GR B7,STUD BOLT W/2 NUTS HEVY	EA	17	29,47	500,99
MR	773869	2	94809	TEE,PIPE REDUCING:1-1/2" RUN,1" BRANCH,THD,3000 LB,FS,A105,B16.11	EA	2	71,19	142,38
MR	773871	1	94809	TEE,PIPE REDUCING:1-1/2" RUN,1" BRANCH,THD,3000 LB,FS,A105,B16.11	EA	1	109,0224	109,0224
MR	774026	2	91626	TEE,PIPE:12",BW,SCH80,CS,A234,EQUAL,TYPE BARRED	EA	1	437	437
MR	774026	1	20920	TEE,PIPE:12",BW,SCH80,CS,A234,GR WPB,B16.9	EA	3	682,5781	2047,7343
MR	774030	1	20920	TEE,PIPE:12",BW,SCH80,CS,A234,GR WPB,B16.9	EA	1	762,08	762,08
MR	777450	5	30284	UNION,PIPE:3/4",THD,CL 3000,CS,A105	EA	2	15,7211	31,4422
OL	213017	1	790264	BASKET,STRAINER:4" X 600 LB,CARBON STEEL,1/8" PERFORATIONS,RF CONNECTION, ASTM A216 WCB	EA	1	5800	5800
OL	213071	2	345109	BOLT,STUD:A193,B7,1/2" DIA,4"LG,FLUOROCARBON COATED,W/2 EA A194 GR.2H NUTS HEAVY HEX & W	EA	4	2,24	8,96
OL	213071	5	339975	BOLT,STUD:A193,B7,5/8" DIA,4-1/4" LG,FLUOROCARBON COATED,W/2 EA A194 GR.2H NUTS HEAVY HEX	EA	104	4,12	428,48
OL	212834	2	856419	CONTROL, :MULTIPHASE SYSTEM,F/ MULTIPHASE PUMP, NETZSCH MODEL NM125S08S48Z,	EA	1	46353,44	46353,44
OL	212834	1	856434	COUPLING, :MECHANICAL WRAPFLEX,R10 60R A=105, B=111,F/ MULTIPHASE PUMP, NETZSCH MODEL NI	EA	1	8902,65	8902,65
OL	212945	1	335594	ELBOW,BUTT WELD:2",45 DEG,LRADIUS,SCH 40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	5	6,41	32,05
OL	212943	2	335578	ELBOW,BUTT WELD:2",90 DEG,LRADIUS,SCH 40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	4,96	4,96
OL	212945	4	335605	ELBOW,BUTT WELD:4",90 DEG,LRADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	19,32	19,32
OL	212943	3	335608	ELBOW,BUTT WELD:6",90 DEG,LRADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	2	37,44	74,88
OL	212945	5	335610	ELBOW,BUTT WELD:8",90 DEG,LRADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	16	98,87	1581,92
OL	212945	8	335876	ELBOW,THRD:1" 90 DEG,3000#SCH,A105	EA	9	12,75	114,75
OL	212904	3	20544	GASKET,SPRAL WOUND:4",PIPE,600 LB,304 SS,WINDING,FLEXITE SUPER, ASME B16.20, "FLEXITALLIC"	EA	5	7,56	37,8
OL	212886	6	339491	GASKET,SPRAL WOUND:8",600#,RF,304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	12	22,94	275,28
OL	212904	5	339491	GASKET,SPRAL WOUND:8",600#,RF,304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	10	22,94	229,4
OL	213019	1	856637	KIT, :FLANGE INSULATION GASKET,1", CL 150 FLANGE,TYPE F, G-10 RING GASKET,VITON SEALING ELEM	KT	1	242,22	242,22
OL	212904	9	32119	KIT, :FLANGE INSULATION GASKET,4",CL 600 FLANGE,TYPE F, G-10 RING GASKET,VITON SEALING ELEM	KT	2	185,5	371
OL	213019	2	340655	KIT,:FLANGE INSULATION,2", RF150, FLANGE ANSI B16.5,GASKETVCS,BORE STD,SEAL TEFLON,WASHER	KT	1	319,93	319,93
OL	213019	4	31508	KIT:FLANGE INSULATION 6"CL 600 FLANGE,GASKET TYPE "F",BUNA NITRILE PHENOLIC, WITH SLEEVES	KT	6	325,39	1952,34
						INSTRUM	TOTAL	153962,5216

OL	213019	3	27284	KIT:FLANGE INSULATION,2",CL 600 FLANGE,GASKET TYPE "F",BUNA NITRILE PHENOLIC,WITH SLEEVES	KT	1	154,36	154,36
OL	212904	10	89397	KIT:FLANGE INSULATION,8" NPS,CL 600,GASKET TYPE "F" RING,1/8" THICK,GASKET STYLE:(LB)LINEBAC	KT	3	678,5	2035,5
OL	213019	5	89397	KIT:FLANGE INSULATION,8" NPS,CL 600,GASKET TYPE "F" RING,1/8" THICK,GASKET STYLE:(LB)LINEBAC	KT	4	432,66	1730,64
OL	213271	1	89397	KIT:FLANGE INSULATION,8" NPS,CL 600,GASKET TYPE "F" RING,1/8" THICK,GASKET STYLE:(LB)LINEBAC	KT	1	678,5	678,5
OL	212904	8	856432	NIPPLE,SWAGE:CONCENTRIC 2" X 1-1/2",BLE/TSE,SCH160,CARBON STEEL,A105,	EA	3	285	855
OL	212927	1	99565	PIPE,LINE:1",CARBON STEEL,SEAMLESS,A106,B,SCH 160,SINGLE RANDOM,PLAIN ENDS,1.315" OD	JT	2	70,2	140,4
OL	212917	2	31587	PIPE,LINE:10" NPS,CS,SMLS,A106,GRADE B,SCH, 80, 0.594"WT, 64.33 LB/FT,DR,L,BFW ENDS,BARE	FT	40	70,3	2812
OL	212927	3	32152	PIPE,LINE:2",CS,SEAMLESS,A106,B,SCH 40,0.154"WT 3.65 LB/FT,DR,L,BFW ENDS	JT	6	65,52	393,12
OL	212917	1	92354	PIPE,LINE:6" NPS,CARBON STEEL,SEAMLESS,ASTM A106,B,SCH 80,0.432" WT,SINGLE RANDOM,BFW EN	FT	80	32,9	2632
OL	213038	4	92354	PIPE,LINE:6" NPS,CARBON STEEL,SEAMLESS,ASTM A106,B,SCH 80,0.432" WT,SINGLE RANDOM,BFW EN	FT	120	29,4	3528
OL	212927	5	90831	PIPE,LINE:8" NPS,CS,SMLS,A106,GRADE B,SCH, 80, 0.500" WT,43.39 LB/FT,DR,L,BFW ENDS,BARE	FT	320	42,1875	13500
OL	213038	3	343285	PIPE,PROCESS:2",SCH80,A106,GRB,SMLS,BE ENDS,DR LG,WITHBEVEL END PROTECTORS	FT	40	6,4	256
OL	212927	4	343287	PIPE,PROCESS:4",SCH80,A106,GRB,SMLS,BE ENDS,DR LG,WITHBEVEL END PROTECTORS	FT	20	10,92	218,4
OL	212944	2	336463	PLUG,ROUND HEAD:3/4",3000#,A105,NPT	EA	2	14,1	28,2
OL	213058	1	856638	STRAINER,PIPING:BASKET,2",600 LB,CS,1/8" PERFORATIONS,RF CONNECTION, ASTM A216 WCB / A105	EA	1	4200	4200
OL	213071	7	20454	STUD BOLT:ALL-THD,1"DIA,7-3/4"LG,CS,A193,GR.B7,ELECTRO CAD PLATED,WITH 2 EA. HEX NUTS GR.2H	EA	72	8,68	624,96
OL	213071	11	20478	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/4"DIA,9"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	80	18,76	1500,8
OL	213071	4	20400	STUD BOLT:ALL-THD,5/8"DIA,4-1/2"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	4	8,4	33,6
OL	213071	6	20403	STUD BOLT:ALL-THD,5/8"DIA,5-1/4"LG,SS,A193,GR.B8,WITH 2 EA. HEX NUTS,A194,GR.8	EA	8	12,8	102,4
OL	213071	9	94448	STUD, BOLT:1-1/8" DIA,9" LG,8UN-2A,CARBON STEEL,GR B8,WITH2 HVY HEX NUTS, CS A194 2H, FULL	EA	48	16,2	777,6
OL	212945	11	336233	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:2",SCH40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	3	8,98	26,94
OL	212945	12	336262	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:6",SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	2	46,32	92,64
OL	212945	13	336263	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:8",SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	140	140
OL	212945	10	94809	TEE,PIPE REDUCING:1-1/2" RUN,1" BRANCH,THD,3000 LB,FS,A105,B16.11	EA	3	40,09	120,27
OL	212943	14	340181	THREDOLET,:3000#,12"-6" RUN,3/4" BRANCH,A105	EA	2	4,42	8,84
OL	212943	10	340189	THREDOLET,:3000#,5"-4" RUN,1" BRANCH,A105	EA	3	5,96	17,88
OL	212943	11	340174	THREDOLET,:3000#,8"-3" RUN,1/2" BRANCH,A105	EA	6	3,99	23,94
OL	212943	15	340174	THREDOLET,:3000#,8"-3" RUN,1/2" BRANCH,A105	EA	12	3,99	47,88
OL	212945	14	30285	UNION,PIPE:1",THD,CL 3000,CS,A105	EA	5	6,5	32,5
OL	212941	2	339513	VALVE,BALL:1",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATING	EA	16	51,86	829,76
OL	213063	2	339513	VALVE,BALL:1",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATING	EA	7	49,39	345,73
OL	212942	1	339511	VALVE,BALL:1/2",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATIN	EA	18	40,6	730,8
OL	213060	1	339511	VALVE,BALL:1/2",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATIN	EA	8	37,4	299,2
OL	212919	2	339583	VALVE,BALL:10" 600#,RF,REGULAR PORT,A216 BODY,WCBGRADE,316SS,DEVLON SEAT,HNBR SEAL,TRU	EA	2	9776,42	19552,84
OL	212941	3	339514	VALVE,BALL:1-1/2",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOA	EA	2	97,89	195,78
OL	213063	5	339595	VALVE,BALL:2",PBV,6800 SERIES,TRUNNION 2PC,CL 600,FP,RF,LO,FULL PORT,WCB/WCC BODY,API 6D G	EA	3	309,69	929,07
OL	212941	1	339512	VALVE,BALL:3/4",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATIN	EA	2	42,79	85,58
OL	213063	1	339512	VALVE,BALL:3/4",1500 CWP,THRD,REGULAR PORT,A105 BODY,316SS,FILLED TEFLON,GRAPHITE,FLOATIN	EA	1	31,76	31,76
OL	212919	3	339570	VALVE,BALL:4",600#,RF,REGULAR PORT,A216 BODY,WCB OR ASTM A105 GRADE,316SS TRIM,DEVLON S	EA	5	1365,95	6829,75
OL	212918	2	339573	VALVE,BALL:6",600#,RF,REGULARPORT,A216 BODY,WCB GRADE,316SS,DEVLON SEAT,HNBR SEAL,FLOA	EA	5	3042	15210
OL	213063	7	339573	VALVE,BALL:6",600#,RF,REGULARPORT,A216 BODY,WCB GRADE,316SS,DEVLON SEAT,HNBR SEAL,FLOA	EA	4	2915,17	11660,68
OL	212919	1	339575	VALVE,BALL:8",600#,RF,REGULARPORT,A216 BODY,WCB GRADE,316SS,DEVLON SEAT,HNBR SEAL,TRUN	EA	1	5781,68	5781,68
OL	213060	3	339575	VALVE,BALL:8",600#,RF,REGULARPORT,A216 BODY,WCB GRADE,316SS,DEVLON SEAT,HNBR SEAL,TRU	EA	2	8587,2	17174,4
OL	212942	2	340050	VALVE,CHECK:1",2000 CWP,A105MATERIAL,THRD,SWING,FULLOPENING PORT,API TRIM 10,BOLTED BON	EA	4	476	1904
OL	213326	1	340050	VALVE,CHECK:1",2000 CWP,A105MATERIAL,THRD,SWING,FULLOPENING PORT,API TRIM 10,BOLTED BON	EA	1	88,69	88,69
OL	212942	3	340076	VALVE,CHECK:1-1/2",2000 CWP,A105 MATERIAL,THRD,SWING,FULLOPENING PORT,API TRIM 10,BOLTE	EA	2	553,5	1107
OL	213063	3	339833	VALVE,CHECK:2",150#,RF,SWING,FULL OPENING PORT,A216MATERIAL,WCB GRADE,API TRIM 10,BOLTE	EA	1	224,01	224,01
OL	213063	4	339893	VALVE,CHECK:2",600#,RF,SWING,FULL OPENING PORT,A216MATERIAL,WCB GRADE,API TRIM 10,BOLTE	EA	1	420,27	420,27
OL	212918	1	339898	VALVE,CHECK:6",600#,RF,SWING,FULL OPENING PORT,A216MATERIAL,WCB GRADE,API TRIM 10,BOLTE	EA	2	1706,22	3412,44
OL	213063	6	339898	VALVE,CHECK:6",600#,RF,SWING,FULL OPENING PORT,A216MATERIAL,WCB GRADE,API TRIM 10,BOLTE	EA	4	1636,06	6544,24
OL	213060	2	339900	VALVE,CHECK:8",600#,RF,SWING,FULL OPENING PORT,A216MATERIAL,WCB GRADE,API TRIM 10,BOLTE	EA	1	4898,3	4898,3
OL	212941	4	93730	VALVE,GLOBE:1",800 LB,REDUCEDPORT,NPT,OS&Y BOLTED BONNET,CS BODY, NACE MR-01-75,OR ALT	EA	2	86,59	173,18
OL	213018	1	856635	VALVE,GLOBE:2",600#,CS BODY & BONNET,TRIM NUMBERAPI TRIM 12 OR TRIM 8,HAND WHEEL OPERAT	EA	1	1448,47	1448,47
OL	212886	1	339358	GASKET, SPIRAL WOUND:1",150#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	4	2,25	9
OL	212886	2	339483	GASKET, SPIRAL WOUND:1-1/2", 600#,RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	2	3,48	6,96
OL	212886	3	339360	GASKET, SPIRAL WOUND:2", 150#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	6	2,2	13,2
OL	212886	4	339484	GASKET, SPIRAL WOUND:2", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	13	4,2	54,6
OL	212886	5	339490	GASKET, SPIRAL WOUND:6", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.20,NA,	EA	16	16,89	270,24
OL	212886	7	339492	GASKET, SPIRAL WOUND:10", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	4	22,2	88,8
OL	212886	8	339492	GASKET, SPIRAL WOUND:10", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	2	22,2	44,4
OL	212904	1	339483	GASKET, SPIRAL WOUND:1-1/2", 600#,RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	2	4,08	8,16
OL	212904	2	339360	GASKET, SPIRAL WOUND:2", 150#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	2	2,77	5,54
OL	212904	4	339490	GASKET, SPIRAL WOUND:6", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.20,NA,	EA	22	16,89	371,58
OL	212904	6	339492	GASKET, SPIRAL WOUND:10", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	6	22,2	133,2
OL	212904	7	339495	GASKET, SPIRAL WOUND:16", 600#, RF, 304 SS,CRS,FG,B16.5	EA	5	42,26	211,3
OL	212927	2	100224	PIPE,LINE:1-1/2",CARBON STEEL, SEAMLESS,A106,B,SCH 160,	JT	2	124,8	249,6
OL	212943	1	339050	REDUCER,CONCENTRIC BUTT WELD:8" RUN,6" BRANCH,SCH80,	EA	2	62,76	125,52
OL	212943	4	335878	ELBOW,THRD:1-1/2",90 DEG, 3000# SCH,A105	EA	12	14,28	171,36
OL	212943	5	338775	TEE,REDUCING BUTT WELD:8" RUN, 6" BRANCH,SCH80,A234,WPB GR,	EA	3	36,5	109,5
OL	212943	6	336462	PLUG,ROUND HEAD:1/2",3000#, A105,NPT	EA	18	0,95	17,1
OL	212943	7	336464	PLUG,ROUND HEAD:1",3000#,A105, NPT	EA	10	1,88	18,8
OL	212943	8	336260	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:4", SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	17,16	17,16
OL	212943	9	336356	TEE,STRAIGHT:1",3000#,THRD, A105	EA	2	8,36	16,72
OL	212943	12	340190	OUTLET,PIPE:THREDOLET,:3000#,10"-6" RUN, 1" BRANCH,A105	EA	4	6,9	27,6
OL	212943	13	340190	OUTLET,PIPE:THREDOLET,:3000#,10"-6" RUN, 1" BRANCH,A105	EA	4	6,9	27,6
OL	212943	16	340190	OUTLET,PIPE:THREDOLET,:3000#,10"-6" RUN, 1" BRANCH,A105	EA	2	6,9	13,8
OL	212944	1	339053	REDUCER,CONCENTRIC BUTT WELD:10" RUN,8" BRANCH,SCH80,	EA	2	154,5	309
OL	212944	3	336244	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:16", SCH40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	4	1480	5920
OL	212945	2	335625	ELBOW,BUTT WELD:8",45 DEG,LR RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,	EA	1	47,52	47,52
OL	212945	3	335627	ELBOW,BUTT WELD:10",45 DEG,LR RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,	EA	2	98,94	197,88

OL	212945	6	335611	ELBOW,BUTT WELD:10",90 DEG,LR RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,	EA	4	197	788
OL	212945	7	57462	ELBOW,PIPE:16",BW,90 DEG, LONG RADIUS,SCH 40,CS,A234	EA	2	1008	2016
OL	212945	9	338780	TEE,REDUCING BUTT WELD:10" RUN,8" BRANCH,SCH80,A234,WPB	EA	1	287,81	287,81
OL	213021	1	335597	FLANGE,WELD NECK:10",RF,600#, SCH80,A105	EA	5	650	3250
OL	213021	2	336083	FLANGE,BLIND:6",RF,600#,A105	EA	1	130,61	130,61
OL	213021	3	336113	FLANGE,BLIND:16",RF,600#,A105	EA	2	1950	3900
OL	213023	1	338381	FLANGE,SOCKET WELD:1-1/2",RF, 600#,SCH160,A105	EA	2	130	260
OL	213023	2	335593	FLANGE,WELD NECK:6",RF,600#, SCH80,A105	EA	27	450	12150
OL	213023	3	336037	FLANGE,BLIND:2",RF,150#,A105	EA	1	17,5	17,5
OL	213038	1	340676	PIPE,PROCESS:1",SCH160,A106, GR B,SMLS,BE ENDS,DR LG,WITH	FT	20	8,53	170,6
OL	213038	2	340678	PIPE,PROCESS:2",SCH40,A106,GR B,SMLS,BE ENDS,DR LG,BARE,	FT	20	4,62	92,4
OL	213038	5	340696	PIPE,PROCESS:8",SCH80,A106,GR B,SMLS,BE ENDS,DR LG,WITH	FT	240	45,12	10828,8
OL	213071	1	339943	STUD BOLT:ALL-THD,1/2" DIA, 2-3/4" LG,CS, A193,GR.B7, FLUOROCARBON COATED,WITH 2 EA. HEX NU	EA	4	2,1	8,4
OL	213071	3	339945	STUD BOLT:ALL-THD,5/8" DIA, 3-1/2" LG,CS, A193,GR.B7, FLUOROCARBON COATED,WITH 2 EA. HEX NU	EA	16	3,75	60
OL	213071	8	339981	STUD BOLT:ALL-THD,1" DIA, 6-3/4" LG,CS, A193,GR.B7, FLUOROCARBON COATED,WITH 2 EA. HEX NUTS	EA	192	10,22	1962,24
OL	213071	10	339982	STUD BOLT:ALL-THD,1-1/8" DIA, 7-1/2" LG,CS, A193,GR.B7, FLUOROCARBON COATED,WITH 2 EA. HEX N	EA	80	14,28	1142,4
OL	213196	2	88144	PIPE,LINE:12" NPS,CARBON STEEL,SEAMLESS,ASTM A106,B,	MT	36	331,38	11929,68
OP	213237	1	857311	CAP,PIPE:24",BW,SCH 40,CS,ASTM A234,GR WPB,SEAMLESS, B16.9,	EA	4	650	2600
OP	213072	1	21202	CAP,PIPE:4",BW,STD,CSA234	EA	2	5,9	11,8
OP	213072	6	335594	ELBOW,BUTT WELD:2",45 DEG,LR,RADIUS,SCH 40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	4	6	24
OP	213072	10	335578	ELBOW,BUTT WELD:2",90 DEG,LR,RADIUS,SCH 40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	6,95	6,95
OP	213072	11	335596	ELBOW,BUTT WELD:2",90 DEG,LR,RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	2	7,95	15,9
OP	213072	12	335605	ELBOW,BUTT WELD:4",90 DEG,LR,RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	5	19,5	97,5
OP	213072	7	335623	ELBOW,BUTT WELD:6",45 DEG,LR,RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	2	99,99	199,98
OP	213072	13	335608	ELBOW,BUTT WELD:6",90 DEG,LR,RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	10	45	450
OP	213072	14	20805	ELBOW,PIPE:8",BW,90 DEG,LR,RADIUS,SCH 80,CS,A234	EA	10	85	850
OP	213072	15	335876	ELBOW,THRD:1",90 DEG,3000#SCH,A105	EA	2	7,75	15,5
OP	213073	7	336039	FLANGE,BLIND:2",RF,600#,A105	EA	1	35	35
OP	213073	11	20732	FLANGE,PIPE:12",BLIND,RF,CL 600,CS,A105	EA	4	795	3180
OP	213062	2	20661	FLANGE,PIPE:4",WELD NECK,RF,CL 600,SCH80 BORE,CS,A105,B16.5	EA	17	49,25	837,25
OP	213237	3	20661	FLANGE,PIPE:4",WELD NECK,RF,CL 600,SCH80 BORE,CS,A105,B16.5	EA	8	70	560
OP	213073	9	89877	FLANGE,PIPE:BLIND,RF,10",600LB,CS,A105,B16.5	EA	1	335	335
OP	213073	8	20718	FLANGE,PIPE:BLIND,RF,8",600LB,CS,A105,B16.5	EA	2	188,5	377
OP	213237	5	20696	FLANGE,PIPE:WELD NECK,RF,10",600 LB,SCH80,CS,A105,B16.5	EA	8	303	2424
OP	213073	10	20702	FLANGE,PIPE:WELD NECK,RF,12",600 LB,SCH80,CS,A105,B16.5	EA	8	823,5	6588
OP	213062	3	38762	FLANGE,PIPE:WELD NECK,RF,8",600 LB,SCH80,CS,A105,GR B16.5	EA	8	187	1496
OP	213319	1	21077	NIPPLE,SWAGE:CONCENTRIC,2" X 1/2",TBE,SCH80,316 SS,A182,	EA	1	139,95	139,95
OP	213237	4	857306	OUTLET,PIPE:WELDOLET,24" RUN,10" BRANCH,BW,CS,SCH 80,GR A105,	EA	4	1275	5100
OP	213237	2	857307	OUTLET,PIPE:WELDOLET,24" RUN,4" BRANCH,BW,CS,SCH 80,GR A105,	EA	2	157	314
OP	213072	22	336463	PLUG,ROUND HEAD:3/4",3000#,A105,NPT	EA	1	2,5	2,5
OP	213072	2	338825	REDUCER,CONCENTRIC BUTTWELD:4" RUN,2" BRANCH,SCH40,A234,WPB GR,BE,SMLS	EA	1	12,8	12,8
OP	213072	24	336233	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:2",SCH40,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	3	10	30
OP	213072	30	20920	TEE,PIPE:12",BW,SCH80,CS,A234,GR WPB,B16.9	EA	2	400	800
OP	213072	27	20912	TEE,PIPE:EQUAL,6" BW,SCH 80,CS,A234	EA	3	72	216
OP	213072	28	20913	TEE,PIPE:EQUAL,8" BW,SCH 80,CS,A234	EA	2	105	210
OP	213072	17	338755	TEE,REDUCING BUTT WELD:4" RUN,2" BRANCH,SCH80,A234,WPB GR,BE,SMLS	EA	2	28,58	57,16
OP	213072	35	340181	THREDOLET,:3000#,12"-6" RUN,3/4" BRANCH,A105	EA	4	7	28
OP	213072	33	340174	THREDOLET,:3000#,8"-3" RUN,1/2" BRANCH,A105	EA	3	6	18
OP	213072	31	30285	UNION,PIPE:1",THD,CL 3000,CS,A105	EA	2	12,95	25,9
OP	213016	1	338789	TEE,REDUCING BUTT WELD:16" RUN,10" BRANCH,SCH80,A234,WPB	EA	3	1120	3360
OP	213062	1	335383	FLANGE,WELD NECK:2",RF,150#,SCH40,A105	EA	1	13	13
OP	213062	4	336071	FLANGE,BLIND:4",RF,600#,A105	EA	2	73,15	146,3
OP	213062	5	336089	FLANGE,BLIND:8",RF,600#,A105	EA	2	207,18	414,36
OP	213062	6	335597	FLANGE,WELD NECK:10",RF,600#,SCH80,A105	EA	2	290,94	581,88
OP	213072	3	339050	REDUCER,CONCENTRIC BUTT WELD:8" RUN,6" BRANCH,SCH80,	EA	1	37,95	37,95
OP	213072	4	339071	REDUCER,CONCENTRIC BUTT WELD:2" RUN,1" BRANCH,SCH160,	EA	1	128,25	128,25
OP	213072	5	339216	REDUCER,ECCENTRIC BUTT WELD:2" RUN,1-1/2" BRANCH,	EA	1	11	11
OP	213072	8	335625	ELBOW,BUTT WELD:8",45 DEG,LR RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,	EA	2	55	110
OP	213072	9	335627	ELBOW,BUTT WELD:10",45 DEG,LR RADIUS,SCH 80,A234,GR WPB,BE,	EA	2	130	260
OP	213072	16	335878	ELBOW,THRD:1-1/2",90 DEG, 3000# SCH,A105	EA	1	20	20
OP	213072	18	338775	TEE,REDUCING BUTT WELD:8" RUN, 6" BRANCH,SCH80,A234,WPB GR,	EA	6	82,11	492,66
OP	213072	19	32010	TEE,PIPE:10",BW,SCH80,CS,A234, B16.9	EA	2	317,25	634,5
OP	213072	20	336464	PLUG,ROUND HEAD:1",3000#,A105,NPT	EA	5	5	25
OP	213072	21	336462	PLUG,ROUND HEAD:1/2",3000#, A105,NPT	EA	8	2,5	20
OP	213072	23	336356	TEE,STRAIGHT:1",3000#,THRD, A105	EA	1	11	11
OP	213072	25	336256	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:2",SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	13	13
OP	213072	26	336260	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:4",SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	2	36	72
OP	213072	29	336264	TEE,BUTT WELD STRAIGHT:10",SCH80,A234,GR WPB,BE,SMLS	EA	1	305	305
OP	213072	32	340186	OUTLET,PIPE:THREDOLET,:3000#,2" RUN,1" BRANCH,A105	EA	4	10	40
OP	213072	34	340190	OUTLET,PIPE:THREDOLET,:3000#,10"-6" RUN, 1" BRANCH,A105	EA	10	8	80
OP	213073	1	338381	FLANGE,SOCKET WELD:1-1/2",RF, 600#,SCH160,A105	EA	1	37,5	37,5
OP	213073	2	335391	FLANGE,WELD NECK:2",RF,600#,SCH80,A105	EA	13	33,75	438,75
OP	213073	3	335383	FLANGE,WELD NECK:2",RF,150#,SCH40,A105	EA	6	17,5	105
OP	213073	4	335593	FLANGE,WELD NECK:6",RF,600#,SCH80,A105	EA	22	99,95	2198,9
OP	213073	5	335595	FLANGE,WELD NECK:8",RF,600#,SCH80,A105	EA	20	184,95	3699
OP	213073	6	335597	FLANGE,WELD NECK:10",RF,600#,SCH80,A105	EA	3	299,95	899,85
OP	212967	1	180174	BOMBA MULTIFÁSICA CON EQUIPOS NETZSCH MODELO NEMO NM125SY08S48Z	EA	2	243090	486180
OP	212967	2	180174	BOMBA MULTIFÁSICA CON EQUIPOS NETZSCH MODELO NEMO NM125SY08S48Z	EA	2	243090	486180
OP	213056	6	180174	BOMBA MULTIFÁSICA CON EQUIPOS NETZSCH MODELO NEMO NM125SY08S48Z TARAPOA NORTH WEST 3 BOMBA 6	EA	2	243090	486180
					MECANIC	TOTAL		310976,7097
					PUMP	TOTAL		1458540
						TOTAL		\$ 2.879.002,61

ANEXO B: DETALLE COSTO DE INVERSIÓN ESTACIÓN INTERMEDIA

TNW3 PRODUCTION STATION (SIMILAR - MARIANN STATION. 45000 BFPD: 11000 BOPD + 34000 BWPD)							
TABLE 1. EQUIPMENT LIST / COST							
ITEM	DESCRIPTION	TAG	QTY	UNIT COST	TOTAL COST	OBSERVATION	
1	WATER SKIMMER TANK (5000BBL)	T-700	1	220.000	220.000		
2	WATER STORAGE TANK (3000BBL)	T-740	1	200.000	200.000		
3	OIL STORAGE TANK (400BBL)	T-710	1	49.650	49.650		
3.1	OIL STORAGE TANK (400BBL)	T-730	1	49.650	49.650		
4	POP TANK (200 BBL)	T-720	1	23.800	23.800		
5	DIESEL STORAGE TANK	---	1	52.000	52.000	TEMPORAL	
6	GAS BOOT	V-121	1	25.100	25.100		
7	FIRE WATER TANK (400BBL)	T-725	1	49.650	49.650		
8	FIRE WATER TANK (500BBL)	T-725A	1	51.250	51.250		
9	WATER UTILITY TANK	T-727	1	54.750	54.750		
10	FIRE WATER PUMPS SK-775 (ELECTRICAL P-725A, DIESEL P-725B AND JOCKEY P-725C) 7200x4000	SK-725	1	75.000	75.000		
11	VERTICAL BLADDER TANK	V-725	1	23.800	23.800		
12	TEST SEPARATOR SKID	V-100	1	42.900	42.900		
13	TEST SEPARATOR SKID	V-130	1	42.900	42.900		
14	INLET RSD SKID (1700 X 6500)	---	1	8.000	8.000		
15	INLET HEADER SKID (MANIFOLD)	---	1	12.000	12.000		
16	VRU SKID	SK-601	1	70.000	70.000		
17	FLARE K O DRUM	T-790	1	40.000	40.000		
18	INSTRUMENT AIR SYSTEM	K-610A/B	1	98.400	98.400		
19	FLARE STACK	M-900	1	35.000	35.000		
20	BOOSTER PUMPS- MODEL BERKELEY H5EPHS	P-540/P-570	2	50.000	100.000		
21	BOOSTER PUMPS- MODEL BERKELEY H5EPHS	P-540A/P-570A	2	50.000	100.000		
22	OIL SHIPPING PUMP	P-520	1	80.000	80.000		
23	OIL SHIPPING PUMP	P-520A	1	80.000	80.000		
24	OIL SHIPPING BOOSTER PUMP MODEL GOULDS 3196-1	P-510A	1	15.263	15.263		
25	OIL SHIPPING BOOSTER PUMP MODEL GOULDS 3196-1	P-510A1	1	15.263	15.263		
26	HC DRAIN TANK VAULT	---	1	14.120	14.120		
27	SKIM PUMP MODEL A4E-SDQ-3AAC	P-580	1	40.000	40.000		
28	FLARE LIQUID PUMP MODEL DEAN PH-2110	P-530	1	40.000	40.000		
29	EMULSION UNLOAD PUMP MODEL BERKEY H5EPHS	P-550	1	30.000	30.000		
30	FLARE STAKE BLOWER	K-600	1	12.000	12.000		
31	PIG LAUNCHER	---	1	12.687	12.687		
32	PIG RECEIVERS	---	2	15.885	31.770		
33	PIG RECEIVER	---	1	15.885	15.885		
34	GENERATOR	G-103	1	1.100.000	1.100.000		
35	GENERATOR	G-101	1	1.100.000	1.100.000		
36	SUMERGIBLE WATER PUMP	P-726	1	6.943	6.943		
37	WATER UTILITY PUMP	P-727	1	14.885	14.885		
38	DRAIN VAULT TANK	P-780	1	15.120	15.120		
39	JP1 TANK	---	1	45.250	45.250		
40	TEST UNIT	---	1	280.000	280.000		
41	ELECTROSTATIC TREATER	TR-800	1	527.832	527.832		
42	WATER INJECTION PUMP	P-560A2	1	18.173	18.173		
43	WATER INJECTION PUMP	P-560A1	1	18.173	18.173		
44	WATER INJECTION PUMP	P-560A	1	18.173	18.173		
45	WATER INJECTION PUMP	P-560B	1	18.173	18.173		
46	GAS GENERATOR 700KW/480V	140-GEN-110	1	727.792	727.792		
47	GAS GENERATOR 700KW/480V	140-GEN-111	1	727.792	727.792		
48	COALESCENT FILTER	M-910A/B	2	8.830	17.660		
49	COALESCENT FILTER	M-920A/B	2	8.830	17.660		
50	KNOCK-OUT DRUM	V-140	1	610.830	610.830		
51	GENERATOR	G-102	1	1.100.000	1.100.000		
52	PTF TANK	T-710/T-720/T-730/T-740	4			TEMPORAL	
53	PIPES, VALVES & FITTINGS	----	1	1.200.000	1.200.000		
54	UTILITIES AND AUXILIARY EQUIPMENT	----	1	1.000.000	1.000.000		
55	ELECTRICAL AND CONTROL SYSTEMS	----	1	1.500.000	1.500.000		
56	CIVL & ELECTROMECHANICAL WORKS & INTERCONNECTION SERVICES (INSTALLATIONS)	----	1	5.000.000	5.000.000		
				TOTAL	\$	16.875.291	

ANEXO C: PRODUCCION DE GAS CAMPO JOHANNA ESTE

ANDES PETROLEUM LTD.
PRODUCCIÓN DE GAS CAMPO JOHANNA ESTE

CAMPO: JOHANNA ESTE

DIA	NOVIEMBRE-2018	DICIEMBRE-2018	ENERO-2019	FEBRERO-2019
	mscf/d	mscf/d	mscf/d	mscf/d
1	1.831,540	2.165,614	2.034,022	2.082,988
2	1.837,935	1.955,074	2.059,044	2.134,444
3	1.819,555	1.848,951	2.064,184	2.139,282
4	1.869,316	1.905,636	2.098,984	2.145,163
5	1.801,030	1.919,266	2.116,613	2.027,271
6	1.845,794	1.925,769	2.147,085	1.952,379
7	1.840,666	1.906,515	2.158,166	1.985,541
8	1.837,653	1.742,165	1.964,123	2.009,163
9	1.813,631	1.718,591	1.843,622	1.993,611
10	1.881,354	1.672,668	1.833,709	2.078,090
11	1.987,081	1.793,103	1.880,122	2.003,738
12	1.910,756	1.904,664	1.896,489	1.913,152
13	1.924,054	1.776,957	1.906,015	1.937,910
14	1.419,011	1.732,342	1.803,465	1.928,009
15	1.940,126	1.855,656	1.965,165	1.929,525
16	1.500,530	1.784,206	1.925,392	1.912,060
17	1.515,913	1.832,897	1.940,226	1.905,902
18	1.480,976	1.896,078	1.892,302	1.901,113
19	1.478,320	1.912,670	2.124,504	1.875,205
20	1.664,540	1.976,880	2.125,227	1.933,928
21	1.800,067	1.970,903	1.917,095	1.828,683
22	1.660,449	1.994,515	1.820,553	1.833,975
23	1.782,737	1.912,903	1.823,242	1.826,940
24	2.051,401	1.967,446	1.903,211	1.859,981
25	2.063,863	1.981,490	1.943,648	1.843,686
26	2.025,725	1.907,721	1.862,459	1.807,702
27	2.056,209	2.096,420	1.830,681	1.778,378
28	2.037,741	2.148,334	2.044,401	1.678,230
29	2.109,918	2.066,423	2.100,066	
30	1.952,433	2.125,633	2.166,558	
31		2.013,722	2.083,910	
Promedio	1.824,677	1.916,491	1.976,590	1.937,359
% Util	95,97%	95,82%	93,37%	93,78%
Gas Util	1.751,14	1.836,38	1.845,54	1.816,86

ANEXO D: PROMEDIO FACTOR DE RELACIÓN MWh/MSCF

DIA	Noviembre 2018	Diciembre 2018	Enero 2019	Febrero 2019
	MWh/MSCF	MWh/MSCF	MWh/MSCF	MWh/MSCF
1	0,0840	0,0912	0,0928	0,0853
2	0,0835	0,0899	0,0911	0,0918
3	0,0826	0,0976	0,0930	0,0932
4	0,0879	0,0907	0,0786	0,0918
5	0,0889	0,0921	0,0945	0,0922
6	0,0901	0,0945	0,0819	0,0971
7	0,0887	0,0912	0,0795	0,0885
8	0,0861	0,0951	0,0810	0,0918
9	0,0893	0,0953	0,0900	0,0908
10	0,0792	0,0980	0,0878	0,0919
11	0,0833	0,0923	0,0914	0,0898
12	0,0897	0,0955	0,0890	0,0879
13	0,0890	0,0925	0,0890	0,0879
14	0,0874	0,0918	0,0909	0,0931
15	0,0882	0,0973	0,0895	0,0908
16	0,0822	0,0972	0,0937	0,0887
17	0,0783	0,0963	0,0947	0,0881
18	0,0764	0,0956	0,0920	0,0869
19	0,0980	0,0968	0,0912	0,0839
20	0,0705	0,0918	0,0884	0,0867
21	0,0748	0,1005	0,0904	0,0889
22	0,1019	0,0940	0,0930	0,0940
23	0,0975	0,0924	0,0710	0,0926
24	0,0875	0,0888	0,0751	0,0924
25	0,0772	0,0877	0,0775	0,0924
26	0,0834	0,0878	0,0795	0,0961
27	0,0867	0,0889	0,0916	0,0954
28	0,0881	0,0886	0,0950	0,0963
29	0,0884	0,0852	0,0923	
30	0,0899	0,0919	0,0953	
31		0,0898	0,0942	
Promedio	0,0859	0,0928	0,0882	0,0909

ANEXO E: PROMEDIO DE DEMANDA ENERGETICA BLOQUE TARAPOA

DIA	Noviembre 2018	Diciembre 2018	Enero 2019	Febrero 2019
	MW	MW	MW	MW
1	40,5745	41,6257	41,9708	41,3320
2	41,2403	40,9895	41,1710	41,3665
3	40,7866	41,5670	41,0958	41,6210
4	40,8837	41,5185	40,7125	41,5455
5	41,3917	41,4976	41,5148	41,5550
6	40,9398	42,0863	40,7080	41,5959
7	41,1463	41,1411	41,3564	40,9045
8	40,3220	41,5777	40,6688	41,1480
9	41,1259	41,2833	40,4133	40,8291
10	40,8710	42,0978	39,8083	41,1935
11	40,6105	41,1829	39,9438	41,3190
12	40,7759	41,8537	40,3303	40,8665
13	40,9947	41,5958	40,9501	41,1439
14	40,7170	41,6542	40,8478	41,4832
15	41,3500	41,1312	41,2446	41,3023
16	41,0592	41,0388	41,0060	41,1500
17	40,2637	40,6379	40,9000	41,1548
18	41,1920	40,6534	41,3500	41,3833
19	41,6983	40,9770	41,5200	41,1547
20	41,7967	40,8277	41,0639	41,1292
21	41,3860	41,0663	39,6167	40,6442
22	41,3258	40,8863	39,8476	40,9168
23	41,2092	41,5935	39,4492	40,5675
24	41,6754	41,8233	39,6139	41,5195
25	41,9380	41,0542	39,0147	42,0590
26	41,5907	40,8311	40,0826	42,3186
27	41,7474	40,6521	39,7235	41,9011
28	41,4625	41,1127	40,3026	41,3666
29	42,4094	37,7208	40,0102	
30	42,1755	41,1122	40,7793	
31		40,6417	40,8613	
Promedio	41,2220	41,1429	40,5767	41,3025

ANEXO F: CRITERIOS PONDERADOS

Alternativa 1 = Alternativa 3 > Alternativa 2

Impacto Ambiental	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	$\Sigma+1$	Ponderados
Alternativa 1	-	1	0,5	2,5	0,42
Alternativa 2	0	-	0	1	0,17
Alternativa 3	0,5	1	-	2,5	0,42
Suma				6	1

Alternativa 3 > Alternativa 2 > Alternativa 1

Mantenimiento	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	$\Sigma+1$	Ponderados
Alternativa 1	-	0	0	1	0,17
Alternativa 2	1	-	0	2	0,33
Alternativa 3	1	1	-	3	0,50
Suma				6	1

Alternativa 2 = Alternativa 3 > Alternativa 1

Flexibilidad	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	$\Sigma+1$	Ponderados
Alternativa 1	-	0,5	0	1,5	0,25
Alternativa 2	0,5	-	0	1,5	0,25
Alternativa 3	1	1	-	3	0,50
Suma				6	1