

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**UNIDADES MÓVILES DE EVALUACIÓN (MTU). COMPONENTES Y
USOS**

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DEL PROYECTO

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

CHRISTIAN ANDRÉS CORRALES OTÁÑEZ

christian.corrales@epn.edu.ec

DIRECTOR: ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS

alvaro.gallegos@epn.edu.ec

DMQ, Febrero 2023

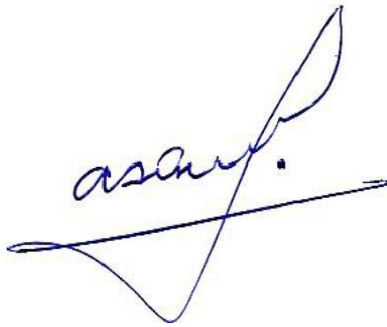
CERTIFICACIONES

Yo, CHRISTIAN ANDRÉS CORRALES OTÁÑEZ declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.



CHRISTIAN ANDRÉS CORRALES OTÁÑEZ

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por CHRISTIAN ANDRÉS CORRALES OTÁÑEZ, bajo mi supervisión.



ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

CHRISTIAN ANDRÉS CORRALES OTÁÑEZ

ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	III
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Descripción del componente desarrollado.....	1
1.2 Objetivo general.....	1
1.3 Objetivos específicos.....	1
1.4 Alcance	1
1.5 Marco teórico	2
1.5.1 Industria petrolera	2
1.5.2 Recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburo y gas	3
1.5.3 Cadena de valor general del petróleo.....	5
1.5.4 Métodos principales de recuperación artificial	12
1.5.5 Equipos de subsuelo para la evaluación de pozos petrolíferos	21
1.5.6 Equipos de superficie para la evaluación de pozos petrolíferos.....	30
2 METODOLOGÍA	37
2.1 Diseño de la investigación.....	37
2.2 Enfoque.....	37
2.3 Tipo de trabajo.....	38
2.4 Técnica de recolección de información.....	39
2.5 Técnica de análisis de la información	39
2.1 Desarrollo del manual de la Unidad Móvil de Evaluación (MTU).....	40
2.1.1 Generalidades y aplicaciones en la industria petrolera.....	40
2.1.2 Componentes de la MTU.....	40
2.1.3 Funcionamiento de la MTU.....	66
2.1.4 Perspectivas	75
2.2 Evaluación de un pozo utilizando la MTU.....	89
3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	95
3.1 Resultados	95
3.1.1 Costo del barril de petróleo empleando la unidad móvil de evaluación.....	95
3.2 Conclusiones	97

3.3	Recomendaciones	98
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 CADENA DE VALOR DEL PETRÓLEO (WOLF, 2009).....	5
FIGURA 2 ETAPAS Y SUBPROCESOS EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA (ORTUÑO ARZATA, 2012).	6
FIGURA 3 FLUJO DE PROCESOS EN UNA REFINERÍA DE PETRÓLEO (LAS FLECHAS DE BLOQUE SÓLIDO REPRESENTAN LA ENERGÍA DE PROCESO UNITARIA [COMBUSTIBLES DE PROCESO, ELECTRICIDAD Y VAPOR]) (WANG, HANJIE LEE, & MOLBURG , 2004).....	12
FIGURA 4. REDES E INSTALACIONES DEL LEVANTAMIENTO POR GAS (FLESHMAN & HARRYSON, 1999).....	14
FIGURA 5. SISTEMA ESP BÁSICO (NGUYEN, 2020).....	15
FIGURA 6. ESQUEMA DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO (LEA & NICKENS, 1999).	16
FIGURA 7. ESQUEMA TÍPICO DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO POR ÉMBOLO (NGUYEN, 2020).....	18
FIGURA 8. SISTEMAS DE BOMBEO DE LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO (FLESHMAN & HARRYSON, 1999).....	20
FIGURA 9. ENSAMBLAJE INTERNO DE UN PCP (BELLARBY, 2009).....	20
FIGURA 10. COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA PCP 1: BOMBA PC; 2: ANCLA DINAMOMÉTRICA; 3: ACOPLAMIENTO; 4. LÍNEA DE FLUJO; 5. BARRA PULIDA; 6. BOCA DE POZO; 7. MOTOR PRIMARIO (NGUYEN, 2020).	21
FIGURA 11. CONFIGURACIÓN DE UNA SARTA TÍPICA EN UNA DST (MCALEESE, 2000).	22
FIGURA 12. TABLERO MURPHY (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	47
FIGURA 13. CONTROLADORES DE ALARMAS (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	47
FIGURA 14. MANÓMETRO DE SUCCIÓN MURPHY (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	49
FIGURA 15. MANÓMETRO DE DESCARGA MURPHY (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	49
FIGURA 16. SWITCH DE ENCENDIDO (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	50
FIGURA 17. LLAVE DE PASO DE CORRIENTE (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	50
FIGURA 18. INVERSOR DE CORRIENTE (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	50
FIGURA 19. SWITCH DE LAS LÁMPARAS (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	51
FIGURA 20. SWITCH DEL INVERSOR DE CORRIENTE (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	51
FIGURA 21 PLATAFORMA DE MOVILIZACIÓN DE LA MTU (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	64
FIGURA 22 SISTEMA DE FRENOS NEUMÁTICOS EN UNA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	65
FIGURA 23. LAYOUT DEL POZO SECOYA 22 (ELABORACIÓN PROPIA).....	90
FIGURA 24. COMPLETACIÓN DE FONDO (ELABORACIÓN PROPIA).	91

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. TIPOS DE CONTROLADORES MURPHY (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	48
TABLA 2. LISTA DE ALARMAS DEL TABLERO MURPHY (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	48
TABLA 3 FACTORES DE RIESGOS MECÁNICOS (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	79
TABLA 4 FACTORES DE RIESGOS FÍSICOS (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	82
TABLA 5 FACTORES DE RIESGOS QUÍMICOS (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	83
TABLA 6 FACTORES DE RIESGOS BIOLÓGICOS (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	85
TABLA 7 FACTORES DE RIESGOS ERGONÓMICOS (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).....	86
TABLA 8 ACCIDENTES MAYORES (CAUSAS Y SUS MEDIDAS DE MITIGACIÓN) QUE PUEDEN PRESENTARSE EN LA MTU. (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011)	87
TABLA 9. DATOS GENERALES DE LA COMPLETACIÓN DE FONDO (ELABORACIÓN PROPIA).	91
TABLA 10. DATOS DE LA EVALUACIÓN DEL POZO SECOYA 22 (ELABORACIÓN PROPIA).	93
TABLA 11. COSTO DE PRODUCCIÓN DE UN BARRIL DE PETRÓLEO (EMPRESA PÚBLICA PETROECUADOR, 2023).	95
TABLA 12. COSTO GLOBAL DE PRODUCCIÓN EMPLEANDO LAS MTU (ESCUELA DE OPERACIONES SERTECPET, 2011).	95
TABLA 13. COSTO POR PROCESAMIENTO Y LEVANTAMIENTO DEL FLUIDO (ISI ANDINA C.A., S.F.).....	95
TABLA 14. COSTO POR MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA (ISI ANDINA C.A., S.F.).....	95

RESUMEN

Los procesos y subprocesos involucrados en la producción de petróleo son extensamente complejos, se requiere el uso de un sinnúmero de elementos permitiendo a equipos integrales y de alta tecnología funcionar de manera óptima y eficiente. Uno de los equipos más usados en la actualidad en la extracción de crudo en los pozos petroleros ecuatorianos, es la Unidad Móvil de Evaluación (MTU).

En este trabajo se presentan a manera de instructivo, para la introducción en el amplio ámbito de la evaluación y producción de pozos petroleros on shore, con documentos cuyo enfoque es la Unidad Móvil de Evaluación, definiéndola, describiendo sus aplicaciones, su principio y funcionamiento, así como los elementos que la componen, los factores de riesgos, impactos en el medio ambiente, fallas más comunes, además de sus medidas de mitigación. Se proporciona una guía estructurada que permite a usuarios e interesados adquirir conocimientos acerca de las Unidades Móviles de Evaluación.

Además, se realiza la valoración de un pozo mediante las herramientas que nos proporciona la MTU y la Ingeniería de Petróleos, para tener un panorama del potencial uso de este equipo.

PALABRAS CLAVE: MTU, petróleo, evaluación de pozos, costo de barril de petróleo, factores de riesgo.

ABSTRACT

The processes and sub-processes involved in oil production are extensively complex, requiring the use of a myriad of elements allowing integral and high-tech equipment to function optimally and efficiently. One of the most used equipment currently used in Ecuadorian oil wells is the Mobile Test Unit (MTU).

In this work we present as an instructive, for the introduction in the wide field of evaluation and production of oil wells on shore, a developed document whose focus is the Mobile Test Unit, defining it, describing its applications, its principle and operation, as well as the elements that compose the risk assessment, impacts on the environment, most common failures, in addition to their mitigation measures, providing a structured guide that allows users and interested parties to acquire knowledge about the Mobile Evaluation Units.

In addition, it was possible to perform the assessment of well using the tools provided by the MTU and to have an overview of the potential use of this equipment.

KEYWORDS: MTU, petroleum, well testing, oil barrel cost, risk assessment.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Descripción del componente desarrollado

Mediante la utilización del método analítico realizaremos un estudio y análisis de las Unidades Móviles de Evaluación (MTU) en el que incluyendo el método inductivo-deductivo describiremos los componentes que las conforman, analizaremos su operatividad y detallaremos las aplicaciones dentro de la industria petrolera con la finalidad de determinar las ventajas que se tienen al utilizar estos equipos, así como fallas comunes, factores de riesgo, y posibles impactos ambientales generados por su operación.

Por lo cual, en base a análisis exploratorio con un diseño no experimental, mediante la recolección de datos de pruebas de producción y utilizando herramientas de la ingeniería nos permita la valoración de un pozo, incluido el análisis del costo de un barril de producción con una unidad MTU.

Además, con la implementación del método sintético en el estudio identificaremos el potencial del pozo usando herramientas de ingeniería y determinaremos el costo de producción de un barril utilizando una unidad MTU, esto permitirá analizar la conveniencia o no de su uso.

Tomando en cuenta todo lo indicado generaremos un manual de operación de la unidad.

1.2 Objetivo general

Realizar el estudio de la utilización de las Unidades Móviles de Evaluación (MTU).

1.3 Objetivos específicos

1. Analizar los componentes y funcionamiento de las unidades.
2. Analizar los diferentes usos de la MTU.
3. Determinar las ventajas que se tienen al utilizar estos equipos, así como sus diferentes aplicaciones, fallas comunes, factores de riesgo, medidas de prevención y posibles impactos ambientales generados por su operación.
4. Determinar el costo de barril de producción utilizando una MTU.
5. Generar un manual de operación de una unidad MTU.

1.4 Alcance

La mayor parte de empresas tanto estatales y como privadas emplean unidades MTU, mismas que son utilizadas en la etapa de producción con la finalidad de extraer y evaluar el crudo.

La unidad móvil de prueba es un equipo portátil que se utilizan para trabajos operacionales en la evaluación y producción de los pozos de petrolero (Brborich & Briceño, 2018).

El propósito de este trabajo es realizar el estudio y análisis de las principales partes que conforma una unidad móvil de evaluación, su operatividad y usos. En base a lo anterior mencionado se podrá tener un mejor entendimiento de su funcionalidad y posterior evaluación de la utilidad de estas unidades.

Usos, aplicaciones, fallas, factores de riesgo y posibles impactos ambientales generados serán incluidos al realizar un previo análisis de componentes y el funcionamiento de la MTU; además de la evaluación de un pozo petrolífero usando esta tecnología y herramientas de ingeniería a fin de determinar su verdadero potencial en corto tiempo.

Las pruebas de productividad que se examinarán en los pozos se realizaron con la unidad MTU (Delgado & Gorozabel, 2018).

La utilización de la unidad MTU nos permite recircular los fluidos del pozo y obtener los barriles netos de crudo producidos.

Es posible bombear hasta 4000 BDP a 3800 PSI con una unidad MTU (Ricaurte, 2018).

El costo de un barril de producción será determinado en base a información de costos previamente recolectada, este valor representativo facilitará el análisis comparativo de rentabilidad de estas unidades.

Se preparará e incluirá un Manual de Operación para una MTU, a fin de tener una guía para un funcionamiento efectivo.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Industria petrolera

La tierra tal y como lo conocemos desde hace un siglo habría sido muy diferente sin el petróleo. El petróleo, especialmente en forma de petróleo crudo y sus productos refinados, ha sido fundamental para todos los aspectos de la sociedad industrial moderna y ha sido un importante objetivo geopolítico estratégico de las naciones. El siglo XX fue la era del petróleo, y al menos una parte del siglo XXI lo será también. Las operaciones petroleras pueden ser en tierra (onshore) o en alta mar (offshore). Las operaciones en tierra se

refieren a operaciones que tienen lugar en suelo firme, mientras tanto las operaciones en alta mar o submarinas tienen lugar en el mar y a través del lecho marino (OpenOil, 2012).

El petróleo es utilizado como materia prima en la producción de una inmensa variedad de productos químicos y materiales sintéticos. Casi todos los alimentos del mundo dependen del petróleo debido a los fertilizantes (en forma de gas natural) y pesticidas para el cultivo, e incluso el transporte de los mismos (OpenOil, 2012).

El petróleo ha sido especialmente dominante como fuente de combustibles para el transporte, una aplicación para la que será especialmente difícil encontrar sustitutos rentables. Aunque la intensidad energética de las economías avanzadas ha disminuido desde 1950, sería erróneo deducir de ello que la energía se ha vuelto menos necesaria. La energía, y en particular el petróleo, sigue siendo un cimiento sobre los que se construye todo el edificio de la sociedad moderna (Vassiliou, 2009).

1.5.2 Recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburo y gas

Tras el pozo petrolífero comercial de 69,5 pies de profundidad perforado por el coronel Edwin Drake en Titusville, Pennsylvania, en 1859, la industria petrolera actual ha ampliado con éxito los límites de la exploración hasta alcanzar profundidades de perforación superiores a de 30000 pies en lugares remotos de la costa, en la búsqueda de recursos de hidrocarburos. Sin embargo, la gran parte de los yacimientos de petróleo se hallan en el rango de profundidad de 1600-13000 pies. La profundidad de las acumulaciones de hidrocarburos tiene una importante implicación, ya que la temperatura y la presión de un determinado yacimiento están influidas por la profundidad. Por lo general, en los yacimientos de petróleo menos profundos, las temperaturas y presiones son relativamente bajas y viceversa para los yacimientos más profundos. Por ejemplo, las acumulaciones de petróleo pesado de la vertiente norte del Ártico en Alaska, que son mucho más superficiales y están muy cerca del permafrost, tienen temperaturas de depósito tan bajas como 80 °F-85 °F y presiones inferiores a 1500 psia. Por el contrario, en las acumulaciones de la región del Mar del Norte y del Golfo de México tienen temperaturas de temperaturas que oscilan entre los 250 °F y los 450 °F y presiones que oscilan entre 15000 y 30000 psia (Abhijit Y, 2013).

Otra característica importante de los yacimientos es la extensión y el grosor de la columna de petróleo, que puede variar considerablemente. A menudo, esto es algo que dicta la viabilidad comercial de una determinada acumulación. El yacimiento petrolífero terrestre de Ghawar, descubierto en 1948, es la mayor acumulación de petróleo convencional del

mundo, con una superficie estimada de forma conservadora en 875 millas y una columna de petróleo vertical máxima de unos 1300 pies. En cambio, el yacimiento de Trol en el Mar del Norte noruego tiene una extensión de 700 millas y una columna de petróleo de entre 13 y 88 pies.

Otra característica importante de los yacimientos de petróleo son las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos presentes en ellos. Aunque todos los fluidos de los yacimientos de están compuestos principalmente por carbono e hidrógeno, cada fluido de los yacimientos de hidrocarburos es único en la naturaleza debido a una composición química muy diferente y los componentes presentes, lo que a su vez también da lugar a variaciones en las propiedades físicas. Los componentes no hidrocarburíferos, como el dióxido de carbono (CO₂), el nitrógeno (N₂) y el sulfuro de hidrógeno (H₂S) también se asocian con frecuencia a los hidrocarburos. Las acumulaciones de petróleo y gas están siempre asociadas a las aguas de formación (aguas salinas), que pueden constituir extensos acuíferos subyacentes o contiguos a los hidrocarburos. Las características físicas y químicas de estas aguas de formación también varían significativamente de una acumulación a otra.

En el pasado, dadas las dificultades técnicas, la falta de viabilidad económica y la de la presencia de petróleo y gas convencionales fáciles de producir, los recursos no convencionales se ignoraban en gran medida. Sin embargo, en los tiempos actuales, dada la rápida subida de la demanda de energía, parecen cada vez más atractivos, dados los avances tecnológicos de la industria petrolera.

Los recursos no convencionales típicamente incluyen metano de capas de carbón (gas CBM), que es metano en vetas de carbón; gas de arenas compactas (gas de hidrocarburo en formaciones compactas de permeabilidad ultrabaja); gas de esquisto (gas en esquistos de muy baja permeabilidad); hidratos de metano (metano atrapado en la estructura cristalina del agua); petróleo pesado (petróleo de alta viscosidad y alta densidad); petróleo de esquisto (querógeno); y arenas bituminosas (que contienen betún que tiene viscosidades extremadamente altas).

Conforme a la Administración de Información de Energía, las reservas probadas de gas natural convencional del mundo superan los 6600 billones de pies cúbicos (Trillion Cubic Feet), y en comparación con eso, las estimaciones de recursos de CBM, gas de esquisto, gas de arenas compactas e hidrato de metano son 9090, 16103, 7405, y 706293 TCF, respectivamente. En lo que se refiere al petróleo, Estudios indican que los recursos petroleros totales del mundo son de 9 a 13 billones de barriles, de los cuales el

convencional (petróleo liviano y mediano) es solo el 30 %, mientras que el petróleo pesado, el petróleo extrapesado, las arenas bituminosas y el betún constituye el 70 % restante. En contraste, otras investigaciones estiman entre 6 y 8 billones de barriles de recursos de petróleo de esquisto en todo el mundo. Por lo tanto, incluso si se consideran las estimaciones más conservadoras para la recuperación técnica y económica de los recursos no convencionales, todavía representa una cartera de energía futura muy sustancial que eclipsa las reservas de gas y petróleo convencionales (Abhijit Y, 2013).

1.5.3 Cadena de valor general del petróleo

El análisis de la cadena de valor, popularizado por Porter (1985), investiga la secuencia de actividades consecutivas que se requieren para trasladar un producto o servicio desde la concepción y la adquisición, atravesando por las diferentes fases de producción y distribución, hasta llegar al cliente en su última etapa. Este análisis puede realizarse para empresas individuales, para grupos de empresas cuyas cadenas de valor están interconectadas, normalmente con proveedores distribuidores y clientes, a los que Porter denomina sistemas de valor, o para industrias seleccionadas (dentro o fuera de las fronteras nacionales). La cadena de valor de la industria del sector petrolero consta principalmente de la siguiente estructura; el desarrollo, la producción, el procesamiento, el transporte y la comercialización de los hidrocarburos, como indica en detalle la figura 1 (Wolf, 2009).

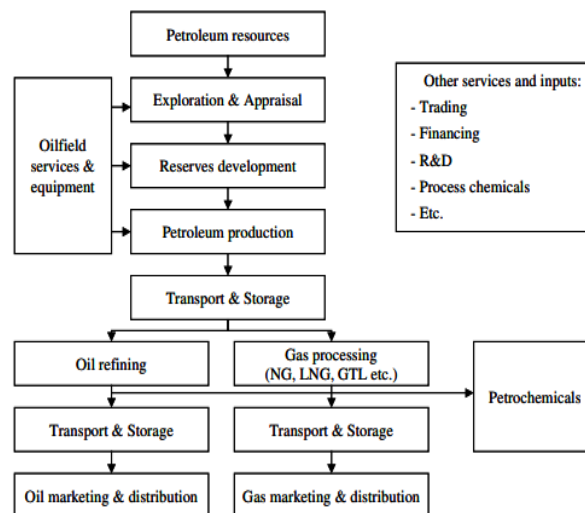


Figura 1 Cadena de valor del petróleo (Wolf, 2009).

Exploración

En esta etapa se efectúa estudios adecuados para buscar e identificar posibles yacimientos petrolíferos, es decir, depósitos de hidrocarburos en volúmenes comerciales efectivos en

el subsuelo, a través de investigaciones y operaciones necesarias establecidas en estudios geológicos, geofísicos, sismográficos, geoquímicos y de perforación, permitiendo a los especialistas elegir el lugar que se considere más propicio para perforar un pozo exploratorio, encuadrado en leyes territoriales y ambientales que responden el respeto al ambiente natural (PDVSA, s.f.).

El proceso exploratorio integra varios subprocesos fundamentales los cuales son (figura 2); la viabilidad del potencial petrolero, el consenso de reservas, la caracterización delimitación iniciales. Cada subproceso implica una serie de actividades tecnológicas y geológicas (Ortuño Arzata, 2012).

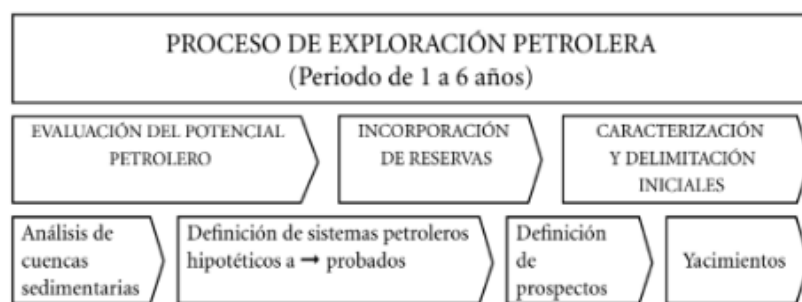


Figura 2 Etapas y subprocesos en la exploración petrolera (Ortuño Arzata, 2012).

La finalidad de la evaluación del potencial petrolero es la estimación de la factibilidad de que una región sedimentaria disponga de yacimientos con hidrocarburos en volumen comercial. Los estudios de esta fase son de carácter regional.

Existen subprocesos generales que integran la fase de evaluación del potencial petrolero, que incluyen; el estudio de cuencas, caracterización de los sistemas petroleros hipotéticos y de los probados o establecidos.

El análisis de la cuenca se orienta al estudio geológico y geofísico integral de las cuencas sedimentarias, enfocado al estudio del basamento o contenedor de la serie sedimentaria, el tipo, la edad y la dinámica de la cuenca, además de la evolución geológica tanto sedimentaria como tectónica-estructural. Dentro de los estudios más importantes para llevar a cabo un análisis de cuencas sedimentarias están; la sedimentología, magnetometría, geotectónica, geoquímica, estratigrafía, prospección sísmica, geología estructural, gravimetría, petrología, entre otras (Ortuño Arzata, 2012).

La identificación y definición de; rocas generadoras de hidrocarburos, rocas sello, rocas almacén, y trampas de hidrocarburos, denominados elementos, así como de procesos de; generación, migración, expulsión, preservación y formación de trampas de hidrocarburos concierne al estudio y caracterización del sistema petrolero. Los estudios principales que

se realizan para obtener dicha información son; geológicos y geofísicos de semidetalle a detalle, petrología, geología estructural y tectónica, sísmica bidimensional y tridimensional, magnetometría, realización de modelos geológicos y numéricos, paleontología, geoquímica del petróleo, sedimentología y estratigrafía, gravimetría, así como estudios de maduración de querógeno y de historia de termicidad.

Mediante la vasta información que generan estos estudios se definen los sistemas petroleros, en su primera fase, como hipotéticos y finalmente la comprobación de los mismo. En esta etapa de la exploración se puede caracterizar y establecer la calidad de la roca almacén, así como la dinámica inicial de los fluidos almacenados en esta (Ortuño Arzata, 2012).

Una vez los hidrocarburos estimados en la fase anterior se los pueda cuantificar, formarán parte de la reserva total y a este proceso se denomina incorporación de reservas. La parte más significativa de esta fase es la evaluación de los prospectos (trampa verificada y apto para perforación, relacionada con los procesos y elementos de un sistema petrolero ya definido y caracterizado) y se emplea estudios de la estratigrafía y sedimentología de secuencias, sismología bidimensional de detalle a tridimensional, petrofísica y petrología, modelado numérico del proceso de generación y migración de hidrocarburos, geología estructural, así como la evaluación de la ingeniería petrolera y económica. Así pues, en esta etapa, se puede establecer la evaluación de los volúmenes de hidrocarburos susceptibles a descubrir y la evaluación de riesgos geológicos.

Consecutivamente, la caracterización y delimitaciones iniciales radica en el establecimiento de los límites de la acumulación de hidrocarburos prospectada, el potencial de producción y la cuantificación de reservas. Los respectivos estudios realizados en esta etapa son; estratigrafía de alta resolución, levantamiento e interpretación sísmica tridimensional, petrofísica, sedimentología de precisión en la definición de facies, geología estructural y estudio de la fracturación, ingeniería de perforación y de yacimientos, así como evaluación económica de proceso y la definición de las instalaciones.

A partir de esta etapa se podrá realizar actividades de desarrollo y explotación de los campos petroleros (Ortuño Arzata, 2012).

Desarrollo y producción

Una vez que se ha explorado, descubierto y valorado un yacimiento de petróleo y que vale la pena el coste de sacarlo del subsuelo, la siguiente etapa es desarrollar la infraestructura para extraerlo. Dependiendo de una serie de factores, como geología, la ubicación y la

normativa local, tendrá que determinar la mejor manera de extraer los hidrocarburos del subsuelo y llevarlos al mercado. Esto puede incluir decisiones sobre el número de pozos que se van a perforar, qué tipo de plataforma se va a construir o si se va a construir una plataforma. Cada vez más, las explotaciones petrolíferas en alta mar utilizan estructuras parecidas a barcos para extraer el petróleo, las unidades flotantes de producción, almacenamiento y de descarga o FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading units*). La fase de desarrollo no suele durar más de varios años (OpenOil, 2012).

La perforación de pozos petroleros ha tornado en una tecnología que, desde el comienzo (1859) de la industria hidrocarburífera hasta hoy, ha logrado grandes progresos en las actividades que forman esta rama de la industria. La perforación, mediante la extensa información que arrojan los estudios mencionados en las secciones anteriores, confirma los aspectos de descubrir nuevos yacimientos (Barberii, 1998). La ingeniería, la comunidad y empresariales, entre otros, influyen en el tipo y la escala de la infraestructura que se utilizará para extraer el petróleo. Esta es la fase que requiere la mayor cantidad de dinero en el ciclo de vida (la más "intensiva en capital") (OpenOil, 2012). La producción petrolera es la actividad que se encarga principalmente de técnicas y procesos empleados para conducir a la superficie los hidrocarburos además de actividades relacionadas al manejo, tratamiento y entrega de los hidrocarburos a las zonas de almacenamiento (Galván Rico, Reyes Gil, & Guédez Mozur, 2007). La instalación más importante de producción son estaciones de bombeo y separación. El petróleo de diversos pozos es direccionado a las estaciones de separación mediante líneas de flujo secundarias, para proceder a separar el petróleo del agua de formación (que se halla en forma de emulsión), e inhibir la formación de espuma mediante el empleo de sustancias químicas (mayormente derivados del benceno) como los antioxidantes, demulsificantes, antiespumantes, entre otras (Zamora & Ramos, 2010).

Recuperación de hidrocarburos de un yacimiento

A lo largo de la vida de un campo petrolero en producción, se encuentran varias etapas de extracción. Inicialmente, la expansión de los fluidos del yacimiento, que es una función de su volumen y compresibilidad, actúa como fuente de energía motriz que puede actuar para apoyar la producción primaria del yacimiento. La producción primaria consiste en utilizar la energía natural almacenada en el yacimiento como mecanismo impulsor de la producción (Jahn, Cook, & Graham, 2008). Existen cinco mecanismos de impulsión importantes: Impulsión por gas de solución; Impulsión del casquete de gas; Impulsión por agua; Drenaje por gravedad; Impulsión combinada o mixta (Abubaker H, Zulkefli Bin, & Abdurahman H, 2015).

Seguidamente de la producción principal, aún queda en el yacimiento un importante volumen de hidrocarburos de fácil extracción. Pero para lograr trasladar a la superficie un cierto porcentaje adicional de los hidrocarburos remanentes, es preciso vigorizar la energía del yacimiento (Barberii, 1998). La recuperación secundaria implica añadir algo de energía a medida que cae la presión del yacimiento a través de la inyección de fluidos a presión, como agua o gas, para ayudar a sostener el yacimiento mientras este produce (Jahn, Cook, & Graham, 2008). Los métodos más comunes empleados para el levantamiento artificial son (Galván Rico, Reyes Gil, & Guédez Mozur, 2007):

- Bombeo Mecánico
- Levantamiento Artificial por Gas
- Bombeo Eléctrico Sumergible
- Bombeo Hidráulico

La tecnología de inyección de agua se utiliza ampliamente para mejorar aún más la eficiencia de la producción de petróleo, lo que en última instancia conducirá a una alta proporción de agua/petróleo en los pozos productores, lo que conducirá a la disminución de la eficiencia de la producción de petróleo. Es ampliamente reconocido que cerca del 60 % del crudo original todavía está atrapado en los reservorios después de tratamientos de inundación con agua (Tao Ning, y otros, 2021). Cualquier operación de recuperación vigorizada usada posterior a la producción secundaria, se denomina producción terciaria (Barberii, 1998).

Los métodos de producción primaria y de recuperación secundaria producen por término medio menos de un tercio del petróleo original. Las técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburo, EOR (*Enhanced Oil Recovery*) buscan extraer petróleo que no se recuperaría con los métodos expuestos hasta ahora.

Los métodos de EOR se clasifican según el mecanismo principal de desplazamiento del petróleo, introduciendo fluidos que reducen la viscosidad y mejoran el flujo. En realidad, sólo hay tres mecanismos básicos para recuperar el petróleo de la roca, aparte del agua. Los métodos se agrupan dependiendo del principio que siguen, los cuales se basan en: (a) Una disminución de la viscosidad del petróleo, (b) Extracción del petróleo con un disolvente, y (c) La alteración de fuerzas capilares y viscosas entre el petróleo, el fluido inyectado y la superficie de la roca. Por tanto, los métodos de EOR se clasifican en tres categorías (Kokal & Al-Kaabi, 2010):

- Métodos térmicos (inyección de calor)

- Métodos de inyección de gas miscible (inyección de un disolvente)
- Métodos químicos (inyección de productos químicos/surfactantes)

Estos fluidos pueden consistir en gases miscibles con el petróleo, como dióxido de carbono o nitrógeno, vapor, aire u oxígeno, soluciones poliméricas, geles, formulaciones de polímeros tensioactivos, formulaciones de polímeros tensioactivos alcalinos o formulaciones de microorganismos (Abubaker H, Zulkefli Bin, & Abdurahman H, 2015).

Desgraciadamente, el coste por barril de la mayoría de los métodos de EOR es considerablemente superior al de las técnicas de recuperación convencionales, por lo que la aplicación de EOR suele ser mucho más sensible al precio del petróleo. Por lo general, las técnicas de EOR se han aplicado con mayor éxito en yacimientos terrestres poco profundos que contienen crudos viscosos, donde las recuperaciones con métodos convencionales son muy bajas, así como sus costes operativos (Jahn, Cook, & Graham, 2008).

A menudo partículas específicas obstaculizan el transporte de flujo, para descartarlas es preciso introducir soluciones ácidas. Asimismo, es necesario inyectar ácido a presión si la formación rocosa posee baja permeabilidad, para poder fracturarla y formar canales que permitan la circulación del hidrocarburo. Tuberías son acopladas a los cabezales de cada uno de los pozos permitiendo el flujo hacia una determinada estación de recolección mediante equipos que proporcionan la recepción, medición, tratamiento, separación, almacenamiento y envío de los hidrocarburos (Galván Rico, Reyes Gil, & Guédez Mozur, 2007).

Transporte y almacenamiento

La logística del petróleo incluye normalmente el transporte de petróleo desde los lugares de producción hasta las refinerías, así como transporte y distribución de los productos petrolíferos a mercados y clientes. La logística petrolera representó entre un 5% y 10% del valor del mercado del petróleo en 2005. Sin embargo, su colaboración en el mercado petrolero total disminuye con el aumento de los precios del petróleo. Los métodos para el transporte "en alta mar" incluyen petroleros y oleoductos, mientras que el transporte terrestre se fundamenta principalmente en oleoductos, trenes y camiones (para la distribución). La mayor parte del comercio internacional se basa en el transporte en alta mar mediante petroleros, mientras que los oleoductos se manejan para el transporte nacional. El comercio internacional de petróleo ha aumentado significativamente durante las últimas décadas y en 2009 ha alcanzado el nivel de 52.930 kilo barriles por día (kb/d).

Oriente Medio fue la mayor región exportadora, con 18.425 kb/d, es decir, 16.510 kb/d de petróleo crudo y 1915 kb/d de productos petrolíferos (Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP), 2011).

Refinación

La refinación de petróleo convierte el crudo en más de 2500 productos refinados, incluidos gas licuado de petróleo, gasolina, queroseno, combustible diésel, aceites combustibles y aceites lubricantes. Se utiliza un gran volumen de agua en los procesos de refinación, especialmente para los sistemas de destilación, hidrotratamiento, desalinización y refrigeración (Yusuf Yavuz, Savaş Koparal, & Ülker Bakır Öğüt, 2010).

Existen numerosas configuraciones posibles de refinaciones, y cada una de ellas está diseñada para lograr el objetivo específico de transformar el petróleo crudo en productos útiles, como queroseno de doble uso, gasolina y materia prima petroquímica. Una investigación relevante clasifica a las refinaciones en una unidad de hidro-desnatado compuesta por tres subunidades (una unidad de destilación de crudo, que fracciona el crudo en varios componentes, una unidad de desulfuración, que reduce el contenido de azufre de algunas fracciones como el queroseno y la nafta, y una unidad de reformado para producir reformado) o una unidad compleja, que incorpora una unidad adicional de craqueo catalítico a la refinación de hidro-desnatado (Basheer Hasan , Wan Mohd Ashri Wan Dau, & Abdul Aziz, 2011). La figura 3 muestra los procesos generales de refinación interconectados por flujos de energía y materiales, (a efectos de presentación, sólo se muestran los productos y los flujos intermedios), basados en el estudio de Brown, H L; Hamel, B B; Hedman, B A., titulado "Energy analysis of 108 industrial processes", el cual incorpora un nivel de detalle preparado como parte de un análisis energético exhaustivo y está disponible sin violar la confidencialidad de la información para una refinación de petróleo determinada (Wang, Hanjie Lee, & Molburg , 2004).

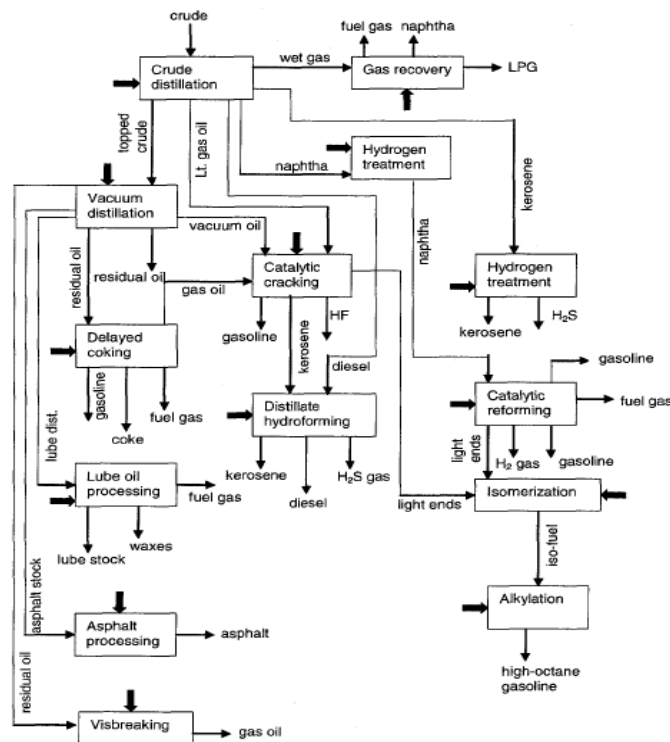


Figura 3 Flujo de procesos en una refinación de petróleo (las flechas de bloque sólido representan la energía de proceso unitaria [combustibles de proceso, electricidad y vapor]) (Wang, Hanjie Lee, & Molburg, 2004).

Las directrices globales de urbanización, desarrollo industrial y económico han asegurado históricamente la importancia de los productos derivados del petróleo, obtenidos en refinación. La tasa media de crecimiento fue de 5.7 % entre 1965 y 1980, la primera mitad de la década de los 80s se redujo a 1.4 %, para posteriormente mostrar (hasta 2013). Norte América, Europa & Eurasia y Asia Pacífico son las regiones con mayor capacidad de refinación, 22.5 %, 25.2 % y 33 % respectivamente. En contraste, las naciones con mayor porcentaje en capacidad mundial son; US (18.8 %), Rusia (6.3 %), y China (13.3 %) (Ramírez Mordan, 2015).

Distribución y comercialización

La distribución de hidrocarburos se efectúa a través de plantas encargadas de almacenar temporalmente los bienes derivados del petróleo para luego ser distribuidos hacia los centros de venta al consumidor (estaciones de servicios). El objetivo es hacer alcanzar oportunamente los volúmenes de productos solicitados diariamente por los clientes, tanto nacionales como internacionales (Galván Rico, Reyes Gil, & Guédez Mozur, 2007).

1.5.4 Métodos principales de recuperación artificial

En los pozos desde el inicio de su vida productiva son incapaces de fluir por flujo natural, se acude entonces a métodos como los que se describen a continuación:

Levantamiento por gas (*Gas Lift*)

Este método ha existido desde hace más de 150 años; el principio es sencillo: reducir la presión hidrostática inyectando un fluido ligero (hidrocarburos) en el pozo. Como tal, su rendimiento en estado estacionario es relativamente fácil de predecir. Dado que el *slug flow* suele dominar el rendimiento de los pozos elevados por gas, se utilizan correlaciones como las de Hagedorn y Brown o muchos modelos mecanicistas. Este método de levantamiento artificial que no requiere el uso de una bomba de fondo de pozo. Debido a su relativa simplicidad en el fondo del pozo, flexibilidad y capacidad para operar en una amplia gama de tasas, es común, particularmente en alta mar. Aunque es, con mucho, la forma más común de levantamiento artificial utilizada en pozos submarinos, no está libre de problemas. Es incapaz de generar presiones de fondo de pozo muy bajas, a diferencia de una bomba; es ineficaz en pozos gaseosos; requiere una gran cantidad de gas a alta presión (es decir, compresión) y, si se diseña incorrectamente, puede sufrir un rendimiento deficiente o inestable (Bellarby, 2009).

Redes e instalaciones del levantamiento por gas.

En la superficie, la infraestructura de levantamiento artificial por gas incluye compresores, separadores, colectores, líneas de flujo de yacimientos y gasoductos de exportación (figura 4), que están estrechamente relacionados con la operación y el rendimiento de los equipos subterráneos.

Los cambios en el rendimiento de la instalación o del yacimiento influyen en ambos sistemas. A menudo, no hay suficiente gas para extraer todos los pozos con la máxima eficiencia. La producción se puede mejorar optimizando la inyección de gas dentro de las redes de campo existentes. Si el levantamiento artificial por gas está limitado por la infraestructura de superficie existente, se pueden utilizar instalaciones de compresión portátiles montadas sobre plataformas para mejorar el rendimiento del campo (Fleshman & Harryson, 1999).

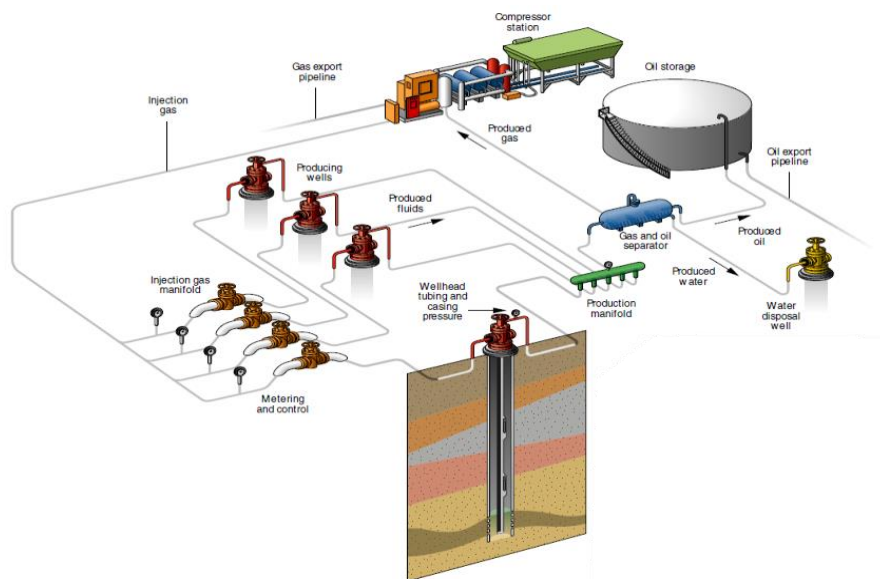


Figura 4. Redes e instalaciones del levantamiento por gas (Fleshman & Harryson, 1999).

Levantamiento por bomba eléctrica sumergible (*Electrical Submersible Pump, ESPs*)

La bomba sumergible eléctrica (figura 5) en la producción del petróleo y el gas es una bomba centrífuga multietapa utilizada para elevar volúmenes moderados o elevados de fluidos de los pozos. En otras palabras, la ESP es uno de las técnicas de levantamiento artificial que utiliza una bomba de fondo de pozo para proporcionar una energía adicional o una elevación adicional a los fluidos dentro del pozo y, por lo tanto, mejorar la producción de hidrocarburos. La energía eléctrica se suministra desde la superficie para hacer funcionar las bombas de fondo de pozo (ESP) a través de cables. Dado que las ESP son bombas centrífugas multietapa, su rendimiento es similar al de las bombas centrífugas multietapas conectadas en serie. Cuando se conectan bombas centrífugas multietapa en serie, como las bombas funcionan a una velocidad constante, el caudal sería similar, pero las alturas de bombeo son mayores en comparación con las de una bomba centrífuga de una sola etapa. Algunas de las ventajas de utilizar ESP en comparación con otros métodos de levantamiento son las siguientes (Nguyen, 2020):

- El factor más significativo que hay que tener en cuenta a la hora de seleccionar los ESP es el alto caudal de líquido. La ESP puede diseñarse de forma económica tanto para pozos de petróleo como de agua, a tasas de producción que oscilan entre 200 y 60.000 B/D y a profundidades de hasta 15.000 pies.
- El ESP puede aplicarse fácilmente en pozos torcidos o desviados que tengan una severidad de *dog leg* inferior a 9°/100 pies.

- El equipo de superficie de un sistema ESP es bastante sencillo en comparación con el de otros métodos de elevación. Ocupa una superficie relativamente pequeña, por lo que es adecuado para su uso en alta mar, en zonas urbanas o en otros lugares de difícil acceso.

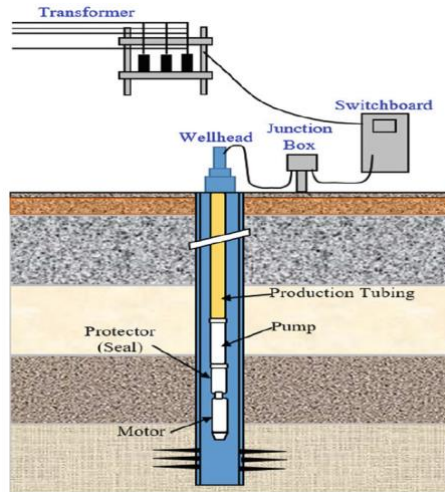


Figura 5. Sistema ESP básico (Nguyen, 2020).

Levantamiento por bombeo mecánico (*Sucker Rod Pumping*).

Los sistemas de bombeo mecánico son el tipo de levantamiento artificial más antiguo y más utilizado en pozos petrolíferos. La figura 6 modela un esquema de un sistema típico de bombeo mecánico. Aproximadamente el 85% de todos los pozos elevados artificialmente en EE.UU. se producen mediante bombas mecánicas. Lo mismo ocurre en algunas zonas de Sudamérica y Canadá. Alrededor del 80% de todos los pozos petrolíferos son pozos "*stripper*", que producen menos de 10 bopd. La inmensa mayoría de estos pozos se extraen con bombas mecánicas. Del 20% restante, aproximadamente el 27% se extrae con bombas mecánicas, el 52% con gas y el resto con ESP, bombas hidráulicas y otros métodos de extracción. Aunque estas estadísticas son corriente abajo de 1980, y sin duda son algo diferentes hoy en día e indican el predominio del bombeo mecánico en las operaciones en tierra. En los pozos marinos y de mayor caudal, el uso de ESP y, sobre todo, de levantamiento por gas aumenta drásticamente (Lea & Nickens, 1999).

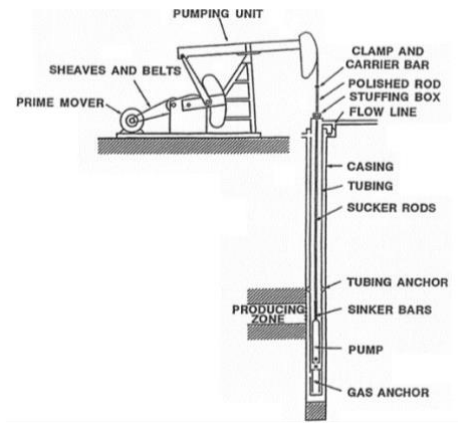


Figura 6. Esquema del sistema de bombeo mecánico (Lea & Nickens, 1999).

Las bombas mecánicas combinan un cilindro (barril) y un pistón (émbolo) con válvulas para trasladar fluidos del pozo a la tubería y moverlos a la superficie.

Estas bombas se conectan a la superficie mediante una sarta de varillas metálicas en el interior de la tubería y se accionan mediante unidades de viga de superficie alternativas, o gatos de bombeo, que funcionan con un motor principal -motores eléctricos o de gas-. Existen dos tipos de bombas mecánicas de desplazamiento lineal. Las bombas de tubería tienen un barril de diámetro completo con válvula fija y se fijan al extremo de la tubería. Un émbolo, o válvula de desplazamiento, se introduce en este barril de las varillas. La tubería debe extraerse para reparar o sustituir las bombas de tubo. Las bombas de inserción más diminutas constan de un cilindro, una válvula de admisión, un émbolo y una válvula de descarga combinados en un conjunto integral que se introduce en la tubería de las varillas. Las bombas de inserción logran recuperarse y repararse o sustituirse sin alterar la tubería de producción, simplemente tirando de las varillas. Los fluidos se introducen en los cilindros de la bomba mediante émbolos ajustados con válvulas de retención para desplazar el fluido a la tubería. Las válvulas de pie, o de admisión, constan de una bola y un asiento fijos. La válvula de descarga, o de desplazamiento, se menea durante cada ciclo de la bomba alterna. Las bombas de varilla son sencillas, familiares para la mayoría de los operarios y se utilizan ampliamente. Sin embargo, la capacidad de la bomba mecánica, o eficiencia volumétrica, es limitada en pozos con altas relaciones gas/líquido, diámetros de tubería pequeños o intervalos de producción profundos. Otras pérdidas son la gran superficie que ocupan (espacio necesario), la elevada inversión de capital y las posibles fugas o vertidos en la boca del pozo (Fleshman & Harryson, 1999).

Levantamiento por émbolo (*Plunger Lift*)

El levantamiento por émbolo es utilizado habitualmente en pozos verticales productores de gas líquido para extraer líquidos del pozo y mantener la producción de gas. Suele aplicarse en el momento en que comienza a producirse un taponamiento en la tubería de producción. A menudo, el pozo se configura para que fluya de forma intermitente durante unas semanas mediante un controlador y una válvula. El pozo se cierra para acumular presión y, a continuación, se abre una válvula de control para elevar grandes cantidades de fluido y hacer fluir el pozo. Esto es ineficaz porque hay una cantidad significativa de retroceso de líquido a medida que se eleva el tapón. El gas atraviesa rápidamente los tapones y el líquido que retrocede crea nuevos tapones a medida que la mezcla asciende por la tubería de producción. Una gran parte de la energía de presión se desperdicia debido a este efecto de agitación. El método de elevación por émbolo se utiliza para evitar el retroceso del líquido y elevar el fluido de forma más eficaz. Se utiliza un émbolo como interfaz mecánica entre el gas y el líquido. Esta interfaz sólida ayuda a evitar que el gas atraviese el obturador y, por lo tanto, disminuye el retroceso del líquido. El tapón sube de una vez y el pozo puede fluir durante un tiempo con una presión mínima en el fondo (Nguyen, 2020).

En la imagen 7 se indica un sistema de émbolo elevador típico. En general, los sistemas de émbolo elevador se aplican mejor en pozos de gas con alta producción de líquido o en pozos de petróleo con alta relación gas-líquido, en los que una combinación de baja presión y/o permeabilidad del yacimiento está provocando el taponamiento del líquido y una producción intermitente. La elevación por émbolo se utiliza para eliminar eficazmente los tapones de líquido, reducir la contrapresión en la formación y prolongar la vida útil del pozo. Hay que tener en cuenta que la elevación por émbolo es un método de elevación intermitente que depende totalmente de la energía del yacimiento. En cada ciclo, el pozo se cierra durante un periodo de tiempo en el cual se acumula presión antes de reanudar la producción (Nguyen, 2020).

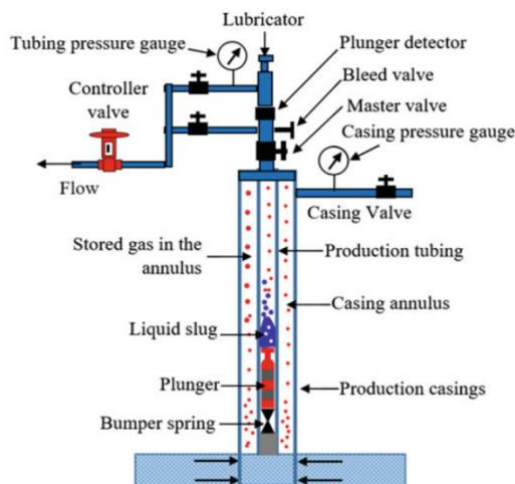


Figura 7. Esquema típico de un sistema de levantamiento por émbolo (Nguyen, 2020).

Bombeo hidráulico (*Hydraulic Pumping*)

Los sistemas hidráulicos (figura 8) transfieren energía al fondo del pozo mediante la presurización de un fluido motriz especial, normalmente petróleo refinado ligero o petróleo producido, que fluye a través de la tubería del pozo hasta una bomba del subsuelo, que transmite esta energía potencial a los fluidos producidos. Las bombas habituales empleadas son; (1) bombas a chorros o *jet*, también conocidos como toberas Venturi y (2) de orificio, pistones alternativos o turbinas giratorias, de uso menos extendido (Fleshman & Harryson, 1999).

La bomba de desplazamiento positivo constituye de un motor hidráulico alternativo acoplado directamente a un pistón o émbolo de bomba. El fluido motriz (aceite o agua) se manda a lo largo de la tubería para accionar el motor. El pistón o émbolo de la bomba extrae fluido del pozo a través de una válvula estanca. El fluido motriz y la producción agotados pueden retornar por una sarta de tubería separada o por la tubería de revestimiento (Lea & Nickens, 1999).

Las bombas de chorro (a veces denominadas eductores o eyectores cuando se instalan en equipos de superficie) son la única forma de elevación artificial que no requiere piezas móviles en el pozo. Se utilizan generalmente en pozos de caudal bajo a moderado. Esta tecnología existe desde hace siglos y se utiliza en muchas aplicaciones de petróleo y gas en superficie, en cualquier lugar donde puedan utilizarse fluidos de alta presión para impulsar fluidos de menor presión. El fluido motriz y el fluido del depósito deben mezclarse, por lo que la elección de un fluido motriz adecuado es un tema clave. Las bombas de chorro son compactas y fiables, y se instalan y extraen fácilmente con cable. Por eso son

adecuadas para zonas remotas. Sin embargo, las bombas de chorro son menos eficientes que otros sistemas de bombeo que requieren grandes volúmenes de fluidos de potencia (Bellarby, 2009).

En la bomba de chorro el fluido de alta presión se dirige por la tubería hasta la boquilla, donde la energía de presión pasa a ser velocidad. El fluido de alta velocidad y baja presión arrastra el fluido de producción en la garganta de la bomba. A continuación, un difusor reduce la velocidad y aumenta la presión para permitir que los fluidos mezclados fluyan hacia la superficie (Lea & Nickens, 1999).

Las bombas hidráulicas se utilizan a profundidades de 305 a 5486 m [1.000 a 18.000 pies] y producen caudales de 16 a 1.590 m³/d [100 a 10.000 B/D] o más. Muchas instalaciones hidráulicas producen de 24 a 48 m³/d [150 a 300 B/D] desde profundidades superiores a 3658 m [12.000 pies]. Los crudos pesados y viscosos suelen ser más fáciles de producir después de mezclarlos con fluidos de potencia más ligeros. Como las bombas pueden circular hacia fuera, los sistemas pueden modificarse para adaptarse a condiciones cambiantes (Fleshman & Harryson, 1999).

Las instalaciones de superficie necesarias son un sistema de limpieza por fluido eléctrico y una bomba. Los sistemas de limpieza más comunes son los tanques de decantación situados en la batería de tanques. A veces se utilizan desarenadores ciclónicos además de tanques de decantación. En los últimos años se han popularizado las "centrales eléctricas de pozo". Se trata de separadores situados en el pozo con desarenadores ciclónicos para eliminar los sólidos del fluido de alimentación. Las bombas de superficie suelen ser bombas de émbolo triplex. Otros tipos son las bombas de émbolo quintuplex, las bombas centrífugas multietapa y las bombas eléctricas sumergibles "enlatadas". La presión de superficie requerida suele oscilar entre 1500 y 4000 PSI. Es importante especificar un servicio continuo del 100% para la bomba de fluido motriz al caudal y presión requeridos. Las instalaciones de bajo volumen (<10000 BPD) y alta presión (>2500 psi) utilizan bombas de émbolo. En algunos casos, se han instalado dos bombas en una sarta de tuberías. Los collares de sellado en el conjunto del orificio inferior conectan las bombas en paralelo hidráulicamente. De este modo, se duplican los valores máximos de desplazamiento. Una tabulación de la capacidad frente a la elevación no es práctica para las bombas de chorro debido a las muchas variables y sus complejas relaciones. Se han fabricado bombas de chorro de tipo fijo (demasiado grandes para caber dentro de la tubería) con capacidades de hasta 17.000 B/D. Se pueden fabricar bombas aún mayores. La profundidad máxima de elevación para las bombas de chorro es de unos 8000-9000 pies si la presión del fluido motriz en superficie se limita a 3500 PSI. Las capacidades máximas indicadas

anteriormente sólo pueden obtenerse hasta unos 5000-6000 pies. Estas cifras son sólo orientativas, ya que las condiciones del pozo y las propiedades del fluido pueden influir significativamente en ellas. También debe tenerse en cuenta que las capacidades máximas indicadas anteriormente son para bombas de chorro de gran volumen que requieren conjuntos de fondo de pozo que no son capaces de alojar también bombas de pistón (Lea & Nickens, 1999).

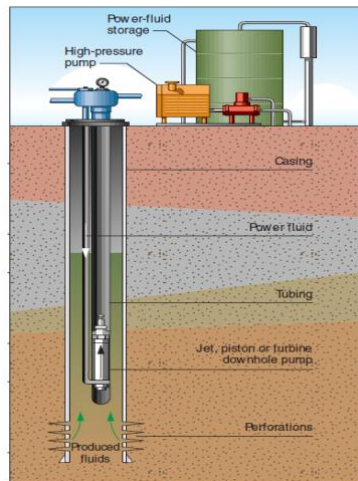


Figura 8. Sistemas de bombeo de levantamiento hidráulico (Fleshman & Harryson, 1999).

Levantamiento por bomba de cavidad progresiva (*Progressing Cavity Pump, PCP*)

Las PCP son bombas de desplazamiento positivo, a diferencia de las bombas de chorro, las ESP y las HSP. Su funcionamiento consiste en la rotación de un rotor en espiral metálico dentro de un estator en espiral metálico o elastomérico, como se muestra en la figura 9. La rotación provoca el desplazamiento de un fluido en el interior de un estator en espiral metálico o elastomérico. La rotación provoca el desplazamiento de una cavidad de volumen constante formada por el rotor y el estator. El área y la velocidad axial de esta cavidad determinan la tasa de producción "sin deslizamiento" (Bellarby, 2009).

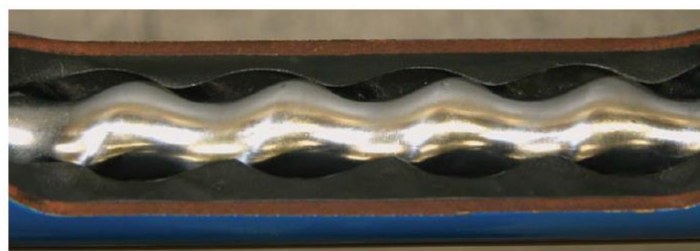


Figura 9. Ensamblaje interno de un PCP (Bellarby, 2009).

La bomba de rotor helicoidal (figura 10), también conocida como bomba Moineau, es un método de bombeo artificial utilizado a menudo para bombear fluidos de alto índice de

viscosidad y alto contenido en sólidos de pozos en producción. La bomba Moineau fue inventada por el francés René Moineau en 1930. El diseño de la bomba Moineau se compone de dos engranajes helicoidales, uno dentro del otro. El rotor gira alrededor de su eje longitudinal. El rotor gira alrededor de su eje longitudinal, que es paralelo al eje del estator. El engranaje externo (estator de doble hélice) siempre tiene un diente más (un lóbulo más) que el interno (rotor de hélice simple). El rotor está diseñado de forma que todos los dientes del rotor estén constantemente en contacto con el estator. Al girar el rotor dentro del estator, las cavidades se mueven sin deformarse, transfiriendo así el fluido sin pulsaciones. En otras palabras, el PCP transfiere fluido mediante el avance, una secuencia de pequeñas cavidades de forma fija y discreta, a medida que gira el rotor. Este mecanismo de movimiento es similar al de las bombas de desplazamiento positivo. Por lo tanto, la PCP tiene varias ventajas sobre otras bombas, a saber, proporcionar un caudal uniforme sin pulsaciones, capacidad de bombear desde líquidos muy ligeros hasta fluidos muy pastosos, poder transportar sólidos, ausencia de válvulas de retención y no necesitar líquido como cebador al arrancar la bomba. En el negocio del petróleo y el gas, las PCP están disponibles para una extensa gama de retos operativos y estudios, como metano en lecho de carbón, petróleo medio y ligero, producción en frío de petróleo pesado, producción térmica de petróleo extrapesado y betún (Nguyen, 2020).

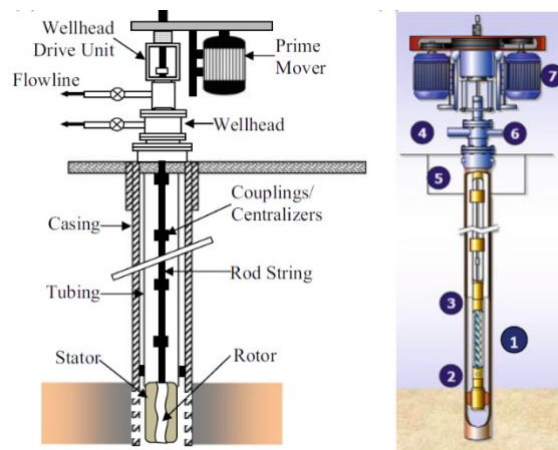


Figura 10. Componentes principales de un sistema PCP 1: Bomba PC; 2: Ancla dinamométrica; 3: Acoplamiento; 4. Línea de flujo; 5. Barra pulida; 6. Boca de pozo; 7. Motor primario (Nguyen, 2020).

1.5.5 Equipos de subsuelo para la evaluación de pozos petrolíferos

PRUEBA DE VÁSTAGO DE PERFORACIÓN *DST(DRILL STEM TEST)*

La sarta de prueba de columna de perforación se manipula para llevar a cabo pruebas de flujo en posibles zonas portadoras de hidrocarburos. La sarta cumple el propósito de proporcionar aislamiento de tres presiones diferentes:

- Presión hidrostática (Ph)
- Presión de formación (Pf)
- Presión de amortiguación (Pc)

Durante la prueba, la presión hidrostática en el espacio anular debe aislarse de la formación y la presión de amortiguamiento para permitir que la formación fluya hacia la superficie.

El empacador aísla la presión hidrostática (Ph) de la presión de formación (Pf) y la válvula de prueba aísla la presión de amortiguamiento (Pc) de la presión de formación (Pf). Claramente, la presión de amortiguamiento (Pc) < presión de formación (Pf) en orden para que se produzca el flujo. Esto normalmente se logra de una de dos maneras: se introduce un fluido de menor densidad en la sarta en la superficie a medida que se ejecuta en el pozo y la válvula de prueba soporta esta columna de fluido. Alternativamente, el fluido de amortiguamiento de menor densidad se hace circular en la sarta a través de una válvula de circulación de operación múltiple. Una sarta DST clásica se indica en la figura 11 (McAleese, 2000).

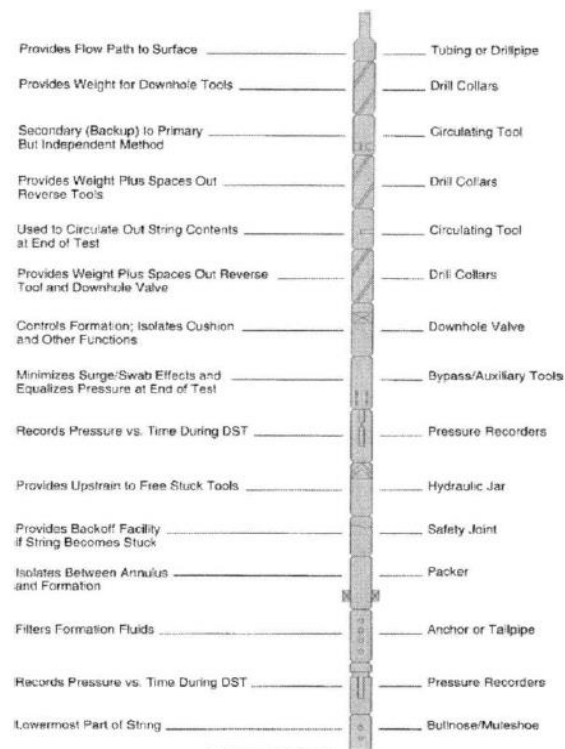


Figura 11. Configuración de una sarta típica en una DST (McAleese, 2000).

Componentes de la sarta de DST

Los elementos principales que constituyen una sarta típica en una DST se describen a continuación (McAleese, 2000):

Bull Nose / Mule Shoe

La punta de toro se ejecuta en la sarta DST para ayudar a su paso al pozo, esto es más una consideración en las pruebas de pozo abierto. Se coloca una *Mule Shoe* en el extremo de la sarta para ayudar con el reingreso de las herramientas operadas con cable en la sarta, como las herramientas PLT y las tuberías pasantes.

Soporte de manómetros (Gauge Carriers)

Los portadores de manómetros generalmente deben instalarse por encima del empacador para sargas DST, que incorporan pistolas TCP. El empacador ayuda a absorber el impacto de las pistolas de perforación, lo que puede dañar los medidores. No obstante, se debe considerar la ubicación de los transportadores si se colocan sobre el empacador para asegurarse de que estén debajo de las juntas deslizantes, ya que el movimiento del transportador durante el flujo y la acumulación pueden invalidar los datos. Sin embargo, cuando se prueba con un obturador permanente con un conjunto de sello flotante, no hay otra opción que hacer que los indicadores floten si se van a colocar sobre el obturador. Aunque se podría considerar un sistema de traba de trinquete si se considera que el movimiento del portador es crítico para la adquisición de datos de calidad.

Los soportes inferiores al obturador son aceptables cuando no hay pistolas TCP y su posición es fija debido al obturador, incluso si se utilizan juntas deslizantes. Los portadores de manómetro a veces son propensos a fugas de presión en el sello entre el manómetro y el portador de manómetro. Por esta razón, deben someterse a una prueba de presión con los manómetros instalados en la superficie antes de colocarlos en el pozo. Los portadores de medidores de longitud más corta (más nuevos) deben usarse con preferencia a los más largos, ya que los más cortos son más fáciles de manejar en la plataforma.

Debris Sub

Se utiliza en las sargas DST en las que se utiliza un cabezal de disparo mecánico o eléctrico para disparar las pistolas de perforación transportadas por la tubería. La barrera impide que se acumulen sólidos alrededor de los cabezales de disparo durante la perforación y la ejecución de pruebas de presión. La barrera frágil de la subestructura se rompe con una barra de caída o al entrar en contacto con herramientas de cable.

Gun Release Sub

En pozos donde se espera que las tasas de producción sean altas o donde se anticipan perforaciones adicionales o donde se puede requerir el registro de la producción por debajo de la sarta de prueba, es necesario poder liberar las pistolas TCP. Esto puede aumentar el área disponible para el flujo y permitirá el acceso al intervalo perforado con herramientas de cable. Existen varios tipos de liberación de pistolas, como la liberación automática o la liberación mecánica. Los requisitos para la liberación del cañón vendrán dictados por el programa de avance previsto para la prueba del pozo. Sin embargo, sólo se debe ejecutar un subdisparador de pistola si se dispone de suficiente *rat hole* por debajo del intervalo perforado para acomodar toda la longitud de los elementos lanzados.

Amortiguadores

Siempre que sea posible, se deben instalar amortiguadores en las sertas DST que incorporen pistolas TCP. Los amortiguadores laterales y verticales reducirán la transmisión de energía mecánica de choque a los medidores de fondo de pozo en el momento de la perforación. El uso de un amortiguador es especialmente importante si se utilizan calibres de cuarzo de alta precisión, ya que son más propensos a fallar por impacto que los calibres extensométricos o los de zafiro. Cuando se perforan intervalos largos, también pueden producirse daños en el packer si no se utilizan amortiguadores. Además, se han dado algunos casos aislados en los que el choque de las pistolas TCP ha provocado también el fallo de las herramientas de disco de ruptura de disparo único.

Junta perforada

La junta perforada se coloca por debajo del empacador en las sertas DST/TCP en las que no se prevé la caída de las pistolas. La junta perforada permite la entrada de hidrocarburos en la sarta de tubería, pero también filtrará los residuos de gran tamaño. Algunos subsistemas de residuos también tienen puertos de ranura largos que tienen un área de flujo efectiva mayor que la de la sarta de tuberías y pueden utilizarse en lugar de una junta perforada. Cuando hay perforaciones abiertas y se utilizan pistolas TCP activadas por presión, la junta perforada puede sustituirse por una válvula de producción.

Packers

Existe una variedad de *packers* empleadas en una sarta DST, los cuales se describen a continuación:

Pozo abierto convencional

El tipo más sencillo es aquel en el que la punta de la sarta DST se encuentra en el fondo del pozo y el *packer* aísla la zona que se va a comprobar de las zonas situadas más arriba

en la sección abierta del pozo. En este caso, la goma del obturador se extruye para sellar contra la formación aflojando la cantidad necesaria de peso de la sarta de perforación encima del obturador.

Expansible agujero abierto

Para las zonas en las que se indican formaciones permeables por encima y por debajo de la zona de interés, los *packers* deben ajustarse para aislar ambas zonas de la zona que se va a probar.

Esto se consigue normalmente utilizando *packers* inflables en la sarta de prueba. Estos obturadores suelen inflarse con los fluidos del pozo mediante una bomba situada en la parte superior de los conjuntos de obturadores. Esta bomba funciona haciendo girar la sarta de perforación en la superficie a una velocidad crítica durante un cierto período de tiempo.

Recuperables en pozo entubado

Se diferencian de los obturadores de orificio abierto en que los conjuntos de correderas están situados por encima y por debajo de los elementos de sellado. Los patines permiten aflojar todo el peso de la sarta sobre el *packer* y la carga se transmite a la tubería de revestimiento; para el peso adicional se utilizan collares de perforación. Dependiendo de la marca del *packer*, puede ser posible colocarlo, tirar de él y reajustarlo varias veces antes de recuperarlo y reajustarlo en la superficie. Los *packers* recuperables de pozo entubado suelen estar disponibles con perforación completa, lo que permite el acceso de las herramientas eléctricas y del cable.

Los *packers* más nuevos incluyen un dispositivo hidráulico de retención diseñado para activarse automáticamente cuando la presión indicada de la tubería excede la presión anular. Cuando esto ocurre, los botones de retención son empujados contra la pared de la tubería de revestimiento por la presión diferencial creada.

Permanente

Los *packers* permanentes de DST con extensiones del orificio de sellado se utilizan normalmente en pozos de alta presión o agrios. Estos *packers* pueden colocarse hidráulicamente en la tubería o con cable utilizando una herramienta de colocación de cargas explosivas. Con un obturador permanente se elimina la necesidad de juntas deslizantes y collares de perforación, reduciendo así el número de lugares donde pueden producirse fugas.

Válvula de prueba de la tubería

Esta válvula se maneja para probar la presión de la tubería y el grupo de fondo de pozo, o *Bottom Hole Assembly BHA*, a medida que se introducen en el pozo. La elección de la ubicación en la sarta puede deberse a la necesidad de proteger los manómetros de los ciclos de presión que se producen durante las pruebas de presión. La colocación también puede estar motivada por la necesidad de mantener el disco de ruptura de la válvula de prueba de la tubería a cierta distancia por encima del empaquetador, por temor a que se produzcan pérdidas de barita en el espacio anular. También puede ser necesario realizar pruebas de presión en las conexiones situadas por debajo de la válvula de prueba de la tubería. Para ello será necesario montar el obturador y los componentes situados por debajo de la válvula de prueba de la tubería como un subconjunto y someterlos a una prueba de presión antes de enviarlos al equipo de perforación. En cualquier caso, una vez probada la sarta, la válvula de prueba de la tubería se bloquea abierta durante el resto de la prueba aplicando presión anular. Las dos categorías principales de válvulas de prueba de tuberías son las de llenado manual y las de llenado automático. Las válvulas de llenado manual requieren que la sarta se llene desde la parte superior o después de introducirla en el pozo mediante una válvula de circulación. Las válvulas de prueba de tubería de llenado automático llenan la sarta con los fluidos del pozo mientras se introducen en el agujero.

Junta de seguridad

Una junta de seguridad debe colocarse inmediatamente por encima de un obturador recuperable. Esto permite recuperar la mayor parte de la sarta de prueba (incluidas las herramientas de registro de presión) en caso de que el obturador se atasque. La junta de seguridad suele tener una rosca izquierda gruesa que permite retirarla con relativa facilidad. Cuando se retira, la herramienta generalmente está diseñada para dejar un cuello de pesca (*fishing neck*) estándar para facilitar el lavado con herramientas de pesca (*fishing*) que se ejecutan en la tubería de perforación.

Martillos hidráulicos

Los martillos hidráulicos se colocan en la sarta por encima de un *packer* recuperable. Los martillos permiten que el equipo DST reciba una descarga hidráulica. La fuerza adicional ejercida sobre el *packer* es a menudo suficiente para permitir la recuperación de la parte inferior de la sarta de prueba si se ha atascado.

Válvula de alivio y herramienta de derivación

Esta herramienta permite que el fluido desvíe el empacador cuando se está introduciendo en el pozo. Al aflojar el peso sobre el obturador, se cierra la derivación. Al tirar de la sarta,

la tensión de la herramienta abre primero la derivación, lo que permite igualar la presión entre los elementos del obturador. Una nueva apertura alivia la presión en el interior de las partes del *packer* y permite que se desinflen. En algunas ocasiones, estas herramientas se han abierto de golpe al disparar las pistolas TCP, lo que ha provocado la comunicación entre la tubería y el anillo. Como se indicó anteriormente, se debe utilizar un amortiguador cuando se van a perforar intervalos grandes con pistolas TCP.

Válvulas de prueba (cierre de fondo de pozo)

Accionadas por presión anular

Este tipo se utiliza en pozos entubados. La herramienta requiere una presión anular aplicada para abrirse. Sin presión anular, la válvula permanece o vuelve a la posición cerrada. Existen diferentes características y mejoras para este tipo de válvula, como los módulos de mantenimiento de apertura que permiten que la presión anular se purgue y la válvula permanezca abierta. La herramienta se utiliza principalmente para cerrar el pozo y, en algunos casos, aunque no siempre, para realizar pruebas de presión en la sarta. Cuando se utiliza como válvula de interrupción en el fondo del pozo, su función es reducir al mínimo las consecuencias de almacenamiento en el pozo.

De alta presión - alta temperatura

Durante las pruebas de alta presión y alta temperatura (*HP/HT*) existe un mayor riesgo de desprendimiento de sólidos del lodo. Por lo tanto, se recomienda que la válvula del comprobador se bloquee abierta durante la perforación y se mantenga abierta hasta que sea necesario. Esto reduce el número de operaciones de las herramientas y aumenta las posibilidades de que la herramienta funcione.

Válvulas de comprobación de accionamiento alternativo

Estas válvulas se abren y cierran por movimiento alternativo de la sarta. Un sistema de indexación dentro de la herramienta permite bloquearla en posición abierta o cerrada con los sucesivos movimientos de la sarta. Estas herramientas no se recomiendan para operaciones desde plataformas flotantes. Esta herramienta puede utilizarse para probar la presión de la sarta cuando se introduce en el pozo, para cerrar la producción en el fondo del pozo, para cerrar el pozo para admitir la apertura de una válvula de inversión y, en algunos casos, puede utilizarse para atrapar una muestra de fluido en el fondo del pozo.

Subsistemas de lectura en superficie (SRO)

Estos subsistemas SRO se instalan en la sarta DST por encima de la válvula de prueba para proporcionar una lectura en superficie en un lapso real de los datos de presión y temperatura de debajo de la válvula de prueba. Se utilizan principalmente para examinar los datos previos a la acumulación de presión con vistas a poner fin a la acumulación antes. Estos sistemas suelen constar de varias secciones:

- Una sección portadora/adaptadora de manómetros que permite leer la presión por debajo de la válvula de prueba, por encima de la válvula de prueba y en el espacio anular.
- Un barril de flujo con un mecanismo de cierre en el que se enclava una herramienta SRO; esta sección proporciona un área de flujo efectiva equivalente o superior a la de una herramienta de prueba estándar de 2,25" de diámetro interior cuando la herramienta de funcionamiento SRO está colocada. El método de transferencia de datos de los medidores a la herramienta SRO puede ser a través de un conector eléctrico húmedo o, más comúnmente ahora, mediante un acoplador inductivo.
- La herramienta SRO se engancha en el cierre del barril de flujo y realiza un acoplamiento eléctrico o inductivo con los manómetros. A continuación, los datos se transmiten a la superficie a través de un cable monoconductor a un sistema de adquisición de datos de superficie.

Collares de perforación

Son necesarios durante las pruebas con un *packer* recuperable para añadir peso a la sarta y ayudar al asentamiento del *packer*. Los collares de perforación suelen tener conexiones roscadas de perforación (I.F.) en lugar de roscas premium, lo que puede provocar fugas. Se pueden añadir anillos 'O' a los collares de perforación para mejorar su capacidad de sellado; sin embargo, se deben buscar collares de perforación con roscas premium. Los collares de perforación suelen tener problemas de desviación interna debido a su método de fabricación y a la acumulación de incrustaciones por su uso durante la perforación.

Juntas deslizantes

Las juntas deslizantes se utilizan normalmente en las DST en las que la sarta se fija en dos puntos (por ejemplo, el *packer* y el cabezal del pozo). Las uniones deslizantes permiten un cierto grado de carrera al tiempo que mantienen un sello de presión entre el anillo y la tubería. El uso de estas juntas en la sarta compensará la dilatación o contracción térmica de la sarta durante las pruebas de producción, estimulación e inyección. El número de juntas deslizantes necesarias debe calcularse antes de poner en marcha la sarta en función

de la cantidad de movimiento de la tubería prevista. Al espaciar la sarta de prueba antes de colocar el *packer*, debe comprobarse el recorrido necesario de las juntas deslizantes. Las juntas deslizantes pueden ser a menudo la causa de fugas, por lo que se debe prestar atención antes de utilizarlas, especialmente en pruebas de alta presión. Los materiales de las juntas deslizantes deben ser compatibles con la salmuera utilizada y las temperaturas de funcionamiento previstas en el pozo.

Válvulas de circulación inversa

Bombeo de disparo único (p. ej. SHORT / SORTIE, RD)

Estas válvulas funcionan por cizallamiento de los puertos de la herramienta, mediante la aplicación de presión interna o externa a la sarta. Las válvulas inversoras de disparo único permiten la conexión permanente entre la tubería y el espacio anular. La presión necesaria para abrir estas válvulas es mayor a la presión de funcionamiento de cualquier otra válvula de la sarta.

por ejemplo, la válvula de prueba o la válvula multireversible. Esto se hace para que la válvula de inversión única no se rompa al principio de la prueba, provocando un abandono imprevisto de la misma.

Válvula de inversión múltiple

Dependiendo del proveedor de servicios, estas válvulas se pueden accionar cambiando la presión del anillo o de la tubería varias veces. Un sistema de indexación regula el número de períodos de presión necesarios para abrir y cerrar la válvula. La válvula multireversible permanecerá abierta cuando se purgue la presión del anillo o de la tubería y normalmente se cerrará cuando se circule a través de ella por encima de una velocidad específica. Dependiendo del diseño específico de la herramienta, la válvula multi-inversora normalmente permitirá un número de pruebas de presión de la tubería antes de que la válvula se abra.

Barra desplegable - Válvula inversora de un solo disparo

Este tipo de válvula se abre dejando caer una barra desde la superficie. La barra impacta en los tapones de cizallamiento y éstos se rompen abriendo caminos hacia el anillo y permitiendo la circulación inversa.

Crossovers

Se debe disponer de suficientes crucetas para todos los equipos de prueba, incluidos los de reserva. Debe comprobarse que las crucetas tienen el diámetro interior correcto y están fabricadas con el material adecuado. A lo largo de los años, ha habido muchos casos en los que las crucetas se han fabricado con diámetros internos más pequeños que el diámetro interior de 2,25" de las herramientas de prueba, lo que ha provocado dificultades al intentar pasar las herramientas de cable a través de la sarta. Del mismo modo, se han dado casos en los que las crucetas fabricadas localmente con materiales de calidad inferior han fallado, a veces de forma catastrófica, durante las pruebas de presión de la sarta.

Conexiones de tubos / tubos de perforación

El uso de tubería para las pruebas de la mayoría de los pozos es un requisito y la tubería de perforación sólo debe utilizarse en algunos casos específicos. No obstante, debe tenerse precaución antes de utilizar cualquier tubo de conexión premium "similar", ya que puede ser necesario fabricar un número considerable de tubos cruzados.

1.5.6 Equipos de superficie para la evaluación de pozos petrolíferos

Árbol de pruebas de superficie (Cabezal de flujo)

El árbol de pruebas de superficie que se utiliza durante un DST "*Drill Stem Test*", o ensayo de vástago de perforación, suele ser una cruz de cuatro vías (a menudo de construcción monobloque) con cuatro válvulas. El árbol de prueba de superficie debe ser capaz de aguantar todo el peso de la sarta y las cuatro válvulas deben ser capaces de sellar con presión diferencial desde cualquier lado. Es bastante común encontrar árboles de prueba de superficie con la válvula maestra, o la válvula de ala de producción, o ambas, operadas hidráulicamente con estas válvulas configuradas para cerrar en caso de merma de presión hidráulica de la línea de control (McAleese, 2000).

Mangueras Coflexip

Las mangueras Coflexip son las mangueras de alta presión más utilizadas para pruebas de pozos. Por lo general, se utilizan en lugar de las tuberías de orientación de tipo chicksan, entre el árbol de prueba de superficie y el colector de estrangulamiento en las pruebas realizadas desde plataformas flotantes. La manguera Coflexip tiene muchas ventajas respecto a las tuberías convencionales: viene en longitudes más largas, tiene mayor flexibilidad, mejor resistencia a la corrosión y baja restricción al paso de fluidos. El inconveniente es que puede ser difícil de manejar durante el montaje en un espacio restringido. Las mangueras Coflexip están compuestas por una armadura de acero para soportar los rigores del trabajo, la resistencia a los tirones y las altas presiones de rotura.

La armadura de acero no es a prueba de fugas y son las capas interiores de termoplástico las que cumplen esta función. Un Coflexip de servicio estándar para operaciones de producción tendrá un revestimiento interior de Rislán. Las utilizadas para HP/HT (alta presión/alta temperatura) tendrán un revestimiento interior de Coflon (McAleese, 2000).

Tuberías fijas de plataforma

Muchas plataformas marinas tienen una cantidad considerable de tuberías fijas. Sin embargo, hay que tener muy en cuenta estas tuberías antes de utilizarlas. Gran parte de la información relativa a las tuberías fijas será recopilada durante la visita a la plataforma por el supervisor de pruebas de la empresa de servicios y, posiblemente, por el ingeniero de pruebas de la empresa de petróleo y gas. Por ejemplo, no es seguro suponer que, porque un equipo de perforación esté clasificado para HP/HT, todas las tuberías serán adecuadas para las pruebas de HP/HT. Por lo general, las tuberías pueden clasificarse en dos categorías: alta presión y baja presión.

Las tuberías de alta presión suelen ser las de la torre de perforación. Las tuberías de baja presión serán normalmente líneas de gas, aceite, aire y agua hasta las barras de los quemadores y algunas veces líneas de atenuación de presión (McAleese, 2000).

Válvula hidráulica de seguridad de superficie

La válvula de seguridad hidráulica, forma parte del sistema ESD (cierres o pagados de emergencia), es una válvula independiente que se incorpora al equipo de pruebas de superficie para aumentar la seguridad. Suele utilizarse cuando hay líneas de flujo de alta presión largas, como dispositivo de cierre adicional en caso de fuga y para reducir el volumen de fuga (McAleese, 2000).

Tuberías temporales de superficie

La mayoría de las tuberías temporales utilizadas por los contratistas de pruebas se conectan mediante uniones de martillo, normalmente uniones Weco. Estas uniones tienen un sistema de asiento esférico y cónico y una rosca Acme. La estanqueidad se consigue simplemente golpeando las dos mitades. En las tuberías de mayor presión también se incluye una junta elastomérica para facilitar el sellado cuando las líneas de flujo están ligeramente desalineadas (McAleese, 2000).

Trampa de arena

Un desarenador funciona como un separador de arena y se utiliza cuando se prevé una producción excesiva de arena durante una prueba de pozo, por ejemplo, después de una

fractura de arena o de una prueba de formaciones no consolidadas. Los desarenadores suelen consistir en dos cilindros verticales a presión, en los que se pueden insertar cribas de diferente tamaño de malla. Un tamaño de malla estándar tendría una malla de 200 micras. En el caso de las fracturas de arena, las mallas se seleccionarían en función del tamaño del apuntalante que se utilice. Sin embargo, cuando se comprueban arenas no consolidadas, los tamaños de las mallas pueden determinarse a partir de los granos de arena obtenidos de los núcleos de pared lateral de percusión obtenidos como parte del programa de registro con cable. Normalmente se instalan trampas de arena entre el cabezal de flujo y el colector de estrangulamiento para evitar la erosión de los estrangulamientos. Sin embargo, en ciertas regiones la disponibilidad de desarenadores de alta presión puede ser limitada y en estas circunstancias se instalarán desarenadores de baja presión aguas abajo del colector de estrangulamiento, pero aguas arriba del calentador o separador (McAleese, 2000).

Los filtros pueden retirarse de los desarenadores para poder medir la cantidad de arena derivada en un periodo de tiempo fijo. Durante este tiempo, el flujo se desvía a el otro pozo o bien a través de un bypass para evitar el cierre del pozo. Si el filtro se desvía durante demasiado tiempo, la arena puede erosionar el estrangulador y las tuberías y se depositará en el separador (McAleese, 2000).

Si el objetivo de la prueba es obtener mediciones cuantitativas de la tasa de arena de forma continua durante el flujo del pozo, se puede utilizar un equipo de detección de arena.

Equipo de detección de arena

Hay una variedad de sistemas de detección de arena disponibles. Sin embargo, uno de los sistemas más utilizados tiene una sonda intrusiva colocada en la línea de flujo. Con una sonda situada en la corriente de flujo puede detectar de forma fiable los granos de arena cuando impactan en la sonda, en una amplia gama de condiciones de flujo monofásico o multifásico (McAleese, 2000).

Estas sondas suelen conectarse al sistema de adquisición de datos de las pruebas de pozos para poder determinar y graficar la tasa de producción de arena continua en función del caudal o de la caída de presión. Para optimizar la sensibilidad de la sonda y proporcionar mediciones cuantitativas es necesario calibrar la sonda inyectando cantidades conocidas de arena de formación representativa en la corriente de flujo en una lechada especialmente formulada desde un sistema inyector de arena mientras fluye a diferentes velocidades (McAleese, 2000).

Cabezal de datos

El cabezal de datos suele instalarse justo antes del colector del estrangulador. Se utiliza para controlar los parámetros del cabezal del pozo, como la presión y la temperatura, y para inyectar productos químicos antes del estrangulador. Los cabezales de datos también se instalan a veces aguas abajo del estrangulador para medir la presión del estrangulador aguas abajo y para el muestreo. En el caso de que no haya un puerto para la manguera de burbujeo aguas abajo del estrangulador, se puede montar en el cabezal de datos aguas arriba del estrangulador, siempre y cuando se pongan válvulas de bloqueo dobles en la manguera de burbujeo, ya que tienen tendencia a cortarse, especialmente si hay barita en el lecho (McAleese, 2000).

Colector de estrangulamiento

Existen varias configuraciones de colectores de estrangulamiento. En esencia, todos consisten en un estrangulador variable que se utiliza principalmente para la limpieza del pozo y un estrangulador fijo para un control de flujo más preciso durante los períodos de flujo del pozo principal. El estrangulador es el principal dispositivo de control de flujo en una instalación de prueba de pozos y, si se elige correctamente, producirá condiciones de separación y una presión de fondo del pozo estables. Sin embargo, la estabilidad del pozo también es una función de la hidráulica del yacimiento y de la tubería, y el funcionamiento del equipo de superficie sólo puede controlar la estabilidad dentro de unos determinados límites (McAleese, 2000).

Durante la prueba puede ser necesario cambiar el caudal, ya sea para alcanzar una tasa óptima previamente decidida o para permitir la realización de pruebas de tasas múltiples. La mejor manera de realizar estos cambios es con la mayor rapidez posible y con el pozo aun fluyendo. Esto se consigue mediante el colector de estrangulamiento (McAleese, 2000).

Se utiliza un mínimo de dos secciones de flujo paralelas, cada una con válvulas de aislamiento. Una sección contiene el estrangulador fijo y la otra, normalmente, un estrangulador ajustable. Un colector de estrangulamiento con una tercera sección paralela, con válvulas, pero sin estrangulador, suele ser conveniente durante la limpieza inicial del pozo o durante los períodos de circulación al final de una prueba (McAleese, 2000).

La mayoría de los estranguladores se fabrican en carburo de tungsteno. Sin embargo, los mejores estranguladores se fabrican con el armazón de carburo de tungsteno y con un inserto de cerámica, lo que reduce en gran medida la erosión. Aunque el tamaño absoluto

de un estrangulador durante las pruebas de pozos no tiene gran importancia, salvo para las divulgaciones en los medios de comunicación, la estabilidad del flujo sí es importante. Cualquier erosión en el estrangulador dará lugar a un aumento del diámetro del estrangulador. Durante el transcurso de una prueba de flujo prolongada, se observará un aumento constante del caudal y una disminución de presión de flujo del fondo del pozo y en la superficie. Estos factores añaden un grado más de complejidad al análisis de la prueba del pozo (McAleese, 2000).

Intercambiador de calor o calentador de vapor

El intercambiador de calor o calentador de vapor se usa para calentar el efluente del pozo. En general, se utilizan cuando se abren pozos en los que se cree que pueden formarse hidratos, normalmente pozos de gas. Sin embargo, también pueden utilizarse para ayudar a la separación de crudos cerosos o viscosos o para ayudar a romper emulsiones (McAleese, 2000).

Para las pruebas en alta mar, actualmente se prefiere utilizar una unidad de generación de vapor y un intercambiador de calor de vapor separados, en lugar de utilizar una sola unidad de calentamiento. Al utilizar una unidad de generación de vapor separada, se elimina una posible fuente de ignición de los fluidos que pasan por el intercambiador de calor (McAleese, 2000).

El intercambiador de calor de vapor tiene dos bucles, uno de alta presión antes de un estrangulador interno y otro de baja presión después del estrangulador. Cuando existe un riesgo grave de hidratos, es posible estrangular el pozo utilizando el estrangulador interno en el intercambiador de calor. Como este estrangulador interno está a una temperatura mucho más alta que el colector de estrangulamiento normal, la posibilidad de que se forme un hidrato se reduce considerablemente (McAleese, 2000).

Separador horizontal

El separador es el centro de la operación de prueba del pozo. Tiene numerosos componentes, cada uno de los cuales debe funcionar correctamente para que la prueba dé resultados significativos. Cada contratista de pruebas de pozos tiene un diseño ligeramente diferente para sus separadores. Sin embargo, hay muchas características comunes, algunas de las características de un separador de prueba típico se describen a continuación (McAleese, 2000):

Placa de impacto (deflector): Instalada cerca de la entrada del separador, esta placa produce una atomización de la corriente de flujo, sobre todo a velocidades elevadas. Las

gotas de líquido resultantes se segregan más rápidamente de lo que lo harían durante un flujo slug. Sin embargo, a bajas velocidades la placa de impacto pierde su eficacia, pero esto se compensa con creces por el aumento del tiempo de retención cuando se fluye a baja velocidad.

Placas de coalescencia (placas Dixon): Estas placas son placas de gran superficie situadas en la mitad del separador y suelen estar dispuestas en forma de chevrón para permitir la coalescencia (unión o fusión) de la fase líquida antes de que caiga a la parte inferior del recipiente por separación gravitatoria.

Baffles o deflectores: Los deflectores en el cuerpo del recipiente suelen ser placas metálicas perforadas o secciones de hierro angular estrechamente espaciadas. Cualquier gas que fluya a través de estos deflectores se ve obligado a seguir una trayectoria tortuosa. A medida que la corriente de gas cambia rápidamente de dirección, las gotas de líquido arrastradas son lanzadas, por la fuerza centrípeta, contra los deflectores o las paredes del recipiente, desde donde bajan a la parte inferior del recipiente.

Desempañador (extractor de humos): Situado en la línea de salida del gas, un desempañador o *demister* es un filtro, fabricado con una malla metálica o de fibra de vidrio. Tienen una capacidad limitada de líquido y sólo son capaces de dar un "pulido" final. La vida útil del extractor de niebla o humo es limitada y debe sustituirse durante la revisión del separador.

Vertedero: La mayoría de los separadores incorporan algún tipo de vertedero. Éste se utiliza para la separación de las fases líquidas. El aceite que se encuentra sobre el agua (si se produce) pasará por encima del vertedero y entrará en el compartimento del aceite. El ajuste correcto del regulador del nivel de agua se asegurará de que el agua no pase por encima de la presa y entre en el compartimento del aceite.

Disyuntores de vórtice: Colocados uno en cada una de las salidas de líquido de aceite y agua, los disyuntores de vórtice funcionan para evitar que el gas sea arrastrado hacia la salida de aceite o el aceite hacia las corrientes de salida de agua. Aunque de construcción sencilla, estas placas de vórtice son muy eficaces.

Sistemas de control: El funcionamiento del separador se controla principalmente mediante la válvula de contrapresión en la línea del gas y reguladores de nivel de líquido en los compartimentos de agua y aceite. La presión del separador se controla mediante la válvula de contrapresión de gas (asistente) y los niveles de aceite y agua se controlan mediante dos controladores de nivel de líquido de tipo flotante independientes. Estos sistemas de

control son neumáticos y pueden funcionar con aire de instrumentos o incluso con gas de pozo si es necesario.

Separador vertical

Para las pruebas de pozos de gas, el uso de un separador vertical tiene muchas ventajas. Como la cantidad total de líquidos de hidrocarburos condensados y de agua suele ser pequeña, las cámaras de líquidos pueden reducirse, lo que hace que el separador ocupe menos espacio, pero manteniendo un tiempo de retención adecuado. Un diseño popular de separador vertical es el separador de vórtice o centrífugo. En este tipo de separador, la entrada de la corriente del pozo es tangencial al recipiente, produciendo un fuerte efecto de rotación. Cualquier gota de líquido en la corriente de gas es lanzada, por la fuerza centrípeta, contra las paredes del recipiente y se desliza hacia la sección inferior de este, mientras que el gas ocupa la parte interior del vórtice (McAleese, 2000).

La corriente de gas está confinada inicialmente entre dos cilindros, formados por la pared del recipiente y una cámara cilíndrica interna. Este confinamiento mantiene la alta velocidad del gas y la fuerza centrípeta a medida que el gas se desplaza por el recipiente. En la base de la cámara cilíndrica interna, el área de la división transversal disponible para el flujo de gas se amplía repentinamente. La velocidad se reduce y las partículas de líquido que aún quedan en el flujo de gas caen a la base del recipiente mientras el gas escapa hacia arriba dentro de la cámara cilíndrica interna. Para la eliminación final de las gotas se utiliza un desempañador en la salida del gas (McAleese, 2000).

Debido a la considerable diferencia de densidad entre el condensado y el agua, la separación de las fases líquidas es rápida y eficaz. Una placa "anti-educción" se coloca por encima de la superficie del condensado para evitar que el líquido sea arrastrado hacia la corriente de gas. El separador vertical, cuando se aplica, tiene dos ventajas claras sobre el separador de prueba horizontal estándar. Éstas son (McAleese, 2000):

El caudal de gas, a la presión máxima de funcionamiento de 1440 psi, puede superar los 100 MMscfd (Millones de pies cúbicos estándar por día). Un separador de prueba horizontal típico con un nivel de líquido bajo está clasificado para unos 60 MMscfd. normalmente 6 pies x 6 pies, frente al separador horizontal, que normalmente es de 18 pies x 8 pies. Este factor puede ser especialmente importante para la operación de prueba en alta mar, donde el espacio tiende a ser limitado.

2 METODOLOGÍA

2.1 Diseño de la investigación

El presente trabajo procura principalmente aportar la mayor cantidad de detalles del elemento de estudio de manera sintetizada en un documento que presente de manera tanto básica como técnica aspectos significativos. Este trabajo se apoya principalmente en los métodos; deductivos-inductivos y sintético, permitiendo así el óptimo desarrollo de la investigación.

Al método fundamentado en la inducción se lo define como una corriente de lo específico a lo general, mientras que la suposición empieza con lo general y termina con lo específico; los argumentos asentados en la experiencia o la observación se expresan mejor de forma inductiva, mientras que los argumentos basados en leyes, reglas ampliamente aceptadas se expresan mejor de forma deductiva.

Los autores Creswell y Plano Clark, señalan que el investigador deductivo "trabaja de 'arriba a abajo', desde una teoría a las hipótesis y a los datos para añadir o contradecir la teoría". En cambio, definen al investigador inductivo como alguien que trabaja de "abajo a arriba, utilizando los puntos de vista de los participantes para construir temas más amplios y generar una teoría que interconecte los temas". Aunque hay cierto desacuerdo entre los investigadores sobre cuál es el mejor método a la hora de realizar una investigación y recopilar datos, estos dos métodos no se excluyen mutuamente. (Soiferman, 2010).

Por otra parte, el enfoque sintético no pretende sustituir, sino complementar, el enfoque analítico tradicional. Las ciencias analíticas están muy consolidadas y han contribuido enormemente a aumentar el conocimiento y el control de la humanidad sobre el mundo natural. De esta manera, al construir artefactos de abajo hacia arriba, desde los componentes hasta los agregados compuestos y los sistemas completos, las ciencias sintéticas pueden estudiar las propiedades de un sistema completo y cómo estas propiedades dependen de las interrelaciones y los comportamientos de sus componentes (Bisig & Pfeifer, 2008).

2.2 Enfoque

La esencia del presente trabajo, como se puede evidenciar en los objetivos, se centra en desarrollar un vasto estudio de un componente cualitativo, debido a lo mencionado, el planteamiento metodológico de este estudio está diseñado bajo el enfoque cualitativo,

siendo este enfoque el que mejor se acopla a la hora del correcto desarrollo del mismo, en virtud a las características y necesidades de la investigación.

(Torres Fernández, 2016) sostiene que el proceso de indagación del enfoque cualitativo es más flexible que un enfoque cuantitativo, y una mayor flexibilidad metodológica hace que el análisis de los datos generados no sean sometidos a modelos estadísticos diseñados para hacer generalizaciones, esta flexibilidad precisa las interrogantes e hipótesis más adelante, tampoco los materiales que se administren tienen que ser inflexiblemente estructurados, y los dispositivos de análisis consideradas no tienen por qué ser muchos, ni rigurosamente representativas del universo de interés; lo importante es describir el sentido que le atribuyen al objeto o fenómeno de estudio los individuos consultados u observados, o como los han transformados.

El enfoque cualitativo analiza datos cualitativos. Se centra en el tema y el contexto y hace hincapié en la variación, por ejemplo, en las similitudes dentro de las partes del texto y las diferencias entre ellas. Ofrece la posibilidad de analizar el contenido manifiesto y descriptivo, así como el contenido latente e interpretativo (Graneheim, Lindgren, & Lundman, 2017).

2.3 Tipo de trabajo

En vista de que la presente tesis procura recopilar la mayor porción de información relevante de todos los aspectos posibles de la unidad móvil de evaluación (MTU), y plantearla de manera estructurada en forma de un manual detallado, este estudio se ha desarrollado bajo un paradigma de tipo descriptivo, además basado en un diseño de tipo no experimental. Este tipo de investigación (no experimental) no implica condiciones o estímulos experimentales a las que se sujeten las variables de estudio, los estudiados son analizados en su contexto natural sin alterar ninguna situación (Arias González & Covinos Gallardo, 2021).

En la investigación no experimental no existe manipulación de una variable independiente y se centra en la búsqueda de vínculos o asociaciones entre variables. Los investigadores tienden a considerar que la investigación no experimental es útil en las primeras etapas de una línea de investigación (Reio, 2016).

En cuanto a la investigación descriptiva, diferentes definiciones se refiere a: detallar de forma sistemática y específica los hechos y las características de una determinada población o área de interés, también proporcionar un retrato o narración precisa de las características de un individuo, situación o grupo concreto; estos estudios sirven para

descubrir novedosos significados, especificar lo que existe, establecer la frecuencia con la que ocurre algo y/o categorizar la información; retratar las características de personas, situaciones o grupos concretos y la periodicidad con la que se producen determinados fenómenos; estos estudios observan, describen y documentan aspectos de una situación tal y como se produce de forma natural (Dulock, 1993).

2.4 Técnica de recolección de información.

La técnica de recolección de datos que se usa en la presente tesis es de tipo secundario, considerando el tema de investigación tiene un sustento teórico suficiente, y que la naturaleza del trabajo de recogida de datos es meramente de compilación. La recolección de datos secundario es idónea para el desarrollo de este trabajo.

La información secundaria son datos que ya están utilizables, es decir, se refieren a los datos que ya han sido acumulados y analizados por otra persona. Cuando el investigador utiliza datos secundarios, tiene que buscar en varias fuentes de dónde puede obtenerlos. Los datos secundarios pueden ser datos publicados o datos no publicados. Por lo general, los datos publicados están disponibles en: (a) diversas publicaciones del gobierno central, estatal y local; (b) diversas publicaciones de gobiernos extranjeros o de entidades internacionales y sus organizaciones subsidiarias; (c) revistas técnicas y comerciales; (d) libros, revistas y periódicos; (e) informes y publicaciones de distintas asociaciones relacionadas con los negocios, los bancos, la bolsa de valores, etc.; (f) Referencias elaborados por investigadores, universidades, economistas, etc. en diferentes campos; y (g) registros y estadísticas públicas, documentos históricos y otras fuentes de información publicada. Las fuentes de datos inéditos son numerosas; pueden encontrarse en diarios, cartas, biografías y autobiografías inéditas y también pueden estar disponibles en estudiosos e investigadores, asociaciones comerciales, oficinas de empleo y otras personas y organizaciones públicas o privadas. El investigador debe ser muy cuidadoso al utilizar los datos secundarios. Debe hacer un examen minucioso porque es posible que los datos secundarios no sean adecuados o sean inadecuados en el contexto del problema que el investigador quiere estudiar. El investigador debe utilizar los datos disponibles sólo cuando los considere fiables, adecuados y suficientes (Kothari, 2020).

2.5 Técnica de análisis de la información

A través de una revisión sistemática, se empleó la técnica de análisis basada en la lectura, la cual presenta la ventaja de permitir el análisis e identificación, con relativa rapidez, de información abordada en los documentos de interés.

El análisis del material de manera general, es una habilidad de interpretación de información, ya sean filmados, pintados, escritos, grabados, u otra manera distinta de la cual puedan existir toda tipo de registros de datos, discursos, protocolos de observación, documentos, transcripción de entrevistas, etc. El factor común de estos materiales es su capacidad para almacenar un contenido que leído e interpretado de forma correcta nos abre un panorama a conocimientos de diversos aspectos (Abela, 2018).

2.1 Desarrollo del manual de la Unidad Móvil de Evaluación (MTU)

Una Unidad Móvil de Evaluación, en inglés; Mobile Testing Unit (MTU), , es el equipo utilizado para la evaluación y producción de pozos de petróleo.

2.1.1 Generalidades y aplicaciones en la industria petrolera

Como se ha detallado en secciones anteriores, la cadena de valor del petróleo, o en general las etapas que hacen posible la producción de petróleo, *per se* posee diferentes procesos propios y característicos de cada etapa, en este sentido la Unidad Móvil de Evaluación (MTU) es un equipo sumamente útil en las etapas de evaluación y producción de pozos petroleros enfocado principalmente a la producción onshore, este equipo es empleado en procesos que se encuentran relacionados principalmente con la recuperación secundaria o el levantamiento artificial, su funcionamiento radica en proporcionar el fluido motriz de inyección justo para el adecuado funcionamiento de la Bomba Jet Claw en el fondo del pozo, y su fundamento estriba en el fundamento de pascal “un cambio en la presión aplicada a un fluido encerrado se transmite sin disminuir a todas las porciones del fluido y a las paredes del continente”. Empleando este principio es posible inyectar desde la superficie un fluido a alta presión que va a operar el pistón motor de la unidad de subsuelo en el fondo del pozo. Los fluidos de potencia más usados son agua y crudos livianos, los cuales algunos provienen del mismo pozo.

2.1.2 Componentes de la MTU

Una Unidad Móvil de Evaluación es un equipo integral complejo que está constituido por diversos dispositivos o elementos, tal como; motor de combustión interna Caterpillar 3406, caja de velocidades Fuller 5 velocidades, reductor de velocidades, bomba de desplazamiento positivo 300Q-5H, manifold de inyección, módulo de separación trifásico

(Agua, Petróleo, Gas), y plataforma de transportación. Estos elementos se detallan a profundidad a continuación (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

El hecho de estar montada la unidad sobre una plataforma móvil nos permite trasladar fácilmente a cualquier locación de pozos.

Detallaremos una unidad conformada y sus principales componentes, es decir los modelos pueden ser diferente.

MOTOR CATERPILLAR 3406

Este dispositivo es un motor de combustión interna que trabaja con combustible diésel, sus características principales son; motor de 6 cilindros en línea, con potencia de 425 HP. A 2000 RPM.

Un motor diésel opera gracias a la inyección del combustible que al ser inyectado en una sala de combustión junto con el comburente logra alcanzar la temperatura de auto combustión, sin necesidad de la generación de una chispa. La temperatura que puede lograr la combustión es producida gracias a la elevación de la presión que se procede en el segundo tiempo motor. El diésel es inyectado a la parte superior de la cámara de comprensión a alta presión, de forma que se fragmenta y se mezcla con el comburente a alta temperatura y presión. Como resultado se produce una reacción de combustión (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Esta reacción produce que el gas generado en la cámara se difunda, impulsando el pistón hacia abajo. La biela comunica el desplazamiento al cigüeñal, al que hace rotar, transformando el movimiento lineal del pistón en movimiento de rotación.

Los detalles técnicos son:

MARCA: CATERPILLAR

MODELO: 3406

SERIE: 3 ER 06760 A 3ER 1012

ARREGLO: 124-7563

POTENCIA: 425 HP. @ 2000 RPM.

CPACIDAD DEL CARTER: 9 GLS.

ACEITE: 15W40

LONGITUD: 56,06 in

ANCHO: 34,37 in

ALTURA: 50,99 in

PESO DE VALOR NETO APROXIMADO: 1485 KG

Partes fijas del motor

Culata: Es la parte superior de un motor; es decir es la tapa de los cilindros, su función es permitir que las cámaras se encuentren encerrada y unirse al bloque del motor mediante tornillos y el empaque.

Cárter: Parte del motor en la cual se encuentra apoyada el cigüeñal y esta constituye la estructura resistente a la que se unen los cilindros y otros componentes mecánicos.

Block: Se encuentra ubicado entre la tapa de los cilindros y el cárter y es el cuerpo principal del motor, está constituido por perforaciones que se llaman cilindros; de material rígido que soporta la fuerza generada por la reacción de combustión, además debe resistir a la corrosión. En la MTU, el block de los motores está fijado a la base o "skid", por medio de los soportes motor.

SISTEMAS DEL MOTOR CATERPILLAR

Sistema de Refrigeración

Este permite el control de la temperatura del motor. Sus componentes fundamentales son: radiador, líquido refrigerante, conductos, ventilador, banda, bomba de agua, termostato y mangueras.

Radiador: Permite la refrigeración. Se encarga de mantener en condiciones constantes la temperatura del motor la cual posee dos conectores que permite el flujo de entrada y salida del refrigerante

Líquido Refrigerante: Las características del fluido refrigerante son:

- Preservar los conductos internos de la corrosión.
- Ser biodegradable.
- Impedir las incrustaciones en el circuito de refrigeración.
- Mantener la temperatura adecuada del motor para evitar su sobrecalentamiento.

Conductos: Son las vías por donde fluye el líquido refrigerante.

Ventilador: Elemento giratorio cuyo propósito es generar corrientes de aire.

Bandas: Parte mecánica que efectúa la transferencia del movimiento a través del rozamiento que se producen entre las poleas y la correa. Las correas son trapeciales y difieren esencialmente de las demás, debido a que el movimiento no se transmite en ellas por la fuerza de rozamiento, sino a través del empuje que ejercen las correas sobre las poleas. Son dos las bandas que van acopladas a la polea.

Bomba de Agua: Su función es hacer recorrer el líquido refrigerante por el bloque de motor, radiador, culata, etc. Se encuentran a la entrada o salida del refrigerante del radiador. Tanto el caudal como la altura de la bomba son en aproximación proporcionales a la velocidad de rotación del motor.

Termostato: Dispositivo sensible a la temperatura empleada en el control del circuito de refrigeración. Conserva la temperatura del motor adecuada y estable. Para un funcionamiento óptimo es conveniente trabajar con temperaturas constantes de aproximadamente 90 °C, va instalado en los canales del refrigerante y regula el flujo de este líquido al radiador.

Mangueras: Son tubos de caucho usados para la succión del líquido refrigerante que dirigen hacia la bomba de agua.

Sistema de encendido

El motor es incapaz de arrancar por sí solo, su cigüeñal deber ser girado por una fuerza externa para crear la mezcla aire-combustible, dar lugar a la compresión e iniciar el ciclo de combustión. Al accionar el interruptor de encendido, la cremallera engancha con el volante impulsando el primer giro circular del cigüeñal. Los componentes del sistema de encendido son;

Batería: Provee de energía eléctrica al motor para encenderlo, protege el sistema eléctrico estabilizando el voltaje, compensando o reduciendo las variaciones que puedan darse dentro del sistema de encendido, su componente principal es una solución acida y el plomo. Las baterías deben ir conectadas en serie, (24 voltios entre las dos) para aumentar la intensidad total de la corriente.

Alternador: El alternador tiene como función convertir la energía mecánica en energía eléctrica, proporciona corriente eléctrica a la unidad, preservando el buen funcionamiento de los sistemas de emergencia Murphy e Iluminación además de mantener con carga la batería.

Interruptor de encendido: Dispositivo que tiene como función abrir y cerrar un circuito eléctrico. La interrupción puede ser regulada directamente o mediante mando electromagnético (relé); el cierre del circuito se genera a través de contactos conectados.

Motor de arranque: Es un motor eléctrico auxiliar responsable de poner en movimiento al equipo, favoreciendo las explosiones en la cámara de combustión. Funcionan con corriente continua y alimentadas por batería. El motor de arranque posee dos cables, uno fino que se conecta desde la llave del contacto hasta el solenoide y el otro grueso que alimenta al motor desde la batería una vez se encuentre activado el interruptor de arranque.

Solenoide: Es una electroválvula controlada por un voltaje que permite la transformación de energía eléctrica en energía mecánica. Conecta al sistema eléctrico principal y al tablero de control MURPHY, que controlan situaciones anormales o desperfectos mecánicos. Cuando se activa una alarma en el tablero de control Murphy de la unidad, la corriente eléctrica que va por el solenoide será detenida, causando que la válvula solenoide se cierre, suspendiendo el flujo de combustible al motor.

Sistema de lubricación

Dentro de un motor común existen elementos que giran generando rozamiento al encontrarse en contacto directo metal con metal, causando fricción y pérdida de energía. El sistema de lubricación en los motores de la MTU, proporciona una lámina fina de aceite a todos los elementos, impidiendo el contacto directo entre las partes metálicas. Las funciones del sistema de lubricación son; filtrar, enfriar, movilizar y mantener la presión de aceite. Sus componentes son; bomba de aceite, filtro de aceite, válvula de derivación, respiradero del cárter, enfriador de óleo.

Bomba de aceite: Los motores necesitan una lubricación constante para asegurar el óptimo funcionamiento y preservar su vida útil. Está es la delegada de poner en circulación el aceite en todo el sistema con una presión y caudal adecuado para un eficiente rendimiento de los motores de la MTU.

Filtro de aceite: Dispositivo encargado de la retención de impurezas contenidas en el aceite lubricante. En el circuito de lubricación de la MTU se utiliza normalmente 1 filtro. Contiene una malla metálica colocada sobre el tubo de aspiración de la bomba para evitar el ingreso de materia extraños que puedan afectar al motor. La red filtrante tiene un tamaño de criba de 1 mm aproximadamente y una superficie que provoca pérdidas mínimas de carga, a pesar de encontrarse parcialmente obstruido.

Válvula de derivación: Dispositivo que se pone en marcha cuando el filtro de aceite está saturado; en este punto, la válvula se abre y permite el ingreso de aceite sin filtrar.

Respiradero del cárter: Consta de una malla interna que separa los vapores del óleo del motor y se encarga de igualar la presión interna del cárter con la presión atmosférica. Si el respiradero trabaja incorrectamente o se obstruye, es muy posible que se dañe la tapa del cigüeñal.

Enfriador de aceite: Es responsable de conservar la temperatura adecuada del aceite, puesto que al calentarse pierde sus propiedades de lubricación, limpieza y protección.

Sistema de inyección

Es el mecanismo que se encarga de dosificar, pulverizar e introducir al cilindro el diésel en el tiempo adecuado. Los aparatos del sistema de inyección son: tanque de combustible, filtro racor (separador de agua), bomba de combustible, filtro de combustible, bomba de cebado, inyectores, bomba de inyección.

Tanque de combustible: Está compuesto por el *manhole*, tomas de succión y retorno de combustible en conexiones de $\frac{1}{2}$ y $\frac{3}{4}$ pulgadas. El depósito de combustible de la MTU tiene una capacidad promedio de 500 galones.

Filtro Racor: El filtro Racor o separador de agua ubicado en la parte superior y se conecta con las mangueras de la succión del depósito de combustible. Se compone de celulosa de alta calidad y tratamiento hidrofóbico para asegurar que el agua sea detenida. Los filtros que se colocan en la MTU son de 10 micrones. Cuando el combustible se contamina con agua o partículas, estropea el sistema de inyección de combustible oxidando a los diferentes componentes y erosionando las piezas del motor.

Bomba de transferencia: Succiona el combustible de los filtros racor entregando el volumen requerido de diésel hacia el filtro de combustible y bomba de inyección. Mediante los inyectores se direcciona el combustible al cilindro iniciando el ciclo de combustión en el motor.

Filtro de combustible: Conserva limpio el combustible en el sistema de alimentación del motor de la MTU. El filtro impide que los contaminantes invisibles al ojo humano causen obstáculos o desgastes en las boquillas de los inyectores, impidiendo cortes de energía y desperfectos prematuros de los dispositivos de la bomba de inyección.

Bomba de cebado: Ayuda al llenado de combustible al sistema de inyección especialmente cuando se ha cambiado los filtros o cuando el combustible tiene partículas de aire dentro de la bomba, trasladando el aire del filtro y de las tuberías del circuito.

Bomba de inyección: Dosifica la cantidad de diésel que se ingresa al cilindro y eleva la presión del combustible a los inyectores.

Inyectores: Los inyectores se encuentran conformados por un conjunto de piezas en el interior de un cuerpo de acero que ingresan a la cámara de combustión. Se encarga de atomizar el combustible para el ingreso a la cámara. La presión que genera la bomba de inyección desplaza el resorte interno, eleva la aguja, abre el conducto de acceso a la cámara y el combustible es emanado por el extremo inferior e inicia el ciclo de combustión.

Sistema de admisión

El sistema de admisión suministra aire limpio a temperatura y caudal estable. Aumenta el trabajo y la vida útil del motor y mediante los filtros remueve las partículas extrañas como insectos del aire y el polvo.

Sistema de escape

Este sistema dirige los gases generados en la reacción de combustión al exterior, mejora la combustión y consecutivamente aumenta la fuerza final del motor. El sistema de admisión y escape está formado por; filtro de aire, válvulas de escape, tubo de escape, silenciador/tubo de escape, turbo, múltiple de admisión, múltiple de escape.

Filtro de aire: Los filtros permite que el aire empleado en las cámaras de combustión tenga un alto grado de limpieza permitiendo proteger y alimentar el motor en las condiciones óptimas para el rendimiento.

Turbo: Es una turbina que trabaja gracias a los gases de escape del motor. Su trabajo es comprimir el aire de admisión que ingresa al cilindro, permitiendo que comience la combustión. Cuando inicia el ciclo de escape, los gases son expulsados al abrir la válvula del cilindro y chocan radialmente en la turbina, expulsados de una forma axial.

Múltiple de admisión: Al estar acoplado al sistema de inyección admite el paso de la mezcla aire-combustible para el ingreso en los cilindros. Su estructura ayuda al desempeño óptimo del motor.

Múltiple de escape: Por sus conductos circulan los gases productos del ciclo de escape. Está acoplado al tubo de escape, por ello, debe ser anticorrosivo puesto que está sometidos a altas temperaturas de operación en.

Silenciador de escape: Cuando ocurre la reacción de combustión, los gases alcanzan una elevada presión, provocando ruidos de altos decibeles afectando al personal que opera la MTU y al ambiente. Así, la función del silenciador es mitigar la generación de ruido de los gases de combustión realizando una interacción con las válvulas de escape.

TABLERO DE CONTROL (MURPHY)

La figura 12 se muestra el tablero de control presente en una MTU.



Figura 12. Tablero Murphy (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Controlador de alarmas

Su función es anunciar cuando el equipo presenta fallas, si fuera el caso, el controlador se activa y muestra una alarma parpadeante con la numeración en color rojo que indica la causa del problema. El controlador impulsa una señal en el relé activando el apagado del motor de la MTU. (Figura 13)



Figura 13. Controladores de alarmas (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

En las unidades MTU existen dos tipos de controladores de alarmas Murphy: el TTD y el TTDJ. Su única diferencia radica en la versión del controlador y su alimentación.

Alimentación de controladores Murphy

Tabla 1. Tipos de controladores Murphy (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Serie	Alimentación	Imagen
TTD	BATERIA 9 VDC	
TTDJ	24 VDC	

Asignación numérica de alarmas en el controlador Murphy

Tabla 2. Lista de alarmas del tablero Murphy (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Número	Descripción
01	Baja presión de succión
02	Baja presión de descarga
03	Baja presión de aceite del motor
17	Alta presión de succión
18	Alta presión de descarga
19	Bajo nivel de aceite de la bomba
20	Bajo nivel de aceite del reductor
21	Bajo nivel de aceite del motor
34	Sensor de vibración del motor
35	Sensor de vibración del reductor
36	Sensor de vibración de la bomba
47	Parada de emergencia fija
48	Parada de emergencia remota

Manómetros MURPHY

El sistema Murphy hay dos tipos de indicadores, el indicador de presión de succión y el indicador de presión de descarga.

Indicador de la presión de succión: Indica la presión (alta o baja) de la unidad y cuenta con dos selectores de alarmas. La alarma de baja presión debe estar temporizada con un tiempo mínimo de 15 segundos con el fin de activar la alarma al finalizar ese tiempo. La alarma de alta presión apaga automáticamente la unidad. El rango de este manómetro viene dado según la presión de trabajo del separador ANSI 150 o ANSI 300. (Figura 14)



Figura 14. Manómetro de succión Murphy (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Indicador de la presión de descarga: Indica la presión (alta o baja) de la unidad y cuenta con dos selectores de alarmas. La alarma de baja presión debe estar temporizada con un tiempo mínimo de 10 segundos con el fin de activar la alarma al finalizar ese tiempo. La alarma de alta presión apaga automáticamente la unidad. El rango de este manómetro viene dado según la presión de trabajo de la línea de aligeramiento de la bomba (3500 PSI Aproximadamente). (Figura 15)



Figura 15. Manómetro de descarga Murphy (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Switch de encendido

Sirve para el encendido o apagado del controlador de alarmas Murphy y su uso es exclusivo para esta acción. No se podrá utilizar para apagar la unidad MTU porque puede existir riesgo de retroalimentación de corriente y dañar el tablero. (Figura 16)



Figura 16. Switch de encendido (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Selector ON/OFF

Llave de paso de corriente de alimentación del tablero de los motores CATERPILLAR y CUMMINS: Su función es aislar o dar paso de corriente hacia el tablero de control y alimentación del motor proveniente de las baterías (24V). Es importante cerrar la llave cuando no se encuentre en funcionamiento el motor. (Figura 17)



Figura 17. Llave de paso de corriente (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Inversor de corriente DC/AC

Este dispositivo nos sirve para invertir la corriente proveniente de las baterías (24 VDC – corriente directa) a corriente alterna (110 VAC), el voltaje necesario para el funcionamiento de las luminarias explosion proof instaladas en la unidad MTU. (Figura 18)



Figura 18. Inversor de corriente (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Switch de encendido de lámparas 24VDC

Es un interruptor para el encendido (ON) de lámparas explosion proof que activa la etapa del inversor de corriente del tablero Murphy. Importante: si no se encuentran en uso las lámparas, el interruptor se debe colocar en apagado (OFF). (Figura 19)



Figura 19. Switch de las lámparas (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Switch de encendido ON/OFF de las lámparas y del inversor de corriente. (Figura 20)



Figura 20. Switch del inversor de corriente (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Detección de fallas del sistema MURPHY

Los defectos en el sistema Murphy se dan en primera instancia por los elementos electrónicos y eléctricos, los mismos que pueden quemarse o descalibrarse. También puede darse por:

- Batería descargada: el Murphy deja de funcionar y la MTU se apaga.
- Incorrecta instalación del cableado del tablero.

Mantenimiento del sistema MURPHY

El mantenimiento del Murphy es responsabilidad del instrumentista, persona autorizada y calificada para garantizar el funcionamiento al 100% del sistema, así como para corregir o reparar el mismo, si fuese necesario.

Importante:

- El mantenimiento se lo realiza en base, al momento de encontrarse en proceso de liberación de la unidad MTU.
- En caso de tener una falla en campo, al momento de encontrarse operando el equipo se debe reportar al departamento de mantenimiento, el mismo que designará al instrumentista encargado de movilizarse al punto para realizar el correctivo necesario con la finalidad de que el Murphy quede funcionando al 100%.

CAJA DE VELOCIDADES *EATON O FULLER*

Es un dispositivo de transmisión de potencia producida del motor hacia el cardan reductor y la bomba. Las funciones de la transmisión; transmitir la fuerza y velocidad de acuerdo a los parámetros de caudal y presión, recibir la potencia del motor, mantener rangos de operación estables del motor por medio de las marchas, permitir realizar pruebas de presión manteniendo el control mediante el embrague, aumentar o reducir la potencia del motor para que la bomba Q/T de la MTU trabaje con los parámetros de acuerdo a la configuración del diseño de la bomba Jet (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Los componentes de la caja de velocidades son:

- Carcasa
- Horquilla
- Palanca
- Embrague
- Motriz
- Engranajes
- Sincronizadores

Carcasa: Constituye la estructura de la caja de velocidades, está constituida de aleaciones para tolerar altas temperaturas, se divide en dos partes:

- Carcasa de los cambios

- Carcasa del embrague

Embrague: Se encuentra entre la transmisión y el motor, es responsable de regular y admitir el acoplamiento y desacoplamiento de la caja de cambios y del giro motor.

Sincronizadores: Son anillos que se encuentran en cada extremo de los engranajes acoplados en la caja de cambio. Permiten regular la marcha para fijar los parámetros.

Engranajes: Su trabajo es transmitir movimiento alternativo giratorio. Es un mecanismo encargado de transmitir el traslado de un eje hacia el otro, que se lo llama tren de engranajes. Los engranajes se usan para transmitir movimiento rotatorio.

Horquillas: Responsable de mover el conjunto sincronizador para el acoplamiento con el engranaje de la marcha que se requiera.

Palanca: Dispositivo que habilita la sincronización del cambio necesario de la transmisión para que los parámetros en la unidad sean estables.

REDUCTOR DE VELOCIDADES NATIONAL OILWELL

Es un dispositivo mecánico situado entre la bomba de desplazamiento positivo y el cardan, reduciendo la velocidad angular, permitiendo la transferencia de potencia, e aumentando el torque aprovechable en el cigüeñal de la bomba, consta de dos engranajes helicoidales de cara ancha instalados sobre ejes paralelos horizontales, está construido para un servicio silencioso, continuo y larga vida útil, para su óptimo funcionamiento debe ser lubricado. Está constituido por:

Engranaje conductor: (Piñón) Posee 29 dientes, es de tipo helicoidal.

Engranaje conducido: (Rueda) Posee 127 dientes, es de tipo helicoidal.

Ejes de rotación: Se encuentran de manera paralela y alineados horizontalmente, sobre los cuales se acoplan los engranes.

Ventilación o ducto: Dispositivo diseñado para extraer los vapores generados en el aceite lubricante temperaturas altas.

Carcasa: Responsable de proteger y dar soporte a las partes internas del equipo.

Tapa delantera y posterior: Estructurada para el montaje y desmontaje de los engranajes conductor y conducido.

Tapa frontal: Este elemento deja visualizar el estado de los dientes del engranaje conducido y produce movimientos manuales cuando se necesario.

Lubricación: Al igual que a mayoría de los lubricantes, las funciones de este son:

- Reducir la fricción entre los dientes del engranaje, formando una película fina de fluido que mantiene la separación de las superficies de trabajo, lo que mitiga el desgaste.
- Quitar el calor producido a medida que el diente rueda se desliza sobre otro.
- Evitar la corrosión.
- Expulsa los desechos que formados durante el encaje de un diente con otro.

Relación de transmisión del reductor: En vista de que la bomba de desplazamiento positivo trabaja a reducidas revoluciones es preciso acortar la velocidad de giro, y se lo lleva a cabo a través de la implementación del reductor de velocidades.

BOMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO, OILWELL 300Q-5H

Es la responsable de transformar la energía mecánica en energía hidráulica de alta presión. El principio estriba en el acrecentamiento de volumen en la succión (baja presión) y disminución del volumen en la descarga (alta presión), mediante un mecanismo reciprocante móvil contenido en un cilindro.

La expresión positivo en la bomba hace referencia a que la presión generada está limitada únicamente por la resistencia estructural de los diferentes componentes de la bomba y de la tubería. Se detallan las partes de una bomba de desplazamiento positivo:

Power end: Parte de la bomba que provoca potencia mecánica, bajo el principio de biela – manivela. Transmite la energía rotativa desde el motor hasta la transmisión, cardan y finalmente al reductor en energía alternativa lineal.

Fluid end: Este elemento de la bomba se encomienda de transformar la energía cinética lineal en energía hidráulica de alta presión desde una baja presión.

Dispositivo de seguridad de la bomba Q/T

Válvula de alivio de presión: Módulo de seguridad situado en la raya de descarga de la bomba de desplazamiento positivo, encargada de proteger al equipo de sobrepresiones, cuando la presión supera un límite determinado (presión de seteo), el fluido es enviado a la línea de succión (recirculación), de este modo la integridad mecánica de las demás partes del mecanismo es salvaguardada.

Presión de seteo: El valor para determinar la presión de seteo de la válvula relief es la presión máxima con la cual trabaja la bomba de desplazamiento positivo, esta información es entregada por el fabricante y varía según el diámetro del plunger elegido.

MANIFOLD DE INYECCIÓN

Es un grupo de válvulas, que habilita la manipulación de las líneas de inyección y regreso de fluidos empleados para la generación e inyección las cuales se encuentran acopladas al cabezal del pozo sin tener que desensamblar las conexiones, así solo es necesario el cambio en el rumbo de flujo con el abrir y cerrar de estas válvulas.

Sus usos principales son: monitorear presiones, caudales, enviar señales para activación de alarmas y direccionar el fluido de descarga de alta presión desde la bomba quintuplex o triplex al pozo y, de regreso del pozo hasta el separador, tanque y estación.

Específicamente los trabajos que realiza el manifold son:

- Inyección hidráulica para valoración y producción de pozos con bomba Jet.
- Evaluaciones de presión en el montaje de fondo de un pozo.
- Ensayos de admisión e inyectividad.
- Trabajos de funcionamiento de la bomba Jet directa hidráulicamente en flujo inverso.
- Direccionar fluidos para transporte.

Partes del manifold

1. Turbina integral o roscada
2. Válvula Check
3. Válvulas de aguja
4. Válvulas tapón de 2x2
5. "Tee" de alta
6. Codos de alta
7. MCII

Amortiguador de vibración o de pulsaciones: Son módulos que están acoplados en la descarga o succión de las bombas, su función es reducir, inducir y compensar las sacudidas del flujo de manera equilibrada, provenientes de la descarga de la bomba.

Estas sacudidas o vibraciones ocasionan daños en la tubería y en el resto de los elementos instalados a lo largo de la línea de flujo.

MÓDULO DE SEPARACIÓN

Este equipo es un separador trifásico (agua-petróleo-gas) con capacidad estática de 26 a 46 BLS.

Ordinariamente el flujo que emana un yacimiento es multifásico. La ruptura física de las fases es una de las ejecuciones fundamentales en el tratamiento, producción, transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos. Los fluidos obtenidos son mayormente mezclas complejas de petróleo, agua, partículas de arena y otros contaminantes. En el trayecto de los fluidos, desde los pozos hasta la superficie, las condiciones de temperatura de presión disminuyen, produciendo el incremento del gas liberado de los hidrocarburos líquidos. Así, los patrones de flujo tienden a cambiar desde uno monofásico líquido, continuando por diferentes tipos de multifásico y otros casos alcanzan a ser gaseosos totalmente.

En la industria de hidrocarburos, el separador es un depósito a presión que generalmente se usa para separar la mezcla del crudo en sus componentes básicos: petróleo y gas. Además, este depósito permite aislar el crudo de otros elementos indeseables como la arena y el agua.

Las bases que se toman en consideración para poder lograr la separación física de sólidos, gases y líquidos son: el momentum, la coalescencia y la fuerza de gravedad. Se debe tener en cuenta que las fases de los fluidos deben poseer diferentes densidades y ser inmiscibles para que ocurra la separación.

Momentum

Se genera cuando el flujo experimenta variaciones de su dirección. Si los flujos de dos fases se variado agresivamente de dirección, el fuerte momentum o la alta velocidad alcanzada por las fases, impide que las partículas de la fase pesada sean menos dinámicas que en la fase liviana, este fenómeno genera la separación. Los fluidos con distintas densidades poseen diferentes momentum. En este dispositivo se separa la mayor cantidad de gas comprendido en el fluido. Este proceso constituye la primera etapa de la separación por lo cual se la designa como separación primaria.

Fuerza de gravedad

Las moléculas que no han conseguido separarse por el cambio de momentum del fluido se encuentran suspendidas en la segunda parte del separador, en las que se encuentran expuestas a las fuerzas de arrastre del líquido en relación a la velocidad de las partículas y por otra parte a la fuerza de gravedad. En el instante que las moléculas se estabilizan y la fuerza de la gravedad es un poco mayor que la de arrastre del flujo, las partículas más densas comienzan a precipitar hasta almacenarse en la parte baja del separador. En esta etapa el fluido tiene menor dinámica que en la zona de separación primaria y las partículas que se depositan son más pequeñas. A esta etapa se la denomina sección de separación secundaria.

Coalescencia

En esta etapa del separador, las partículas de hidrocarburo se encuentran sumamente pequeñas, tal que no pueden ser segregadas por gravedad. Se colocan sistemas de tipo malla que hace que las gotas de hidrocarburos y gas que pasa por estos sitios tengan una vía altamente tortuosa, haciendo que las gotas del proceso permanezcan en estos lugares ocasionando que entre ellas se junten y formen gotas más grandes. La fuerza de gravedad consigue vencer la fuerza de arrastre del gas y éstas proceden a desplazarse al fondo del separador.

Función del separador

El objetivo fundamental de los separadores es librar completamente la fase esperada de las otras, así pues, se debe elegir el proceso físico apropiado.

Las funciones del separador son:

- Realizar una separación de fases entre la mezcla del crudo.
- Cuando se requiere separar fase gas y líquida, la ocupación del separador es: refinar el proceso de separación a través de la aglutinación de partículas líquidas contenidas en la fase gaseosa, y partículas del gas contenidas en la fase líquida.
- Remover la fase gaseosa que se contenga en la líquida.
- Evacuar la fase líquida y gaseosa por separado con el propósito de impedir que vuelvan a mezclarse.

Además, el separador debe seguir los siguientes parámetros:

- Regular la energía del fluido que entra al separador.

- La razón de fluido debe reaccionar a cierto rango de volumen.
- La turbulencia que acontece en el lugar ocupada por el gas debe ser reducida.
- La aglomeración de espuma y partículas contaminantes deben ser suprimidas.
- Las evacuaciones de fluidos previstas de los controles de presión.
- Regiones de aglomeración de sólidos tienen prevista la remoción de estas fases.
- El separador tiene que contar con dispositivos de seguridad (válvula Relief, disco de ruptura).
- El almacenamiento debe estar dotado de controles de nivel, manómetros, termómetros, etc.
- El separador tiene que poseer tomas para inspección.

Componentes internos del separador

Desviador de flujo: Consiste en un mecanismo instalado al inicio del separador, siendo el elemento principal en la etapa de separación primaria. Esta platina puede tener forma de disco esférico, cónica, plana, o de cualquier tipo que produzca un cambio abrupto en la velocidad y dirección de los flujos.

Componentes externos del separador

Extractor de niebla: Instalada a la salida de gas del separador y es el elemento primordial de la sección de coalescencia. La eficiencia del ventilador de niebla estriba de la velocidad de corriente de gas; si existe gran velocidad, se crea turbulencia e inicia reincorporación de gotas de líquido a la fase gaseosa. Cuando la velocidad es reducida, las gotas de líquido se agrupan en las platinas y se unen con más facilidad.

Indicador de nivel: Indica el nivel del fluido en el contenedor y se encuentra a un lado del separador. Este elemento está compuesto de un vidrio transparente instalado en una cámara de acero para tolerar la presión interna del separador. En el caso de rompimiento del vidrio, la cámara está acoplada a válvulas de seguridad que al cerrarlas frena el paso del fluido hacia el ambiente. Las válvulas situadas en los marcadores de nivel, permiten la limpieza del vidrio y así poder realizar el mantenimiento adecuado.

Manhole: Permite el mantenimiento y control interno del separador y remover sedimentos sólidos. Al momento de cerrar el manhole se debe colocar el ring gasket correspondiente al ANSI del separador. Por lo general el diámetro es de 20 in.

Válvula de alivio: Permite equilibrar la presión a niveles que no comprometan la integridad mecánica del separador. Para establecer el rango de operación es preciso conocer las siguientes definiciones:

Máxima presión de trabajo Permisible (Maximum Allowable Working Pressure MAWP). – Se define como la presión manométrica máxima aceptable en un depósito en condiciones y temperaturas establecidas en el diseño. Es la base para el ajuste de presión de los dispositivos que protegen el recipiente.

Presión máxima de operación. - Presión máxima deseada durante la operación normal del sistema.

Presión Acumulada. - Es el aumento de presión que se presenta cuando el fluido está saliendo por la válvula relief, mencionado en unidades de presión o porcentaje de la MAWP. La cantidad de fluido está limitada por la calibración de la válvula de alivio. La válvula relief está calibrada al 90% de la MAWP con el fin de impedir riesgos de incendios.

Disco de Ruptura: Es un mecanismo que permite liberar la presión cuando la capacidad de expulsión de fluido a través de la relief no es suficiente. Cuando la presión sobrepasa el límite permisible, el disco tiene que ser seleccionado de acuerdo a la presión de ruptura igual al MAWP y la temperatura similar a la de diseño del almacenamiento.

Fallas en el separador

Pueden ocurrir por:

- Contaminantes en los fluidos manejados en recipientes presurizados como: sulfuro de hidrógeno, azufre, cianuros, ácidos, cloro, hidrógeno, carbón, agua y otras sustancias que reaccionen con los metales y generen corrosión.
- Fatiga por contacto constante con los metales.

Medición de gas

Una medición de confiable, precisa y exacta de la circulación del fluido requiere la realización de un sinnúmero de actividades de ingeniería que implican, primeramente, un conocimiento profundo del proceso a ser evaluado, después, la operación, la elección del instrumento de medición, mantenimiento, instalación y explicación correcta de los resultados obtenidos.

Secuencia de medición en operación

Para la medición se debe considerar:

- Se iniciará la medición de gas, en cuanto se tenga el nivel del separador estable, esto es debido a que los crudos pesados y migración de finos perturban el funcionamiento de la mirilla del separador.
- El nivel del fluido en el recipiente debe ser en aproximación $\frac{1}{4}$ debajo del nivel máximo del separador.
- El fluido no debe poseer espuma, se lo realiza a través de un monitoreo por muestreo.
- Comprobar que los mecanismos de medición de caudal y presión se encuentren estén calibrados.

Manejo de presiones anómalas

Cuando se presente un exceso de gas se debe seguir las siguientes acciones:

- Abrir el by-pass de la porta placas.
- Impedir el flujo en las válvulas de la porta placas.
- Abrir las válvulas de producción para regular gradualmente la presión en el separador.
- Si el paso anterior no es suficiente para controlar la presión, abrir paulatinamente la válvula del gas del separador, si continúa el aumento de presión, parar la evaluación.
- Retornar a condiciones de alineaciones normales siguiendo la secuencia operativa descrita en inicio de medición de gas.
- Comprobar la integridad mecánica de todas las líneas y equipos y seguir con la medición.

Tubería y accesorios

Uniones de golpe: Son uniones diseñadas empleadas en la industria de los hidrocarburos, permite unir tuberías y accesorios rápidamente, segura y eficiente con una hermeticidad total mediante:

Contacto macho – hembra: Ensamble metal-metal de perfil cónico, la sección convexa (macho) se acopla perfectamente en la sección cóncava (hembra), permitiendo la sección de sello considerable, en esta sección se consigue el sello principal de la unión, estas partes poseen acabados superficiales muy finos y están hechas de acero microaleado al cromo molibdeno 4130.

Mariposa: Rosca dotada de tres protuberancias que permiten recibir impactos con el objetivo de conseguir torques elevadas, está construida en acero forjado 4140.

Sello: Compuestos de material elastómero Buna-N, tolerante al deterioro por contacto con hidrocarburos, su finalidad es realizar un sello secundario complementario y evitar el contacto metal – metal entre superficies planas de la unión.

Tubería 1502: Constituidas de acero con aleaciones de alta resistencia y tratamiento térmico con el objetivo de extender la vida útil, resistencia a altas presión y caudal. Posee sellos de caucho en la unión hembra que logran hermetizar y proteger de erosión durante el bombeo de fluidos (agua, crudo y gas). Los conductos y los elementos de alta presión 1502 permiten operar con diferentes presiones, manteniendo la seguridad.

Uniones Chiksan (Steel Hose): Uniones que permiten giros especiales de alta presión, por su flexibilidad son usadas para armar las líneas de inyección, retorno y producción. Están constituidos por cuatro codos, cuatro uniones giratorias (swivel) y una unión universal.

Uniones giratorias (Swivel): Posibilitan el giro los accesorios Chiksan con giros de 360° al momento se acoplar las líneas, están compuestos por tres pistas; en la parte interior se instalan los rodamientos respectivamente. Asimismo poseen dos sellos en los extremos: el primero se utiliza para retener la presión y el segundo para resguardar el polvo y el agua del ambiente exterior.

Codos Chiksan de 90°: Son elementos integrales de alta presión los cuales se encuentran en el manifold con uniones universales 1502 que posibilitan direccionar el flujo en un ángulo de 90°.

Codos Chiksan (Swivel Joint): Formada de una unión giratoria en el centro, una universal y otro en la curva continuado por una unión giratoria macho. Son empleadas para armar líneas cerca al cabezal junto con el Manifold de la unidad.

TEE integrales 1502: Empelado para conectar la válvula de despresurización y direccionar fluidos a tanques y a estaciones. Localizados, en el manifold y en las líneas de inyección.

Válvula tapón: Usadas en la despresurización de presión y se sitúa a continuación de la "Tee". Tienen un diámetro interno de 2" al comienzo de las universales 1502 con reducción en el plug interno a 1" para permitir el alivio de presión por la línea.

Data Heather: Elemento con acoples 1502 macho y hembra a extremo, se ensamblan a la línea de retorno y producción. Responsable de permitir puntos hábiles al fluido que atraviesa por la línea para conseguir datos de presión y muestras de fluido que permiten el análisis de laboratorio.

Bridas o flanches: Instrumentos que vinculan dos tubos o un tubo con una válvula, un medidor, una bomba, etc. Estos elementos aplican una fuerza suficientemente grande a un empaque de tal modo que cuando se encuentre presurizada la tubería, el empaque quede aprisionado contra las caras de las bridas y cree un sello hermético. Las bridas posibilitan un rápido y sencillo desensamblaje de la tubería (contrario a la soldadura o las tuberías roscadas). Generan pérdidas de presión bajas.

La MTU cuenta de una serie de bridas que son indispensables por su aplicación, hay bridas en la línea de succión, a la salida de la bomba y en los elementos del separador bifásico o trifásico.

Bridas instaladas en las unidades MTU: En la MTU se diferencian dos tipos de uniones bridadas, RF y RTJ. Se pueden colocar bridas ciegas para aislar algún componente.

Válvulas instaladas en la unidad MTU: Son elementos que bloquean y regulan el paso de fluido, son elegidas en función de; características físico-químicas del fluido, garantía de fabricación. Entre ellas podemos encontrar:

Válvulas de bloqueo: Empleadas para posibilitar o impedir el paso de fluido, trabajan 100% abierta y de igual manera cerradas. Entre ellas tenemos:

- Válvula de bola.
- Válvulas tapón.

Válvula de control de flujo: Empleadas para controlar el paso de fluido, operan en un gran rango de apertura o cierre. Como:

- Válvula de globo.

Válvula anti retorno: Usadas para imposibilitar el paso del fluido en sentido contrario al establecido.

- Válvula Check.

Válvula de aguja: Diseñada para posibilitar la instalación de otros elementos.

PLATAFORMA DE MOVILIZACIÓN

Es un arreglo metálico de movilización diseñada para posibilitar el traslado de los elementos motor-bomba-separador (figura 12). Sus características son:

Ancho: 3m x 25cm

Largo: 13m

Tanque de combustible: 500 GLS

Llantas: 12000 ring 20 doble eje

Escalera: Aluminio

PARTES DE LA PLATAFORMA

1. Plancha de acero corrugado
2. Barandas laterales
3. Soporte para tuberías
4. Caja de baterías
5. Caja de herramientas y accesorios
6. Sistema de aire comprimido, para frenos
7. Tren de apoyo a tierra
8. Tanque de combustible
9. King Ping
10. Conector de aire
- 11. Socklet**

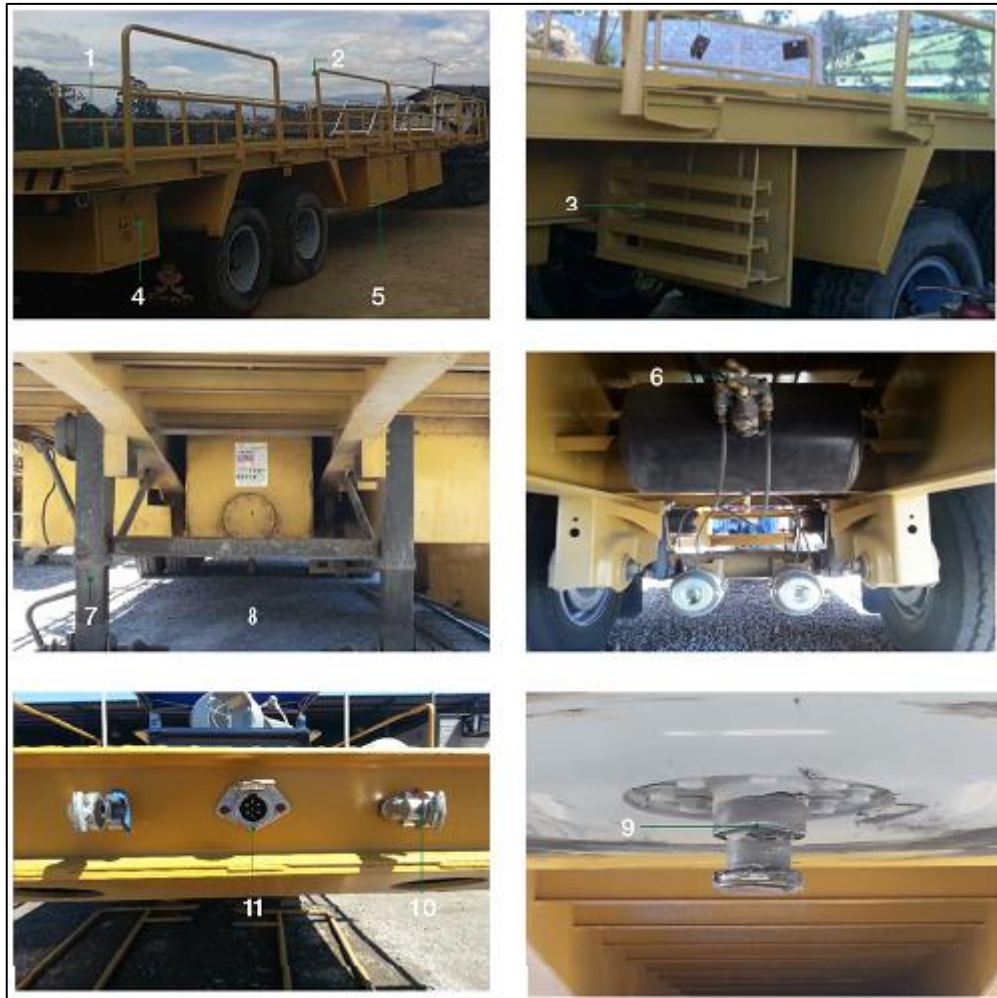


Figura 21 Plataforma de movilización de la MTU (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011).

Frenos neumáticos: Opera mediante aire a presión regulado, distribuido y direccionado por válvulas. El aire comprimido es producido por el compresor del cabezal y depositado en un acumulador colocado en la parte inferior de la plataforma, desde allí se envía a cuatro actuadores neumáticos tipo diafragma, realizando el movimiento de un brazo y accionando una leva que abre o cierra los tambores de fricción que producen el frenado de las ruedas (figura 13). Sus partes son:

1. Línea de control
2. Línea de suministro
3. Cámara de freno
4. Depósito de aire d la plataforma
5. Cámara de freno de resorte
6. Varilla de empuje

7. Freno de tambor
8. Válvula relay y de emergencia

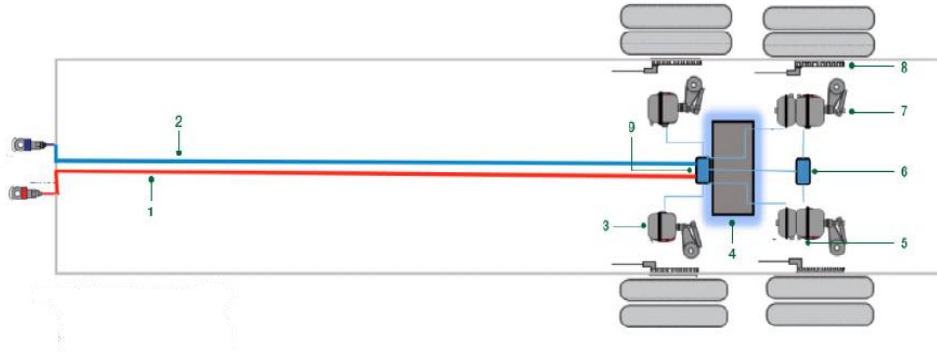


Figura 22 Sistema de frenos neumáticos en una MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Línea de control: Conducto usado como sistema de regulación para habilitar o deshabilitar la válvula relay mediante aplicación de presión.

Línea de suministro: Conducto utilizado para suministrar la cantidad necesaria de aire comprimido al contenedor de aire.

Depósito de aire de la plataforma: Depósito sometido a presión, diseñado para acumular aire comprimido necesario para ser empleado por el sistema de frenado, tiene válvula de drenado.

Válvula relay y de emergencia: Al alcanzar aire comprimido por la línea de regulación se enciende la función relé, que posibilita el paso de aire a las cuatro cámaras de frenado, en otras palabras, es una válvula de freno regulada remotamente. La acción de emergencia inicia automáticamente presión total a las cuatro cámaras de frenado cuando la presión de abastecimiento de aire está debajo de un valor mínimo establecido.

Válvula de freno de resorte: Al conseguir la presión suficiente a través de la válvula relay, la válvula de freno dirige aire comprimido hacia las cámaras de freno de resorte, encendiendo los frenos permanentes con el objetivo de generar una parada retardada.

Cámara de frenado: Es un actuador neumático equipado de una membrana, al recibir presión crea una fuerza proporcional a su área, logrando que se traslade una varilla que actúa sobre una manivela permitiendo la rotación de las levas de frenado.

Cámara de freno de resorte: Es un actuador neumático dotado de membrana, al recibir presión crea una fuerza proporcional a su área. Tiene un resorte que se libera al conseguir presión por la entrada correspondiente, aprobando la activación de los frenos de

emergencia o de parqueo. Tiene dos entradas de aire que usan los frenos de servicio y emergencia correspondientemente.

Varilla de empuje: Elemento que, a través de una manivela, transforma el movimiento rectilíneo en circular.

Freno de tambor: Plano cilíndrico cubierta de material con gran coeficiente de fricción, logrando producir la resistencia requerida para el frenado. Es accionado por el movimiento de levas que, al girar, precisan a abrir las caras del tambor.

Tren de apoyo a tierra: Elemento usado durante el ensamblaje y desensamblaje de la plataforma. El tren de apoyo es operado manualmente mediante el conjunto de manivelas y cumple con dos trabajos:

1. Posibilita un punto de soporte cuando la unidad se encuentra estacionada.
2. Elevar la plataforma al nivel necesario cuando se está por acoplarse con el cabezal.

2.1.3 Funcionamiento de la MTU

PRUEBA EN BASE (BANCO DE PRUEBAS)

Los equipos que se utilizan son:

- Móvil Testing Unit, accesorios de alta presión (chiksan, uniones chiksan, (codos), tapones y válvulas).
- Registrador gráfico de presión (barton).
- Tanque de prueba de 500 Barriles.
- Conexiones y mangueras de 2" y 4" conectadas al tanque.
- Manómetro de alta presión y medidor de flujo (MC II).
- Tubería de alta presión 1502.
- Bomba de transferencia del crudo a la estación o "vacum" para transportar la producción.

MEDIDAS DE SEGURIDAD

Se mencionan a continuación:

- Permiso de trabajo y análisis de trabajo seguro, (AST).

- Utilización de equipo de protección personal, (EPP) apropiado a la operación.
- Aislamiento y señalética de seguridad en el área de trabajo.

SECUENCIA DE INSTALACIÓN Y ARMADO

Los pasos para el armado de la MTU en el banco de prueba son:

- Acoplamiento de líneas de chiksan y uniones chiksan (codos) y válvulas.
- Disposición de las mangueras de 2" en el retorno al tanque y de 4" a la succión de la MTU.
- Instalar banda del motor a la bomba booster (motor apagado).
- Configurar alarmas en el panel de control (Murphy).
- Colocación de válvulas (Manifold, tanque, succión y descarga).
- Instalar válvulas para despresurización (válvula de tres vías).

SECUENCIA OPERACIONAL DE PRUEBA

Los pasos para la operación de la MTU en el banco de pruebas son:

- Comprobar niveles de aceite tanto del motor como de la bomba.
- Prender el motor.
- Conservar revoluciones menores a 1000 RPM y conectar la transmisión en primera marcha para verificar presiones.
- Comprobar retorno de fluidos.
- Evacuar el aire de las líneas del manifold.
- Comprobar alarmas del panel de control y setear a 1000 psi.
- Operar 10 barriles desde la primera marcha hasta la quinta.

PASOS PARA EL TEST DE LA BOMBA

- Verificar la hermeticidad de las válvulas 1, 2 y la bomba. Si la prueba no es satisfactoria, colocar el tapón en la línea antes de la "Tee".

- Inspeccionando el embrague incrementar presión a 2000 psi por 10 minutos.
- Inspeccionando el embrague incrementar presión a 3800 psi por 30 minutos.
- Controlar la carta del registrador de presión (Barton)
- Si la prueba es satisfactoria, despresurizar el sistema.
- Si la prueba no es satisfactoria, verificar las válvulas VRP, relief y fluid end.
- Ejecutar nuevamente el test de la bomba hasta que sea satisfactorio.
- Quitar el tapón y acoplar la línea antes de la "Tee".
- Seguir con el test de las válvulas del manifold.

PASOS PARA EL TEST DE VÁLVULAS 1,2 DEL MANIFOLD

- El Test se realiza con menos de 1000 RPM en el motor
- Conservar conectada la bomba booster.
- Instalar una válvula tapón a la salida de la MTU para verificar hermeticidad de las válvulas del manifold.
- Cerrar las válvulas 1, 2 y abrir las válvulas 3 y 4.
- Cerrar la válvula reguladora de presión (VRP) para evitar daño de la misma.
- Inspeccionando el embrague, aumentar presión a 2000 psi por 10 minutos.
- Inspeccionando el embrague, aumentar presión a 3800 psi por 15 minutos.
- Si la prueba es satisfactoria despresurizar el sistema.
- Si la prueba no es satisfactoria, retirar la válvula y realizar inspección y/o reparación en taller de válvulas.
- Ensamblar la válvula reparada en el manifold.

- Repetir los pasos para el test de la válvula.

PASOS PARA EL TEST DE LA VÁLVULA 3 DEL MANIFOLD

- Ejecutar el test con menos de 1000 RPM en el motor.
- Conservar conectada la bomba booster.
- Instalar una válvula tapón a la salida de la MTU para verificar hermeticidad de las válvulas del manifold.
- Cerrar la válvula reguladora de presión (VRP) para evitar daño de la misma.
- Cerrar las válvulas 1 y 3 y abrir la válvula 2.
- Inspeccionando el embrague, incrementar presión a 2000 psi por 10 minutos.
- Inspeccionando el embrague, incrementar presión a 3800 psi por 15 minutos.
- Si la prueba es satisfactoria despresurizar el sistema.
- Si la prueba no es satisfactoria, quitar la válvula y realizar inspección y/o reparación en taller de válvulas.
- Ensamblar la válvula reparada en el manifold.
- Repetir los pasos para el test de la válvula.

PASOS PARA TEST DE VÁLVULA 4 DEL MANIFOLD

- Ejecutar el test con menos de 1000 RPM en el motor
- Conservar conectada la bomba booster.
- Instalar una válvula tapón a la salida de la MTU para verificar hermeticidad de las válvulas manifold.
- Cerrar la válvula reguladora de presión (VRP) para impedir daño de la misma.
- Cerrar las válvulas 4 y 2 y abrir la válvula 1.

- Vigilando el embrague, incrementar presión a 2000 psi por 10 minutos.
- Vigilando el embrague, incrementar presión a 3800 psi por 15 minutos.
- Si la prueba es satisfactoria despresurizar el sistema.
- Si la prueba no es satisfactoria, retirar válvula, realizar inspección y/o reparación en taller de válvulas.
- Ensamblar la válvula reparada en el manifold.
- Repetir los pasos para el test de la válvula.

PASOS PARA TEST DE CHIKSAN, UNIONES CHIKSAN Y VÁLVULAS

- Ejecutar el test con menos de 1000 RPM en el motor.
- Conservar conectada la bomba booster.
- Vincular las líneas chiksan, uniones chiksan y las válvulas.
- Cerrar las válvulas 1, 3 y 4 y abrir la válvula 2.
- Vigilando el embrague, aumentar presión a 2000 psi por 10 minutos.
- Vigilando el embrague, aumentar presión a 3800 psi por 15 minutos.

PRUEBAS EN LOCACIÓN

Los equipos a utilizar son:

- Móvil Testing Unit
- Registrador gráfico de presión (Barton)
- Manómetro de alta presión y contador de flujo (MC II)
- Tubería, chiksan, uniones chiksan (codos) y válvulas de alta presión.

PRUEBA DE LÍNEA

Etapas previas para ejecutar la prueba de presión de líneas:

- Tramitar el permiso de trabajo.
- Regularizar con el responsable de la locación del cliente para definir el mejor sitio para la ubicación de la MTU.

- Efectuar un análisis de riesgos e impactos ambientales previo para este trabajo, coordinando con el personal de SSA del cliente y los técnicos de la MTU.
- Confecciona el mapa de riesgos de la locación.
- Continúe a colocar la geomembrana en el sitio acordado, para formar el cubeto de seguridad, en caso de fugas de fluido.
- Desacoplar la MTU en la locación siempre con la parte delantera de la plataforma con dirección al camino de ingreso de la locación.
- Regula con el inspector asignado de SSA de la empresa SERTECPET para realizar el meeting de seguridad y llenar el registro correspondiente.
- Efectúa la reunión pre-operativa y registra en el formato indicado, para asignar las tareas a realizarse.
- Ejecutar la liberación de la MTU (PSSR) en campo conjuntamente con el personal del cliente.
- Se recomienda que el ensamblaje de las líneas se lo realice entre tres o más personas, comprobando el ajuste de cada unión de golpe y además se debe chequear el estado de los sellos de la tubería.
- Las eslingas de seguridad serán necesarias únicamente en la línea de alta presión (inyección).
- Instalar la instrumentación conveniente en la unidad MTU.
- Ejecutar armado de líneas de inyección, retorno y producción, posterior al armado se deberá realizar una nueva reunión operativa en la cual se involucrará todo el personal presente en la locación con el fin de asegurar, revisar y verificar que todos los presentes se enteren de la operación a realizar.
- A continuación, se llena el módulo con fluido ya sea mediante un Vacuum o fluido proporcionado por la Rig según sea el caso.
- Instalar banda del motor a la bomba booster (motor apagado).
- Establecer alarmas en el Panel de Control (Murphy).

- Instalar válvulas para despresurización (válvula agua tres vías).

SECUENCIA OPERACIONAL DE PRUEBA

- Comprobar niveles (aceites y refrigerante).
- Establecer alarma de presión descarga a 3500 psi.
- Organizar válvulas (manifold).
- Poner en marcha el motor.
- Conservar revoluciones menores a 1000 RPM, conectar transmisión en 1ra marcha para verificar presiones.
- Evacuar aire de la línea de prueba.
- Presurizar gradualmente de acuerdo al procedimiento.

OPERACIÓN CON BOMBA JET DIRECTA

Desplazar bomba Jet

Cuando se desplaza la bomba jet el caudal tiene que mantenerse entre 1,4 a 1,6 barriles por minuto, previamente que la bomba jet llegue y cuelgue en la camisa de circulación, se debe reducir el caudal de inyección a 1 barril por minuto, la presión de inyección subirá desde 0 psi y en aumento proporcional al volumen desplazado por la bomba de superficie Quintuplex /Triplex, la cual se la puede revisar en el medidor de flujo (MCII), es recomendable desplazar una capacidad de tubing hasta la altura de la camisa, después se estabilizará la presión necesaria por el cliente para una producción establecida siendo máxima 3500 psi. Comprobando:

- Que exista retorno de fluido abriendo la válvula de aguja ubicada al ingreso del separador.
- Nivel del separador en mirilla.
- Presión de inyección
- Presión del separador

CAUDAL DE INYECCIÓN

Reversar bomba Jet

Para operar bomba jet directa en reversa se debe variar el sentido de flujo en el manifold de la MTU, en otras palabras, inyectar por anular y retornar por tubing. Se tiene que considerar la antigüedad, presión de colapso del casing y características físicas/químicas de los fluidos. Con estos indicadores se logra fijar la presión estimada de operación para reversar bomba jet. Generalmente se utilizan presiones inferiores a 1000 psi. Fijar alarma en el tablero de control Murphy en concordancia con la presión de estimada de operación.

Según al procedimiento de operación para reversar bomba jet se intentará por 3 ocasiones, si la bomba no despega de la camisa, entonces será necesario emplear la unidad de slick line, previa coordinación con el cliente.

Prueba Packer

Es la acción de generar presión a las gomas de la empacadura, con el objetivo de comprobar la hermeticidad entre espacio superior e inferior de las gomas en el espacio anular. El control de hermeticidad de las empacaduras (gomas), se ejecuta con el packer asentado. Si el ensayo se realiza con la unidad MTU, se sigue los siguientes pasos:

- Organizar válvulas del manifold de forma que la inyección sea por anular (casing).
- Fijar alarma en el Murphy 1000 psi máximo.
- Prever que la prueba se debe ejecutar con RPM menores a 1000 y en marchas bajas (1era, 2da).
- Empezar a inyectar en un rango de presión máximo de 500 – 800 psi, de lo contrario podemos afectar la integridad del casing.
- Una vez alcanzada la presión requerida se empieza a colocar la marcha de la unidad MTU en neutro y esperamos por un lapso de quince minutos para comprobar que no exista caída de presión.
- Se continúa a despresurizar las líneas por las válvulas de aguja o de tres vías y se prosigue con las operaciones concernientes dependiendo del resultado de la prueba.

Prueba de inyectividad

Pasos que se realiza para fijar el caudal y la presión, a la cual se permite bombear los fluidos hacia la formación, sin fracturarla. A la vez, se efectúan ensayos de inyectividad cuando se bombean fluidos de recuperación secundaria como agua. Las pruebas de tasa

de inyección se pueden realizar a diferentes tasas de flujo y la presión se registra cada vez que se cambia la tasa de inyección. La presión registrada debe ser registrada.

Una vez que los datos (presión y flujo) están disponibles, puede graficar P vs Q (presión vs flujo) y obtener una línea recta, la inversa de la pendiente de la línea es el índice de inyección del pozo bpd/ psi que básicamente significa cada 1 psi Donde se pueden llenar muchos cubos.

Prueba de admisión

La finalidad de la prueba de admisión es:

- Evidenciar que el intervalo productor punzonado esté abierto, posterior al accionamiento de los cañones.
- Comprobar si el pozo necesita algún tipo de estimulación (pozos productores).
- Confirmar que tan eficiente fue la estimulación posterior al reacondicionamiento.

Procedimiento para ejecutar la prueba de admisión:

- Gestionar con el cliente los trabajos con unidad Slick Line, además establecer presión inicial y caudal para la prueba de admisión.
- Con unidad de cable Slick Line cerrar Camisa de Circulación y recuperar Standing Valve.
- Fijar alarma (presión de inyección) en el panel de control.
- Encerar contador de flujo (MCII).
- Organizar válvulas del manifold y cabezal para inyectar por el tubing.
- Válvulas wing del casing cerrada.
- Emplear presión al pozo en incrementos de 100 psi.
- Anotar presión, barriles inyectados y tiempo.
- Después de cada aumento de presión, la bomba se detiene y la presión se mantiene durante aprox. 5 minutos. Si puede mantener la presión, se prueba con siguiente incremento. Si la presión no se mantiene NO HAY ADMISION, se presuriza nuevamente el pozo.

- El Test se finaliza cuando la presión no se mantiene después de varios intentos.

SECUENCIA PARA FINALIZAR LA OPERACIÓN CON LA UNIDAD MTU EN CAMPO

- Reducir RPM del motor
- Ubicar marcha en neutro
- Apagar unidad MTU
- Analizar y esperar a que la presión disminuya en el manómetro 0 PSI.
- Despresurizar el sistema
- Requerir al representante del cliente la provisión de un Vacuum con agua limpia para lavar líneas de inyección, retorno y producción de la MTU.
- Organizar válvulas para realizar lavado de líneas.
- Desacoplar las líneas y accesorios.
- La MTU será transportada únicamente si el separador se encuentra sin fluidos.

2.1.4 Perspectivas

VENTAJAS RELATIVAS

Las ventajas que puede ofrecer el método de levantamiento que emplea la MTU (bomba jet) son:

- Extraíble sin tirar del tubo.
- No tiene partes móviles.
- Sin problemas en orificios desviados o torcidos.
- Discreto en zonas urbanas.
- Aplicable en alta mar.

- Puede utilizar agua como fuente de propulsión.
- El fluido motriz no tiene que estar tan limpio como en el caso del bombeo hidráulico de pistones.
- El tratamiento de la emulsión de las incrustaciones de corrosión es fácil de realizar.
- La fuente de energía puede estar situada a distancia y puede manejar volúmenes elevados de hasta 30.000 B/D (4769,62 m³ /d).

DESVENTAJAS RELATIVAS

Las desventajas que puede presentar el método de levantamiento que emplea la MTU (bomba jet) son:

- Método relativamente ineficaz.
- Requiere al menos un 20% de inmersión
- de inmersión para una mayor eficacia de elevación.
- El diseño del sistema es más complejo.
- La bomba puede cavitarse en determinadas condiciones.
- Muy sensible a cualquier cambio de contrapresión.
- La producción de gas libre a través de la bomba reduce la capacidad de manipulación de líquidos.
- Los de aceite presentan riesgo de incendio.
- Presiones superficiales de fluidos de alta potencia.

FALLAS COMUNES

Fuga de líquido por sellado de bomba booster

Si comienza a liquear fluido por el sello, reajuste los 4 tornillos del alojamiento del sello con una llave de 3/4" en cruz, si esto no resuelve el problema, siga los siguientes pasos:

1. Pare el motor y suelte la banda de la polea del motor.
2. Aislé la bomba cerrando las válvulas de 4" y 3".
3. Drene el fluido de la succión de la bomba, para evitar la contaminación.

4. Quite los tornillos de la base de soporte, de la bomba ubicados debajo de la polea de la misma con una llave $\frac{3}{4}$ "
5. Utilice una llave 15/16" para quitar los 8 pernos de la carcasa de la bomba.
6. Retire la cañería de lubricación del sello mecánico
7. Retire la bomba para evitar la contaminación del piso de la plataforma
8. Utilice una llave de tubo # 12 con la cual trabe el eje de la polea y afloje el impeler
9. Quite la cubierta del sello mecánico, aflojando las dos tuercas de sujeción a la carcasa con una llave de $\frac{1}{2}$ "
10. Quite el sello mecánico aflojando los prisioneros con una llave hexagonal de 1/8"
11. Vuelva a colocar el sello mecánico y monte la bomba en orden inverso.

Reemplazo de asientos y bolas debido a la caída de presión en la inyección.

Si la bomba quintuplex no aumenta la presión y se descartó posibles causas de daño en la bomba jet, tubería de completación, falta de fluido, etc., siga los siguientes pasos para realizar el cambio de asientos, bolas, canastillas y resortes del fluid end:

1. Apague el motor y despresurice el sistema antes de aflojar las tuercas.
2. Utilice una llave de pico # 24 para aflojar las 5 tapas superiores del fluid end
3. Retire el soporte de las canastillas
4. Retire el resorte
5. Recoger las bolas con dedos magnéticos.
6. Con el extractor de canastillas retire éstas.
7. Retire el asiento con dedos magnéticos.
8. Retire el sello de las canastillas
9. Siga los mismos pasos para retirar la otra canastilla
10. Limpie a fondo el cilindro para inspeccionar que no haya rayaduras, ni principio de corte de fluido
11. Acople las partes tomando en cuenta que por cada cilindro van 3 sellos, 2 canastillas, 2 asientos, 2 bolas, 2 resortes y 1 retenedor.

Fuga de fluido motriz en bomba quintuplex

Algunas causas que pueden incitar este problema son los siguientes; prensa estopas resecos o cristalizados, plunger con excesivo desgaste o rayaduras, daño en los oring's del stuffing box y para su arreglo siga estos pasos:

1. Apague el motor y baje la presión al sistema, evitando contaminar la plataforma.
2. Utilice dos llaves de tubo # 36 para desconectar el plunger de 1 7/8" del embolo intermedio que conecta al pistón del power end, (si los plungers son roscados), si los plungers son grapados desconectar la grapa retirando los 2 pernos con una llave 3/4".
3. Utilice un dado 2 3/16" para aflojar las 4 tuercas del retenedor del stuffing box.
4. Ceda y retire la tuerca de ajuste de los prensa estopas.
5. Separe el retenedor del stuffing box.
6. Separe el stuffing box, teniendo la precaución de no lastimarse las manos.
7. Una vez sacado el stuffing box, cambie los prensa estopas, plungers o los oring's (# 333 y 342), según la falla.
8. Es importante recalcar en la manera de poner los prensa estopas, los cuales deben ir en posiciones de 120° cada prensa estopa.
9. Retorne a armar el equipo siguiendo la secuencia contraria al desarmado.
10. Ajuste las tuercas que sostiene al stuffing box deben ser torquedadas a 500 ±50 lb.

Estas son las tres fallas más comunes que se dan en el campo, y que la pueden resolver los operadores y técnicos de unidades.

FACTORES DE RIESGOS

La operación de una Unidad MTU, con lleva riesgos laborales que incluyen a los riesgos identificados para la operación de motor a combustión interna y de la bomba de desplazamiento positivo, sin embargo, tiene riesgos adicionales relacionados con armado de líneas, operación del separador, dosificación de químicos, desplazamiento en transporte terrestre. Los riesgos laborales que se presenta por la operación de MTU se muestran a continuación.

Tabla 3 Factores de riesgos mecánicos (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Factores de riesgo mecánico	Causa	Medidas de Mitigación
Caída de personas a distinto nivel	Uso de escaleras en campers MTU, subir a monitoreo, operación o aforo de tanques, separadores, MTU, condiciones de la plataforma (sumideros, cellars, Fosas, piscinas), calzado inadecuado.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP

Caída de personas al mismo nivel	Desplazamiento en el mismo piso de trabajo, obstáculos en el piso, piso irregular, resbaladizo, calzado inadecuado	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw
Caída de objetos por desplome o derrumbamiento	Exposición a material o piezas y partes en mantenimiento o reparación.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo
Caída de objetos en manipulación	Exposición a material o piezas y partes en mantenimiento o reparación, armado, desarmado de líneas, sitios de difícil acceso.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo
Pisada sobre objetos	Por desnivel en el piso, escaleras o piso resbaladizo, pisada sobre válvulas, tuberías, escaleras verticales, piso irregular en plataformas	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw
Golpes / cortes por objetos herramientas	Manejo de herramientas manuales, válvulas, bridas, combos, partes y piezas en la unidad MTU, reparación de bombas jet.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Choque contra objetos inmóviles	Golpes contra partes de equipos durante monitoreo, operación, inspecciones y verificaciones.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de

		Trabajo, Observación de Comportamiento Safe Claw	EC.GS.SI.PR.01
Proyección de fragmentos o partículas	Exposición indirecta a partículas desprendidas de soldadura, esmerilado, exposición directa a pintura, exposición directa grasas, aceites, proyección fluidos a presión, proyección fragmentos por falla de equipos y/o herramientas.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, Observación de Comportamiento Safe Claw	EC.GS.SI.PR.01
Atrapamiento por o entre objetos	Malas condiciones de la plataforma, cellars, sumideros, manipulación de objetos, elementos sin guardas.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, Observación de Comportamiento Safe Claw	EC.GS.SI.PR.01
Atrapamiento por vuelco de máquinas o vehículos	Por manejo de vehículos.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.06 Uso y manejo de vehículos	
Atropello o golpes por vehículos	Desplazamiento en itinere, circulación de vehículos en áreas de trabajo a operar, vehículos en las áreas de trabajo (patio de MTU)	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.06 Uso y manejo de vehículos	EC.GS.SI.PR.01
Contactos térmicos	Operación de MTU, motor a combustión interna, separador y líneas con fluido a alta temperatura.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, Observación de	EC.GS.SI.PR.01

			Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Espacio confinado	En limpieza interna de separadores, tanques.	de	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Manejo de recipientes a presión	Pruebas de presión de líneas, operación de separadores, líneas presurizadas.	de	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw

Tabla 4 Factores de riesgos físicos (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Factores de riesgo físicos	Causa	Medidas de Mitigación
Contactos eléctricos directos	Conexión y desconexión de equipos eléctricos, manipulación de baterías.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Contactos eléctricos indirectos	Contacto indirecto con chasis o carcasa electrificada.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas

Exposición a radiaciones ionizantes	Exposición indirecta durante perforación o workover, corridas de registros.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS. SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Exposición a radiaciones ionizantes	Puntos wifi y equipos que no emiten radiación no ionizante.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo
Ruido	Nivel de ruido en áreas de trabajo	EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Vibraciones	Vibraciones de cuerpo entero y vibración mano - brazo (ajuste con combo).	EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP
Iluminación	Iluminación mal ubicada, insuficiente o mantenimiento deficiente.	EC.GS.SI.PR.04 Inspecciones Preventivas

Tabla 5 Factores de riesgos químicos (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Factores de riesgo químicos	Causa	Medidas de Mitigación
Exposición a sustancias nocivas o tóxicas	Atención a derrames, uso químico, uso de jp1, diésel, tinher, pintura.	EC.GS.SS.PR.06 RV00 Manejo de materiales químicos y tóxicos, EC.GS. SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP

Exposición a aerosoles sólidos	a	No aplica.	No aplica.
Contacto con sustancias y/o corrosivas	con	Manejo de químicos, ácido de baterías, reactivos para laboratorio.	EC.GS.SS.PR.06 RV00 Manejo de materiales químicos y tóxicos, EC.GS. SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EP
Exposición a gases y vapores	a	Exposición directa a gases y vapores de fluido.	EC.GS.SS.PR.06 RV00 Manejo de materiales químicos y tóxicos, EC.GS. SI.PR.04 Inspecciones Preventivas, EC.GS.GI.PR.07 Procedimiento de Permisos de Trabajo, EC.GS.SI.PR.01 Observación de Comportamiento Safe Claw, EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP, EC.GS.SI.PR.08 Selección, compra, utilización y control de EPP

Tabla 6 Factores de riesgos biológicos (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Factores de riesgo biológicos	Causa	Medidas de mitigación
Parásitos	Por ingesta de agua y alimentos.	Biometría hemática, coproparasitario, elemental de orina, EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral
Exposición a hongos	Problemas dermatológicos por uso de ropa y epp húmedo.	Biometría hemática, EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral
Exposición a derivados orgánicos	No aplica.	No aplica.
Exposición a insectos	Trabajos desarrollados en zona tropical.	EC.GS.SO.PR.15 PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA Y CONTROL DE VECTORES
Exposición a animales selváticos	Exposición en plataformas.	PLAN EMERGENCIA REV5 2013-11-27, Plan de Auto Protección para Cuerpo Bomberos Orellana

Tabla 7 Factores de riesgos ergonómicos (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU. (Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Factores de riesgo ergonómico	Causa	Medidas de mitigación
Sobre-esfuerzo físico / sobre tensión	Armado y desarmado de líneas de flujo, mantenimientos.	RX AP y Lateral de Columna Lumbar, Resonancia Magnética Lumbar EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral
Sobrecargas	Armado y desarmado de líneas de flujo, mantenimientos.	RX AP y Lateral de Columna Lumbar, Resonancia Magnética Lumbar EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento. para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral
Posturas forzadas	Armado y desarmado de líneas de flujo, mantenimientos.	RX AP y RX Rodillas, Resonancia Magnética Lumbar EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral
Disconfort acústico	En camper oficina.	Evaluación de Riesgo Ergonómico
Disconfort térmico	Trabajo en zona tropical.	Evaluación de Riesgo Ergonómico, climatización de áreas administrativas, incluido campers u oficinas transportables
Disconfort lumínico	En unidades MTU y en plataformas.	Evaluación de Riesgo Ergonómico
Operadores de PVD	Uso de computadoras.	Evaluación de Riesgo Ergonómico
Manipulación manual de cargas	Armado y desarmado de líneas de flujo, mantenimientos.	Evaluación de Riesgo Ergonómico, EC.GS.SI.IN.05 Instructivo para Levantamiento Manual de Cargas, RX AP y Lateral de Columna Lumbar, Resonancia Magnética Lumbar EC GS SO PR 01 REV03 Procedimiento para realizar exámenes médicos de vigilancia de la salud laboral

Tabla 8 Accidentes mayores (causas y sus medidas de mitigación) que pueden presentarse en la MTU.
(Escuela de operaciones SERTECPET, 2011)

Accidentes mayores	Causa	Medidas de mitigación
Incendios	Manejo de sustancias combustibles e inflamables.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Explosiones	Manejo de sustancias combustibles e inflamables.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Terremotos	Grupo de amenaza 1 SNGR.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Inundaciones	Locaciones en zonas planas con poco drenaje o en zonas de inundación de ríos.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Accidentes de tránsito	In itinere, desplazamiento a las plataformas.	EC.GS.SI.PR.06 Uso y manejo de vehículos, Ley de Tránsito y su Reglamento, Seguro contra Accidentes, SOAT EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Secuestros – Delincuencia Común	Trabajo en locaciones remotas.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.
Derrumbes	En desplazamiento terrestre.	EC.GS.SI.PL.01 Plan de Respuesta a Emergencias SERTECPET S.A.

IMPACTO AMBIENTAL

El impacto ambiental de la operación de las unidades MTU incluye el impacto de la operación del motor de combustión interna; además, se sumarán los siguientes impactos ambientales:

Afectación a Aire

Emanación de emisiones furtivas debido a los siguientes factores:

- Quema o venteo de gases en los procesos, teas, tanques, etc.
- Emanación de gas en válvulas y bridas
- Emanación de gas en toma muestras
- Emanación de gas en tubería abierta (mantenimiento)
- Emanación de gas en trabajos de limpieza interna del separador
- Emanaciones producidas por fugas de fluido y derrames
- Emisión de CFC o HFC de los aires acondicionados

Como medidas preventivas para los gases de combustión derivados del funcionamiento de los motores de combustión interna se encuentran:

- Seguimiento estricto de los procedimientos operacionales y de SSA.
- Programa de mantenimiento planificado y correctamente ejecutado.
- Programa de inspecciones preventivas planificadas.
- Limpieza interna con agua mediante un sistema cerrado, previo a la apertura del manhole del separador.
- Mantener cerradas las puertas del camper.
- Uso de aire acondicionado únicamente cuando esté personal dentro del camper.
- Adecuado diseño y sistema de separación evitar la combustión incompleta de fluidos y favorecer la combustión de gas asociado.

Generación de desechos

Las actividades asociadas a la operación normal o anormal de la MTU, generan desechos sólidos que sin no tienen un adecuado tratamiento pueden generar impactos ambientales, sobre todo al suelo; los desechos que se generan son:

- Desechos sólidos Reciclables, papel limpio, plástico, vidrio, metales, provenientes de las tareas administrativas, consumo de bebidas, envoltorios de repuestos, trabajos de mantenimiento o reparación de estructuras de la unidad MTU.

- Desechos sólidos Comunes, residuos de comida, papel contaminado con comida, desechos en mezcla y no reciclables, provenientes del barrido del camper oficina, alimentación del personal, papeles (tarrinas plásticas o de poliestireno).
- Desechos sólidos Especiales – Oleosos, absorbentes contaminados, suelos o vegetación afectada por hidrocarburos, producto de accidentes ambientales, etc.
- Desechos sólidos Especiales – NO Oleosos, lámparas fluorescentes, focos ahorradores, pilas y baterías de níquel o litio, recipientes de tintas de impresión, etc., generados en los mantenimientos eléctricos y en actividades administrativas.

Procedimiento manejo de desechos sólidos y líquidos.

Puede hacer una o más de las siguientes cosas para reducir el impacto ambiental de la generación de desechos sólidos:

- Cumplimiento estricto de los procedimientos Operativos y de SSA.
- Respetar la clasificación de desechos de la Empresa.
- Mantener el orden y la limpieza.
- Envío de los desechos al Gestor Ambiental tecnificado por el Ministerio del Ambiente.
- Evitar la contaminación cruzada de los desechos
- Favorecer los procesos de reciclaje y reutilización de residuos

2.2 Evaluación de un pozo utilizando la MTU

INFORMACIÓN DEL POZO

- Pozo: Secoya 22
- Compañía: EP PETROECUADOR
- Formación: U Inferior
- Intervalos: 9035' – 9020'
- Equipo de fondo instalado: Bomba Jet Conv 3 1/2"x2,81" 12L

Layout del pozo

La figura 14 muestra un diagrama de la disposición del pozo Secoya 22.

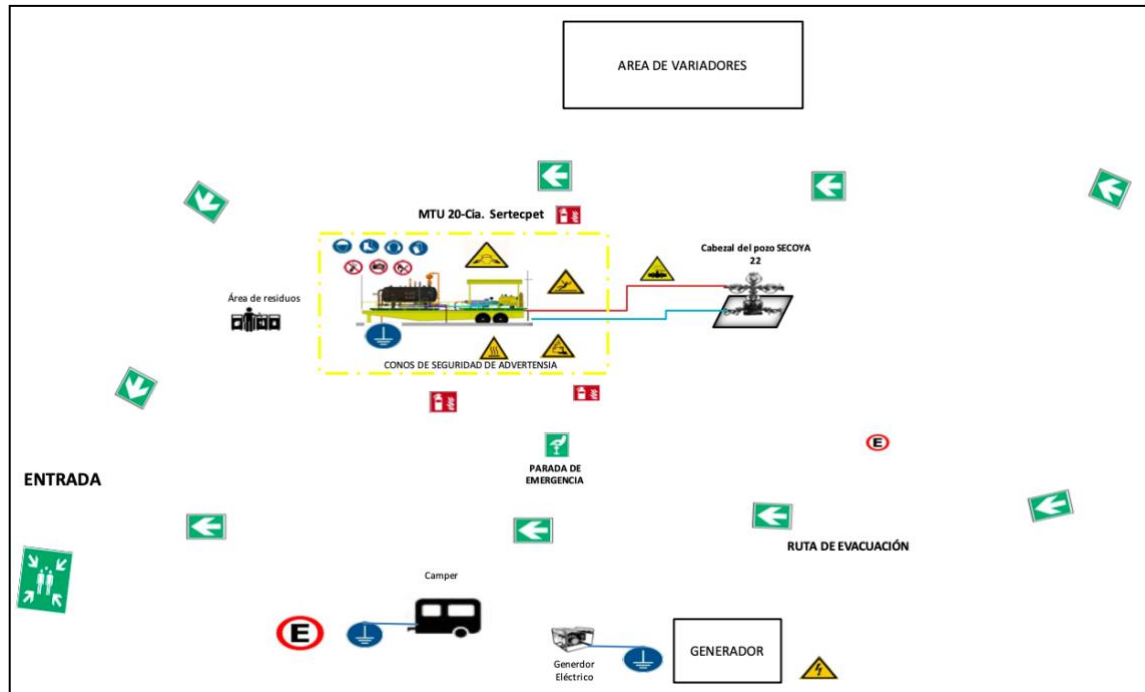


Figura 23. Layout del pozo Secoya 22 (Elaboración propia).

Información del reservorio

- Presión reservorio: 2100 psig
- Temperatura reservorio: 210°F
- Presión del separador: 215 psig
- Temperatura separador: 110 °F
- Presión de burbuja: 1100 psig
- BSW: 90%
- Salinidad: 21100 ppm
- Gravedad específica del gas: 1.0

Productividad del reservorio

- Presión fondo fluyente: 1704,77 psia
- Caudal de la prueba: 1214 bls/día
- IP Pozo: 0.462 bls/día/psia

Completación de fondo

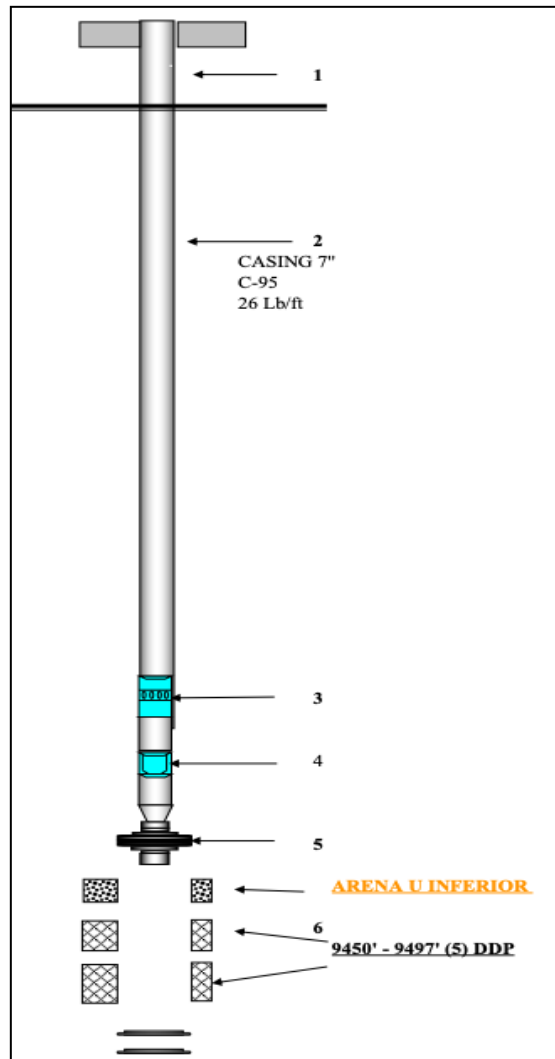


Figura 24. Completación de fondo (Elaboración propia).

Tabla 9. Datos generales de la completación de fondo (Elaboración propia).

ITEM	DESCRIPCION	TOPE	LONGITUD	OD	ID
		FT	FT	IN	IN
1	TUBING 3 1/2" X 2,81"	0,00	9286,55	3,50	2,99
2	CASING 7" C -95	9239,00	10928,00	7,00	6,99
3	CAMISA DE CIRCULACIÓN	9305,00	2,87	3,50	2,81
4	NO-GO 3 1/2" X 2,75" TIPO R	9380,50	1,05	3,50	2,75
5	PACKER MECÁNICO BTCL # 23-26 LBS	9342,50	2,58	5,99	2,99
6	INTERVALOS ARENA UI	9473,50	46,00		

Información mecánica del pozo

- Tipo pozo: Vertical
- Profundidad promedio del reservorio: 9035 ft

- Profundidad a la que se encuentra la bomba: 8488 ft
- Profundidad a la que se encuentra el sensor: 8523 ft
- Temperatura de cabeza: 120 °F

Datos diseño JET

- Producción actual: 350 bls/día
- Artificial lift actual: Bombeo hidráulico
- Facilidades de bombeo: MTU
- Presión de inyección máxima disponible: 3500 psig
- Caudal de inyección máximo disponible: 3800 bls/día
- Temperatura del fluido motriz: 110 °F
- BSW del fluido motriz: 100%
- Salinidad del fluido motriz: 21100 Ppm
- Presión a la cabeza: 215 psig
- Gravedad API del fluido motriz: 10
- Inyección: Directa

Procedimiento de evaluación

- Llegada de la MTU a la locación del pozo Secoya 22.
- Se realiza charla seguridad con apertura del permiso de trabajo
- Se verifica bomba y geometrías pertenecientes. Jet Claw 3 1/2 x 2,81 "12L"
- Se realiza acoples al cabezal con sus respectivas pruebas de presión con 3500 PSI ok
- Se desplaza bomba Jet Claw 3 1/2 x 2,81 "12L" más la verificación de alarmas y parte mecánica.
- Asentado de bomba Jet Claw 3 1/2 x 2,81 con unidad MTU con estabilización de parámetros en superficie.

- El pozo se encuentra direccionado a la línea de producción en espera de que ingrese a prueba de producción.
- Se evalúa la arena U inferior con bomba Jet Claw 3 1/2" x 2,81 "12L" con unidad la unidad MTU hacia el separador de prueba de la estación Secoya.
- El pozo sale de prueba por 8 horas, dando un aporte de 618 BLS con un promedio de 77,25 BLS/h.

Datos de la evaluación

Tabla 10. Datos de la evaluación del pozo Secoya 22 (Elaboración propia).

HORA	PRESIONES			INYECCIÓN		
	<u>INYECCIÓN</u>	<u>CABEZA</u>	<u>MODULO</u>	<u>POR HORA</u>	<u>POR DÍA</u>	<u>TOTAL INY.</u>
	PSI	PSI	PSI	BLS/H	BLS/DÍA	BLS
LUNES 24 DE OCTUBRE DEL 2022						
06:00	3500	215		120,92	2902	9912,21
07:00	3500	215		120,92	2902	10033,13
08:00	3500	215		120,92	2902	10154,04
09:00	3500	215		120,92	2902	10274,96
10:00	3500	215		120,92	2902	10395,88
11:00	3500	215		120,92	2902	10516,79
12:00	3500	215		120,92	2902	10637,71
13:00	3500	215		120,91667	2902	10758,63
MARTES 25 DE OCTUBRE DEL 2022						
06:00	3500	215		120,91667	2902	10759

PRODUCCIÓN			BSW		
<u>POR HORA</u>	<u>POR DÍA</u>	<u>TOTAL REC.</u>	<u>INY.</u>	<u>RETOR.</u>	<u>REAL</u>
BLS/H	BLS/DÍA	BLS	%	%	%
LUNES 24 DE OCTUBRE DEL 2022					
50,25	1206	4273,49	100	92,4	74,11
50,25	1206	4323,74			
50,25	1206	4373,99	100	92,4	74,11
50,25	1206	4424,24			
50,25	1206	4474,49	100	92,4	74,11
50,25	1206	4524,74			
50,25	1206	4574,99	100	92,4	74,11
50,25	1206	4625,24			
LUNES 24 DE OCTUBRE DEL 2022					
50,25	1206	4625	100	92,4	74,11

Datos promedio de la evaluación

- Producción
 - Por hora, BLS/H: 50,3
 - Por día, BLS/día: 1206
- BSW
 - Diario, %: 74

Resumen de la evaluación

En el pozo Secoya 22, de la compañía PETROECUADOR EP, que tiene una profundidad de la camisa de 9305'(MD), el reservorio a ser evaluado es la "U INFERIOR" disparado en el siguiente intervalo 9451'- 9497' (MD)'.

Se realiza la evaluación del reservorio con una bomba de Jet Claw 3 1/2 X 2,81 "12 L", La prueba se realiza el día 20-07-2022, la evaluación evalúa hasta las 23h00, en ese momento se suspende evaluación debido a problemas con el packer hidráulico, se realizan los respectivos trabajos para su reemplazo.

La evaluación es reiniciada el 22-07-2022 hasta ser concluida a las 89 horas desde su iniciación.

3 RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

3.1 Resultados

3.1.1 Costo del barril de petróleo empleando la unidad móvil de evaluación

Tabla 11. Costo de una producción del barril de petróleo (*Empresa Pública Petroecuador, 2023*).

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	TARIFA UNITARIA	TOTAL
1	Costo de producción de crudo	1	BLS	16,94	16,94
				SUBTOTAL:	16,94

Información de facturación de una unidad MTU

Cliente: EP PETROECUADOR

Pozo: Cuyabeno – 071A

- **Producción:** 1200 bls/día
- **BSW:** 89 %

Bloque: 58

Tipo de servicio: Evaluación con MTU

Bomba que entra: Jet Claw Conv 3½! “X 2,81” 10J

Zona: BT - UM

Tabla 12. Costo global de producción empleando las MTU (*Escuela de operaciones SERTECPET, 2011*).

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	TARIFA UNITARIA	TOTAL
1	MTU para producción sin torre	202	HORA	84,63	17095,26
				SUBTOTAL:	17095,26

Tabla 13. Costo por procesamiento y levantamiento del fluido (*ISI Andina C.A., s.f.*).

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	TARIFA UNITARIA	TOTAL
1	Costo por procesamiento y levantamiento del fluido	1	BLS	0,75	0,75
				SUBTOTAL:	0,75

Tabla 14. Costo por manejo y tratamiento del agua (*ISI Andina C.A., s.f.*).

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	TARIFA UNITARIA	TOTAL
1	Costo por manejo y tratamiento de agua	1	BLS	0,5	0,5
				SUBTOTAL:	0,5

Cálculo del costo de barril de crudo utilizando una unidad MTU

$$\text{costo del servicio (MTU)} = 84,63 \frac{\text{USD}}{\text{H}}$$

$$84,63 \frac{\text{USD}}{\text{H}} \left(\frac{24 \text{ H}}{1 \text{ día}} \right) = 2031,12 \frac{\text{USD}}{\text{día}}$$

$$\text{producción de agua} = 1200 \frac{\text{bls}}{\text{día}} \left(\frac{89}{100} \right) = 1068 \frac{\text{bls}}{\text{día}}$$

producción de crudo = producción del pozo – producción de agua

$$\text{producción de crudo} = 1200 \frac{\text{bls}}{\text{día}} - 1068 \frac{\text{bls}}{\text{día}} = 132 \frac{\text{bls}}{\text{día}}$$

$$\text{costo del barril (MTU)} = \frac{\text{costo del servicio}}{\text{producción de crudo}}$$

$$\text{costo del barril (MTU)} = \frac{2031,12 \text{ USD/día}}{132 \text{ bls/día}}$$

$$\text{costo del barril (MTU)} = 15,39 \frac{\text{USD}}{\text{bls}}$$

costo total (MTU)

= costo barril + costo por manejo y tratamiento de agua
+ costo por procesamiento y levantamiento del fluido

$$\text{costo total (MTU)} = 15,39 \frac{\text{USD}}{\text{bls}} + 0,50 \frac{\text{USD}}{\text{bls}} + 0,75 \frac{\text{USD}}{\text{bls}}$$

$$\text{costo total (MTU)} = 16,64 \frac{\text{USD}}{\text{bls}}$$

Comparación de costos

costo del barril (MTU) > costo de producción barril de crudo

$$16,94 \frac{\text{USD}}{\text{bls}} > 16,64 \frac{\text{USD}}{\text{bls}}$$

3.2 Conclusiones

A lo largo del proyecto escrito, la información relevante sobre la Unidad de evaluación móvil de MTU se publica de manera estructurada, extraída de una amplia gama de investigaciones bibliográficas confiables, para que los usuarios y las partes interesadas de la Unidad de evaluación móvil puedan identificar los detalles de manera clara y concisa, Se pueden indicar que los componentes centrales de MTU, son: bomba, motor, separador bifásico y plataforma. Se utiliza un separador bifásico para no botar el agua de formación al medio ambiente.

Todos estos elementos principales junto con varios más, al ser acoplados dan como resultado un equipo capaz de realizar operaciones de evaluación y producción de pozos *on shore* de manera eficiente.

Además, se concluyó que la MTU se puede catalogar como un proceso de extracción secundaria, cuya operación consiste en suministrar el fluido de inyección de conducción a fondo de pozo necesario para el correcto funcionamiento de la bomba de garra de chorro según el principio de "Pascal". "Los cambios de presión que actúan sobre un líquido existente se transmiten a todas las partes del líquido ya las paredes del recipiente".

En este trabajo es posible resumir y describir las fallas más comunes que pueden ocurrir con este equipo, debido a: fuga de fluido del motor en las bombas de cinco cilindros, fuga de fluido de los sellos de la bomba de refuerzo, asientos de válvulas y bolas, causadas por estos métodos de solución de problemas. también se describen los cambios en la caída de presión de inyección.

Como ocurre con todos los oficios, maquinaria, maquinaria, etc. En este documento se describen detalladamente los factores de riesgo presentes en la unidad móvil de evaluación, así como sus medidas de mitigación, y se concluyó que los factores de riesgo potenciales en esta unidad son: mecánico, físico, químico, ergonómico y biológico.

Asimismo, se concluye que entre los impactos ambientales de mayor atención que se debe prestar por el uso de las Unidades Móviles de Evaluación son: la afectación al aire y la generación de desechos.

Debo indicar que se consiguió datos promedios de la evaluación del pozo Secoya 22 de la compañía EP Petroecuador, empleando una unidad móvil de evaluación la cual incorpora una bomba jet como equipo de fondo, localizada a 8488 ft de profundidad, mientras que la

profundidad promedio del reservorio es de 9035 ft. Los datos de producción obtenidos son; por hora, BLS/H: 50,3 y por día, BLS/día: 1206, así como un BSW Diario, %: 74.

Mediante de los cálculos realizados en este trabajo se concluye que el costo de barril producido por una de estas unidades MTU es menor al precio de producción de un barril de petróleo por lo tanto es rentable continuar empleando estas unidades móviles de evaluación.

Debido a la vasta información de principios, bases, definiciones y entre otros aspectos que se puede encontrar en distintas fuentes, en conclusión el presente trabajo ha logrado sintetizar de manera ordenada y clara los temas de relevancia de las MTU, generando en una sección en específica, un manual de operación que permite a los interesados una comprensión y adquisición de conocimientos que podrán ayudar en la operación de este equipo, los temas que se han presentado en este trabajo hacen alusión a; pruebas en base, secuencia de instalación y armado, secuencia operación de pruebas, para la prueba de la bomba, para el test de válvulas del manifold, para test de chiksan, pruebas en locación, pruebas de línea, operacional de prueba, operaciones con bomba jet directa, caudal de inyección y de secuencia para finalizar la operación con la unidad MTU en campo.

La utilización de unidades MTU es una forma de producción por bombeo hidráulico para aminorar costos de producción, lo mejor es instalar un sistema de bombeo hidráulico centralizado, pero estos proyectos invilucran un gran período de tiempo en su instalación y costos de inversión elevados por lo cuál estas unidades son más viables y utilizadas.

3.3 Recomendaciones

- Se recomienda el uso de este trabajo escrito como material introductorio y como una guía en general para usuarios de la MTU y personas interesadas en este equipo, puesto que cuenta con amplia información de la misma y de varios aspectos relacionados con este, brindando a los interesados un gran panorama para la comprensión y análisis de las unidades móviles de evaluación.
- Además, se recomienda leer con atención el apartado de posibles factores de riesgo para la unidad móvil de valoración, ya que aporta mucha información sobre cómo afrontar las incidencias descritas en este trabajo.
- Los usuarios de las unidades móviles de evaluación deben seguir los pasos y secuencias de las medidas de seguridad, pruebas y test correctamente para cuidar la integridad física de los mismos y a la vez poder realizar una operación adecuada de este equipo.

- Para bajar costos mejor es mejor invertir en un sistema de bombeo hidráulico centralizado.
- Tener cuidado con la protección del medio ambiente y respetar las normas de seguridad industrial debido a las altas presiones que se manejan.
- Operar estas unidades se requiere de personal especializado.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP). (Agosto de 2011). *ETSAP*. Recuperado el 25 de Septiembre de 2022, de https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/P03_oilgaslogistics_PS_revised_GSOK2.pdf
- Abela, J. (2018). *Las técnicas de Análisis de Contenido: Una revisión actualizada*. Universidad de Granada.
- Abhijit Y, D. (2013). *Petroleum Reservoir*. Boca Raton: Taylor & Francis Group, LLC.
- Abubaker H, A., Zulkefli Bin, Y., & Abdurahman H, N. (2015). An Overview of Oil Production Stages: Enhanced Oil Recovery Techniques and Nitrogen Injection. *International Journal of Environmental Science and Development*, 6(9).
- Arias Gonzáles, J. L., & Covinos Gallardo, M. (2021). Diseño y metodología de la investigación.
- Barberii, E. E. (1998). *El pozo ilustrado*. PDVSA, Programa de Educación Petrolera.
- Basheer Hasan , D., Wan Mohd Ashri Wan Dau, W. D., & Abdul Aziz, A. R. (2011). Treatment technologies for petroleum refinery effluents: A review. *Elsevier B.V*, 95-105.
- Bellarby, J. (2009). *Well completion design*. Amsterdam: Elsevier B.V.
- Bisig, D., & Pfeifer, R. (2008). Understanding by Design – the synthetic approach to intelligence. *Geiser, R., Explorations in Architecture*. Boston: Birkhauser.
- Brborich, A., & Briceño, E. (2018). *Análisis técnico entre unidades de desplazamiento positivo triplex y unidades centrifugas HPS*. Guayaquil: (Tesis de pregrado). ESPOL.
- Delgado, D., & Gorozabel, C. (2018). *Consideraciones e importancia del well testing para el desarrollo de pozos petroleros*. Guayaquil: (Tesis de pregrado). ESPOL.
- Dulock, H. L. (1993). Research design: Descriptive research. *Journal of Pediatric Oncology Nursing*, 154-157.
- Empresa Pública Petroecuador. (07 de Febrero de 2023). *Empresa Pública Petroecuador*. Obtenido de Empresa Pública Petroecuador: <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/08/BOL-041.pdf>
- Escuela de operaciones SERTECPET. (2011). *Manual de operación MTU*. Quito.
- Fleshman, R., & Harryson, O. (1999). Artificial lift for high-volume production. *Oilfield review*, 11(1), 49-63.
- Galván Rico, L. E., Reyes Gil, R. E., & Guédez Mozur, C. D. (2007). LOS MACROPROCESOS DE LA INDUSTRIA PETROLERA Y SUS CONSECUENCIAS AMBIENTALES . *SciELO Analytics*, 11(43), 091-097.
- Graneheim, U. H., Lindgren, B. M., & Lundman, B. (2017). Methodological challenges in qualitative content analysis: A discussion paper. *Nurse education today*, 29-34.
- ISI Andina C.A. (s.f.). *isiven*. Obtenido de isiven: <https://www.isiven.com/costos-de-produccion-de-crudo>

- Jahn, F., Cook, M., & Graham, M. (2008). *HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION*. Amsterdam: Elsevier B.V.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges and opportunities. *Global energy solution*, 64-69.
- Kothari, C. R. (2020). *Research methodology methods and techniques*. New Delhi: New Age International (P) Ltd., Publishers.
- Lea, J. F., & Nickens, H. V. (1999). Selection of artificial lift. *SPE Mid-Continent Operations*.
- McAleese, S. (2000). *Operational Aspects of Oil and Gas Well Testing*. Elsevier.
- Nguyen, T. (2020). *Artificial lift methods: design, practices, and applications*. Socorro, New Mexico: Springer Nature Switzerland AG.
- OpenOil. (2012). *Oil Contracts-How to read and understand them*. Berlín: OpenOil UG and the OpenOil booksprint.
- Ortuño Arzata, S. (2012). *El mundo del petróleo: Origen, usos y escenarios*. México: Fondo de Cultura Económica.
- PDVSA. (s.f.). PDVSA. Recuperado el 23 de Septiembre de 2022, de <http://www.pdvs.com/images/pdf/cuadernos/Exploracion.pdf>
- Ramírez Mordan, N. F. (2015). ESTADO ACTUAL Y EFECTO FINANCIERO DEL STOCK DE RESERVAS Y LOS DESCUBRIMIENTOS MUNDIALES DE PETRÓLEO. *Trabajo de investigación Master en Banca y Finanzas Cuantitativas*.
- Reio, T. J. (2016). Nonexperimental Research: Strengths, Weaknesses and Issues of Precision. *European Journal of Training and Development*, 676-690.
- Ricarte, M. (2018). *Propuesta de un manual de procedimientos en prevención de riesgos laborales para las operaciones de las unidades mtu, pertenecientes a la compañía de servicios petroleros SERTECPET S.A.* Quito: (Tesis de pregrado). SEK.
- Soiferman, K. L. (2010). Compare and Contrast Inductive and Deductive Research Approaches. *Online Submission*.
- Tao Ning, Meng Xi , Bingtao Hu, Le Wang, Chuanqing Huang, & Junwei Su . (2021). Effect of Viscosity Action and Capillarity on Pore-Scale Oil–Water Flowing Behaviors in a Low-Permeability Sandstone Waterflood. *Energies*. Obtenido de <https://doi.org/10.3390/en14248200>
- Torres Fernández, P. A. (2016). Acerca de los enfoques cuantitativo y cualitativo en la investigación educativa cubana actual. *Atenas*.
- Vassiliou, M. S. (2009). *The A to Z of the Petroleum Industry*. United States of America: Scarecrow Press, Inc.
- Wang, M., Hanjie Lee, & Molburg , J. (2004). Allocation of Energy Use in Petroleum Refineries to Petroleum Products . *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 9(1), 34-44.
- Wolf, C. O. (2009). The Petroleum Sector Value Chain. *Available at SSRN 1514593*.

Yusuf Yavuz, A., Savaş Koparal, & Ülker Bakır Öğütü. (2010). Treatment of petroleum refinery wastewater by electrochemical methods. *Elsevier B.V.*, 201-205.

Zamora, A. C., & Ramos, J. (2010). Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela. Una visión crítica de su efectividad. *Revista Geográfica Venezolana*, 51(1), 115-144.

