

METODOLOGÍA PARA DISEÑAR FACILIDADES DE PRUEBAS DE
PRODUCCIÓN CORTAS Y EXTENSAS, EN YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS EN EL TERRITORIO COLOMBIANO, BASADAS EN
ESTÁNDARES INTERNACIONALES

CARLOS EDUARDO SALOM RIERA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIDAD EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2020

METODOLOGÍA PARA DISEÑAR FACILIDADES DE PRUEBAS DE
PRODUCCIÓN CORTAS Y EXTENSAS, EN YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS EN EL TERRITORIO COLOMBIANO, BASADAS EN
ESTÁNDARES INTERNACIONALES

CARLOS EDUARDO SALOM RIERA

Monografía para optar al título:
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
MAG. EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2020

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	
1. OBJETIVOS	11
2. MARCO DE REFERENCIA	12
3. PROBLEMÁTICA ACTUAL.....	15
4. ORGANIZACIONES INTERNACIONALES	18
4.1 NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA).....	18
4.2 AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME).....	21
4.3 AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)	23
5. COMPARACIÓN DE NORMATIVAS.....	29
6. EQUIPOS BÁSICOS PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	35
6.1 ARBOL DE NAVIDAD	35
6.2 VÁLVULA DE CIERRE DE EMERGENCIA.....	38
6.3 CHOKE MANIFOLD	39
6.4 SEPARADOR	40
6.5 TANQUE CORTADOR O GUN BARREL.....	42
6.6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO	43
6.7 SCRUBBER.....	43
6.8 BOMBAS.....	44
6.8.1 Desplazamiento Positivo	45
6.8.2 Centrífugas.....	46
6.9 QUEMADORES O TEAS	46
6.10 CALDERA	49
7. ESCENARIOS COMUNES DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS	52
7.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBUROS	52
7.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE EMPUJE	55
8. ESTRUCTURACIÓN DE FACILIDADES DE RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	57
9. CONCLUSIONES.....	88
BIBLIOGRAFIA.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Árbol de Navidad Composición Simple.....	36
Figura 2 - Diagrama <i>Choke Manifold</i>	40
Figura 3 - Esquema Separador Horizontal Trifásico.....	41
Figura 4 - Esquema Separador Vertical Trifásico.....	41
Figura 5 - Esquema <i>Gun Barrel</i> Bota Interna de Gas.....	42
Figura 6 - <i>Scrubber</i>	44
Figura 7 - Tipos de Quemadores Elevados.....	48
Figura 8 - Esquema Caldera Acuotubular.....	50
Figura 9 - Esquema Caldera Piro tubular.....	50
Figura 10 - Facilidades Producción Petróleo Negro, Bajo %S&W, Bajo RGP...	69
Figura 11 - Facilidades Producción levantamiento artificial, Petróleo Pesado, Alto %S&W y bajo RGP.....	75
Figura 12 - Facilidades Producción, flujo natural, Petróleo Volátil, Bajo %S&W y Alto RGP.....	81
Figura 13 - Facilidades Producción, Alta producción de gas seco, sin impurezas.....	87

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Espacio Mínimo Entre Tanques Almacenamiento en Superficie.....	20
Tabla 2 - Tiempo de umbral dolor según intensidad de radiación	25
Tabla 3 - Nivel de radiación permitido y sus condiciones de trabajo.....	25
Tabla 4 - Fracción de calor irradiado según tipo de gas.....	26
Tabla 5 - Comparación de Normativas 1era Parte	29
Tabla 6 - Comparación de Normativas 2da Parte.....	30
Tabla 7 - Comparación de Normativas 3era Parte	31
Tabla 8 - Separación Referencial entre diferentes equipos	33
Tabla 9 - Espaciamientos mínimos entre equipos dentro de plantas de proceso.	34
Tabla 10 - Espaciamientos tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles	35
Tabla 11 - Rango de Presión de Trabajo Arbolitos de Navidad.	37
Tabla 12 - Rango de Temperatura de Trabajo Arbolitos de Navidad.....	37
Tabla 13 - Requerimiento de Material de Trabajo Arbolitos de Navidad.	37
Tabla 14 – Comparación Tipos de Quemadores elevados	48
Tabla 15 - Comparación de Calderas Pirotubulares y Acuotubulares.	51
Tabla 16 - Tipos de Fluido	57
Tabla 17 - Equipos para facilidad Flujo Natural, Petróleo Negro, Bajo %S&W y RGP.....	68
Tabla 18 - Equipos para facilidad levantamiento artificial, Petróleo Pesado, Alto %S&W y bajo RGP	74
Tabla 19 - Equipos para facilidad, flujo natural, Petróleo Volátil, bajo %S&W y Alto RGP	80
Tabla 20 - Equipos para facilidad, alta producción de gas seco, sin impurezas	86

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA DISEÑAR FACILIDADES DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CORTAS Y EXTENSAS, EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN EL TERRITORIO COLOMBIANO, BASADAS EN ESTÁNDARES INTERNACIONALES¹

AUTOR: CARLOS EDUARDO SALOM RIERA²

PALABRAS CLAVES: FACILIDADES, PRODUCCIÓN, NORMATIVAS, METODOLOGÍA, DISEÑO.

DESCRIPCIÓN:

La necesidad del conocimiento y la aplicación de la normatividad, además de una constante actualización, un diseño calculado y preparado previo iniciar las pruebas cortas y extensas, puede ser la gran diferencia para construir una facilidad segura, funcional y confiable para el manejo de hidrocarburos convencionales. Para evitar cometer los mismos errores del pasado, lograr que la inversión sea justificada y conseguir el objetivo final de caracterizar el yacimiento, asegurar la operación y estandarizar todas las instalaciones petroleras futuras alrededor del país.

Durante la revisión, análisis y estudio de estas normativas se obtuvo los conocimientos para desarrollar una metodología, con posibilidades de nutrir a la industria petrolera colombiana, mejorando su proyección internacional. Sabiendo que es posible modelar una facilidad de producción, sin distinción de fluidos a recibir, si se planifica cumpliendo los requerimientos canalizando decisiones alineadas a su importancia para evitar afectaciones al personal y equipos.

Tomando en cuenta lo planteado por cada organización como la API, ASME y NFPA se creó una metodología práctica y sencilla, que se ajustó a distintos escenarios de producción de fluidos en Colombia, demostrando así que la naturaleza de la operación no es excluyente a la aplicación de esta guía, otorgando pasos a seguir para que los involucrados en el diseño de las facilidades para pruebas cortas y extensas cumplan con los requerimientos de seguridad definidos internacionalmente.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY TO DESIGN FACILITIES OF SHORT AND EXTENSIVE PRODUCTION TESTS, IN HYDROCARBON FACILITIES IN THE COLOMBIAN TERRITORY, BASED ON INTERNATIONAL STANDARDS³

AUTHOR: CARLOS EDUARDO SALOM RIERA⁴

KEY WORDS: FACILITIES, PRODUCTION, REGULATIONS, METHODOLOGY, DESIGN.

DESCRIPTION:

The need for knowledge and the application of regulations, in addition to a constant update, a prepared and calculated design before starting the short and extensive tests, can be the big difference to build a safe, functional and reliable facility for the handling of conventional hydrocarbons. To avoid making the same mistakes of the past, ensure that the investment is justified and achieve the final goal of characterizing the deposit, ensuring operation and standardizing all future oil facilities around the country.

During the review, analysis and study of these regulations, we obtained the knowledge to develop a methodology, with possibilities to nourish the Colombian oil industry, improving its international projection. Knowing that it is possible to model a production facility, without distinction of fluids to be received, if it is planned by fulfilling the requirements by channeling decisions aligned to its importance to avoid effects on personnel and equipment.

Taking into account what was proposed by each organization such as API, ASME and NFPA, a practical and simple methodology was created, which adjusted to different scenarios of fluid production in Colombia, thus demonstrating that the nature of the operation is not exclusive to the application of this guide, giving steps to follow so that those involved in the design of the facilities for short and extensive tests comply with the internationally defined safety requirements

³ Bachelors Thesis

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Esta investigación dará a conocer un modelo estructurado de facilidad temprana o extensa, con beneficio a los que solicitantes y a los prestadores del servicio. Tomando como referencia cada área de los estándares internacionales especializados con sus lineamientos en otros países.

De acuerdo con el tipo de yacimiento, se presentarán los distintos escenarios posibles, facilitando determinar: equipos a utilizar y su distribución; estructurar una operación segura para concretar el objetivo buscado. Permitiendo proyectar más producción al país, mayor noción sobre el yacimiento y mejores decisiones a futuro.

Durante la revisión, análisis y estudio de estas normativas se obtuvo los conocimientos para desarrollar una metodología, con posibilidades de nutrir a la industria petrolera colombiana, mejorando su proyección internacional. Sabiendo que es posible modelar una facilidad de producción, sin distinción de fluidos a recibir, si se planifica cumpliendo los requerimientos canalizando decisiones alineadas a su importancia para evitar afectaciones al personal y equipos.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para diseñar facilidades de prueba de producción corta y extensa basada en los estándares internacionales para yacimientos de hidrocarburos convencionales en el territorio colombiano

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Comparar los estándares internacionales, tales como la NFPA, API y ASME, junto con modelos establecidos en otros países como: México y Venezuela, para diseñar facilidades de pruebas de producción cortas y extensas.
- Describir los distintos equipos necesarios para una caracterización, cuantificación y manejo de fluidos de producidos en un yacimiento de hidrocarburos convencionales.
- Aplicar la metodología propuesta para definir un modelo de facilidad de prueba de producción corta o extensa a diferentes casos colombianos tales como: alta producción de gas, bajo y alto corte de agua.

2. MARCO DE REFERENCIA

La evaluación de los pozos petroleros o gas se realiza mediante pruebas cortas y extensas, que reciben su nombre de acuerdo con el tiempo en monitoreo, estos tiempos son regulados por el Ministerio de Energía y Minas. En el artículo 27 de la Resolución 18 1495 de 2009 se define una prueba inicial, como una prueba de potencial de producción inicial una vez concluida la perforación y terminado el pozo, estas incluyen pruebas de presión y de evaluación de rocas y fluidos del yacimiento. La prueba inicial o prueba corta tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos, esta condición puede cambiar si lo aprueba el ministerio. El mismo artículo establece que la prueba extensa es una prueba de potencial de producción realizada para obtener información adicional del yacimiento, para así definir la comercialidad o no del campo, esta tendrá una duración de 6 meses, prorrogables a 1 año.

Considerando lo mencionado anteriormente, es posible que las facilidades de superficie (Instalaciones, plantas y equipos) para las actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de hidrocarburos para las pruebas iniciales no sean las mismas a las planteadas para la prueba extensa, en especial si son pozos exploratorios. De acuerdo con esto, es importante un monitoreo muy cuidadoso de las siguientes variables de producción: presión en cabeza, volumen de los fluidos, variaciones de producción de gas, características de agua, crudo y gas, entre otras.

La estructuración de las facilidades no sólo depende de las variables de producción, también está ajustado por una serie de regulaciones internacionales que establecen donde deben estar ubicados los equipos, de acuerdo con su función, características y fluidos, presiones, tipo de equipos y por supuesto la seguridad del personal y los activos cercanos.

Se han desarrollado muchas regulaciones y estándares a lo largo de los últimos años, con el objeto de llevar a cabo una operación segura, con una reducción al impacto ambiental, integridad técnica y el resultado buscado. Adicionalmente, creando un ambiente que las compañías del sector de hidrocarburos han adoptado y promovido para alcanzar una reducción de tiempo perdido, costos operacionales y maximizando el valor del activo.

Existen cuatro grupos principales de estándares:

- **Estándares Métricos:** Aquellos referidos a la medición. Todas las cantidades medibles están regidas por estos tipos de estándares. Un ejemplo de ellos son el Sistema Internacional de Unidades, como que el metro es una unidad de medida de longitud, el kilogramo una unidad de medida de masa y el segundo una unidad de medida de tiempo.
- **Estándares orientados a procesos:** Estos proveen una descripción de las actividades y procesos de una manera estandarizada, suministrando una metodología para ejecutar las pruebas o desarrollar los procesos de

una manera consistente y repetible. Un ejemplo de este tipo de estándares son los desarrollados por la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM) D4530 - 15 “Método Estándar de Prueba para Determinar el Residuo de Carbono (Método Micro)” para la determinación de la cantidad de residuo de carbono formado después de la evaporación o pirolisis de materiales de petróleo bajo ciertas condiciones.

- **Estándares basados en el desempeño o en el establecimiento de metas:** El rendimiento u objetivo final se especifica en la norma, aunque no se proporciona explícitamente un proceso o medio para lograr el cumplimiento. Un ejemplo de este tipo de norma es el Reglamento de Casos de Seguridad, que se promulgó en el Reino Unido luego del accidente de Piper Alpha en 1988. Estos reglamentos requieren que el operador o propietario de una instalación de petróleo y gas en alta mar que opera en aguas del Reino Unido presente un estudio de seguridad donde se evalúan los riesgos en la instalación y proporciona medidas de mitigación para la aceptación por parte de una autoridad reguladora.
- **Estándares de Interoperabilidad:** En este caso, los procesos y el desempeño no están especificados explícitamente, pero si un formato específico. El objetivo final de este tipo de estándares es garantizar una operación uniforme entre sistemas que, por ejemplo, utilizan la misma entidad física o datos. Un ejemplo de este tipo es el ISO/IEC JTC1/SC 32 “Manejo e Intercambio de Datos”.

3. PROBLEMÁTICA ACTUAL

La causa principal de esto, como se menciona es el desconocimiento, además de la inadecuada selección de equipos y confianza en aprendizajes empíricos. El vacío educacional científico sin necesidad de obtenerlo se transforma en: posibles pérdidas humanas y materiales, reiterativos problemas operativos y mala cuantificación de fluidos. La necesidad de aumento en la producción del país o la optimización de los procesos de producción ha obligado a las empresas del sector a disponer mayor capital y las instituciones del estado a fomentar esto. De acuerdo con cifras entregadas por la ACP⁵ (Asociación Colombiana del Petróleo), se estima que para el 2020 se invierta 18% más capital que el pasado año para la exploración petrolera, del total a invertir en este rubro el 73% se destinara para pozos de desarrollo y para los 60 pozos nuevos que prevé la institución se perforen. Mostrando gráficamente lo mencionado, revisar la figura número 1.

Por tal motivo, la necesidad del conocimiento y la aplicación de la normatividad, además de una constante actualización, y un diseño calculado y preparado previo iniciar las pruebas cortas y extensas, puede ser la gran diferencia de diseñar una facilidad segura, funcional y confiable para el manejo de hidrocarburos convencionales. Para evitar cometer los mismos errores del pasado, lograr que esa inversión sea justificada y conseguir el objetivo final de

⁵ Informe de Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2019 y perspectivas 2020 ACP. Pag 3. (2020)

caracterizar el yacimiento, asegurar la operación y estandarizar todas las instalaciones petroleras futuras alrededor del país.

Imagen 1 - Inversión Anual en millones de dólares en Exploración

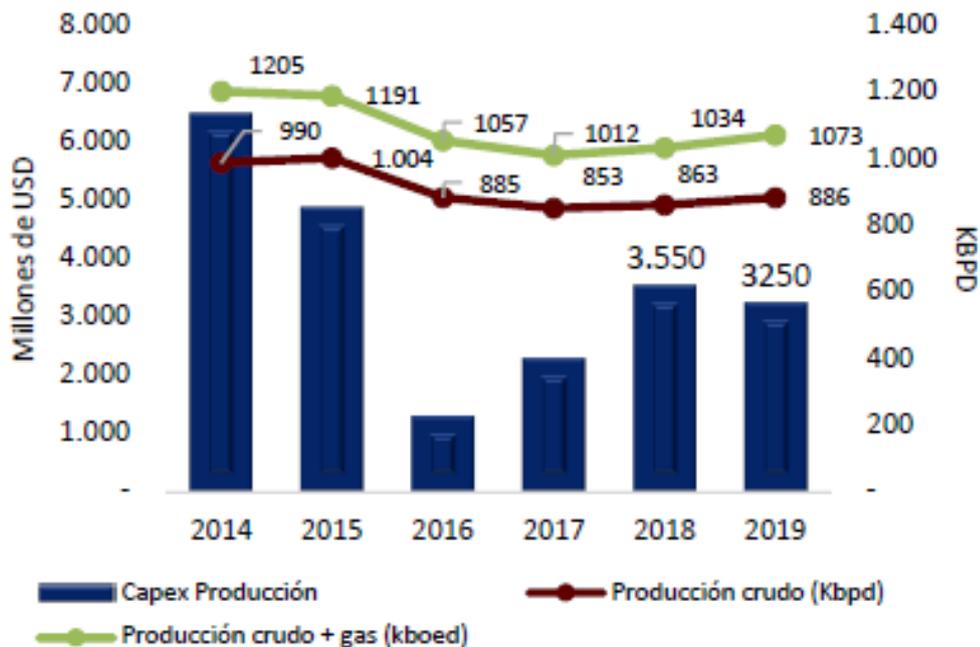


Fuente: Modificada de Informe de Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2019 y perspectivas 2020 ACP. Bogotá. 2020. Pag 3.

Adicionalmente, en la actualidad el factor económico ha tomado cada vez más importancia desde el año 2014 debido al descenso abrupto de los precios del petróleo. Esta variable incide en sobremanera en la calidad y seguridad de las operaciones, aunque al momento de lograr un hallazgo petrolero no se tiene certeza de la naturaleza y cantidad de fluido a recibir, sin importar este factor se cuenta con unas guías o estándares que regulan a las actividades industriales, entre ellas incluidas las petroleras, que al ser actividades de alto riesgo, debido al manejo de fluidos inflamables y/o combustibles, para alcanzar una operación segura, tanto en las etapas iniciales, como en las pruebas extensas de

producción, ya que representan operaciones estables en un mayor periodo de tiempo lo que plantea una presencia constante de riesgos.

Imagen 2 – Inversión por año Vs Producción



Fuente: Modificada de Informe de Tendencias de Inversión E&P en Colombia 2019 y perspectivas 2020 ACP. Bogotá. 2020. Pag 5.

La imagen numero 2 presenta la problemática planteada, como el CAPEX (*Capital Expenditure*) que significa gasto o inversión de capital, se vio gravemente afectado en el año 2014 y progresivamente incrementó, pero, sin embargo, no ha alcanzado la mitad de inversión realizada para el año en cuestión. Frente al presupuesto estimado a comienzos del pasado año, solo se alcanzó a ejecutar el 83%, mostrando que a pesar de contar con el poder económico las empresas del sector no están apreciando la importancia e incidencia de la estandarización de las facilidades en materia de seguridad y calidad para alcanzar el objetivo trazado.

4. ORGANIZACIONES INTERNACIONALES

Desde la revolución industrial, ha existido un desarrollo progresivo de las actividades industriales, avances tecnológicos en maquinarias, instalaciones y productos; por lo tanto, ha sido necesario que se tome mucho más en cuenta, a detalle cada subproceso que llevan a concretar el objetivo. Para ello, se han formado organizaciones privadas, públicas, sin fines de lucro u otras mixtas que se han encargado de auditar los mismos, estableciendo pautas, normas, reglamentos o lineamientos, gracias a experticia, investigaciones y pruebas realizadas por un gran conjunto de profesionales.

En el caso de este trabajo, se enfocará en los estándares basados en el desempeño y orientados a los procesos, establecidos por las organizaciones internacionales como:

4.1 NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA)⁶

Es una organización global sin fines de lucro autofinanciada, establecida en 1896, dedicada a eliminar muertes, lesiones, bienes y pérdidas económicas debido a incendios, electricidad y peligros relacionados. Es ampliamente conocida como una organización desarrolladora de códigos y estándares operativos y de calidad. Su misión es proporcionarle la información y el conocimiento necesario a la industria, en general, para ejecutar su trabajo de

⁶ <https://www.nfpa.org/>

manera segura en el entorno. Los más de 300 códigos y estándares establecidos por este organismo están diseñados para minimizar el riesgo y los efectos del incendio al establecer criterios para la construcción, procesamiento, diseño, servicio e instalación en todo el mundo. Algunos de los códigos aplicables a las facilidades petroleras incluyen:

- **NFPA 30 Código de Líquidos Combustibles e Inflamables:** Hace referencia a la definición y clasificación de los líquidos inflamables y combustibles. Un líquido inflamable se define como un líquido cuyo punto de inflamación momentánea no excede de 100°F, al ser sometido a prueba mediante métodos de copa cerrada: Mientras que, un líquido combustible es aquél cuyo punto de inflamación momentánea es de 100°F o superior, también al ser sometido a prueba mediante métodos de copa cerrada. Esta clasificación es de suma importancia porque cada fluido amerita condiciones distintas en manejo y almacenamiento.

La distribución de los equipos de almacenamiento de fluidos de acuerdo con su naturaleza, se encuentran resumidos en la tabla número 1 y otorga una guía fácil de cálculo para la ubicación de los recipientes a utilizar.

Tabla 1 - Espacio Mínimo Entre Tanques Almacenamiento en Superficie

Diametro de Tanque	Tanques de techo flotante	Tanques horizontales o de techo fijo	
		Liquidos clase I o II	Liquidos clase IIIA
Tanques de diametros menores o iguales a 150 pies o 45 mts.	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los tanques adyacentes pero no menor a 3 pies o 0.9 mts	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los tanques adyacentes pero no menor a 3 pies o 0.9 mts	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los tanques adyacentes pero no menor a 3 pies o 0.9 mts
Tanques de diametros mayores a 150 pies o 45 mts.	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los tanques adyacentes	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los	1/6 multiplicado por la suma de los diametros de los tanques
La suma de los diametros de los tanques adyacentes, significa la suma de los diametros de cada par de tanques adyacentes.			

Fuente: Modificada NFPA 30. Flammable and Combustible Liquids Code. New York. 2015. Pag 83

- NFPA 31 Código de Instalación de equipos de quema de crudo:** Esta norma se aplicará a la instalación de equipos fijos de combustión de aceite, crudo o combustible, que incluyen, entre otros, plantas industriales, comerciales y residenciales de vapor, agua o aire calientes, quemadores de rango doméstico y calentadores, así como también equipo portátil para quemar aceite, petróleo o cualquier combustible.

Este capítulo enumera las condiciones para la operación y construcción de las calderas, calentadores y chimeneas, requerimientos mínimos de seguridad y características básicas de cada uno de los elementos que conforman estos equipos para garantizar el correcto funcionamiento.

- **NFPA 85 Peligros asociados a calderas y sistemas de combustión:**
Esta regulación establece, todos los lineamientos y requerimientos mínimos para la fabricación, instalación y puesta en marcha de todos los tipos de calderas, de acuerdo con la cantidad de pilotos, forma, tipo de combustible y tamaños. Sistemas de seguridad, modo de operación y alarmas necesarias para el seguro y apropiado funcionamiento de este tipo de equipos.
- **NFPA 87 Prácticas recomendadas para calentadores de fluidos:** Esta práctica es una compilación de pautas, reglas y métodos aplicables a la operación segura de este tipo de equipo. Los calentadores los agrupan en 3 clases: clase F, tienen fluido dentro de los tubos con un caudal relativamente constante; clase G, tienen fluido dentro de los tubos con un caudal modulado y velocidad de disparo; y los de clase H, tienen una fuente de calor (combustión o electricidad) dentro de los tubos.

4.2 AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS (ASME)⁷

Es una asociación de profesionales de varias disciplinas, conocida por mejorar la seguridad de los equipos utilizados en la construcción y manufactura, particularmente las calderas y recipientes presurizados. El interés desde su fundación es asegurar la confiabilidad y previsibilidad en el diseño de maquinaria

⁷ <https://www.asme.org>

y producción mecánica; además, de la promoción de la seguridad en la industria, desarrollando constantemente estándares de ingeniería en numerosas áreas técnicas como lo son: construcción de líneas, elevadores, escaladores, manejo de materiales, turbinas de gas y energía nuclear.

- **BPVC (*Boiler and pressure vessels code*)⁸**: El código de calderas y recipientes a presión, fue estructurado por este organismo para regular el diseño y construcción de estos equipos, lo conforman 12 secciones en donde detallan materiales, pruebas de funcionamiento, tipos de equipos, incluso para instalaciones nucleares. Este código es actualizado cada 2 años, en vista que las calderas representan uno de los equipos de mayor riesgo de mortalidad en las facilidades industriales. Dentro de las secciones que conforman este código, la aplicabilidad en el objeto de esta investigación serían: la sección 4,5 y 6; correspondientes a las calderas de calentamiento, requerimientos de diseño, fabricación, instalación e inspección de equipos generadores de vapor, calderas de agua, calentadores de agua potable para servicios de baja presión que usan como combustible petróleo, gas, electricidad, carbón u otro combustible sólido o líquido; y la sección 8 correspondiente a los requisitos aplicables al diseño, fabricación, inspección, pruebas y certificación de recipientes que operan a presiones internas o externas superiores a 15 psig. Materiales utilizados, tipos de soldadura y forma.

⁸ <https://www.asme.org>

- **B31.3 Tuberías de Proceso**⁹: Establece los requisitos para el uso de materiales y componentes, en el diseño, fabricación, ensamblaje, instalación, inspección y pruebas de tubería, para procesar todo tipo de fluido incluyendo productos químicos puros, productos derivados del petróleo, del gas, vapor, aire, aguas refrigerantes y fluidos criogénicos.

4.3 **AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API)**¹⁰

Es una organización principalmente formada como un ente regulador para la industria americana en el año 1919. Han desarrollado hasta la actualidad más de 700 estándares para el mejoramiento, eficiencia y sostenibilidad operacional.

Las normas API mejoran la seguridad de las operaciones de la industria en general, en especial la petrolera, aseguran la calidad, ayudan a mantener bajos los costos, reducen el desperdicio y minimizan la confusión. Ayudan a acelerar la aceptación, llevan los productos al mercado más rápido y evitan tener que reinventar cada proceso cada vez que se fabrica un producto.

- **RP 500 Prácticas recomendadas para la clasificación de áreas para instalaciones eléctricas en facilidades petroleras**: Suministra una guía

⁹ <https://www.asme.org>

¹⁰ <https://www.api.org>

detallada para la clasificación de cada área en equipos de perforación, facilidades de producción, y plantas de gas.

En general, de acuerdo con esta guía, las áreas clase 1, división 1, son áreas confinadas donde los vapores están presentes en un radio de 5 ft. Mientras que las áreas clase 1, división 2, son aquellas donde los vapores no están presentes normalmente en un radio de 10 ft. El área dentro del dique es también clasificada como clase 1 división 2.

La clasificación de áreas se utiliza para determinar la ubicación y clasificación de equipos e instalaciones eléctricas. Solo los equipos certificados por el fabricante o normalizados por esta norma pueden utilizarse en áreas clasificadas, aquellos que no lo estén, deben mantenerse alejados de las áreas clasificadas alrededor de líneas de alivio, tanques, cabezales de pozo, separadores, compresores, bombas y diques. Las zonas donde sólo están instaladas líneas de tubería soldada o bridada son áreas sin clasificación, por lo tanto, aptas para la instalación de cualquier equipo eléctrico.

- **RP 521 Guía para sistemas de despresurización y transporte de presión:** Esta norma es aplicable a los sistemas de alivio de presión y depresión de vapor. Aunque está destinado para su uso principalmente en refinerías de petróleo, también es aplicable a instalaciones petroquímicas, plantas de gas, instalaciones de gas natural licuado (GNL)

e instalaciones de producción de petróleo y gas. La información proporcionada está diseñada para ayudar en la selección del sistema más adecuado para minimizar los riesgos y problemas en las instalaciones.

Tabla 2 - Tiempo de umbral dolor según intensidad de radiación

Intensidad de radiación (Btu/h·ft ²)	Tiempo hasta sentir dolor (sg)
550	60
740	40
920	30
1500	16
2200	9
3000	6
3700	4
6300	2

Fuente: Modificada: Norma API 521. Pressure relieving and depressuring systems. Sexta Edición. 2014. Pag 115

Tabla 3 - Nivel de radiación permitido y sus condiciones de trabajo.

Nivel de radiación permitida (Btu/h·ft ²)	Condiciones de trabajo
3000	Intensidad máxima de calor radiante en cualquier locación en donde se requiera acción por parte del personal. Si es necesaria la intervención del personal, debe considerarse utilizar ropa protectora especial. Tomar en cuenta que bajo estas condiciones el personal no puede intervenir por mas de unos segundos.
2000	Intensidad máxima de calor radiante en cualquier locación en donde se requiera acción por parte del personal con un tiempo máximo de exposición de 30 sg sin necesidad de utilizar ropa protectora especial.
1500	Intensidad máxima de calor radiante en cualquier locación en donde se requiera acción por parte del personal con un tiempo máximo de exposición de 2 a 3 minutos sin necesidad de utilizar ropa protectora especial.
500	Intensidad máxima de calor radiante en cualquier locación en donde el personal puede intervenir continuamente con ropa adecuada.

Fuente: Modificada: Norma API 521. Pressure relieving and depressuring systems. Sexta Edición. 2014. Pag 116

$$D = \sqrt{\tau * F * Q / 4\pi * K}$$

Dónde:

D = Distancia mínima del epicentro de la llama hasta el objeto en consideración y esta expresada en pies.

F = Fracción de calor irradiado.

Q = Calor liberado basado en el poder calorífico, expresado en Btu/h.

K = Intensidad de calor radiante, expresado en Btu/h·ft².

τ = Fracción del calor irradiado transmitido por la atmosfera. Se utiliza 0.1.

Tabla 4 - Fracción de calor irradiado según tipo de gas.

Gas	Diámetro de Quemador (cm)	Fracción de Calor Irradiado
Hidrógeno	0.51	0.095
	0.91	0.091
	1.9	0.097
	4.1	0.111
	8.4	0.156
	20.3	0.154
	40.6	0.169
Butano	0.51	0.215
	0.91	0.253
	1.9	0.286
	4.1	0.285
	8.4	0.291
	20.3	0.28
	40.6	0.299
Metano	0.51	0.103
	0.91	0.116
	1.9	0.16
	4.1	0.161
	8.4	0.147
Gas Natural (95% Metano)	20.3	0.192
	40.6	0.232

Fuente: Modificada: Norma API 521. Pressure relieving and depressuring systems. Sexta Edición. 2014. Pag 118

- **RP 537 Detalles de quemadores para servicio de refinación general y petroquímico:** Esta regulación especifica los requisitos y proporciona orientación para la selección, diseño, especificación, operación y mantenimiento de antorchas y componentes mecánicos y de combustión, utilizados en el alivio de presión y sistemas de despresurización de vapor para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural.

Aunque esta norma está destinada principalmente a nuevas antorchas o quemadores y equipos relacionados, también es posible para usarlo para evaluar las instalaciones de antorchas existentes.

- **RP 560 Calentadores para servicio general en refinería:** Esta norma cubre los requisitos mínimos para el diseño, materiales, fabricación, inspección, prueba, preparación para el envío y montaje de calentadores, precalentadores de aire, ventiladores y quemadores para servicio general de refinería.

Estos organismos han trabajado por muchos años para regular todos los procesos, establecer niveles de calidad y diseño dentro de la industria de los hidrocarburos, precisamente por ser esta una de las industrias con mayor peligrosidad en el mundo, por lo tanto, el requerimiento de regulaciones es imperativo para la consecución del propósito.

Una pequeña parte de esa industria, es la producción de hidrocarburos, donde se incluye la cuantificación, caracterización y manejo de fluidos provenientes del yacimiento, que para los fines de este estudio se enfocara sólo en yacimientos convencionales o sistemas petrolíferos convencionales, los cuales se consideran como reservorios de buena calidad con permeabilidad (1 Darcy) y porosidad buenas, que lo integran todos los elementos necesarios como lo son: una trampa o estructura cerrada que concentra los hidrocarburos, una roca sello de baja permeabilidad que impide la migración, una roca reservorio de alta permeabilidad y porosidad que almacenó los hidrocarburos generados de la roca madre o generadora. Los hidrocarburos no convencionales y los hidrocarburos convencionales son composicional y genéticamente idénticos, solo se diferencian en que los segundos han migrado a una roca yacimiento permeable (yacimiento convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (*shale oil* y *shale gas*) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (*tight gas*)¹¹.

¹¹ SCHNEIDER, F. Yacimientos No Convencionales. Ponencia presentada en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, DC.

5. COMPARACIÓN DE NORMATIVAS

De acuerdo con la revisión de cada una de las regulaciones entregada por cada organismo, se obtuvieron una serie de lineamientos en referencia a la distribución espacial de cada equipo en las facilidades de producción. En el cuadro siguiente se consolidan los mismos:

Tabla 5 - Comparación de Normativas 1era Parte

EQUIPO	NFPA	ASME	API
SDV	Dentro de los códigos, lineamientos o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Aunque dentro de la regulación 497 de este organismo, existe la guía de clasificación de áreas de operación.	Dentro de los códigos, lineamientos o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos.	Dentro de los códigos, lineamientos o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos, solo para los materiales, inspección y métodos de certificación en el STD 6A. La norma API RP 500, permite una clasificación de áreas aplicable para decidir la ubicación más adecuada.
CHOKE MANIFOLD	Dentro de los códigos, lineamientos o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Aunque dentro de la regulación 497 de este organismo, existe la guía de clasificación de áreas, equivalente a la API RP 500, para decidir la ubicación más adecuada.	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos.	Dentro de los códigos, lineamientos o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos, solo para los materiales, inspección y métodos de certificación en el STD 6A.
SEPARADOR	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Aunque dentro de la regulación 497 de este organismo, existe la guía de clasificación de áreas, equivalente a la API RP 500, para decidir la ubicación más adecuada.	Código BPVC Sección 8, establece que cualquier recipiente de una presión interna mayor a 15 psig y diámetro mayor a 6 pulgadas, es un equipo de presión por lo tanto debe contar con una línea de alivio.	RP 500, esta clasifica al área del separador como una clase 1 división 2, en vista que cuenta con líneas bridadas, totalmente aisladas y el equipo permanece libre de vapores en un radio de 10 ft, a pesar de ser un equipo presurizado.

Tabla 6 - Comparación de Normativas 2da Parte

EQUIPO	NFPA	ASME	API
CALDERAS CALENTADORES	NFPA 31 – 87, obliga que, al instalarse calentador, caldera o intercambiador de calor, mantener al menos 1 mt entre cada uno de ellos, 1.5 mts de cualquier fuente eléctrica y lo más lejano posible de cualquier fluido combustible.	Código BPVC Sección 4 y 6, recomienda el aislamiento de las líneas de alta temperatura de estos equipos, para evitar contacto con personal.	RP 560, establece que los calentadores de fluidos, tratadores térmicos o calderas deben estar lo más lejano posible de cualquier almacenamiento de fluido inflamable o combustible.
COMPRESORES	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Aunque dentro de la regulación 497 de este organismo, existe la guía de clasificación de áreas para instalación de equipos eléctricos, equivalente a la API RP 500, para decidir la ubicación más adecuada.	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos, solo enumera materiales, fabricación, inspección y certificación de sus componentes.	RP 500, esta suministra una guía para clasificar todas las áreas críticas del proceso, para que estos equipos rotativos eléctricos puedan instalarse deben estar certificados por el fabricante o normalizados por esta norma para conectarse en áreas clasificadas.
BOMBAS	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Aunque dentro de la regulación 497 de este organismo, existe la guía de clasificación de áreas para instalación de equipos eléctricos, equivalente a la API RP 500, para decidir la ubicación más adecuada.	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos, solo enumera materiales, fabricación, inspección y certificación de sus componentes.	RP 500, esta suministra una guía para clasificar todas las áreas críticas del proceso, para que estos equipos rotativos eléctricos puedan instalarse deben estar certificados por el fabricante o normalizados por esta norma para conectarse en áreas clasificadas. Y así definir su ubicación más adecuada.

Tabla 7 - Comparación de Normativas 3era Parte

EQUIPO	NFPA	ASME	API
GENERACION ELECTRICA	NFPA 30 y 31, obliga a mantener los equipos eléctricos clasificados y certificados, como mínimo a 5 pies de distancia de almacenamientos de fluidos inflamables o combustibles, como en su mayoría estos equipos no están certificados para trabajos en áreas clasificadas, deben estar a 250 pies de distancia de la misma referencia.	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos.	RP 500, esta suministra una guía para clasificar todas las áreas críticas del proceso, por ser estos equipos de combustión interna sea de gas, crudo o combustible, representan una fuente de ignición permanente, por lo tanto, deben mantenerse fuera de las áreas clasificadas del proceso.
QUEMADORES O TEAS	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos. Para la aplicación en zonas industriales petroleras, solo para aplicación doméstica.	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos.	RP 521 – 537, considera todos los factores de diseño, materiales, tipos y calidad, de los sistemas de alivio de presión, gases y vapores de residuo de las facilidades de manejo de fluidos. Estos sistemas al generar radiación por calor deben tener una altura mínima de 15 mts y estar alejados de cualquier almacenamiento de fluidos inflamables o combustibles, como mínimo 60 mts, en especial de cualquier estructura publica, oficina o puesto de operación de la facilidad. Además de viento en contra de la facilidad, para mantener la llama alejada de la misma.
LINEAS DE TUBERIA	Dentro de los códigos, lineamiento o certificaciones de esta institución no se especifica alguna regulación para el espaciamiento entre estos equipos.	B31.3, establece que facilidades a utilizar tubería bridada o soldada en diámetros mayores a 2 pulg. Por debajo de esta medida puede emplearse tubería roscada.	RP 500, especifica que las zonas donde solo están instaladas líneas de tubería soldada o bridada son áreas sin clasificación, por lo tanto, aptas para la instalación de cualquier equipo eléctrico

Mundialmente algunas empresas han desarrollado unos lineamientos tomando como referencia los respectivos países de los cuales se originaron, para la distribución de equipos en facilidades petroleras. De acuerdo a las indagaciones y análisis realizados a este material, se aclara que estos se desarrollaron para plantas grandes de manejo de fluidos y permanentes, llámese refinerías, plantas de destilación, estaciones de recibo de fluidos de grandes magnitudes (patios de tanques de almacenamiento), no para distribución de equipos de facilidades de producción para pruebas cortas y extensas en donde la capacidad de manejo de fluidos es poca, la cantidad de equipos también, la complejidad del proceso es mínima, así como también el espacio con el que se cuenta.

En Venezuela, se tiene la referencia más antigua (1995, en su última revisión de la cual se pudo tener acceso), de la estructuración de un documento con los lineamientos de espaciamiento y distribución de los equipos en las facilidades petroleras y petroquímicas¹². En la tabla 8 se muestran las distancias entre los equipos en una misma área, las distancias son expresadas en metros, donde se muestra la letra (X) significa que la distancia debe ser prudencial para mantenimiento y acceso al equipo, los equipos de combustión como caldera, calentadores u hornos que necesiten una chimenea, esta debe contar con al menos 3 metros de altura, según lo establecido por este documento.

¹² PDVSA IR-M-01, Separación entre equipos e instalaciones. Caracas, Venezuela. Última Revisión. 1995

Tabla 8 - Separación Referencial entre diferentes equipos

EQUIPO	DISTANCIA MINIMA CON CUALQUIER EQUIPO (m)	DISTANCIA CON EQUIPOS DEL MISMO TIPO (m)
COMPRESORES DE GAS	10	X
COMPRESORES ACC	15	X
EDIFICIO SALA DE CONTROL	30	X
ENFRIADORES DE AIRE	3	X
TORRES DE ENFRIAMIENTO	DE 15 A 30	X
TAMBORES Y CILINDROS	1.5	1.5
SUB-ESTACIONES ELECTRICAS	15	X
INTERRUPTORES	5	X
VALVULAS DE BLOQUEO, VAPOR DE AHOGO O AGUA	15	X
INTERCAMBIADORES DE CALOR CON TEMPERATURA DE OPERACION MAYOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	5	1
INTERCAMBIADORES DE CALOR CON TEMPERATURA DE OPERACION MENOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	1.5	1
HORNOS O CALDERAS	15	X
BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE PRODUCTO CON TEMPERATURA MAYOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	5	1.5
BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE PRODUCTO CON TEMPERATURA MENOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	3	1
EQUIPOS QUE MANEJEN FLUIDOS NO COMBUSTIBLES	X	X
REACTORES CON TEMPERATURAS MAYORES A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO CON AISLAMIENTO	5	X
REACTORES CON TEMPERATURAS MENORES A LA AUTOIGNICION DEL FLUIDO SIN AISLAMIENTO	8	X
TANQUES DE ALMACENAMIENTO A PRESIÓN	25	1 DIAMETRO
VIAS DE TUBERIAS INTERNAS	5	X
(X) DISTANCIA CONVENIENTE PARA MTTT - REVISIÓN		

Fuente: Modificada. PDVSA IR-M-01, Separación entre equipos e instalaciones. Caracas, Venezuela. 1995. Última Revisión.

En México, existe otra referencia documental desarrollada por la empresa Petróleos Mexicanos (PEMEX), la empresa estatal en ese país en la cual especifica también espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales¹³. En este documento enumera criterios para

¹³ NRF-010- PEMEX-2014. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales. México D.F. 2014

separación de los equipos, como lo son los análisis de riesgos, el tipo de equipos y el tipo de planta. Es un documento mucho más detallado y extenso que el desarrollado en Venezuela, denotando mayor enfoque en la seguridad del proceso y el personal. A continuación, se muestra una gráfica donde se muestran las distancias en metros y el listado de equipos de almacenamiento, proceso y distribución de fluidos.

Tabla 9 - Espaciamientos mínimos entre equipos dentro de plantas de proceso.

EQUIPO	DISTANCIA MINIMA CON CUALQUIER EQUIPO (m)	DISTANCIA CON EQUIPOS DEL MISMO TIPO (m)
COMPRESORES DE PROCESO	8	5
BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE PRODUCTO CON TEMPERATURA MENOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	4	1.5
BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE PRODUCTO CON TEMPERATURA MAYOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	5	2
REACTORES CON TEMPERATURAS MAYORES A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO CON AISLAMIENTO	6	5
REACTORES CON TEMPERATURAS MENORES A LA AUTOIGNICION DEL FLUIDO SIN AISLAMIENTO	4	2.5
REACTORES DE PELIGRO MODERADRO	3	2.5
TORRES DE DESTILACION Y ACUMULADOR	3	3
ABSORBEDORES, AGOTADORES Y FILTROS	3	3
CALENTADORES, INCINERADORES	15	7.5
AEROENFRIADORES	3	X
INTERCAMBIADORES DE CALOR CON TEMPERATURA DE OPERACION MAYOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	4.5	1
INTERCAMBIADORES DE CALOR CON TEMPERATURA DE OPERACION MENOR A LA DE AUTOIGNICION DEL FLUIDO	3	1.5
VIAS DE TUBERIAS INTERNAS	5	X
SUB-ESTACIÓN ELECTRICA	15	X
EDIFICIO SALA DE CONTROL	30	X
EDIFICIO DE CONTROL REMOTO	15	X
TANQUES DE ALMACENAMIENTO A PRESIÓN	10	2.5
ACUMULADORES, SEPARADORES Y TANQUES DE ALIVIO	15	3
QUEMADORES ELEVADOS Y DE FOSA	Y	Y
(X) DISTANCIA CONVENIENTE PARA MTTTO - REVISIÓN		
(Y) GARANTIZAR INTENSIDAD DE RADIACIÓN MÁXIMA DE 500 BTU/h-ft²		

Fuente: NRF-010- PEMEX-2014. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales. México D.F. 2014. Pag 25.

Parte de este documento, también enumera las distancias mínimas entre recipientes atmosféricos para almacenamiento de fluidos tanto inflamables y combustibles, la letra (D) significa diámetro del recipiente¹⁴.

Tabla 10 - Espaciamientos tanques de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles

CAPACIDAD	TANQUES TECHO FLOTANTE, FLUIDO CLASE I	TANQUES TECHO FIJO, FLUIDOS CLASE I	TANQUES TECHO FIJO, FLUIDOS CLASE II	TANQUES TECHO FIJO, FLUIDOS CLASE III
MENOR A 150 MIL BARRILES	$(D1 + D2) / 6$			
MAYOR A 150 MIL PARRILES	$(D1 + D2) / 4$	$(D1 + D2) / 3$		$(D1 + D2) / 4$

Fuente: NRF-010- PEMEX-2014. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales. Pag 28.

6. EQUIPOS BÁSICOS PARA PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

El set de equipos básicos para el manejo de estos fluidos producidos lo integran:

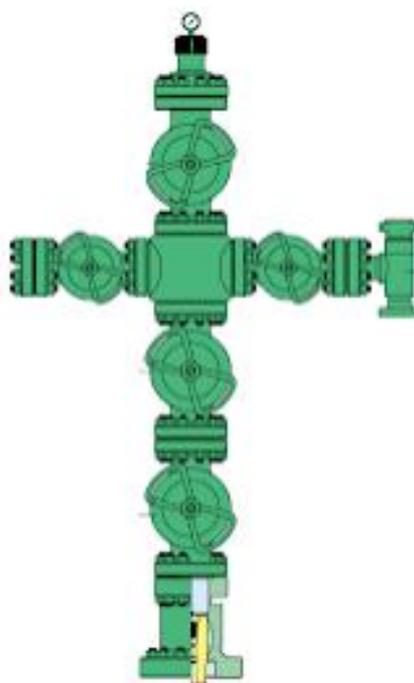
6.1 ARBOL DE NAVIDAD

Este tiene una importancia estratégica en la seguridad del personal y el pozo, sucede que es la primera instalación en la vida del pozo también. Su uso se extiende a través de las operaciones de perforación, producción y posterior desmantelamiento al final de la vida útil del campo. En las fases tempranas de la perforación, el cabezal del pozo provee la plataforma para la instalación de las preventoras (BOP), posteriormente se instala una estructura denominada árbol de navidad para iniciar las operaciones de producción. Este constituye un ensamble de válvulas que permiten la comunicación del yacimiento con la

¹⁴ NRF-010- PEMEX-2014. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales. México D.F. 2014

superficie, control de flujo de producción, intervención de completamiento y control del pozo. Estas válvulas pueden estar organizadas de diferentes maneras de acuerdo con la presión de trabajo, los materiales de este, acorde a las características del fluido como temperatura, acidez, entre otras. La figura 1 muestra un arbolito de navidad de composición simple, el cual es el más usado para operación de pozos con baja presión (por debajo de 3000 psi).

Figura 1 - Árbol de Navidad Composición Simple.



Fuente: Norma API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington. 2004. Pag 12.

La norma API 6A enumera una serie de estándares aceptados, los cuales el cabezal y arbolito de navidad del pozo debe cumplir para llevar a cabo su función. Estos estándares cubren áreas como rangos de presión, la temperatura que manejará, como también los materiales que se utilizaron para su fabricación¹⁵.

¹⁵ API 6A, Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington, DC. 2004

Tabla 11 - Rango de Presión de Trabajo Arbolitos de Navidad.

Presión (psi)	Presión (Mpa)
2000	13,8
3000	20,7
5000	34,5
10.000	69
15.000	103,4
20.000	138

Fuente: Norma API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington. 2004. Pag 49.

Tabla 12 - Rango de Temperatura de Trabajo Arbolitos de Navidad.

Temperatura Escala API	Temperatura (F)
K	-75 a 180
L	-50 a 180
N	-50 a 180
P	-20 a 180
R	Ambiente
S	0 a 150
T	0 a 180
U	0 a 250
V	35 a 250

Fuente: Norma API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington. 2004. Pag 49.

Tabla 13 - Requerimiento de Material de Trabajo Arbolitos de Navidad.

Clase de material API	Cuerpo, Bonetes, Conexiones de Salida	Controladores de Presión, vástagos y colgadores
AA General	Acero al carbón	Acero al carbón
BB General	Acero al carbón	Acero Inoxidable
CC General	Acero Inoxidable	Acero Inoxidable
DD Acido	Acero al carbón (ACE)	Acero al carbón (ACE)
EE Acido	Acero al carbón (ACE)	Acero Inoxidable (ACE)
FF Acido	Acero Inoxidable (ACE)	Acero Inoxidable (ACE)
HH Acido	Aleación resistente a la corrosión	Aleación resistente a la corrosión
ZZ Acido	Definido por el Usuario	Definido por el Usuario

Fuente: Norma API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington. 2004. Pag 49.

6.2 VÁLVULA DE CIERRE DE EMERGENCIA

El siguiente equipo instalado para ser tomado en cuenta al iniciar cualquier operación de prueba de pozo petrolero, sea corta o extensa, es la válvula de cierre de emergencia (ESDV por sus siglas en inglés), esencialmente por su relevancia en la contingencia de alguna emergencia por cambios drásticos en la presión. Esta es una válvula actuadora diseñada para detener el flujo en caso de cualquier eventualidad en el arbolito de navidad, alguna fuga o falla en la línea antes o después de ella. Pueden ser clasificadas por su método de activación por aire, electricidad o combustible, la selección del método depende de la disponibilidad, usualmente se toma la opción neumática por su rentabilidad económica y fácil manejo.

También se dividen de acuerdo con el tipo de válvula usada, que puede ser de bola las cuales son las más comunes, compuerta o mariposa en menores proporciones por tiempos de cierre y costos de fabricación. Para este equipo aplica la regulación API 6A para todos los parámetros de fabricación y operación.

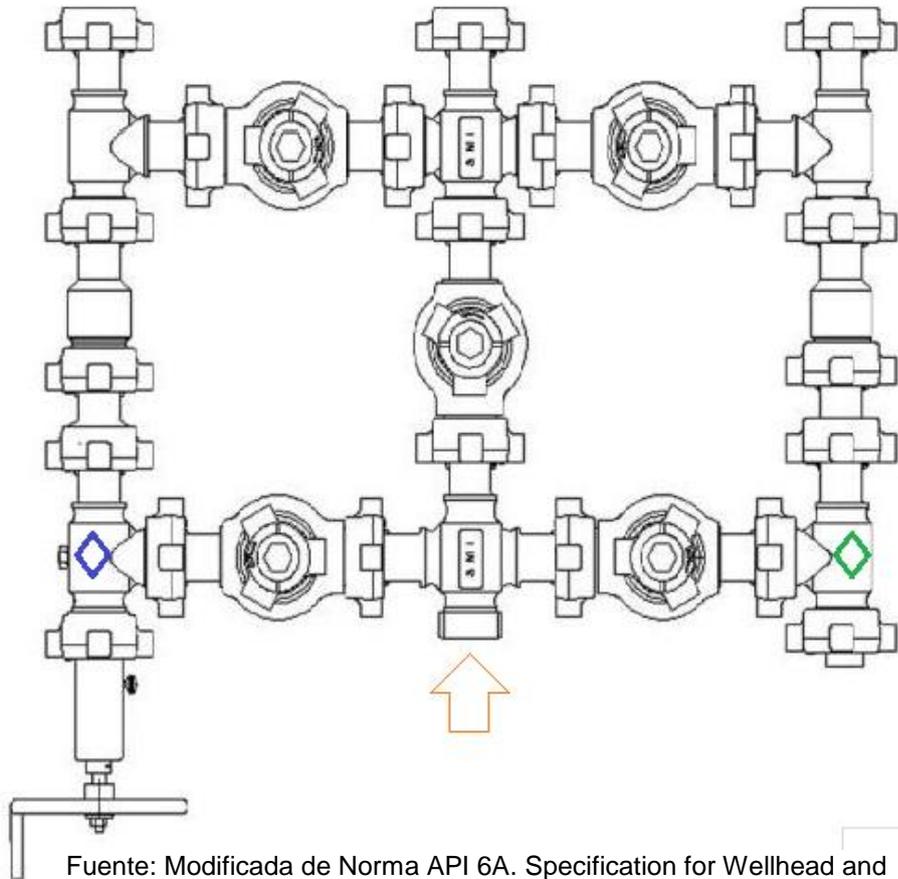
Entre las características principales de las válvulas de cierre de emergencia, se encuentra su certificación de cierre total sin fuga, por esta cualidad son certificadas contra incendios, debe ser de cierre automático con tiempo estipulado de cierre o apertura entre 1 y 2 segundos por cada pulgada de diámetro de la válvula.

Este equipo representa la primera protección de la facilidad, por lo tanto, esta debe ser ubicada lo más lejano posible a cualquier fuente de probable incendio para evitar comprometer la integridad de este en caso de un evento.

6.3 CHOKE MANIFOLD

Continuando con el diagrama de flujo desde el cabezal del pozo hacia los tanques de almacenamiento, el siguiente elemento es este equipo, el cual consiste en un set de válvulas y tuberías de alta presión que usualmente incluye un estrangulador ajustable y un estrangulador fijo, junto con una válvula central o de bypass del sistema, esto con el objeto de controlar o sellar el flujo del pozo. Este equipo es utilizado cuando el usuario no ha requerido la instalación de un arbolito de navidad con estrangulador ajustable o fijo en las válvulas laterales. En la figura 2 nos muestra un *Choke Manifold* estándar, con una válvula bypass en el centro, un estrangulador fijo en la sección derecha (marca verde) y un estrangulador ajustable en la sección izquierda (marca azul), el fluido ingresa al equipo a través de la conexión central y dirigido a conveniencia a cualquiera de los dos estranguladores para controlar el flujo. Este equipo es utilizado en pozos que producen en flujo natural. Para este equipo aplica la regulación API 6A para todos los parámetros de fabricación y operación. De acuerdo con esta regulación, comercialmente son fabricados con conexión para 5000 psi y 15000 psi.

Figura 2 - Diagrama *Choke Manifold*.



Fuente: Modificada de Norma API 6A. Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment. Edición 19. Washington. 2004. Pag 82

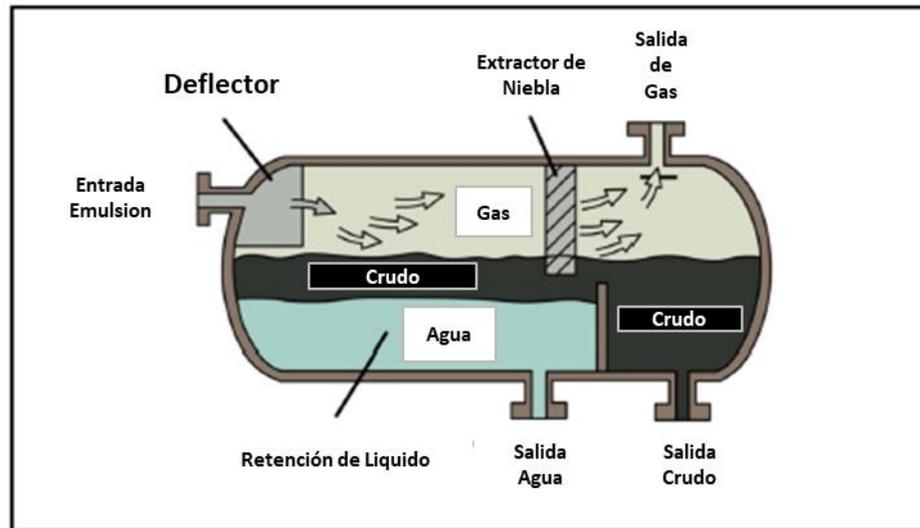
6.4 SEPARADOR

Acto seguido, inicia el manejo y separación de fluidos de producción, con la instalación del separador, se considera un recipiente presurizado porque tiene una presión mayor a 15 psig y un diámetro interno mayor a 6 pulgadas¹⁶, en el cual se realiza principalmente la separación del gas asociado a la corriente de fluidos líquidos (agua y crudo) a través del impacto en un disco deflector y por diferencial de densidad de las fases. Pueden ser horizontales (Figura 3) o

¹⁶ ASME Boiler Pressure and Vessel Code, Section VIII-DIV 1—Rules for Construction of Pressure Vessels. New York. 2005.

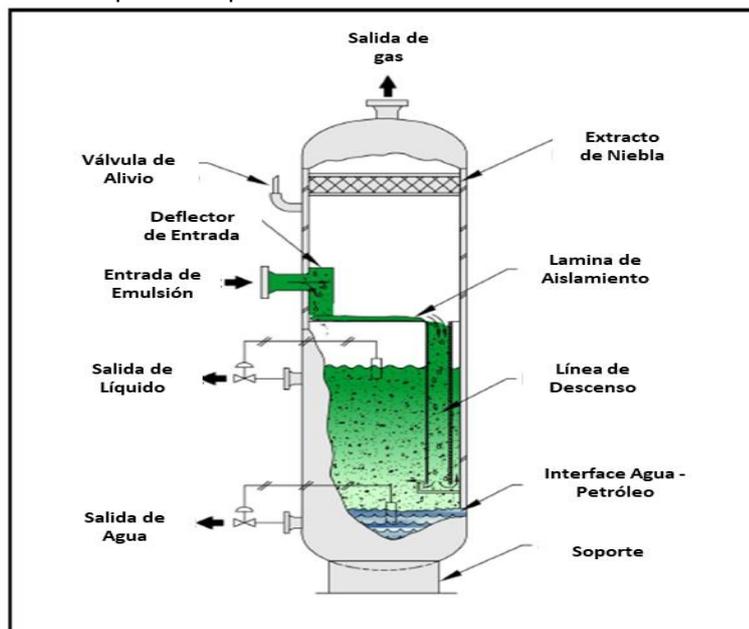
verticales (Figura 4), y operados bifásicos, donde fase liquida abandona el separador combinada crudo y agua, o trifásicos en donde la fase liquida es separada casi en su totalidad de crudo y agua.

Figura 3 - Esquema Separador Horizontal Trifásico.



Fuente: Modificada de ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Tercera Edición. Vol.I. 2008.

Figura 4 - Esquema Separador Vertical Trifásico.

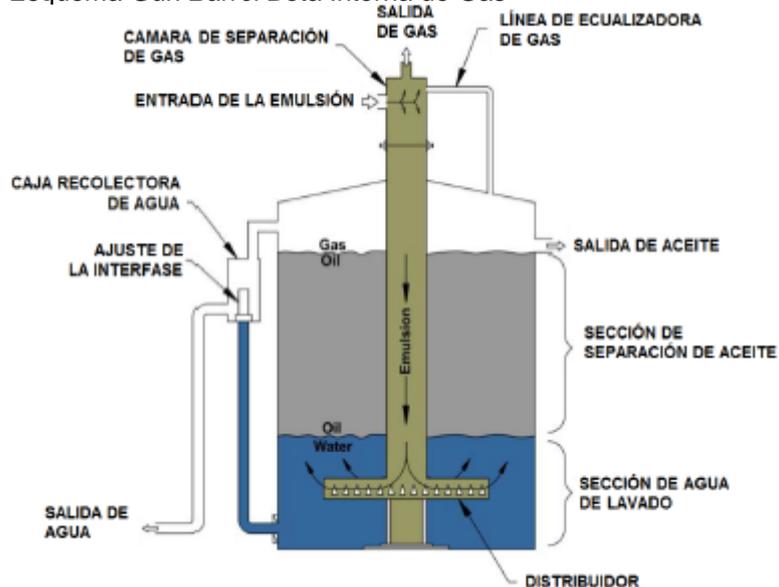


Fuente: Modificada de ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Tercera Edición. Vol.I. 2008.

6.5 TANQUE CORTADOR O *GUN BARREL*

Es un tanque tratador con flujo central descendente vertical que opera a presión atmosférica, tiene una cámara superior desgasificadora o también llamada bota de gas. La mezcla de crudo y agua ingresa al equipo desde la parte superior e impacta un disco deflector y por diferencia de densidades, la fase gaseosa asciende y fluye por la bota de gas, la fase de crudo se acumula hasta fluir por una línea conectada cercana al límite superior del recipiente, y la fase de agua fluye por una línea de drenaje (Figura 5) que es controlada por una válvula de compuerta o una válvula reguladora neumática para mantener un nivel de agua y de crudo deseado en el recipiente, garantizando así la mayor deshidratación posible del crudo y menor arrastre de crudo en el agua.

Figura 5 - Esquema *Gun Barrel* Bota Interna de Gas



Fuente: Modificada de ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Tercera Edición. Vol.I. 2008.

6.6 TANQUE DE ALMACENAMIENTO

Los tanques constituyen la parte más importante en la facilidad, ya que en ellos se cuantifica, caracteriza y maneja el crudo producido por el pozo. Los tipos de tanques más utilizados son atmosféricos y pueden ser verticales u horizontales. De acuerdo con las normativas internacionales son considerados recipientes para manejo de fluidos inflamables sobre tierra, por lo tanto, deben estar posicionados en un mínimo de distancia entre ellos al borde final de su diámetro, de un metro y medio, esta distancia depende de la capacidad nominal del equipo¹⁷. El venteo de gas de estos recipientes debe ser manejado como todos los demás sistemas de venteo (separador y *gun barrel*), direccionado al sistema de quema de la estación¹⁸.

La orientación de estos varía entre horizontales y verticales, presurizados o atmosféricos. La selección de estos radica en las condiciones de espacio, facilidad de operación y costos.

6.7 SCRUBBER

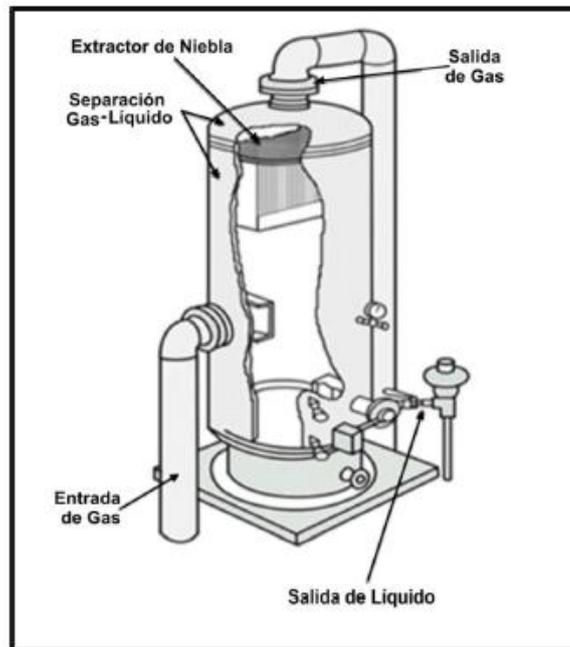
Son tanques cerrados de configuración vertical cuya función principal es la de separar las trazas de líquido que acompañan a la corriente de gas. La corriente de gas ingresa al recipiente a una altura media, esta impacta en la pared de este

¹⁷ API STD 620 / NFPA 30, Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks. Edición 11. Washington D.C. 2010.

¹⁸ API STD 521, Pressure-relieving and Depressuring Systems. Quinta Edición. Washington, D.C. 2007

y el gas se eleva, fluye a través de una malla metálica funcionando como un extractor de niebla que permite el paso del gas y atrapa las gotas de líquido remanente, las cuales descienden y se acumulan en el fondo del recipiente para ser recuperado (Figura 6). Estos equipos cuentan una serie de accesorios, como: visores de nivel, alarmas de alto nivel, válvula de drenaje e indicadores de presión.

Figura 6 - Scrubber



Fuente: Modificada de ARNOLD, Ken; STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Tercera Edición. Vol.I. 2008. Pag 189

6.8 BOMBAS

Estos son equipos utilizados para el transporte de fluidos, imprimen energía en ellos para su desplazamiento, esa es básicamente su definición, aumentando su presión y volumen a través de una línea. Para el dimensionamiento de una bomba es necesario tomar en cuenta algunos factores, como lo son:

- **Volumen de fluido:** Determinara la cantidad de bombas o diámetro de líneas de succión y descarga.
- **Propiedades del fluido:** La densidad y viscosidad dinámica del mismo, determinará la potencia del equipo a utilizar dado las condiciones operativas.
- **Aumento de presión del fluido:** La variación de presión del fluido a través del equipo, está condicionada por la distancia desde el punto de succión hasta el destino final de entrega.
- **Distribución del flujo:** Si la operación es continua o intermitente, si el punto de succión está debajo del eje de entrada de la bomba, determinaría que es necesaria una bomba auto-cebante.
- **Fuente de energía:** Estos equipos pueden energizarse con fuentes de energía eléctrica, combustible, con vapor o gas.
- **Costos y eficiencia del equipo:** Determinados por el fabricante de acuerdo con los modelos disponibles y los factores previamente descritos.

Ya considerando los factores previos, las bombas se agrupan en dos grandes tipos¹⁹:

6.8.1 **DESPLAZAMIENTO POSITIVO.** Son las que entregan energía al fluido a través de un pistón que recorre una cámara. La cámara es llenada y vaciada

¹⁹ Gülich, J. F. Centrifugal pumps. Vol. 2. Berlin. 2008

alternadamente, por lo tanto, el volumen será constante independiente de la presión en la descarga, estas variables solo cambiarían en función de la velocidad.

6.8.2 CENTRÍFUGAS Estas son definidas como turbomáquinas empleadas para el transporte de fluidos líquidos a una presión determinada. La transferencia de energía en estas bombas se basa invariablemente en procesos hidrodinámicos para los cuales, característicamente, todas las diferencias de presión y energía son proporcionales al cuadrado de la velocidad del rotor circunferencial.

En resumen, el movimiento rotatorio de uno o más impulsores agrega energía al fluido en la forma de incremento de velocidad, por lo tanto, la energía dependerá del tamaño de la carcasa, la velocidad y cantidad de impulsores.

El enfoque de este trabajo se basa en este tipo de equipos ya que es el más utilizado, además, basado en las condiciones operativas de volumen constante, succión, fase líquida estable, temperaturas sin variaciones drásticas, longitud de líneas, características de viscosidad y densidad acordes a una gravedad API media y alta.

6.9 QUEMADORES O TEAS

La función de los quemadores, como su nombre lo indica es la quema de los gases residuales o producidos por el sistema, con el objeto de evitar la acumulación en las áreas de proceso. Para ello es necesaria su ubicación

adecuada para cumplir con las regulaciones de radiación al personal y los equipos y protección al medio ambiente²⁰.

Hay dos tipos principales de teas: elevadas y a nivel de suelo. Las teas elevadas son el tipo más común. En este tipo de teas, el gas de alivio es alimentado a una chimenea de entre 30 y 600 pies de altura y se quema en la punta de la misma. La llama queda expuesta a las perturbaciones atmosféricas tales como el viento y la lluvia. La principal ventaja de este tipo de quemadores es su costo y, dependiendo de su clase, el área que ocupa. Las teas a nivel de suelo varían en complejidad y pueden consistir en quemadores convencionales descargando el flujo horizontalmente, la principal ventaja de este tipo de quemadores es su casi inexistente nivel de radiación e iluminación, pero en contraparte su elevado costo de construcción no las hace tan viables en los proyectos.

En la tabla 14 se expone las diferencias entre los diseños de quemadores elevados basados en los factores predominantes de selección. Junto con una muestra gráfica en la figura 7 de las diferencias estructurales de los mismos.

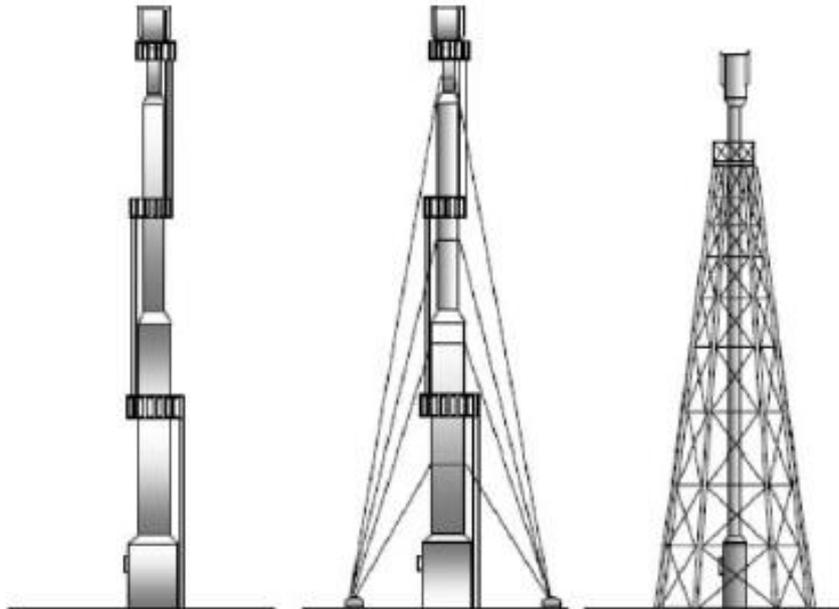
²⁰API STD 521, Pressure-relieving and Depressuring Systems. Quinta Edición. Washington, D.C. 2007.

Tabla 14 – Comparación Tipos de Quemadores elevados

Característica	TEA Autosoportada	TEA Soportada por cables	TEA soportada por estructura
Altura	Hasta 300 ft	Hasta 600 ft	Hasta 655 ft
Costo de capital	Medio	Bajo	Alto
Costo de instalación	Moderado	Bajo	Alto
Espacio	Reducido	Alto	Requerido
Mantenimiento	Bajo	Medio	Medio
Posibilidad de emplear múltiples quemadores	No	No	Si

Fuente: Modificada de: API 537. *Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. Second Edition. 2008.*

Figura 7 - Tipos de Quemadores Elevados



Fuente: API 537. *Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service. Segunda Edición. Washington D. C.2008. Pag 37*

6.10 CALDERA²¹

Un recipiente cerrado en el que se calienta el agua, se genera vapor, y este es sobrecalentado, en distintas proporciones o combinación de estas actividades, mediante la generación de calor de combustibles, esta reacción dentro de un horno autocontenido o adjunto.

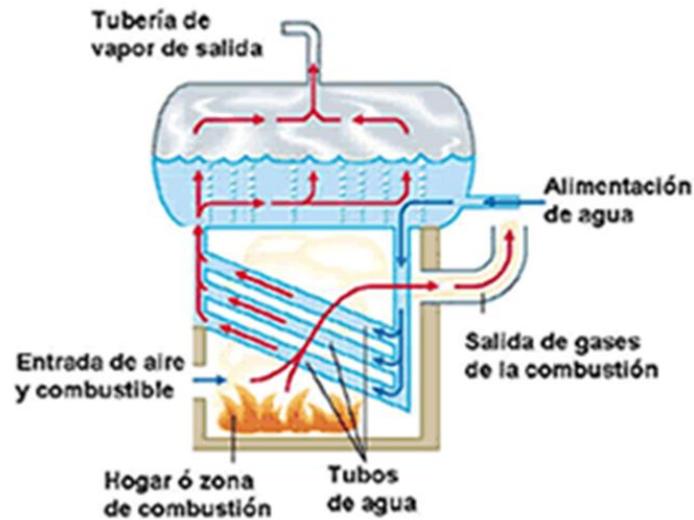
Las calderas se clasifican según diferentes criterios relacionados con la disposición de los fluidos en acuotubulares o pirotubulares, su circulación de tipo forzada, asistida y natural, el mecanismo de transmisión de calor dominante si es convección o radiación, el tipo de combustible empleado que puede ser carbón, combustible líquido o gaseoso, la presión de trabajo de alta, media y baja presión, el tiro puede ser forzado o natural y el modo de operación.

Como se puede notar, puede existir un equipo que cumpla con distintas características, pero la disposición de fluidos es el parámetro que comanda la agrupación de estos equipos porque determina su eficiencia, capacidad y rentabilidad.

Las calderas acuotubulares corresponden aquellas en donde el agua recorre las tuberías internas y en la cámara es contenida la llama calentando el agua dentro de la tubería culminando en la recuperación del vapor en una cámara adicional.

²¹ ASME Boiler Pressure and Vessel Code, Section IV-VI – Heating Boilers, care and operation of heating boilers. New York. 2017.

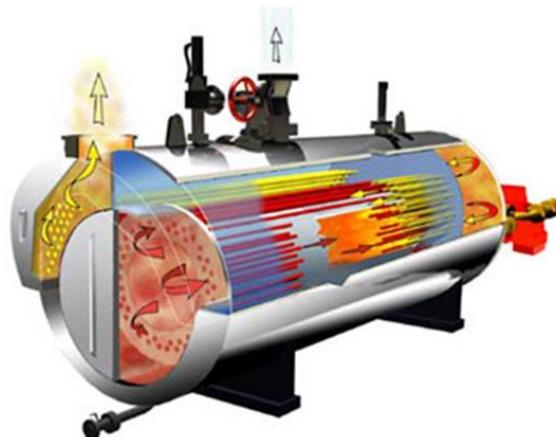
Figura 8 - Esquema Caldera Acuotubular



Fuente: Modificada de: Roßmaier W.: Pruebas de presión mejoradas de agua en calderas pirotubulares y acuotubulares. Volumen 38, 1997.

En las calderas pirotubulares por las tuberías internas fluye el calor generado por la combustión del fluido combustible los gases residuales de esta combustión liberados y dentro de la cámara es contenido el agua a calentar, el vapor de agua generado es recuperado en la parte superior de la cámara y movilizado al sistema donde será empleado para su propósito final. Este tipo es el más utilizado, por su forma compacta, aplicabilidad y fácil operación.

Figura 9 - Esquema Caldera Pirotubular



Fuente: Modificada de: Roßmaier W.: Pruebas de presión mejoradas de agua en calderas pirotubulares y acuotubulares. Volumen 38, 1997.

Para la selección de la caldera es necesario tomar en cuenta distintos factores ya mencionados, resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 15 - Comparación de Calderas Pirotubulares y Acuotubulares.

Criterios	Pirotubulares	Acuotubulares
Calidad de Agua	Menores exigencias, soporta niveles de salinidad.	Mayores exigencias, es necesario un bajo nivel de salinidad en el agua.
Mantenimiento	Facil de limpiar	Mayor costo por limpieza
Revisiones	Inspeccion ordinaria, prueba hidrostática, raramente necesita otras pruebas.	Además de la inspección ordinaria y prueba hidrostática, son necesarias mediciones con ultrasonido.
Costos	Menores	Mayores
Rendimiento	Mayor, de facil mantenimiento	Menor; es más difícil realizar su mantenimiento en funcionamiento
Características de la carga parcial	Puede aprovecharse el del quemador; el quemador puede apagarse manualmente	En el caso de determinados diseños, debe limitarse la carga parcial; el quemador no puede apagarse manualmente.
Contenido de Agua	Mayor, debido al diseño	Menor
Capacidad de acumulacion	Debido al alto volumen de agua, no es susceptible a las fluctuaciones de presión	Susceptible a las fluctuaciones de presión y carga.
Plazo de entrega	Más corto	Más largo
Espacio	Reducido	Es necesario mucho
Tiempo de montaje y puesta en marcha	Reducido	Mayor tiempo

Fuente: Modificada: VdTÜV, Essen. Pautas para la evaluación de calderas de concha. Berlín, Alemania ,1985

7. ESCENARIOS COMUNES DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS

Los yacimientos de hidrocarburos, por ser producto de la naturaleza son diferentes en cuanto a sus características y no hay dos que sean iguales. Por esto, es necesario clasificarlos según distintos criterios. Las cinco clasificaciones más usuales²² se basan en la configuración de las trampas geológicas, el diagrama de fases de presión y temperatura, tipo de hidrocarburos, el tipo de empuje y la cercanía de la superficie.

Sobre estas clasificaciones no se desarrollará mucho material considerando que no es el objeto de este estudio, pero se discutirán aspectos de estas que afectan directamente las características de los fluidos en superficie, lo que a su vez condiciona las opciones de equipos para las facilidades de producción:

7.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBUROS

Para designar los fluidos de yacimientos, los ingenieros de petróleo a menudo utilizan términos de uso corriente como: bitumen, petróleo pesado, petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gases secos, Sin embargo, estos términos no tienen límites precisos de aplicación, y, por lo tanto, resulta difícil emplearlos en las áreas de transición entre petróleo volátil y gas condensado o entre petróleo volátil y petróleo negro. Por esta razón, en la industria petrolera la razón gas/petróleo junto con la gravedad del petróleo en condiciones de tanque, constituyen las propiedades más importantes de los

²² Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Primera Edición. 2009. Pág. 57

yacimientos de hidrocarburos para clasificarlos en yacimientos de petróleo y yacimientos de gas. Los primeros contienen de cero a unos pocos de miles de pies cúbicos de gas disuelto por barril de crudo. Los de gas pueden contener un barril de petróleo vaporizados desde 5000 hasta 100000 pies cúbicos de gas.

Yacimientos de Petróleo: Una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido, en condiciones de yacimiento comúnmente se conoce como petróleo crudo. Este, a su vez, se subclasifica en dos tipos según el líquido producido en superficie, petróleo crudo de baja merma o petróleo negro y petróleo volátil o de alta merma.

Los de petróleo crudo de baja merma se producen en superficie con una relación gas/petróleo de 2000 pies cúbicos por barril de petróleo o menos. La palabra negro no es quizás la más apropiada, ya que el petróleo producido no siempre es negro, sino que varía en la fama de negro, gris y pardo, en general, de colores oscuros con una gravedad API menor de 45°. La composición determinada en el laboratorio muestra una presencia de componentes mayores que el heptano en un 30%, lo cual indica la gran cantidad de hidrocarburos pesados en este tipo de petróleo. Los petróleos volátiles o de alta merma contienen menos moléculas pesadas que los de baja merma, son crudos de colores verdosos hasta naranja oscuro, con una gravedad API 40° o mayores, y relación gas/petróleo entre 2000-3000 pies cúbicos por barril.

Yacimientos de gas: Una mezcla de hidrocarburos que se encuentre en estado gaseoso en el yacimiento se clasifica en gas condensado, gas húmedo y gas seco.

Los de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedad API por encima de los 50° y una relación gas/petróleo de 8000 a 70000 pies cúbicos por cada barril de petróleo. El gas condensado contiene más componentes pesados que el húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5000 pies. Los de gas húmedo no significa que el gas es mojado por agua, sino que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que en condiciones de superficie, forman una fase líquida. Entre los productos líquidos producidos en esta separación se tienen el butano y el propano. Se caracterizan por presentar en superficie una relación gas/petróleo entre 60000 y 100000 pies cúbicos por cada barril de petróleo, asociados usualmente a petróleos de una gravedad API a 60°. Los de gas seco, se caracterizan por producir con una relación gas petróleo mucho mayor a 100000 pies cúbicos por cada barril de petróleo. Consiste, fundamentalmente, de metano con poca cantidad de etano y, posiblemente, muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados. También pueden contener vapor de agua, que se condensara cuando las condiciones lo determinen.

7.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE EMPUJE

La cantidad de petróleo que puede ser desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento. Por esta razón, los yacimientos se clasifican en cinco amplias categorías según la principal fuente de energía.

Los yacimientos con empuje por agua: tienen una conexión hidráulica entre él y una roca porosa saturada con agua, denominada acuífero, que está por debajo de todo el yacimiento o de parte de él. El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. Cuando no se maneja apropiadamente las tasas de producción el yacimiento puede ser invadido con esa agua.

Los yacimientos con empuje por gas en solución: están representados por petróleo crudo que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura contiene grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión disminuye debido a la extracción de fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores; conforme la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota por el incremento de las relaciones gas/petróleo del campo.

Los yacimientos con empuje por capa de gas: son parecidos a los que presentan empuje por agua, en cuanto a la forma en que es transmitida la energía. En estos debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimida, a medida que los fluidos se extraen existe una expansión de la capa de gas de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de presión del yacimiento y por la producción de gas después que los conos de gas llegan a los pozos productores.

Los yacimientos con expansión de la roca o fluidos y los que presentan drenaje por gravedad: son los menos comunes de encontrar, pero presentan una pérdida de energía más rápida que todos los anteriores por este motivo son los primeros candidatos para encontrar un método secundario para mantener la presión de estos.

Como se mencionó previamente es importante conocer estas clasificaciones porque nos ayudan a predecir el comportamiento del yacimiento, el estado de los fluidos y las posibles proporciones de estos, que a su vez nos brindara una idea de los equipos necesarios en superficie para manejar los mismos. A continuación, se presenta una tabla resumiendo las características principales de los distintos escenarios que pueden presentarse según el tipo de fluidos en el yacimiento²³.

²³ Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Primera Edición. 2009. Pág. 64

Tabla 16 - Tipos de Fluido

Tipo de Fluido	Color del liquido	Gravedad API	RGP
Bitumen	Negro - Oscuro. Viscosidad mayor a 10000 cp	Menor a 10	Sin gas
Petróleo pesado	Negro - Oscuro	10 - 25	Menor a 100
Petróleo negro	Negro - Oscuro	30 - 40	100 - 2500
Petróleo volátil	Colores varios	40 - 50	Mayor a 3000
Gas condensado	Apenas coloreado	50 - 70	3000 - 100000
Gas húmedo	Incoloro	60 -70	Mayor a 100000
Gas Seco	Sin líquido		100000
<i>RGP es la relación gas - petróleo en pies cúbicos normales por barril normal de petróleo</i>			

Fuente: Modificada de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. Primera Edición. 2009. Pág. 64

8. ESTRUCTURACIÓN DE FACILIDADES DE RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

El objeto principal de esta investigación fue aportar a la industria petrolera una técnica para constituir u organizar una facilidad de producción en su fase temprana o extensa. Agrupando todos los conocimientos adquiridos con referencia a lo planteado en las normativas internacionales y algunos antecedentes de trabajos similares en algunos países, se desprendieron una serie de pasos que se consideran primordiales para seguir, si el objetivo es obtener unas instalaciones seguras, funcionales y acordes con la excelencia que se pretende proyectar en la industria petrolera nacional.

En primera instancia, se debe contar con un listado de equipos con los que se iniciará la prueba corta de producción, los cuales presentan ciertas características de acuerdo con la solicitud del encargado del pozo, sin embargo,

las mismas condicionan la distribución como lo son el rating, orientación y cantidades. Esto debe estar abierto a cambios, debido a las posibilidades de variaciones en los parámetros de producción generados por decisiones operativas o por cambios en el comportamiento del pozo por una errada caracterización del yacimiento o variaciones naturales. Esta disposición inicial está condicionada también por el espacio disponible, para poder cumplir con las normas estudiadas previamente, es necesario tener la posibilidad de cumplir sin excusas. Otro punto para tomar en cuenta es la extensión del tiempo de prueba, como se estableció al inicio de este trabajo, el cambio hacia una prueba extensa de producción determina equipos adicionales, manejo distinto de fluidos y características de estos, entre otras posibilidades derivadas de un estudio inicial del pozo.

Seguidamente, debido al riesgo que representa, debe tenerse en cuenta las líneas de alivio, venteo junto con los quemadores, porque la facilidad manejará fluidos combustibles e inflamables, es necesario mantener fuentes de ignición fuera del alcance de la misma o dentro de las distancias de seguridad ya establecidas por el código ASME BPVC IV - VI y la API RP 521 y 537, donde establece que los quemadores o sistemas de alivio deben estar al menos 60 mts de distancia de almacenamiento de estos fluidos, como mínimo a 15 mts de altura, esto debido a la radiación máxima permitida por exposición prolongada en ausencia de dolor en el ser humano; se consideran quemadores elevados por costos de fabricación, instalación y puesta en marcha, considerando que son facilidades de producción temporales. Estas líneas de venteo de gases deben

considerarse para todos los equipos que manejan los fluidos de producción en un estado de almacenamiento o proceso, como lo son tanques de almacenamiento, *gun barrel*, separador e interconectarse a la línea de gas del separador, junto con la línea de alivio de este.

Posteriormente, revisar si la facilidad contará con equipos de combustión como las calderas o calentadores, porque la normativa NFPA 31 - 87 establece que debe estar al menos a 5 ft de cualquier fuente eléctrica y al ser un equipo que manejará presión, junto con altas temperaturas, la cercanía a las áreas de movimiento constante de personal debe evitarse.

Después, revisar las líneas de flujo que integrarán la facilidad, desde las líneas de recibo desde cabeza de pozo hasta las líneas de proceso. Según lo establecido en las normas ASME B31.3, B31.3, B31.4 y B31.8, establece que las líneas de diámetros mayores a 2" no deben ser roscados, por lo tanto, la clase de conexión es indiferente siempre y cuando se cumpla con este requerimiento, manteniendo presente el rango de presión a manejar, características de los fluidos y cantidades que nos permiten hacer una selección adecuada de tubería y accesorios.

Acto seguido, dentro del listado de equipos, se requiere para todo proceso el separador, el cual está incluido dentro de la regulación ASME BPVC VIII, porque es equipo que opera a más de 15 psig y presenta más de 6" de diámetro, por lo tanto considerado un equipo presurizado, punto muy sensible en el proceso y de

mucho cuidado, por lo tanto la selección del mismo y sus características condicionan la distribución, la presión de operación, características y cantidades de fluidos a manejar y la orientación del equipo son algunos de los factores a tomar en cuenta.

La selección correcta del tanque de almacenamiento, este es un aspecto que nos permite administrar el espacio de mejor manera, si son tanques horizontales el área ocupada es mayor que los verticales, pero los segundos traen una condición de trabajo en alturas para tomar en cuenta junto con la operatividad más compleja por esto. Si es para un servicio con temperatura, se consideran la inclusión de líneas internas en el equipo para administración de vapor al fluido. La norma de seguridad NFPA 30, entrega pautas a tomar en cuenta en su distribución de acuerdo con el tipo de fluido a manejar.

Otro punto crítico en la facilidad, son los equipos rotativos, como los compresores, bombas y los equipos de combustión interna como los de generación, la ubicación de los mismos está regida por la clasificación de las áreas del proceso, definidas en la API 500 y NFPA 497, en vista que los generadores no tienen certificación de fabricante para trabajos en áreas clasificadas deben estar ubicados lo más lejos posible del área de proceso, las bombas deben instalarse fuera del área de almacenamiento, al menos a 10 ft de distancia porque cuentan con certificación clase 1 división 2.

La clasificación de las áreas de trabajo se encuentra íntimamente ligada con los análisis de riesgo que deben ejecutarse en todo proceso, con el objeto de identificar las áreas más sensibles del proceso, aquellas que bajo condiciones anormales serán las que más atenten contra la seguridad del personal y de los equipos, por lo tanto para que se pueda considerar totalmente segura la facilidad es necesario que se conduzca este análisis como último paso, pero que no es el enfoque de esta investigación.

A lo largo del territorio colombiano se han encontrado gran variedad de casos de los explicados anteriormente. Esa variedad dificulta la selección de equipos, pero es posible conformar un grupo de equipos básicos para cada escenario en particular, obviamente dejando espacio a características particulares (químicas) de cada fluido, que como sabemos son únicas. Aplicando lo recomendado por cada una de las normativas mencionadas y aplicando los conocimientos adquiridos de esta, aplicables al espaciamiento y distribución de los equipos dentro de las facilidades petroleras.

- **Petróleo Negro, Flujo Natural, con Bajo contenido de Agua y Gas.**

El primer caso, sería tal vez el menos probable de encontrar en el territorio, donde encontramos una producción de hidrocarburo líquido con una gravedad API entre 30 - 40°, con una producción de agua baja por debajo del 5%, produciendo con la energía natural del yacimiento, acompañada por una relación

gas petróleo menor a 500 pies³/barril, la temperatura en superficie entre los 100 – 160 °F.

En primera instancia, definir un listado de equipos con los que se iniciara la prueba corta de producción, estos tal vez pensando en un plan a futuro de las posibilidades de mayor producción de agua o gas, por tal motivo la caracterización acertada y confiable del yacimiento toma una importancia mayor. Como se mencionó anteriormente, la disposición inicial está restringida también por el espacio disponible, para poder cumplir con las normas estudiadas previamente, es necesario tener la posibilidad de cumplir sin excusas o considerar como plan los cambios reubicación o modificaciones. La cantidad de equipos, tipos y orientación nos permitirá hacer la mejor distribución.

Para este caso en particular, considerando las condiciones tan favorables del fluido, esto tomando en cuenta la operación y supervisión. Basado en las regulaciones estudiadas se necesitarían tanques de almacenamiento, tanque de lavado, separador trifásico, equipos rotativos (bombas, compresores), equipos de generación, tanque de combustible, cargadero, válvula de cierre de emergencia (SDV), *choke manifold* por la condición de flujo natural del pozo, quemador y *scrubber*.

Seguidamente, en proporción al riesgo de esto se deriva la importancia, hay que tener en cuenta las líneas de alivio, venteo junto con los quemadores, porque la facilidad manejara fluidos combustibles e inflamables, es necesario mantener

fuentes de ignición fuera del alcance de la misma o dentro de las distancias de seguridad ya establecidas por el código ASME BPVC IV - VI y la API RP 521 y 537, donde establece que los quemadores o sistemas de alivio deben estar al menos 60 mts de distancia de almacenamiento de estos fluidos, por mínimo a 15 mts de altura, aunque como se explicó previamente, es necesario realizar cálculos de radiación en la base del equipo para verificar la radiación máxima, y así comparar con el límite permitido al ser humano en exposición prolongada, el cual $500 \text{ Btu/h}\cdot\text{ft}^2$. Por lo cual se anticipa tener una zona aislada con viento en contra que nos permita el conexionado de esta línea. En esta línea debe instalarse un *scrubber*, para recolección de los hidrocarburos líquidos remanentes en la corriente de gas del proceso.

La protección y seguridad del personal, debe ser el corazón de este análisis. Por lo tanto, se debe tener presente el acceso por escaleras a los tanques sea el más adecuado, con dos escaleras de acceso, pasarelas a lo largo de los mismos. Mantener las oficinas, laboratorios y los posibles dormitorios, lo más alejado posible del área clasificada o el área de proceso, debido a la gran cantidad de equipos dentro de ellos que no están clasificados.

La selección correcta del tanque de almacenamiento es un aspecto que nos permite administrar el espacio de mejor manera, si son tanques horizontales el área ocupada es mayor que los verticales, pero los segundos traen una condición de trabajo en alturas para tomar en cuenta junto con la operatividad más compleja debido a esto. Si es para un servicio con temperatura, se

consideran la inclusión de líneas internas en el equipo para administración de vapor al fluido. Para esta aplicación, se consideran tanques atmosféricos horizontales y verticales para dar aprovechamiento al espacio, en cantidades son seis y dos respectivamente, con capacidad nominal de 500 barriles, la cantidad de estos equipos no es aleatoria, la caracterización del yacimiento permite una cuantificación de la productividad del pozo para definir esto. Acorde con la NFPA 30 y 31 deben espaciarse entre cada uno de 5 pies mínimo, esto depende del tipo de fluido y volumen del equipo. El tanque de lavado empleado para la disgregación de agua remanente en la corriente de crudo proveniente del separador se selecciona de orientación vertical y con capacidad nominal de 500 barriles, también está cubierto por esta norma. De la misma manera que en el separador, no se debe olvidar el conexionado de la línea de venteo o vapores proveniente de los tanques y *gun barrel* hacia el quemador.

En base a lo desarrollado anteriormente, los equipos serían los siguientes:

- **Arbolito de Navidad:** Mirando las condiciones de este escenario y tomando en cuenta lo establecido por la Norma API 6A, se seleccionaría un equipo con un rango operativo de presión hasta 3000 psi con conexión 3 1/8" rosca NPT, de material AA porque no se consideran niveles de corrosividad en los fluidos de producción y para el rango de temperatura mencionado sería clasificación P.
- **Válvula de Cierre de Emergencia:** La regulación que cubre estos equipos es nuevamente la API 6A, siguiendo la misma línea de los

materiales y operatividad de los equipos, sería un equipo clasificación P material AA con conexión 3 1/8" con conexión figura 602 para operar a ese rango de presión, operada neumáticamente por conveniencia.

- **Choke Manifold:** De acuerdo con la misma regulación API 6A, la clasificación P material AA con el tipo de conexión figura 602. La razón de la igualdad en las características de estos tres equipos se debe a que están en serie conectados a la misma línea desde el primero al último, por lo tanto, deben ser compatibles.
- **Separador:** La selección de este equipo está determinada por la operación que se tendrá, rangos de presión y cantidad de fluido, las regulaciones ASME BPVC VIII, establece los materiales, espesores, marcación, demás detalles del equipo y porque es considerado un equipo presurizado, su rango de presión operación por la institución ANSI en donde se recomiendan espesores y materiales por presión de trabajo, en este caso sería un equipo en orientación horizontal por la superficie de contacto de los fluidos, trifásico en caso de aumento de corte de agua, para tratamiento de 8000 bls para un mayor tiempo de retención y ANSI 300 por la producción de gas pero por mayor seguridad en caso de sobrepresiones.
- **Tanques:** En esta categoría también se incluye el tanque cortador o *Gun Barrel*, al ser un tipo de tanque atmosférico, como son utilizados de este tipo, la normativa API 620 los clasifica por su orientación, para aprovechamiento de espacio se utilizan horizontales y verticales. La capacidad de estos de 500 barriles en vista de su comercialidad, facilidad

de adquisición y movilización. El ANSI 80 y 140 los separa de acuerdo con el fluido almacenado, junto el NFPA 30 y 31 que también justifica el espaciamiento de estos, acorde al tipo y cantidad de fluido. Se selecciona un *Gun Barrel* para tratar de separar el agua remanente en la corriente de petróleo que proviene del separador.

- **Equipos Rotativos:** Para las bombas se revisaría API 610 para encontrar las recomendaciones de funcionamiento y selección de estos equipos, acorde a este escenario serian de tipo centrifugas y dependería del volumen a manejar su potencia. La más conveniente sería de 20 HP para evitar alto consumo eléctrico y alcanzar eficiencia optima en la transferencia de fluidos, serian 3 unidades, una para cada bahía de cargue y una de respaldo. Los compresores, en la regulación API 618 los define de acuerdo con revoluciones y potencia, considerando que el suministro de aire es solo para la instrumentación del separador, sería un equipo de revoluciones medias 500 RPM y 1 HP de potencia, serian 2 unidades una principal y otro de respaldo.
- **Quemador:** Los sistemas de venteo de los tanques y *Gun Barrel*, línea de gas y alivio del separador, acorde con el API 521, deben estar conectados a este equipo, en la API 537 enumera las variables que se deben tomar en cuenta para el diseño de este, como el poder calorífico, cantidad y composición del gas, acorde con esta norma la altura mínima debe ser de 15 metros, a partir de allí depende del diseño.
- **Conexionado:** Según lo establecido por la normas ASME B31.3, B31.4 y B31.8, el conexionado de líneas con mayor diámetro nominal a 2" debe

ser soldado o en figura, por lo tanto se selecciona para las líneas de proceso tubería de 4" figura 206 por las bajas presiones en proceso y para optimizar el volumen de transferencia, y para la línea de recibo tubería de 3" figura 602 para utilizar el mismo diámetro de conexión de los equipos aguas abajo del arbolito y el mismo rango de presión de operación. Las líneas de gas, reguladas por la B31.8, plantea los requerimientos de velocidad de flujo en estas líneas por lo que un diámetro de 3" soldadas o bridadas es lo recomendable por el volumen y presiones operativas.

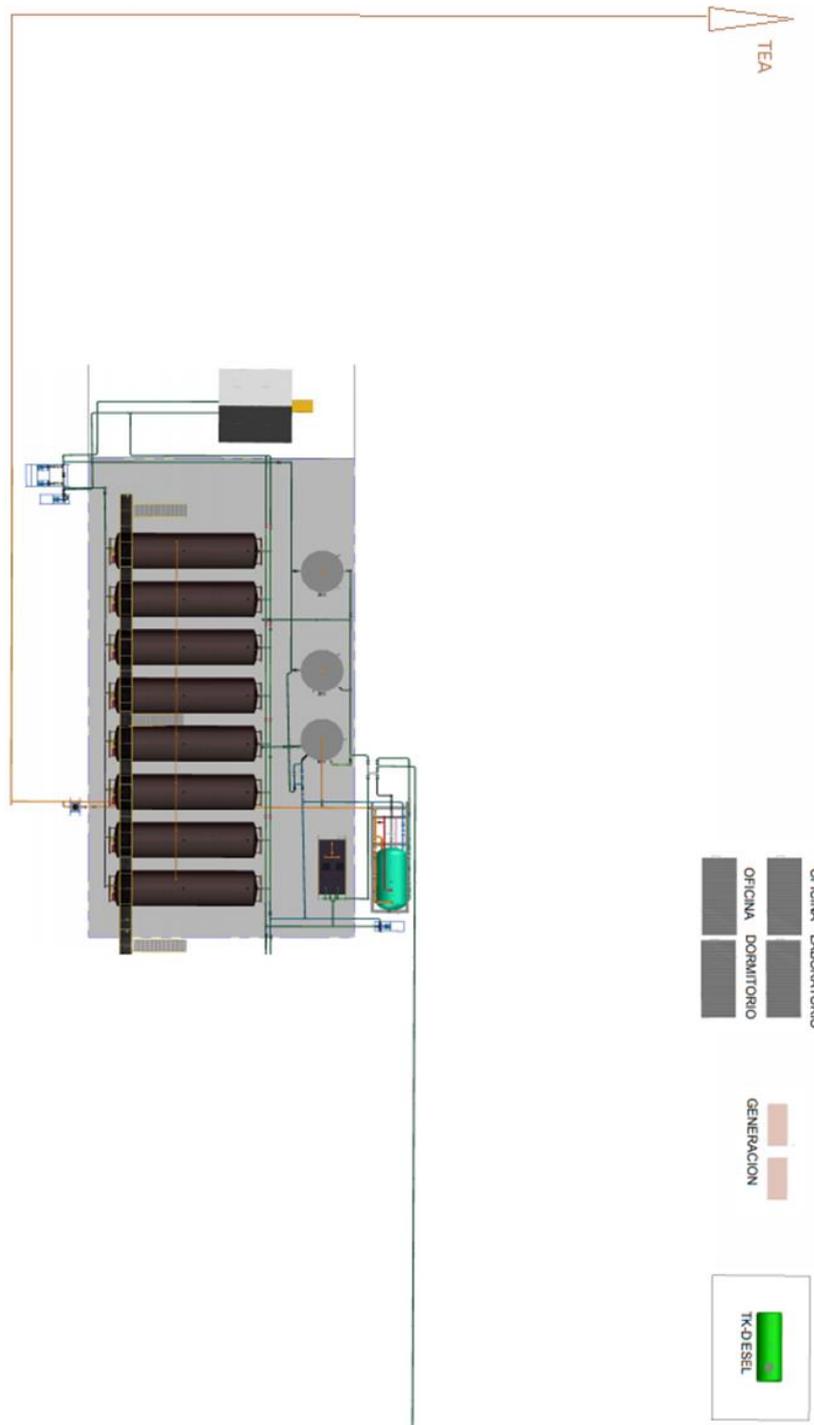
Tabla 17 - Equipos para facilidad Flujo Natural, Petróleo Negro, Bajo %S&W y RGP.

EQUIPO	TIPO	CANTIDAD	NORMA
Arbolito de Navidad	3 1/8" 3000 psi NPT AA P	1	API 6ª
Válvula de Cierre de Emergencia	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig. 602 AA P	1	API 6ª
Choke Manifold	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig. 602 AA P	1	API 6ª
Separador	Horizontal ANSI 300 Trifásico 8000 bls capacidad	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Equipos Rotativos	Bombas: Centrifugas 20 HP. Compresores: Reciprocantes 1 HP. Generador: Motor Diesel. 200 KVA	Bombas: 3 Compresores: 2 Generador: 2	Bombas: API 610 Compresores: API 618 Generadores: No hay regulación para selección, depende del consumo de la facilidad y el tipo depende del factor económico y operativo.
Tanques	Atmosféricos. Horizontales Verticales Gun Barrel	Horizontales: 8 Verticales: 2 Gun Barrel: 1	API 620 – ANSI 80, 140 – NFPA 30, 31.
TEA o Quemador	15 mts de altura, diámetro calculado, 60 mts de la facilidad.	1	API 521 – 537
Scrubber	Vertical, 24" diámetro, capacidad 1 MSCF	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Cargadero	Dos Bahías, equipos certificados trabajo en alturas.	1	No especificado
Conexionado	Proceso: 4" fig 206 y soldada y bridada Producción: 3" fig 602. Gas – Alivio: 3" Soldada y bridada.	Según proceso	ASME B31.3. B31.4, B31.8.

En la figura 10 se muestran los equipos y su distribución en una facilidad para pruebas de producción cortas o extensas, con las características de un yacimiento como se describió al inicio de este numeral. Como se ha resaltado en el inicio de este numeral, esta distribución debe tomar en cuenta desde el

inicio de la operación si se presentaran cambios a futuro, por esta razón es tan importante la planeación a futuro.

Figura 10 - Facilidades Producción Petróleo Negro, Bajo %S&W, Bajo RGP



- **Petróleo Pesado, BES, Alto contenido de Agua, bajo contenido de Gas y baja temperatura:**

Este segundo caso, se presenta un hidrocarburo líquido de gravedad API entre 15 - 25°, este escenario se presenta frecuentemente debido al manejo desmedido del levantamiento artificial, en especial uno como el bombeo electrosumergible que tiene un factor de recobro muy alto, lo que aumenta las probabilidades de aumento de corte de agua en los fluidos producidos (mayor al 50%), acompañada por una relación gas petróleo menor a 100 pies³/barril propia de este tipo de petróleo, la temperatura en superficie entre los 80 - 100 °F.

La selección de los equipos para esta facilidad es un poco distinta, debido a la variable de temperatura afectando la operatividad del proceso, para alcanzar calidad de venta del petróleo y condiciones óptimas del agua.

Siguiendo la metodología aplicada en el escenario anterior:

- **Arbolito de Navidad:** Las condiciones de este escenario y tomando en cuenta lo establecido por la Norma API 6A, se seleccionaría un equipo con un rango operativo de presión hasta 3000 psi con conexión 3 1/8" rosca NPT, de material AA porque no se consideran niveles de corrosividad en los fluidos de producción y para el rango de temperatura mencionado sería clasificación P.

- **Válvula de Cierre de Emergencia y *Choke Manifold*:** Para este escenario no se consideran estos equipos, porque para levantar el fluido desde el yacimiento se necesita levantamiento artificial y en caso de cierre solo se necesita interrumpir energía de ese equipo, en caso del *choke manifold* nuevamente debido al levantamiento artificial, el caudal de producción estaría sujeto a la velocidad del equipo.
- **Separador:** En este caso sería un equipo en orientación horizontal por la superficie de contacto de los fluidos, trifásico en caso de aumento de corte de agua, para tratamiento de 10000 bls para un mayor tiempo de retención y nuevamente por el aumento del fluido total aportado y ANSI 300 por la producción baja de gas y también para mayor seguridad en caso de sobrepresiones.
- **Tanques:** En esta categoría también se incluye el tanque cortador o *Gun Barrel*, al ser un tipo de tanque atmosférico, como son utilizados de este tipo, la normativa API 620 los clasifica por su orientación, en este caso se recomiendan todos los tanques horizontales para aprovechamiento de espacio, poder instalar mayor cantidad considerando los volúmenes altos de aporte con este sistema de levantamiento. La capacidad de estos de 500 barriles y con presencia tubería interna para servicio de temperatura, esto para tener la posibilidad de calentar el producto almacenado y ayudar a deshidratar y mejorar la movilidad de este en el proceso y despacho. Beneficiar la selección de equipos rotativos más eficientes y compactos. Selecciona un *gun barrel* de mayor capacidad y altura, en este caso de 700 bls con tubería interna para servicio con temperatura, para lograr

optimizar la segregación del agua y limpieza del petróleo y tener mayor tiempo de retención en el equipo con mayor capacidad, y así el petróleo sea de calidad de venta y el agua en condiciones para despacho. Puede considerarse un tanque desnatador o *skimmer*, debido a la posibilidad de aumento de producción de agua, ayudaría con capacidad adicional y tratamiento.

- **Caldera:** Para este escenario particular, se plantea que el fluido presenta una temperatura menor a los 100 °F, lo que dificulta la segregación gravitacional en el *gun barrel*, el rompimiento de emulsiones y la calidad del petróleo para venta, por lo tanto emplear calor para ayudar ese proceso es lo ideal, considerando claro las propiedades químicas del crudo pero que no son objeto de estudio, el código ASME BPVC IV – VIII y API 556 - 560 nos describe los factores de diseño a tomar en cuenta para estos equipos, sistemas de seguridad, controles y elementos que la conforman, basado en esto la selección más sencilla, comercial y eficiente sería la de tipo piro tubular con una potencia de 100 Hp, esto por su fácil operación, confiabilidad, tamaño. Esta se alimentaría con petróleo de venta, debe considerarse un tanque de agua adicional de 5000 gls de agua y el tanque de suministro de petróleo como combustible para el equipo. El vapor generado ira directamente a los tanques de almacenamiento y *gun barrel*.
- **Equipos Rotativos:** Acorde a este escenario serian de tipo centrifugas y dependería del volumen a manejar su potencia, como se mencionó utilizando la temperatura ayudaría la movilidad del crudo favoreciendo a

una potencia baja. La más conveniente sería de 20 HP para evitar alto consumo eléctrico y alcanzar eficiencia optima en la transferencia de fluidos, serian 4 unidades, una para cada bahía de cargue, una de respaldo y la restante para el manejo de agua del proceso. Los compresores, en la regulación API 618 los define de acuerdo con revoluciones y potencia, considerando que el suministro de aire es solo para la instrumentación del separador, sería un equipo de revoluciones medias 500 RPM y 1 HP de potencia, serian 2 unidades una principal y otro de respaldo.

- **Quemador:** Los sistemas de venteo de los tanques y *gun barrel*, línea de gas y alivio del separador, acorde con el API 521, deben estar conectados a este equipo, en la API 537 enumera las variables que se deben tomar en cuenta para el diseño de este, como el poder calorífico, cantidad y composición del gas, acorde con esta norma la altura mínima debe ser de 15 metros, a partir de allí depende del diseño.
- **Conexionado:** Según lo establecido por la normas ASME B31.3, B31.4 y 31.8, el conexionado de líneas con mayor diámetro nominal a 2" debe ser soldado o en figura, por lo tanto se selecciona para las líneas de proceso tubería de 4" figura 206 por las bajas presiones en proceso y para optimizar el volumen de transferencia, y para la línea de recibo tubería de 3" figura 602 para utilizar el mismo diámetro de conexión de los equipos aguas abajo del arbolito y el mismo rango de presión de operación.

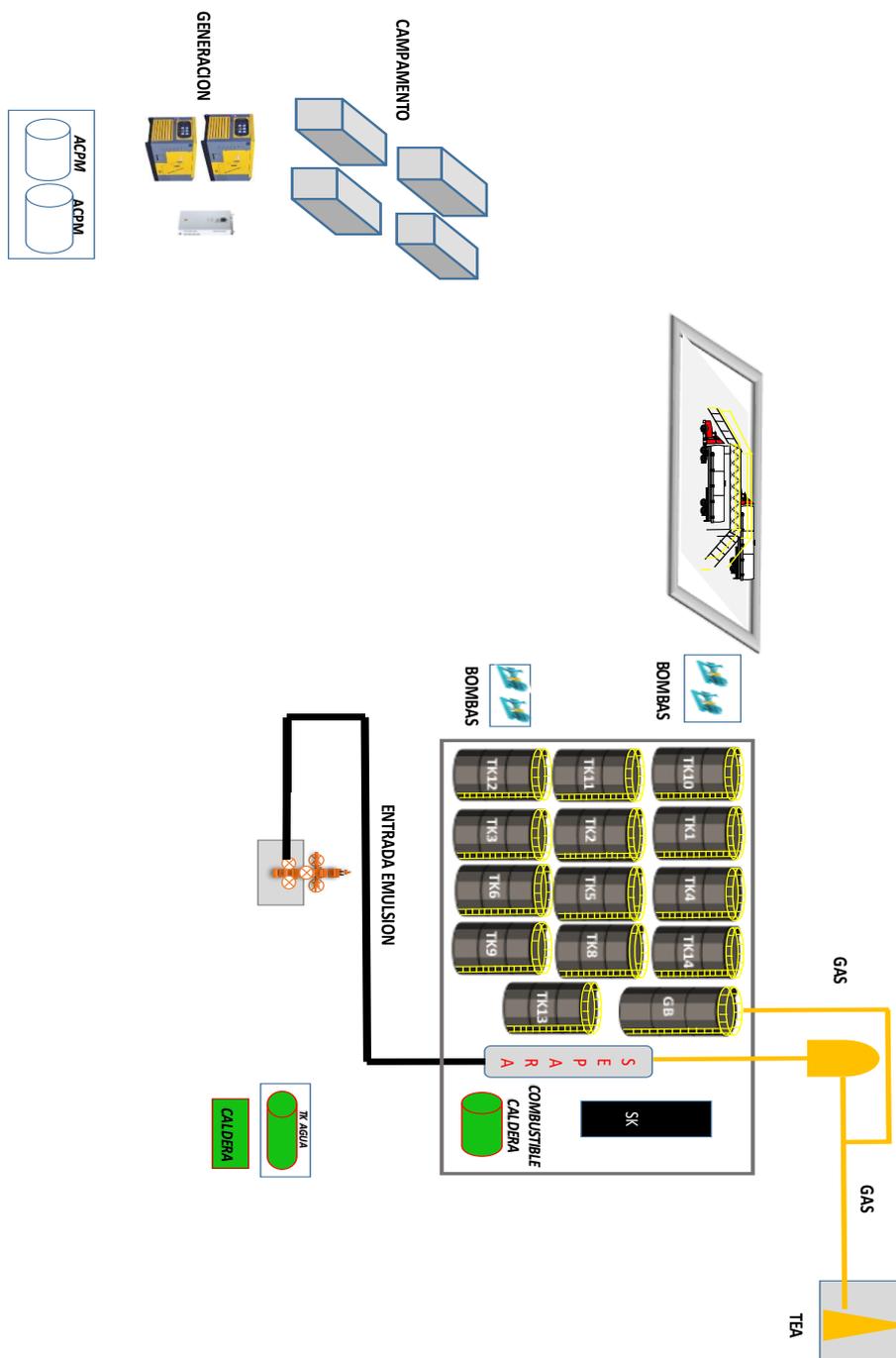
En la tabla 18 muestra el resumen de lo explicado previamente, acorde con lo regulado en cada una de las normativas.

Tabla 18 - Equipos para facilidad levantamiento artificial, Petróleo Pesado, Alto %S&W y bajo RGP

EQUIPO	TIPO	CANTIDAD	NORMA
Arbolito de Navidad	3 1/8" 3000 psi NPT AA P	1	API 6ª
Separador	Horizontal ANSI 300 Trifásico 10000 bls capacidad	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Tanques	Atmosféricos. Verticales Gun Barrel Skimmer	Verticales: 13 Gun Barrel: 1 Skimmer: 1	API 620 – ANSI 80, 140 – NFPA 30, 31.
Caldera	Pirotubular 100 HP	1	ASME BPVC IV – VI, API 556 – 560
Equipos Rotativos	Bombas: Centrifugas 20 HP. Compresores: Reciprocantes 1 HP. Generador: Motor Diesel. 300 KVA	Bombas: 4 Compresores: 2 Generador: 2	Bombas: API 610 Compresores: API 618 Generadores: No hay regulación para selección, depende del consumo de la facilidad y el tipo depende del factor económico y operativo.
TEA o Quemador	15 mts de altura, diámetro calculado, 60 mts de la facilidad.	1	API 521 – 537
Scrubber	Vertical, 24" diámetro, capacidad 1 MSCF	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Cargadero	Dos Bahías, equipos certificados trabajo en alturas.	1	No especificado
Conexionado	Proceso: 4" fig. 206 y soldada y bridada. Producción: 3" fig. 602. Gas – Alivio: 3" Soldada y bridada.	Según proceso	ASME B31.3. B31.4, B31.8.

En la figura 11 se muestran los equipos y su distribución en una facilidad para pruebas de producción cortas o extensas, con las características de un yacimiento como se describió.

Figura 11 - Facilidades Producción levantamiento artificial, Petróleo Pesado, Alto %S&W y bajo RGP



- **Petróleo Volátil, Flujo Natural, Bajo contenido de Agua, Alto RGP y**

Alta temperatura:

En este tercer caso, se presenta un hidrocarburo líquido de gravedad API entre 40 - 50°, este escenario se caracteriza por la alta relación gas-petróleo generando una alta presión en cabeza de pozo, superando los 500 psi, por tal motivo la selección de los equipos y manejo de los fluidos es crítico por temas de seguridad en cada una de las etapas, acompañada por una relación gas petróleo de 3000 pies³/barril propia de este tipo de petróleo, la temperatura en superficie esta entre los 100 - 180 °F.

La selección de los equipos para esta facilidad recae principalmente en la capacidad de los accesorios de manejar altas presiones, las líneas de alivio y manejo de gas cobran mayor importancia.

- **Arbolito de Navidad:** Mirando las condiciones de este escenario y tomando en cuenta lo establecido por la Norma API 6A, se seleccionaría un equipo con un rango operativo de presión hasta 5000 psi con conexión 3 1/8" rosca NPT, de material AA porque no se consideran niveles de corrosividad en los fluidos de producción y para el rango de temperatura mencionado sería clasificación P. Esta selección también está condicionada por el incremento de volumen de gas producido que se observara con el tiempo, basado en las características de este fluido.

- **Válvula de Cierre de Emergencia:** La regulación que cubre estos equipos es nuevamente la API 6A, siguiendo la misma línea de los materiales y operatividad de los equipos, sería un equipo clasificación P material AA con conexión 3 1/8" con conexión figura 602 para operar a ese rango de presión, operada neumáticamente por conveniencia.
- **Choke Manifold:** De acuerdo con la misma regulación API 6A, la clasificación P material AA con el mismo tipo de conexión. Como se mencionó previamente es necesario la igualdad en las conexiones.
- **Separador:** La selección de este equipo está determinada por la operación que se tendrá, rangos de presión y cantidad de fluido, las regulaciones ASME BPVC VIII, establece los materiales, espesores, marcación, demás detalles del equipo y porque es considerado un equipo presurizado, su rango de presión operación por la institución ANSI en donde se recomiendan espesores y materiales por presión de trabajo, en este caso sería un equipo en orientación horizontal por la superficie de contacto de los fluidos, trifásico, para tratamiento de 10000 barriles para un mayor tiempo de retención y ANSI 600 por la producción alta de gas, que obligara a una mayor presión de operación en el equipo. Convirtiendo este equipo en un punto muy sensible de la operación, la línea de gas y de alivio manejaran mayor presión y volumen por lo tanto deberá aumentarse el diámetro hasta 4" por garantizar velocidades de flujo menores a 60 pies/segundo.
- **Tanques:** Nuevamente se decide utilizar el tanque cortador o *gun barrel*, se utilizan tanques verticales. La capacidad de estos de 500 barriles en

vista de su comercialidad, facilidad de adquisición y movilización. Además de utilizar un *gun barrel* para separar el agua remanente, también se aprovechará la presencia de la bota de gas del equipo para manejar el volumen remanente de gas y garantizar mayor estabilidad del petróleo en los tanques.

- **Equipos Rotativos:** La selección sería nuevamente por el tipo centrifugas y dependería del volumen a manejar su potencia. La más conveniente sería de 20 HP para evitar alto consumo eléctrico y alcanzar eficiencia optima en la transferencia de fluidos, serian 3 unidades, una para cada bahía de cargue y una de respaldo. Los compresores, en la regulación API 618 los define de acuerdo con revoluciones y potencia, considerando que el suministro de aire es solo para la instrumentación del separador y *gun barrel*, debido al mayor trabajo de control y confiabilidad de la instrumentación del separador, sería un equipo de revoluciones medias 800 RPM y 5 HP de potencia, serian 2 unidades, una principal y otro de respaldo.
- **Quemador:** Los sistemas de venteo de los tanques y *gun barrel*, línea de gas y alivio del separador, acorde con el API 521, deben estar conectados a este equipo, en la API 537 ahora que se tiene un volumen considerable de gas, debe garantizarse los valores de radiación permitidos para el personal, los equipos y estructuras cercanas, en este caso aumentar la altura hasta 25 metros y el diámetro incrementarse, pero un diseño más confiable debe tener muestras del gas producido.

- **Conexionado:** Según lo establecido por la norma ASME B31.3, B31.4 y B31.8, se selecciona para las líneas de proceso tubería de 4" figura 206 para optimizar el volumen de transferencia, y para la línea de recibo tubería de 3" figura 602 para utilizar el mismo diámetro de conexión de los equipos aguas abajo del arbolito y el mismo rango de presión de operación. De acuerdo con la B31.8 deben garantizarse velocidades de flujo entre 10 y 60 pies/segundo por los niveles de ruido en las líneas de gas, venteo y alivio, por lo tanto, se incrementaría el diámetro a 4" soldada y bridada.

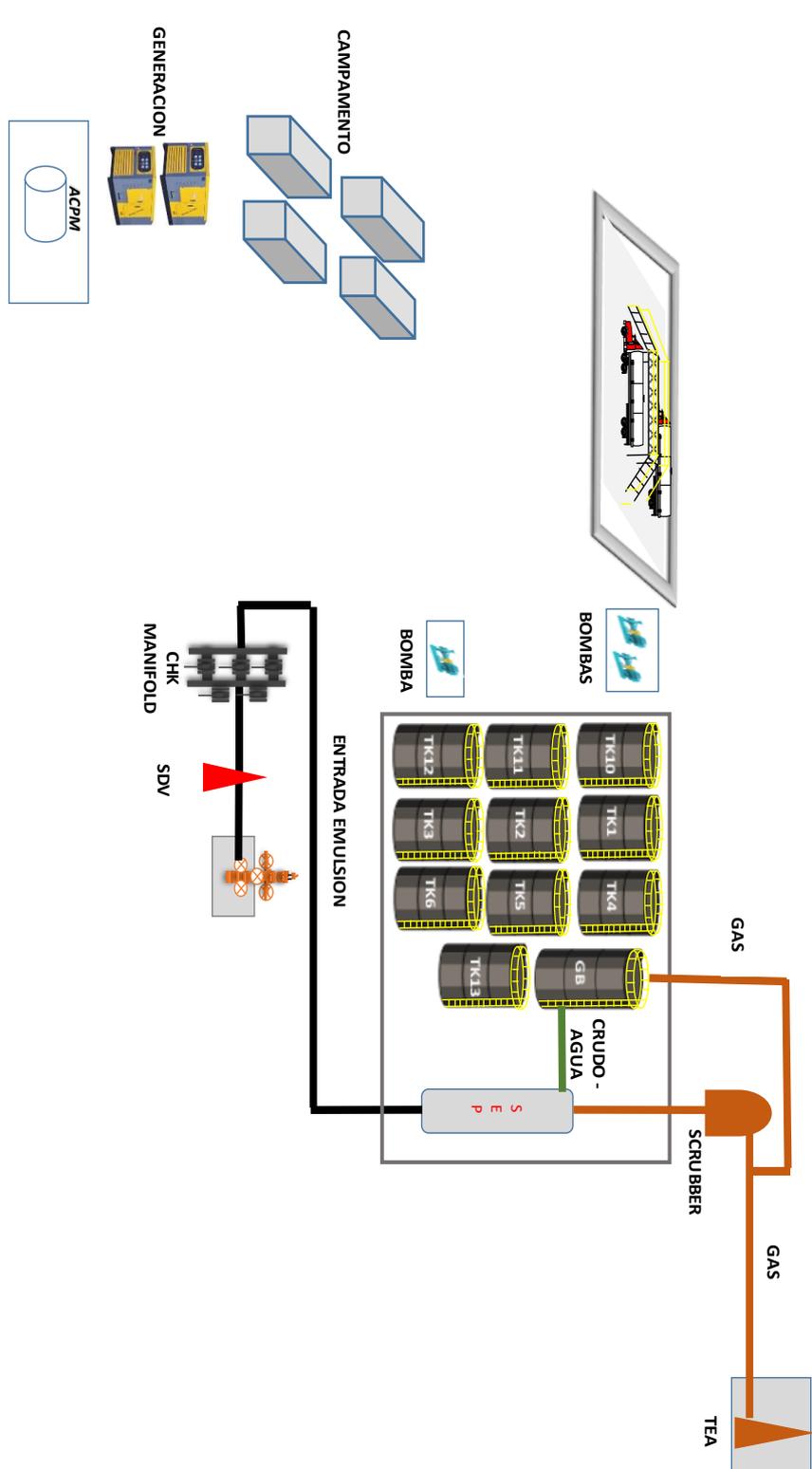
La tabla 19 muestra un resumen de los equipos a emplear, principales características y la norma reguladora.

Tabla 19 - Equipos para facilidad, flujo natural, Petróleo Volátil, bajo %S&W y Alto RGP

EQUIPO	TIPO	CANTIDAD	NORMA
Arbolito de Navidad	3 1/8" 5000 psi NPT AA P	1	API 6A
Válvula de Cierre de Emergencia	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig 602 AA P	1	API 6A
Choke Manifold	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig. 602 AA P	1	API 6A
Separador	Horizontal ANSI 600 Trifásico 10000 bls capacidad	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Equipos Rotativos	Bombas: Centrifugas 20 HP. Compresores: Reciprocantes 5 HP. Generador: Motor Diesel. 250 KVA	Bombas: 3 Compresores: 2 Generador: 2	Bombas: API 610 Compresores: API 618 Generadores: No hay regulación para selección, depende del consumo de la facilidad y el tipo depende del factor económico y operativo.
Tanques	Atmosféricos. Verticales Gun Barrel	Verticales: 10 Gun Barrel: 1	API 620 – ANSI 80, 140 – NFPA 30, 31.
TEA o Quemador	25 mts de altura, diámetro calculado, 60 mts de la facilidad.	1	API 521 – 537
Scrubber	Vertical, 30" diámetro, capacidad 5 MSCF	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Cargadero	Dos Bahías, equipos certificados trabajo en alturas.	1	No especificado
Conexionado	Proceso: 4" fig. 206 y soldada y bridada Producción: 3" fig. 602. Gas – Alivio: 4" Soldada y bridada.	Según proceso	ASME B31.3. B31.4, B31.8.

En la figura 12 se muestran los equipos y su distribución en una facilidad para pruebas de producción cortas o extensas, con las características de un yacimiento como se describió

Figura 12 - Facilidades Producción, flujo natural, Petróleo Volátil, Bajo %S&W y Alto RGP.



- **Alta producción de gas seco, sin impurezas:**

En este cuarto caso, se presenta un pozo de producción de gas seco, sin líquido, con una composición química convencional, sin componentes como azufre. Este escenario se caracteriza por la alta relación gas-petróleo, sobre los 100000 pies³/barril generando una alta presión en cabeza de pozo, superando los 3000 psi, por tal motivo la selección de los equipos y manejo de los fluidos es crítico por temas de seguridad en cada una de las etapas, la temperatura en superficie esta entre los 100 - 180 °F.

La selección de los equipos para esta facilidad recae principalmente en la capacidad de los accesorios de manejar altas presiones, las líneas de alivio y manejo de gas cobran mayor importancia.

- **Arbolito de Navidad:** Mirando las condiciones de este escenario y tomando en cuenta lo establecido por la Norma API 6A, se seleccionaría un equipo con un rango operativo de presión hasta 10000 psi con conexión 3 1/8" rosca NPT, de material AA porque no se consideran niveles de corrosividad en los fluidos de producción y para el rango de temperatura mencionado seria clasificación P. Esta selección está condicionada por la presión esperada durante la fase productiva del pozo.
- **Válvula de Cierre de Emergencia:** La regulación que cubre estos equipos es nuevamente la API 6A, siguiendo la misma línea de los materiales y operatividad de los equipos, sería un equipo clasificación P material AA con

conexión 3 1/8" pero en este caso particular con conexión figura 1502 para operar en un rango posible de 15000 psi de presión, operada neumáticamente por conveniencia.

- **Choke Manifold:** De acuerdo con la misma regulación API 6A, la clasificación P material AA con la conexión de fig 1502. Como se mencionó previamente es necesario la igualdad en las conexiones.
- **Separador:** La selección de este equipo está determinada por la operación que se tendrá, rangos de presión y cantidad de fluido, las regulaciones ASME BPVC VIII, establece los materiales, espesores, marcación, demás detalles del equipo y porque es considerado un equipo presurizado, su rango de presión operación por la institución ANSI en donde se recomiendan espesores y materiales por presión de trabajo, al considerarse un pozo productor de gas, la orientación horizontal del mismo no es una limitante, por tal motivo el tamaño del mismo o el diseño estará dominado por la capacidad de manejo de gas, el ANSI 600 para garantizar la integridad de los accesorios y del equipo durante la operación. La sensibilidad del proceso recae en este equipo, la línea de gas y de alivio manejaran mayor presión y volumen por lo tanto deberá mantenerse el diámetro hasta 4" por garantizar velocidades de flujo menores a 60 pies/segundo.
- **Tanques:** La capacidad de estos de 500 barriles en vista de su comercialidad, facilidad de adquisición y movilización. De orientación horizontal para facilitar la operación. Se contemplan como almacenamiento de condensado o líquidos asociados a la corriente de gas.

- **Equipos Rotativos:** La selección de bombas condicionada en este escenario por la cantidad de líquido y su gravedad API, al ser caudales bajos y sería nuevamente de tipo centrifugas y dependería del volumen a manejar su potencia. La más conveniente sería de 15 HP para evitar alto consumo eléctrico y alcanzar eficiencia óptima en la transferencia de fluidos, serían 3 unidades, una para transporte de líquido del scrubber a los tanques, otra para transferencia del fluido al vehículo de transporte terrestre y otra de respaldo. Los compresores, en la regulación API 618 los define de acuerdo con revoluciones y potencia, considerando que el suministro de aire es solo para la instrumentación del separador, debido al mayor trabajo de control y confiabilidad de la instrumentación del separador, sería un equipo de revoluciones medias 800 RPM y 5 HP de potencia, serían 2 unidades, una principal y otro de respaldo.
- **Quemador:** Los sistemas de venteo de los tanques, línea de gas y alivio del separador, acorde con el API 521, deben estar conectados a este equipo, en la API 537 ahora que se tiene un volumen de gas mucho mayor que los escenarios anteriores, debe garantizarse los valores de radiación permitidos para el personal, los equipos y estructuras cercanas, en este caso aumentar la altura hasta 45 metros y el diámetro incrementarse, pero un diseño más confiable debe tener muestras del gas producido.
- **Scrubber:** Este equipo se considera en este escenario para recolectar el líquido remanente en la corriente de gas proveniente del separador, al igual que el separador, se considera un equipo presurizado, basado en la información inicial de caudal y composición, un equipo ANSI 300 es suficiente

tomando en cuenta que el caudal estaría en constante movimiento para línea del quemadero, evitando cualquier sobre presión en el equipo, sin embargo con una capacidad de 30 bls para minimizar el riesgo de cualquier arrastre de líquido al quemadero.

- **Conexionado:** Según lo establecido por la norma ASME B31.3, B31.4 y B31.8, se selecciona para las líneas de proceso tubería de 3" figura 206 por bajos volúmenes de manejo, y para la línea de recibo tubería de 3" figura 1502 resaltando que está contemplado por las presiones de operación y cierre de pozo. De acuerdo con la B31.8 deben garantizarse velocidades de flujo entre 10 y 60 pies/segundo por los niveles de ruido en las líneas de gas, venteo y alivio, por lo tanto, el diámetro a 4" soldada y bridada.

Si bien es cierto, que la composición de los fluidos es un factor muy importante para la selección de equipos, en este escenario en particular por el volumen a manejar la composición del producto es determinante para la seguridad e integridad de los equipos y personal. Por esta razón, es recomendable constante monitoreo de la composición del producto para contemplar las posibles modificaciones de la facilidad con el objeto de mitigar los riesgos y aumentar la calidad el producto. El distanciamiento del quemadero debe ser mayor a los escenarios anteriores para disminuir la radiación al personal y los equipos de la facilidad.

La tabla 20 muestra un resumen del conjunto de equipos seleccionados en este escenario.

Tabla 20 - Equipos para facilidad, alta producción de gas seco, sin impurezas

EQUIPO	TIPO	CANTIDAD	NORMA
Arbolito de Navidad	3 1/8" 10000 psi NPT AA P	1	API 6A
Válvula de Cierre de Emergencia	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig 1502 AA P	1	API 6A
Choke Manifold	3 1/8" 5000 psi Conexión 3" Fig. 1502 AA P	1	API 6A
Separador	Horizontal ANSI 600 Trifásico 8000 bls capacidad	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Equipos Rotativos	Bombas: Centrifugas 15 HP. Compresores: Reciprocantes 5 HP. Generador: Motor Diesel. 250 KVA	Bombas: 3 Compresores: 2 Generador: 2	Bombas: API 610 Compresores: API 618 Generadores: No hay regulación para selección, depende del consumo de la facilidad y el tipo depende del factor económico y operativo.
Tanques	Atmosféricos. Horizontales	Horizontales: 2	API 620 – ANSI 80, 140 – NFPA 30, 31.
TEA o Quemador	45 mts de altura, diámetro calculado, 100 mts de la facilidad.	1	API 521 – 537
Scrubber	Vertical, 36" diámetro, capacidad 10 MSCF ANSI 300	1	ASME BPVC VIII, ANSI
Conexionado	Proceso: 3" fig. 206 y soldada y bridada Producción: 3" fig. 1502. Gas – Alivio: 4" Soldada y bridada.	Según proceso	ASME B31.3. B31.4, B31.8.

9. CONCLUSIONES

Se revisaron los distintos estándares internacionales, se concluye que estas organizaciones regulan los procesos, actividades y operaciones basados en distintos enfoques, la API asegurando la confiabilidad de la operación de los equipos petroleros, la NFPA enfocada a reducir el riesgo de incendio en las instalaciones industriales y ASME mayormente a regular los equipos de presión y calderas.

Tomando en cuenta lo planteado por cada organización se creó una metodología práctica y sencilla, que se ajustó a distintos escenarios de producción de fluidos en Colombia, demostrando así que la naturaleza de la operación no es excluyente a la aplicación de esta guía, otorgando pasos a seguir para que los involucrados en el diseño de las facilidades para pruebas cortas y extensas cumplan con los requerimientos de seguridad definidos internacionalmente.

Los equipos utilizados en las facilidades petroleras varían no solo por su aplicación, sino también por sus parámetros de operación. Con este trabajo se alcanzó la optimización de cantidades de equipos, aprovechamiento de espacios, mejoramiento de la filosofía operacional y eficiencia de esta.

BIBLIOGRAFIA

ALLEN, R. H; SRIRAM, R. D. "The role of standards in innovation." *Technological Forecasting and Social Change*. India. First Edition. 2000.

API 6A, *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*, nineteenth edition. Washington, DC. 2007.

API STD 521, *Pressure-relieving and Depressuring Systems*, fifth edition. Washington, DC. 2007.

API STD 620, *Design and Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks*, 11th edition. Washington, DC. 2010.

ASME Boiler Pressure and Vessel Code. New York. 2007

EIA U.S Energy Information Administration.

FERRER, MAGDALENA. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela. Primera Edición. 2009.

GÜLICH, J. F. *Centrifugal pumps* (Vol. 2). Berlin: Springer. (2008)

PDVSA IR-M-01, Separación entre equipos e instalaciones. Caracas, Venezuela. Última Revisión. 1995.

<https://www.api.org>

<https://www.asme.org>

<https://www.nfpa.org>

NRF-010- PEMEX. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales. México D.F. 2014

ROßMAIER W.: Pruebas de presión mejoradas de agua en calderas pirotubulares y acuotubulares. Volumen 38, 1997.

SCHNEIDER, F. Yacimientos No Convencionales. Ponencia presentada en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, DC. 2014.

VdTÜV, Essen. Pautas para la evaluación de calderas de concha. Berlín, Alemania ,1985