

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



**Determinación del caudal mínimo de bombeo para inducir
turbulencia en un pozo petrolero a través de un protector de
árbol de producción**

Trabajo de graduación presentado por Erick Roberto Campos González
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala,
2024

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA
Facultad de Ingeniería



**Determinación del caudal mínimo de bombeo para inducir
turbulencia en un pozo petrolero a través de un protector de
árbol de producción**

Trabajo de graduación presentado por Erick Roberto Campos González
para optar al grado académico de Licenciado en Ingeniería Mecánica

Guatemala,
2024

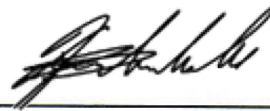
Vo.Bo.:



(f)

Ing. Víctor Hugo Ayerdi Bardales

Tribunal Examinador:



(f)

Ing. Víctor Hugo Ayerdi Bardales



(f)

Ing. Andrés Rodrigo Viau Najarro



(f)

Ing. Gustavo Adolfo Barrera Noriega

Fecha de aprobación: Guatemala, 04 de octubre de 2024.

Quisiera comenzar expresando mi más sincero agradecimiento a dos personas cuyo apoyo y esfuerzo han sido fundamentales en mi camino hacia la realización de este trabajo. A mis padres, Erick Oswaldo Campos Sarazúa y Gilda Lorena González Roldán de Campos, les debo mi más profundo reconocimiento por su inquebrantable apoyo y por ser una fuente constante de inspiración en cada paso que doy.

Además, deseo extender mi gratitud al Ingeniero Víctor Hugo Ayerdi, cuyo consejo profesional en un momento crucial ha dejado una marca indeleble en mi trayectoria. Su orientación ha sido invaluable y ha contribuido significativamente a mi desarrollo tanto personal como profesional.

Este trabajo es el resultado de años de experiencia en la industria petrolera, donde he tenido el privilegio de enfrentarme a uno de los desafíos más persistentes: la suciedad por decantación de sólidos. A través de esta experiencia, he podido comprender la complejidad de este problema y la necesidad imperiosa de encontrar soluciones eficaces.

En estas páginas, compartiré cómo el uso de herramientas especializadas y el conocimiento adquirido en el campo pueden brindar una respuesta a este desafío. Mi objetivo es no solo ofrecer una visión detallada de este problema, sino también proporcionar un enfoque práctico y viable para abordarlo.

Espero que este trabajo sirva como una guía útil para todos aquellos que se enfrentan a desafíos similares en la industria petrolera y en otros campos afines. Que las lecciones aprendidas y las soluciones propuestas aquí puedan contribuir al avance y la mejora continua de nuestras prácticas industriales.

Una vez más, agradezco sinceramente a todos aquellos que han contribuido de alguna manera a la realización de este proyecto. Sin su apoyo y orientación, este trabajo no habría sido posible.

¡Gracias!

Prefacio	V
Lista de figuras	IX
Lista de cuadros	XII
Resumen	XIV
Abstract	XV
1. Introducción	1
2. Justificación	3
3. Objetivos	5
3.1. Objetivo general	5
3.2. Objetivos específicos	5
4. Marco teórico	7
4.1. Antecedentes	7
4.2. Pozos petroleros	7
4.2.1. Clasificación	9
4.3. Yacimientos convencionales y no convencionales	9
4.4. Árbol de producción	12
4.4.1. Características	13
4.5. Protector de árbol de producción	16
4.5.1. Tipos de protectores de árbol de producción	16
4.6. Bridas de conexión	17
4.7. Estranguladores	20
4.8. Bonete	20
4.9. Tuberías de revestimiento y de producción	20
4.10. Colgadores de tubería de producción	21
4.11. Fracturamiento hidráulico	21

4.11.1. Condiciones requeridas para fracturamiento hidráulico	21
4.11.2. Equipo de fracturamiento hidráulico	23
4.12. Estándares para control de equipos sometidos a presión en pozos	25
4.13. Empacadores	27
4.13.1. Empacadores multizona	27
4.13.2. Funcionamiento	29
4.13.3. Canicas de activación	29
4.14. Bases teóricas	30
4.14.1. Mecánica de fluidos y su aplicación para la industria petrolera	30
4.14.2. Análisis de producción nodal	31
4.14.3. Presión hidráulica	32
4.14.4. Ecuación de Bernoulli	33
4.14.5. Ecuación de continuidad	34
4.14.6. Viscosidad dinámica y cinemática	34
4.14.7. Flujo turbulento	35
5. Metodología	37
5.1. Características de operación	37
5.2. Operación del equipo de protector de árbol de producción	40
5.3. Cálculo de presiones	41
5.3.1. Presiones máximas esperadas en tubería de producción	41
5.3.2. Presiones esperadas en la tubería de producción	44
5.4. Caudal, velocidad y número de Reynolds	45
5.4.1. Caudal	45
5.4.2. Velocidad	47
5.4.3. Número de Reynolds	48
5.5. Tipo de flujo en el pozo y factores de fricción	50
5.6. Selección de caudal de bombeo	52
6. Resultados	53
6.1. Operación de las bridas	53
6.2. Cálculo de caudales, velocidades y número de Reynolds	54
6.3. Factor de fricción	56
7. Discusión	59
8. Conclusiones	65
9. Recomendaciones	67
10. Bibliografía	69
11. Anexos	73

Lista de figuras

1.	Modelo de un pozo petrolero	9
2.	Tipos de productos que se pueden encontrar en reservorios de hidrocarburos .	11
3.	Dirección de perforación para yacimientos convencional y no convencional . .	12
4.	Esquema de un cabezal completo para pozos petroleros	13
5.	Esquema de un árbol de producción	14
6.	Protector de árbol de producción izado y listo para introducir en pozo	16
7.	Diferentes tipos de protector de árbol de producción. Izquierda dos cámaras hidráulicas y derecha una cámara hidráulica	17
8.	Incremento de la rigidez en función de la deformación para tres grados de hule: hule natural, hule vulcanizado y hule duro	19
9.	Equipo armado y posicionado para fracturamiento hidráulico	24
10.	Diagrama de equipo de fracturamiento hidráulico instalado en boca de pozo .	25
11.	Diferentes formas de accionar un empacador	27
12.	Empacador de accionamiento hidráulico con accesorios	28
13.	Posiciones de empacador multietapas accionadas por canicas	28
14.	Sistema de empacador de separación y activación hidráulica	29
15.	Diferentes tamaños de canicas de activación para empacadores múltiples . . .	30
16.	Localización de los diversos nodos de interés	32
17.	Modelo 1002 de protector de árbol de producción	38
18.	Ubicación de presiones máximas en un pozo con un protector de árbol de producción	42
19.	Gráfico para interpretación del diagrama de Moody	51
20.	Resultados para el factor de fricción	57
21.	Protector de árbol de producción de dos cámaras hidráulicas	73
22.	Especificaciones para tuberías de producción	74

Lista de cuadros

1.	Elastómeros y fibras usados en juntas y bridas	19
2.	Equipos de control de presión y su presión de trabajo (WP) y la presión de prueba (TP)	26
3.	Tabla de bridas disponibles	39
4.	Tabla de tubería API para tamaño y peso disponible de diámetro exterior 3 1/2"	40
5.	Especificaciones del área interna de la brida	41
6.	Especificaciones técnicas del equipo TST2 1002	46
7.	Valores de rugosidad para diferentes materiales	50
8.	Rugosidad relativa	51
9.	Presión máxima de trabajo en tubería de producción.	53
10.	Rango de presiones en tubería de producción para ocho configuraciones distintas de pozos	53
11.	Caudal para tubería de producción con flujo de 15 BPM (2,425.5 in ³ /s) en superficie	54
12.	Caudal para tubería de producción con flujo de 25 BPM (4,042.5 in ³ /s) en superficie	54
13.	Caudal para tubería de producción con flujo de 35 BPM (5,659.5 in ³ /s) en superficie	54
14.	Velocidad para tubería de producción con un flujo de 15 BPM (2,425.5 in ³ /s) en superficie	55
15.	Velocidad para tubería de producción con un flujo de 25 BPM (4,042.5 in ³ /s) en superficie	55
16.	Velocidad para tubería de producción con un flujo de 35 BPM (5,659.5 in ³ /s) en superficie	55
17.	Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 15 BPM (2,425.5 in ³ /s) en superficie	56
18.	Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 25 BPM (4,042.5 in ³ /s) en superficie	56
19.	Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 35 BPM (5,659.5 in ³ /s) en superficie	56

Para alcanzar la producción óptima de un pozo petrolero, se requieren tres tecnologías fundamentales. La primera es el fracturamiento hidráulico, que implica la inyección de fluidos a alta presión. La segunda es el protector de árbol de producción, una herramienta que aísla el árbol de producción de las elevadas presiones. La tercera son los empacadores de producción, dispositivos que delimitan las zonas con presencia de petróleo de las que no. En este estudio, se llevó a cabo un análisis para determinar el caudal mínimo requerido desde la superficie para generar un flujo turbulento en el pozo a través del protector de árbol de producción, utilizando una bomba para fracturamiento hidráulico capaz de alcanzar grandes caudales. La activación del empacador se realiza mediante el lanzamiento de una canica a través de la tubería de producción del pozo impulsada por el caudal o por gravedad, hasta su asiento designado. Una vez allí, la presión ejercida sobre la canica abre el empacador de producción. Sin embargo, el asiento del empacador nunca se encuentra completamente libre de obstrucciones debido a la decantación natural de materiales dentro del pozo, tanto propios como ajenos y por esto el flujo turbulento es esencial para la limpieza en el fondo del pozo y así poder activar el empacador de producción sin ningún tipo de inconveniente producido por suciedad. Se seleccionaron ocho configuraciones de pozos compatibles con el protector de árbol de producción elegido. Para estas configuraciones, se emplearon dos tipos de bridas: una de 3 1/16" con presión nominal de 10,000 Psi y otra de 3 1/8" con presión nominal de 5,000 Psi. Asimismo, se consideró una única dimensión de tubería de producción con un diámetro exterior de 3 1/2" y sus cuatro pesos más comunes en la industria: 7.7 lb/ft, 9.2 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft. Estas configuraciones se analizaron en función de las presiones máximas permisibles, los caudales de bombeo esperados, la velocidad del fluido dentro del pozo y el número de Reynolds resultante de estas variables en el sistema. El estudio reveló que un caudal mínimo de bombeo desde la superficie de 25 BPM era necesario para generar un flujo turbulento en el pozo para todas las ocho configuraciones seleccionadas. Este flujo turbulento fue crucial para lograr la limpieza del pozo mediante la decantación de sólidos. A valores de caudal inferiores de 25 BPM, el número de Reynolds no alcanzó ni superó 4,000, lo que indicó que los caudales por debajo de este valor no eran adecuados para el propósito del estudio. Por el contrario, los caudales superiores a 25 BPM cumplieron con el requisito del número de Reynolds. Sin embargo, se tuvo en cuenta que a mayores caudales se generaron mayores presiones en el pozo. En una industria con riesgos inherentes, se buscó establecer condiciones mínimas que garantizaran la seguridad tanto del personal

como del pozo. Finalmente, esta investigación permitió encontrar una propuesta para reducir los tiempos de activación de los empacadores de producción en los pozos, ofreciendo así una solución parcial a un problema frecuente en la industria petrolera.

To achieve optimal production from an oil well, three fundamental technologies are required. The first is hydraulic fracturing, which involves injecting fluids at high pressure. The second is the production tree protector, a tool that isolates the production tree from high pressures. The third is production packers, devices that delineate petroleum zones from non-petroleum zones. In this study, an analysis was conducted to determine the minimum flow rate required from the surface to generate turbulent flow in the well through the production tree protector, using a hydraulic fracturing pump capable of achieving high flow rates. The activation of the packer is performed by launching a ball through the well's production tubing, propelled by either flow or gravity, to its designated seat. Once there, the pressure exerted on the ball opens the production packer. However, the packer seat is never completely free from obstructions due to the natural settling of materials within the well, both native and foreign, making turbulent flow essential for cleaning the bottom of the well and thereby activating the production packer without issues caused by debris. Eight well configurations compatible with the chosen production tree protector were selected. For these configurations, two types of flanges were used: one of 3 1/16" with a nominal pressure of 10,000 Psi and another of 3 1/8" with a nominal pressure of 5,000 Psi. A single production tubing size with an outer diameter of 3 1/2" and its four most common industry weights: 7.7 lb/ft, 9.2 lb/ft, 10.2 lb/ft, and 12.7 lb/ft were also considered. These configurations were analyzed based on maximum allowable pressures, expected pumping rates, fluid velocity within the well, and the resulting Reynolds number of these variables in the system. The study revealed that a minimum surface pumping rate of 25 BPM was necessary to generate turbulent flow in the well for all eight selected configurations. This turbulent flow was crucial for achieving well cleaning through the settling of solids. At flow rates lower than 25 BPM, the Reynolds number did not reach or exceed 4,000, indicating that rates below this value were unsuitable for the study's purpose. Conversely, flow rates above 25 BPM met the Reynolds number requirement. However, it was noted that higher flow rates resulted in higher pressures in the well. In an industry with inherent risks, establishing minimum conditions to ensure both personnel and well safety was crucial. Finally, this research provided a proposal to reduce the activation times of production packers in wells, thereby offering a partial solution to a common problem in the oil industry.

La explotación de recursos hídricos y energéticos a partir de yacimientos petroleros constituye, en la actualidad, uno de los pilares fundamentales del desarrollo económico y energético de muchos países. La industria del petróleo enfrenta múltiples desafíos en la búsqueda de maximizar la producción y eficiencia operativa, siendo uno de los aspectos más críticos la gestión del flujo de fluidos dentro de los pozos. En este contexto, la turbulencia se erige como un factor determinante que puede influir significativamente en el rendimiento del bombeo y, por ende, en la recuperación de hidrocarburos.

El objetivo principal de esta investigación es la determinación del caudal mínimo de bombeo necesario para inducir turbulencia en un pozo petrolero a través de un protector de árbol de producción. Para alcanzar este objetivo, es esencial comprender que tanto el diseño del sistema de bombeo como las características hidráulicas del fluido son determinantes en la dinámica del flujo. La inducción de turbulencia no solo aumenta la eficiencia del transporte de fluidos, sino que también puede contribuir a facilitar la extracción de los hidrocarburos de los reservorios.

La justificación de esta investigación radica en la necesidad de optimizar los parámetros operativos en la producción de petróleo, buscando no solamente incrementar la recuperación de recursos, sino también reducir costos operativos y minimizar el impacto ambiental asociado a la extracción. A medida que los yacimientos envejecen, se hace evidente que mantener un flujo adecuado se convierte en un reto, lo que resalta la importancia de entender los principios que rigen la dinámica del flujo en condiciones de bombeo.

Para comprender este estudio es necesario conocer ciertos temas fundamentales tales como: la dinámica de fluidos, el concepto de número de Reynolds como indicador de régimen de flujo, la influencia de la presión en sistemas de bombeo y el papel crítico del protector de árbol de producción en la configuración del flujo. A través de una revisión detallada de la literatura, se explorarán las interrelaciones entre estos conceptos y su aplicación práctica en el contexto de la industria del petróleo.

La metodología adoptada para este estudio implica un análisis sistémico que incluye la recopilación de datos operativos, el cálculo de presiones, velocidades y caudales, y la evaluación de las características del flujo mediante el análisis del número de Reynolds. Este enfoque permitirá identificar el umbral crítico de caudal necesario para lograr condiciones de turbulencia, así como establecer un marco de referencia para futuras investigaciones y aplicaciones en el campo.

Los resultados obtenidos serán discutidos en relación con la teoría existente, permitiendo así validar las hipótesis planteadas y contribuir al entendimiento de la dinámica de bombeo en pozos petroleros. Este análisis no solo tendrá implicaciones para mejorar la eficiencia operativa en la industria, sino que también ofrecerá nuevas perspectivas sobre el manejo sostenible de los recursos naturales.

El aporte final brinda un conocimiento profundo sobre la determinación del caudal mínimo para inducir turbulencia en sistemas de bombeo de pozos petroleros, integrando teoría, práctica y análisis de resultados para asegurar una comprensión holística y aplicable en el ámbito de la ingeniería petrolera para encontrar un flujo turbulento y de esta forma limpiar el fondo del pozo de cualquier desecho por decantación de materiales y activar el empacador de producción.

Los pozos petroleros, debido a su dirección de perforación, se pueden clasificar en tres tipos: verticales, direccionales u horizontales. Los verticales mantienen su trayectoria recta desde el inicio hasta el fin de la perforación y solo tienen contacto en un punto con el yacimiento, mientras que los direccionales y horizontales pueden navegar a lo largo del yacimiento para así alcanzar más zonas productivas. (Aviles, 2015).

Sin embargo, para cualquier tipo de pozo, siempre surge un problema: la activación de herramientas hidráulicas al fondo de este, problema que solo empeora más conforme cambia la inclinación del pozo. La activación de estas herramientas se basa en lo siguiente: lanzar una canica que viajará a lo largo del pozo para llegar a su asiento designado, empujado por un caudal o por la misma gravedad, para posteriormente alojarse en su asiento y así lograr un sello hermético con la finalidad de incrementar la presión en la zona deseada para su activación. Debido a este incremento de presión, en el pozo se hace uso de un protector de árbol de producción capaz de aislar al árbol de producción de las altas presiones resultantes del incremento al caudal inyectado al pozo. El árbol de producción es la única barrera para controlar el pozo después de su perforación, por lo cual es fundamental su protección. Como existe variedad de herramientas disponibles en el mercado, y la forma de activación es igual para todas, el estudio puede enfocarse en una sola: empacadores de producción de activación hidráulica. (Evolution oil tools, 2024).

Teniendo definido el problema, se analiza su causa: la decantación de sólidos, que es uno de los mayores problemas de la industria, ya que es algo derivado de la fuerza de gravedad a la que toda materia en el planeta está expuesta. Estos sólidos se van acumulando en el asiento destinado a la canica y esto no permite que se cree un sello hermético (canica-asiento) para poder presurizarse de manera correcta. Actualmente, solo existen dos opciones para remediar este problema. La primera y la más común es dejar el pozo fluyendo hacia la superficie con el fin de intentar limpiar el asiento de la canica. La segunda es intervenir con una unidad de tubería flexible para limpiar y llevar la canica lo más cercano a su asiento. La primera opción no conlleva mayor gasto económico, simplemente es abrir el pozo para que la presión existente en el pozo haga su trabajo, si es que el pozo tiene presión. La debilidad

de esta operación es la pérdida de tiempo y la incertidumbre de su éxito. La segunda opción es confiable, pero con tiempos de espera desconocidos y un costo extra, hacen que esté lejos de ser una solución inmediata y rentable. (Rubio, 2014).

Al analizar ambas soluciones, se observa que ninguna da una solución inmediata. Por lo que se plantea en este estudio una tercera solución, que es realizar la limpieza a través de un flujo turbulento. Lo único que se puede controlar a la hora de un bombeo es el caudal, no se puede controlar presión, ya que es inherente del pozo, y no se puede controlar el régimen del fluido, puesto que se desconoce el funcionamiento y las dimensiones del protector de árbol de producción. (TACKER, 2023).

Entonces, con este trabajo se determinará el caudal mínimo de bombeo para la generación de turbulencia, de acuerdo con la capacidad del protector de árbol de producción y al árbol de producción, con lo que se pretende solucionar el problema de la obstrucción en el asiento del empacador de producción por suciedad, aumentando a su vez el coeficiente de fricción entre la canica y el fluido facilitando su posicionamiento en su asiento. Con esto se lograría reducir los tiempos de activación de empacadores de producción en estos pozos.

3.1. Objetivo general

Determinar el caudal mínimo en un pozo petrolero para generar turbulencia a través de un protector de árbol de producción, para limpiar y activar los empacadores de producción del pozo.

3.2. Objetivos específicos

1. Identificar qué bridas disponibles en el mercado son compatibles con el árbol de producción basado en sus especificaciones de operación y dimensiones.
2. Determinar la línea de flujo relacionada con la dinámica de fluidos en el protector de árbol de producción a través de un análisis nodal en la superficie del pozo.
3. Identificar la compatibilidad entre bridas de conexión, tuberías de producción y capacidad de protector de árbol para garantizar que los componentes sean coherentes para un sistema real, funcional y seguro.
4. Determinar el caudal de bombeo y presiones máximas admitidas para el sistema superficial del pozo, basado en la velocidad de inyección del agua, caída de presión entre bridas de conexión y diámetro interno de la tubería de producción.
5. Determinar el tipo de flujo del agua en función del coeficiente de fricción y número de Reynolds.

4.1. Antecedentes

La RAE (2024) define el petróleo como “un líquido natural generalmente oscuro, de textura aceitosa e inflamable, constituido por una mezcla de hidrocarburos, que se extrae de lechos geológicos continentales o marítimos y del que se obtienen productos utilizables con fines energéticos o industriales”.

Para Curiosfera (2023), “los usos del petróleo y sus derivados datan de 4,000 años antes de Cristo en Asia. Se le dio distintos usos, principalmente para encender fuego; además, se utilizó en la construcción de casas y monumentos uniendo ladrillo y piedra, como impermeabilizante para barcos. En la guerra fue conocido como fuego griego o utilizado en lanzas incendiarias, en embalsamamientos, etc. Los chinos extraían el petróleo en pozos de unos 500 pies a través de varas de bambú conectadas entre sí en el siglo IV”.

“Los pozos petroleros iniciaron su carrera industrial en el siglo XIX con los estudios de Abraham Pineo Gesner y la construcción de pozos de petróleo y refinerías en regiones del antiguo imperio ruso y en los Estados Unidos. Para el siglo XX se multiplicaron alrededor del mundo los campos petroleros, los cuales se convirtieron en objetivos de vital importancia para los gobiernos inmersos en las guerras mundiales y han sido una base importante para ciertas guerras del siglo XX y principios del siglo XXI” (Curiosfera, 2023).

4.2. Pozos petroleros

Según Camargo (2009), un pozo petrolero es una perforación realizada en la corteza terrestre con el objetivo de extraer petróleo y gas natural. Este proceso implica el uso de diversas tecnologías y métodos de perforación, que permiten llegar a los depósitos de hidrocarburos ubicados en formaciones geológicas específicas. La ubicación, la profundidad y el tipo de formación geológica son factores críticos que determinan el éxito de la perforación

y la rentabilidad del pozo. Los pozos petroleros son fundamentales para la exploración y extracción de hidrocarburos. Permiten localizar los yacimientos, determinar su tamaño y llevar a cabo la producción de petróleo. Con base en estas funciones, existen diferentes tipos de pozos que dependen de la ingeniería de perforación empleada. Camargo (2009), describe las características más importantes de estos:

- Ubicación geográfica: La elección del lugar de perforación suele basarse en estudios geológicos previos, que identifican áreas con potencial para contener reservas de petróleo.
- Profundidad: Los pozos petroleros pueden variar significativamente en profundidad, desde unos pocos cientos de metros hasta varios miles. Esto depende de la estructura geológica y la ubicación del reservorio de petróleo.
- Tipo de reservorio: Los pozos pueden encontrarse en diversos tipos de formaciones geológicas, incluyendo trampas estructurales, trampas estratigráficas, y zonas de fracturación. Cada tipo presenta diferentes desafíos de extracción.
- Métodos de perforación: Existen diversas técnicas de perforación, incluyendo la perforación vertical, horizontal y direccional. La elección del método depende de las características del yacimiento y las condiciones del terreno.
- Producción y rendimiento: La capacidad de producción de un pozo se mide en barriles de petróleo por día (BPD). La producción puede ser influenciada por factores como la presión del reservorio, la viscosidad del petróleo, y la tecnología utilizada en la extracción.
- Mantenimiento y abandono: Un pozo petrolero requiere mantenimiento continuo para optimizar la producción y garantizar la seguridad. Eventualmente, cuando un pozo ya no es rentable, se debe llevar a cabo un proceso de abandono que incluya sellar el pozo de manera adecuada para prevenir cualquier tipo de contaminación ambiental.

Todas estas características se pueden apreciar en la Figura 1. Actualmente, no existe un método 100 % fiable para la detección de petróleo, lo que implica que es necesario perforar en áreas de interés para determinar si hay presencia de hidrocarburos. Existen indicios pre-establecidos basados en la geografía del lugar, pero sin perforación, no se puede determinar con exactitud la ubicación del yacimiento, su profundidad, el tipo de reservorio, el tipo de perforación necesaria (horizontal o vertical), la cantidad de producción esperada, los sistemas de extracción a utilizar (ya sea por presión de yacimiento o extracción artificial, como se muestra en la Figura 1), ni el tipo de mantenimiento requerido (mecánico para el equipo artificial o químico para la limpieza del pozo). Además, se corre el riesgo de no descubrir nada y verse en la obligación de abandonar el pozo.

Figura 1: Modelo de un pozo petrolero



Fuente: (E&N, 2019). *Estrategia y negocios*.

4.2.1. Clasificación

Un pozo petrolero es una estructura de ingeniería diseñada para conectar un yacimiento subterráneo con la superficie mediante una perforación realizada con herramientas especializadas llamadas barrenas. Para Madrid (2024) existen diferentes maneras de clasificar a los pozos petroleros, considerando su:

- Tipo de ubicación o las características geológicas sobre las que se extraen los hidrocarburos: terrestres, marinos de aguas someras o poco profundas, marinos de aguas profundas, lacustres.
- Tipo por perfil de trayectoria: vertical, direccional o desviado, horizontal o multilateral, dependiendo de la dirección de extracción.

4.3. Yacimientos convencionales y no convencionales

Un yacimiento petrolífero se denomina como “la concentración de hidrocarburos en el subsuelo, los cuales son retenidos por rocas porosas o fracturadas, también llamadas rocas de almacenamiento. Los yacimientos petrolíferos pueden tener su origen a partir de los restos fósiles almacenados en el fondo del subsuelo con algún tipo de sedimento, los cuales pudieron haber sido expuestos a altas temperaturas, dando como resultado que se conviertan en gas o petróleo” (Economipedia, 2020).

Para Madrid (2024), la disposición de un yacimiento primario puede establecerse por estratos, donde el estrato superior impermeable, atrapa los hidrocarburos y el resto funciona

como división entre estos según se hayan formado. Estas capas ordenadas de arriba a abajo pueden establecerse de la siguiente manera:

- Una capa superior de arcilla impermeable
- Una capa de arenas impregnadas de gas natural
- Arenas impregnadas de petróleo
- Una capa inferior de arenas impregnadas de agua salada

“Los yacimientos primarios tienen poca rentabilidad, porque la cantidad acumulada de petróleo es baja y también el crudo es de baja concentración, lo que repercute en una extracción lenta” (Madrid, 2024). Por el contrario, “en un yacimiento secundario se tiene una llegada continua de hidrocarburos hasta una trampa de petróleo que da mayor cantidad y concentración suficiente como para hacer más rentable la extracción del crudo que en un yacimiento primario” (Madrid, 2010).

“En los reservorios convencionales se tienen rocas con características permeables y porosas que hacen más fácil la función del pozo, concentrando en este la salida de los hidrocarburos. Los reservorios convencionales usan normalmente pozos verticales con técnicas utilizadas tradicionalmente y generan un caudal significativo de producción. También permiten el uso de técnicas de estimulación especiales como la estimulación hidráulica, lo cual mejora la permeabilidad del reservorio” (Madrid, 2024).

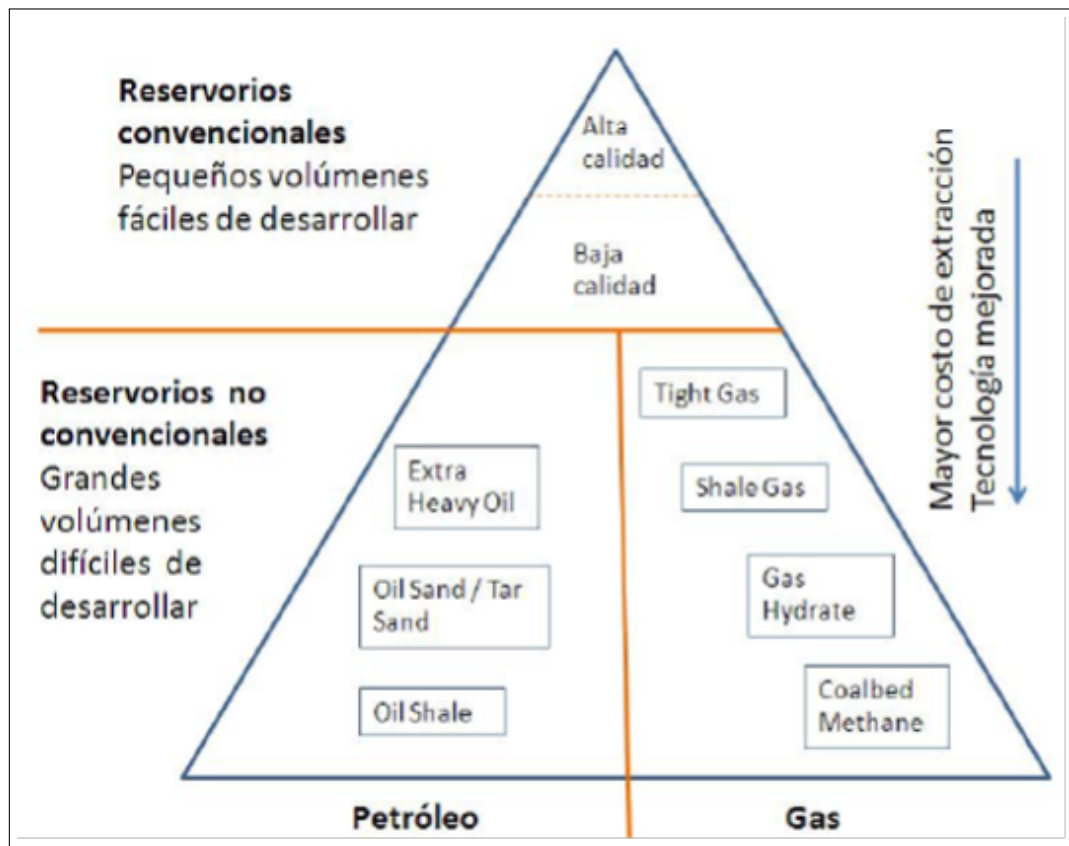
“Un yacimiento convencional es aquel en el que las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en el lugar por debajo de una roca de cubierta que actúa como sello. Las características de yacimiento y fluidos de los yacimientos convencionales habitualmente permiten que el petróleo o el gas natural fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos” (Madrid, 2010).

“Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales son aquellas reservas de gas y petróleo que se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, pero debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas, no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan de procedimientos especiales para su recuperación” (Ciencia hoy, 2020).

“Los hidrocarburos que se encuentran en yacimientos convencionales y no convencionales son iguales, tienen por única diferencia el estar en distintos tipos de yacimiento, ya que existen diferencias poco significativas entre el gas y petróleo extraídos” (Westreicher, 2020).

En la Figura 2 se presenta gráficamente el tipo de productos que se pueden encontrar en reservorios convencionales y no convencionales de hidrocarburos. En la parte superior del triángulo se muestran los reservorios convencionales, que han sido explotados hasta la fecha debido a su facilidad de extracción. En la parte inferior del triángulo se encuentran los reservorios no convencionales, donde se requiere desarrollar y perfeccionar las tecnologías de producción actuales. Aunque esta tarea no es sencilla, una vez perfeccionadas podrían ofrecer mejores resultados debido a la concentración de una mayor cantidad de hidrocarburos en estas formaciones.

Figura 2: Tipos de productos que se pueden encontrar en reservorios de hidrocarburos



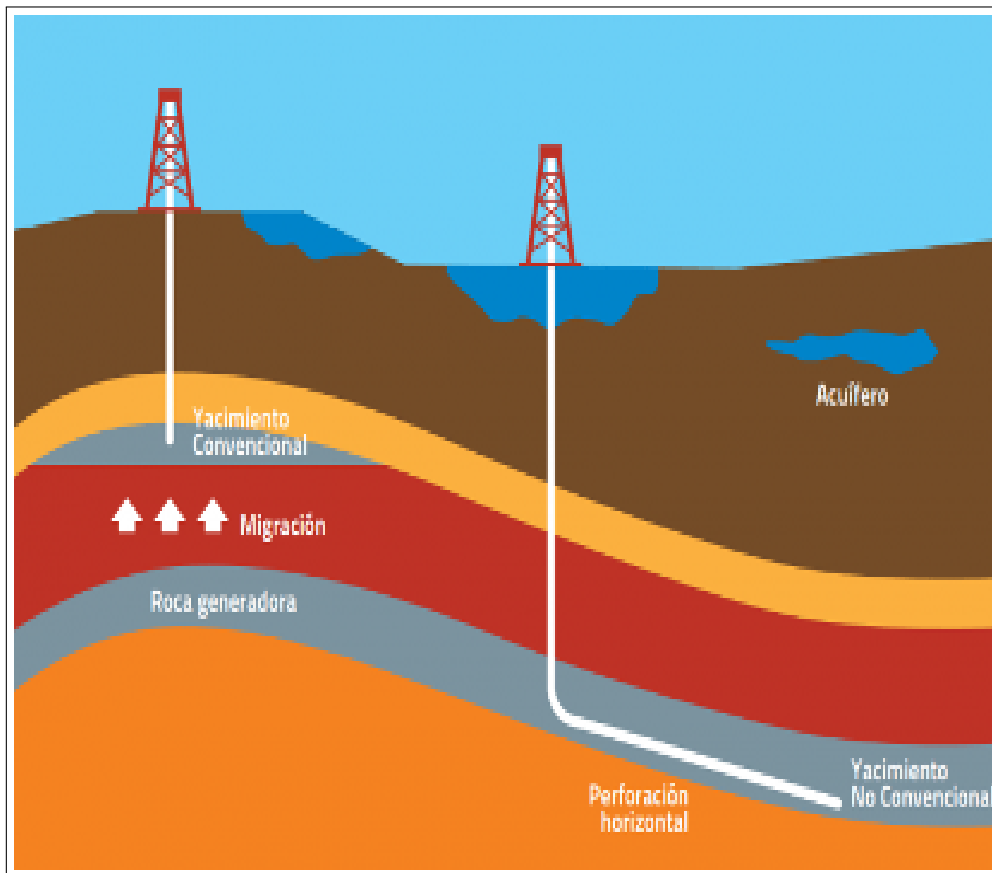
Fuente: (Westreicher, 2020). *Reservorios convencionales y no convencionales.*

“Las rocas donde se encuentran los hidrocarburos tienen características de alta porosidad y permeabilidad para los yacimientos convencionales, ya que los hidrocarburos migraron de la roca generadora a trampas donde se acumularon sin migrar a la superficie.” (Madrid, 2024).

“Los yacimientos no convencionales tienen hidrocarburos todavía en la roca generadora. Estas condiciones con poca permeabilidad hacen que el movimiento del fluido sea muy lento. Este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan microfracturas en la roca para facilitar la extracción. El fin de incrementar el flujo del hidrocarburo en los yacimientos no convencionales se realiza con un procedimiento denominado estimulación hidráulica, el cual fue desarrollado en los años 40 y es comúnmente utilizado en los yacimientos convencionales” (ACP, 2024).

Al confirmar que no hay diferencia significativa entre los recursos de diferentes tipos de yacimientos, ya que son prácticamente los mismos, se presenta en la Figura 3 la principal diferencia entre ambos: su distribución en el subsuelo. En un yacimiento convencional, el petróleo migra desde la roca generadora hacia una roca impermeable, gracias a la porosidad y permeabilidad de las rocas circundantes, y se concentra en un punto. En contraste, en un yacimiento no convencional, debido a la impermeabilidad de las rocas circundantes, el petróleo no puede migrar y permanece atrapado en la roca generadora, distribuyéndose a lo largo de ella.

Figura 3: Dirección de perforación para yacimientos convencional y no convencional



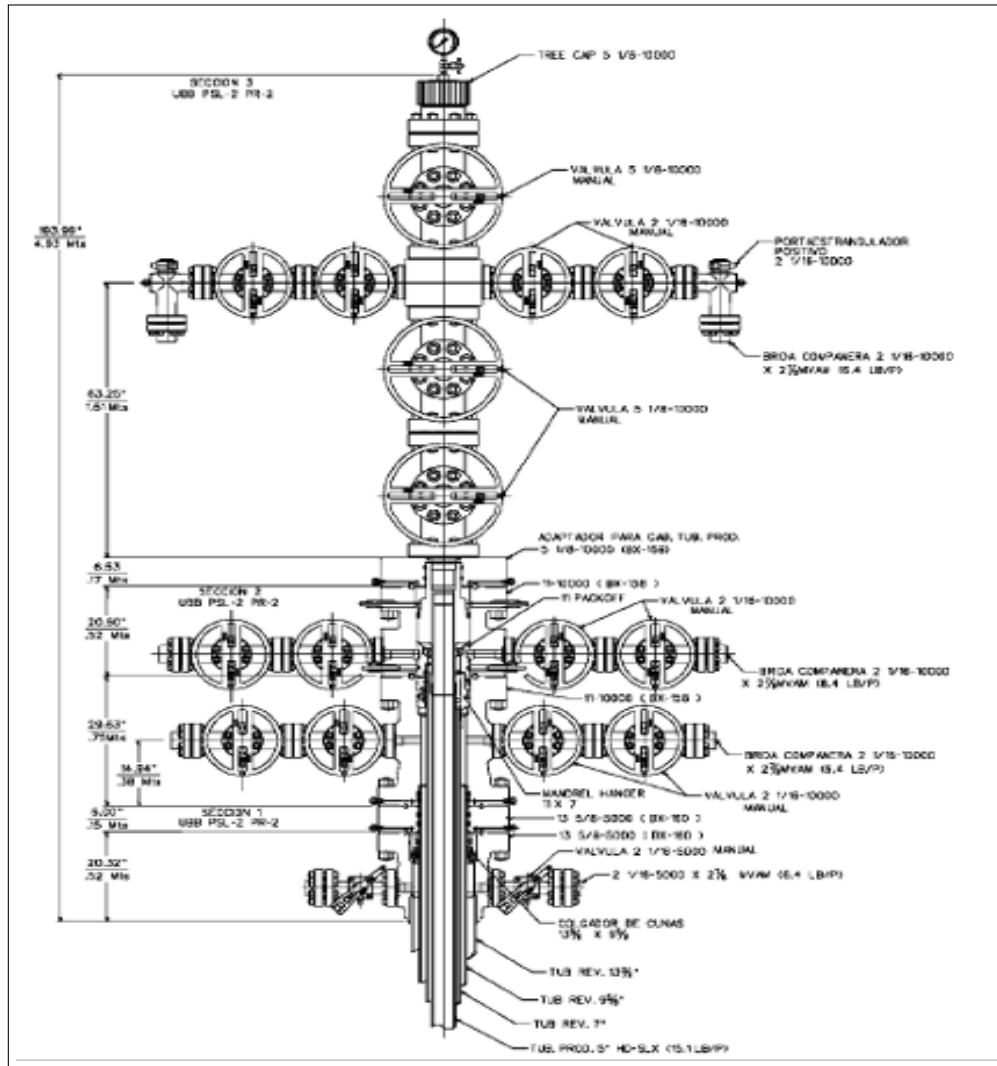
Fuente: (ACP, 2018). *Extracción de yacimientos convencionales y no convencionales.*

4.4. Árbol de producción

“Un árbol de producción es una estructura de equipos y dispositivos que se utilizan en la industria del petróleo y gas, diseñada para controlar y monitorear la extracción de hidrocarburos en pozos terrestres. Esta instalación se coloca en la superficie del pozo y tiene como función principal permitir el flujo eficiente y seguro del crudo o gas natural desde el reservorio hasta la infraestructura de procesamiento o almacenamiento. Los componentes del árbol de producción incluyen válvulas, medidores, separadores y dispositivos de seguridad que garantizan el manejo adecuado de la presión y el caudal.” (Maldonado, 2017).

La mayoría de los árboles de producción incluyen válvulas de compuerta, estranguladores ajustables, una tapa de árbol y dos válvulas maestras como se puede apreciar en la Figura 4. Las válvulas más importantes son las ubicadas en su eje vertical, ya que estas son las encargadas de controlar el pozo. Donde la primera válvula comúnmente es manual y se coloca unida a la brida superior del cabezal de tubería de producción; la segunda lleva un actuador que puede ser hidráulico o neumático; la tercera válvula es manual y normalmente de sacrificio. Los protocolos de operación indican que la primera válvula siempre estará abierta y solo será usada en caso de emergencia, mientras que la segunda y tercera serán las encargadas de controlar el pozo de forma cotidiana y continua. (Salgado, 2009).

Figura 4: Esquema de un cabezal completo para pozos petroleros



Fuente: (ACP, 2018). *Árbol de producción terrestre.*

4.4.1. Características

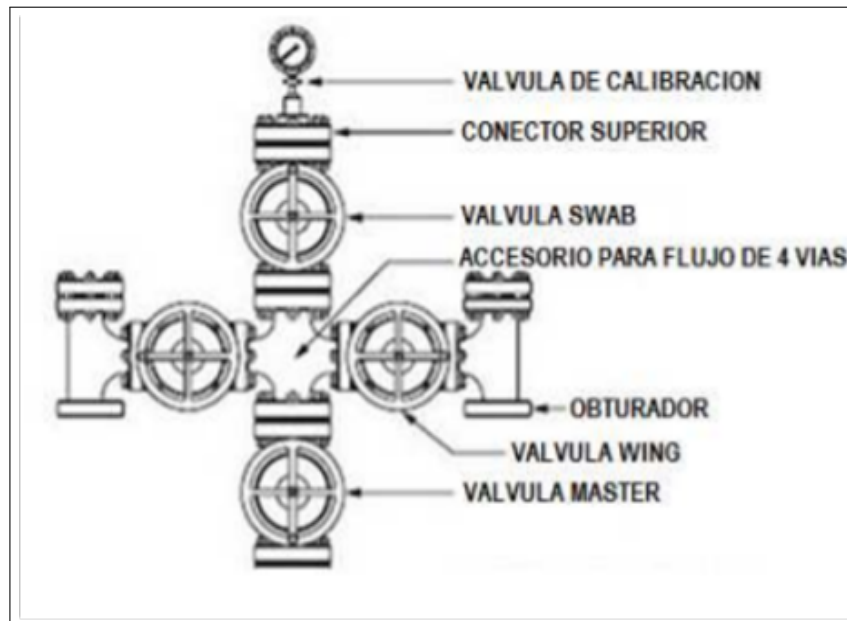
Además de su función primaria de manejar el flujo de hidrocarburos, el árbol de producción debe ser accesible y fácil de mantener. Esto garantiza que las operaciones de mantenimiento y reparación se realicen con eficiencia y mínima interrupción en la producción del pozo. La robustez y la fiabilidad son características esenciales, considerando el entorno hostil en el que operan estos equipos.

En términos de seguridad y cumplimiento normativo, el árbol de producción cumple con rigurosas normativas establecidas, tanto en aspectos de seguridad como ambientales sin olvidar su adaptabilidad a los avances tecnológicos y a las cambiantes condiciones del reservorio. La constante innovación en diseño y materiales permite optimizar su rendimiento a lo largo del ciclo de vida del pozo, mejorando la eficiencia operativa y la recuperación de hidrocarburos de manera sostenible.

Entre sus principales características externas y por funcionamiento se describen a continuación las que dependen de las necesidades de las terminaciones de los pozos, y a su vez, dependen de las características de los yacimientos:

- Sencillos
- Dobles
- Múltiples
- Para alta presión
- Para baja presión

Figura 5: Esquema de un árbol de producción



Fuente: (Acosta, 2012). *Árbol de producción básico.*

“El árbol de producción es normalmente bridado al sistema de cazoleo del pozo después de correr la tubería de producción. El diseño de la Figura 4 es el más sencillo en el que se puede ver que comprende dos válvulas laterales de salida, una para la producción y otra para inyección. La tercera válvula provee acceso vertical a la tubería a través de herramientas de medición. La válvula inferior se llama máster y controla el acceso hidráulico y mecánico. El número y funciones de las válvulas dependerán de las necesidades de producción asociadas al pozo. Pueden ser válvulas accionadas de forma manual como remota” (Acosta, 2012). La utilización de sistemas de sensores permitirá controlar el flujo de crudo según sea la necesidad.

“Las válvulas manuales de compuerta son dispositivos de control utilizados durante todo el proceso de perforación hasta la producción. Están diseñadas para funcionar en posición completamente abierta o cerrada. Normalmente se utilizan en dos lugares: en conjuntos

de cabezales, en la posición lateral de los cabezales o en conjunto con los medios árboles” (Acosta, 2012).

“Las válvulas de compuerta instaladas en la posición lateral de las secciones inferiores de los conjuntos de cabezales de pozos, se denominan válvulas del espacio anular y las superiores, válvulas de compuerta del árbol” (Acosta, 2012).

“Las válvulas del espacio anular proporcionan acceso controlado al espacio anular durante la dominación del pozo con inyección de fluidos, alivio de acumulación de presión y en ocasiones, para la producción a través de la tubería de revestimiento. Las válvulas del árbol proporcionan control de activación/desactivación del pozo durante la producción e inyección de la vida útil del pozo” (Salgado, 2009).

“Las conexiones en rosca de las válvulas del árbol se usan para presiones máximas de 345 bares (4,992 lb/in²), mientras que las conexiones en brida no tienen límite en cuanto a presión (recordando que la máxima presión de trabajo establecida por el Instituto Americano de Petróleo es de 1035 bares (14,796 lb/in²). Las conexiones requieren que tengan un cierre perfecto” (Salgado, 2009).

Inlac-PEMEX (2013) menciona que “un árbol de producción de base se compone de dos o tres válvulas manuales. Un árbol de producción sofisticado tendrá por lo menos cuatro o cinco válvulas, normalmente dispuestas en un patrón de tipo cruz”.

“Además, las válvulas maestras están normalmente en la posición completamente abierta y nunca se abren o se cierran cuando el ducto está fluyendo (excepto en una emergencia) para prevenir la erosión “La válvula maestra inferior normalmente se opera manualmente, mientras que la válvula maestra superior es a menudo de accionamiento hidráulico, permitiendo que sea utilizada como un medio de cierre remoto en el ducto en caso de emergencia. Una válvula ala se utiliza normalmente para cerrar el ducto cuando fluye, preservando así las válvulas maestras de cierre positivo para su mantenimiento” (Pemex, 2013). “Las válvulas hidráulicas de alas operadas generalmente se construyen a prueba de fallas, lo que significa que requieren presión hidráulica activa para permanecer abiertas. Esta característica significa que, si falla el control de fluido, se apagarán automáticamente sin intervención del operador” (Inlac-Pemex, 2013).

“La válvula de la derecha se llama a menudo válvula “*flow wing*” o válvula “*production wing*”, ya que está en el circuito de flujo de los hidrocarburos que se llevarán hacia las instalaciones de producción (o la ruta de acceso de agua o de gas tendrá desde la producción hasta el pozo en el caso de pozos de inyección)” (Villalobos, 2006).

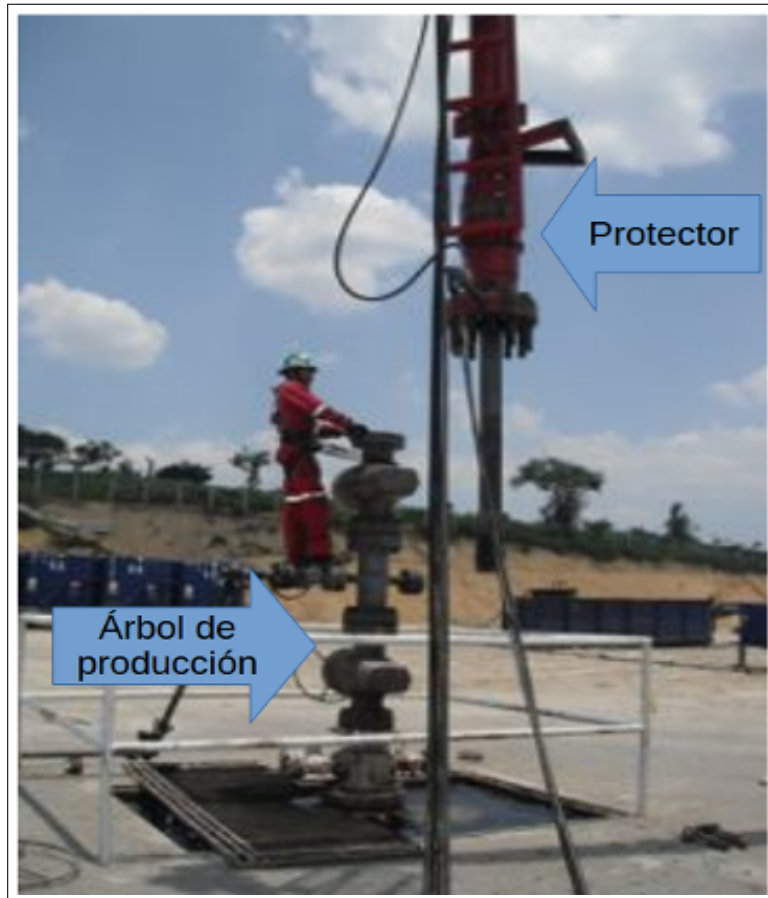
“La válvula de la izquierda se llama a menudo la válvula “*kill wing*”. Se utiliza principalmente para la inyección de fluidos, tales como inhibidores de la corrosión o de metanol para evitar la formación de hidratos” (Villalobos, 2006).

“La válvula en la parte superior se llama válvula “*swab*” y se encuentra en la ruta de acceso utilizada para las intervenciones, así como la tubería y cable en espiral. Algunos árboles tienen una segunda válvula “*swab*”, los dos dispuestos uno encima del otro” (Villalobos, 2006).

4.5. Protector de árbol de producción

El protector de árbol de producción “es una herramienta utilizada para realizar operaciones de estimulación con presión a través de la armadura de surgencia, esta armadura se refiere a un conjunto de equipos instalados en la boca del pozo que facilita y controla la producción de hidrocarburos desde el reservorio subterráneo hacia la superficie”. Está conformado por árbol de producción, sistemas de anclaje y sujeción, válvulas de control, tuberías de conexión, instrumentos de medición, dispositivos de seguridad y accesorios necesarios dependiendo de las condiciones operativas y necesidades específicas del pozo. Su diseño permite mantener aisladas de forma independiente las presiones de operación y las del accionamiento hidráulico de la herramienta (ver Figura 6). Esta herramienta puede ser utilizada para operar en tubería de producción de 2 3/8” hasta 3 1/2” (TACKER, 2013).

Figura 6: Protector de árbol de producción izado y listo para introducir en pozo



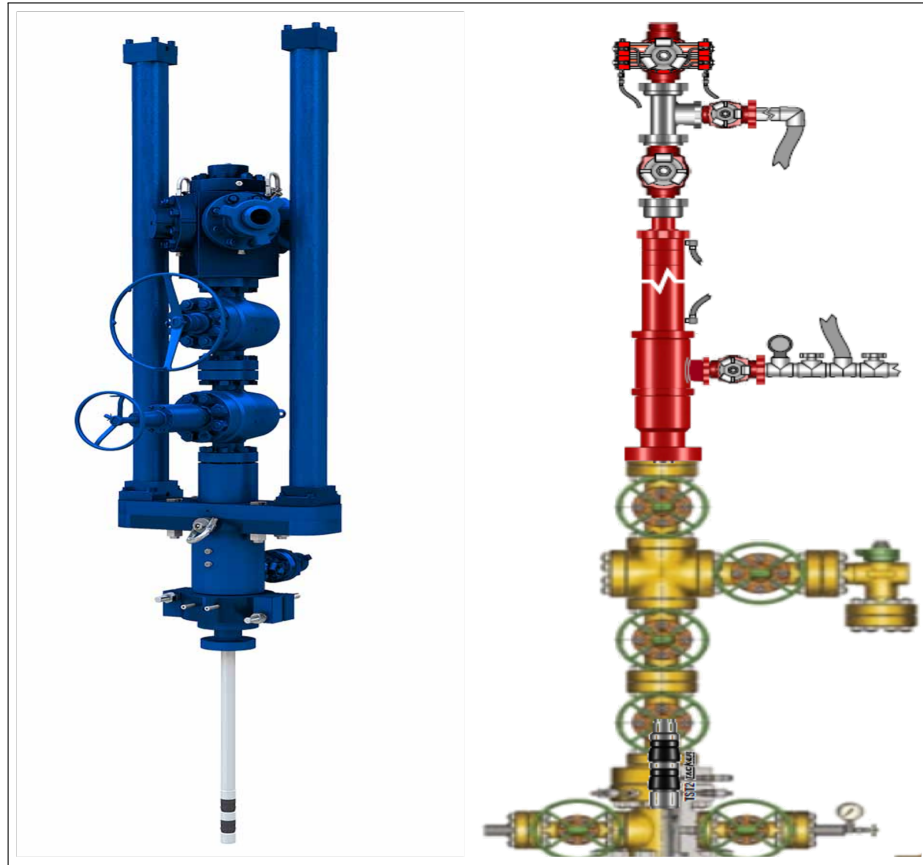
Fuente: (Elaboración propia, 2022). *Instalación de un árbol de producción.*

4.5.1. Tipos de protectores de árbol de producción

Los tipos de protectores de árbol de producción dependen del uso que se les dará, identificando el entorno, capacidad y las necesidades del pozo en específico que se trabajará (ver Figura 7). Se pueden clasificar dependiendo de su tipo de accionamiento hidráulico:

- “Protector de árbol de producción con una cámara hidráulica: la parte interna del protector (vástago superior, pistón y vástago inferior) está en contacto directo con el accionamiento hidráulico” (GNC *Corporations*, 2024).
- “Protector de árbol de producción con dos cámaras hidráulicas: la parte interna del protector nunca está en contacto con el accionamiento hidráulico” (GNC *Corporations*, 2024).

Figura 7: Diferentes tipos de protector de árbol de producción. Izquierda dos cámaras hidráulicas y derecha una cámara hidráulica



Fuente: (TACKER, 2022). *Protector de árbol de producción.*

4.6. Bridas de conexión

En el ámbito del árbol de producción petrolero, las bridas de conexión son componentes fundamentales que permiten la unión y la estanqueidad entre diferentes elementos del sistema. Estas bridas se utilizan principalmente para conectar y asegurar tuberías, válvulas, equipos de control y otros dispositivos importantes en la cabeza del pozo. Su diseño y material están especialmente adaptados para soportar las condiciones extremas de presión y temperatura a las que están expuestos en la industria petrolera. Además de facilitar la instalación y el mantenimiento, las bridas de conexión juegan un papel crucial en la seguridad operacional y la eficiencia del proceso de extracción de petróleo.

“La brida superior para el cabezal de tubería de producción es el accesorio que une el medio árbol de Navidad y el cabezal de la tubería de producción. La conexión inferior del adaptador embona con la conexión superior del cabezal, la cual se adapta con la del medio árbol de producción. El adaptador normalmente se instala con el medio árbol” (Villalobos, 2006).

Hydratight (2015) menciona que “el factor humano sigue siendo la causa número uno de fuga de brida. Gracias a una formación acreditada, el candidato será consciente de las cuestiones clave que debe tener en cuenta antes de ensamblar y apretar una conexión apernada embriada”. Para Torque y Tensión (2022), las principales causas de fugas son:

- Tensión irregular en los pernos: por un procedimiento incorrecto cuando se aprieta/afloja o debido a un difícil acceso a los sujetadores, se pueden dejar algunos pernos flojos o demasiado apretados, lo que puede afectar el empaque, creando fugas en servicio.
- Alineación incorrecta de bridas: sobre todo cuando el paralelismo entre las caras de las bridas causa una compresión del empaque irregular, aplastamiento local y se permite la proliferación de fugas.
- Centrado incorrecto del empaque: el empaque se comprimirá de forma irregular y propiciará fugas en la unión debido a una alineación incorrecta. Los empaques de bobinado en espiral y los empaques con camisa doble tienen normalmente un anillo de centrado que se extiende hasta el borde interior de los pernos.
- Caras de bridas sucias o dañadas: la contaminación generada en las superficies de asientos de los empaques y las superficies de asientos deformadas producen líneas de fuga o pueden causar una compresión irregular en el empaque, lo que puede afectar a las bridas con una o varias fugas.
- Cargas excesivas del sistema de tuberías en ubicaciones de bridas: los momentos de flexión y las fuerzas excesivas generan que se afloje el apernado o deformen las bridas provocando fugas.
- Especificación y tamaño incorrecto del empaque: esto puede tener como resultado la explosión o fuga de brida durante la puesta en marcha o en servicio.
- Rectificado incorrecto de bridas : una estriación fuera de las especificaciones impide que se asienten los empaques de bobinado en espiral o con camisa doble y esto provocará una línea de fuga.
- Altos niveles de vibración: las vibraciones excesivas tienden a aflojar los pernos y a causar fugas en las bridas.

“Existe una amplia variedad de materiales que pueden utilizarse en la fabricación de juntas. Normalmente, se pueden clasificar en 5 grupos: Materiales elastoméricos, materiales de fibras, y otros materiales, equivalentes europeos de los materiales de acero inoxidable y materiales metálicos” (ESA/FSA, 2000).

“Un elastómero es un material al que se le pueden generar grandes deformaciones reversibles. En general, se les conoce también como gomas o cauchos” (UPM, 2005). Estos

elastómeros actúan como ligantes al mezclarse con diversas fibras y cargas. La composición y el rendimiento pueden variar, como se puede ver en el Cuadro 1.

Cuadro 1: Elastómeros y fibras usados en juntas y bridas

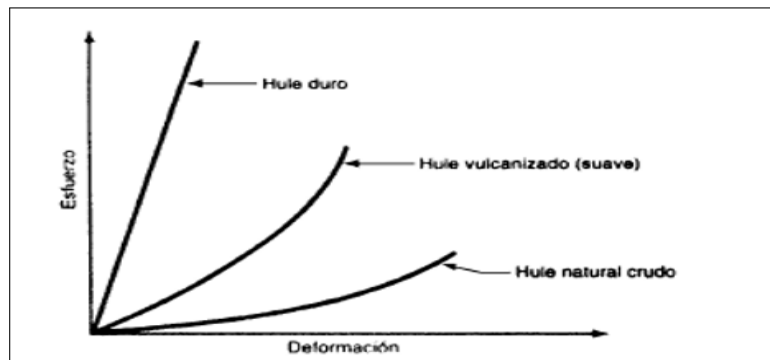
Nombre	Descripción
Caucho butilo (IIR)	Elastómero que ofrece buena resistencia a la penetración de gas y ozono. Adecuado para ácidos suaves, álcalis, ésteres. Sin embargo, poco resistentes a los aceites y combustibles.
Caucho natural (NR)	Excelente por sus propiedades de recuperación. Buena resistencia a las sales inorgánicas, ácidos suaves, álcalis. No recomendado para aceites y disolventes o donde es notable la exposición al ozono, oxígeno o luz solar.
Estireno butadieno (SBR)	Caucho sintético es adecuado para usar con ácidos orgánicos débiles y químicos moderados. Es inapropiado para trabajar ácidos fuertes, la mayor de los hidrocarburos y el ozono.
Nitrilo butadieno (NBR)	Caucho sintético que ofrece resistencia química y capacidad de temperatura que el neopreno. Buena resistencia a los hidrocarburos y los aceites. No es recomendado para hidrocarburos clorados, esterres, acetonas y agentes fuertemente oxidantes.

Fuente: (Gómez-Cabrera, 2006) y (Young, 2002).

Cuando el material se estira, obliga a las moléculas a desenredarse y estirarse. La resistencia natural de las moléculas a desenredarse suministra el módulo de elasticidad inicial del material en su conjunto. Conforme se experimenta mayor esfuerzo, la rigidez aumenta, volviendo el elastómero más rígido y su módulo de elasticidad es más lineal.

Estas características se ilustran en la Figura 8 por “las curvas esfuerzo-deformación para los tres grados de hule: hule crudo natural, cuyo encadenamiento transversal es muy bajo; hule curado (vulcanizado) con un encadenamiento transversal de bajo a medio, y hule duro (ebonita), cuyo alto grado de encadenamiento transversal lo transforma en un plástico termofijo” (Sandoval-Gutiérrez, 2011).

Figura 8: Incremento de la rigidez en función de la deformación para tres grados de hule: hule natural, hule vulcanizado y hule duro



Fuente: (Sandoval-Gutierrez, 2011). *Incremento de la rigidez en función de la deformación para tres grados de hule.*

4.7. Estranguladores

Los estranguladores o reductores de superficie “son dispositivos que se utilizan para reducir el área por la que el fluido se produce en el yacimiento, para no dañar el medio árbol. Existen dos tipos: ajustables y de fondo o positivos. Son muy distintos a las válvulas de compuerta y estas no deben usarse como estranguladores. Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre 1500 y 15000 Psi” (Madrid, 2010).

“Cualquier correlación que se utilice únicamente es válida cuando se tienen condiciones de flujo sónico a través del estrangulador. De otra manera, la producción del pozo no será regulada y se caerá en una situación de flujo inestable, en la que las variaciones de presión corriente abajo del estrangulador se reflejarán en la formación productora, provocando fluctuaciones en la producción. Para flujo sónico, el gasto es independiente de la presión corriente abajo del estrangulador” (Rodríguez-Hernández, 2014).

4.8. Bonete

El bonete, también conocido como *Tree cap* o conector superior, es el último elemento que se localiza en la parte superior del árbol. Cuenta con una cuerda interior, la cual servirá para monitorear la presión a través de un manómetro.

4.9. Tuberías de revestimiento y de producción

“La tubería de revestimiento de petróleo es utilizada principalmente para apoyar durante la perforación del pozo y finalmente de la completación (último paso antes de la producción del pozo), para garantizar la estabilidad del conducto y la completación del proceso de perforación después de la operación normal de todos los pozos de petróleo” (Madrid, 2010).

“La tubería de producción es utilizada principalmente para el bombeo de petróleo y/o gas desde el fondo para transportarlo a la superficie” (Madrid, 2010). También incluye:

- Tubería de revestimiento
- Tubería de producción
- Tubería de perforación

Pemex (2006), nos dice que “los cabezales de tubería de revestimiento representan la parte más inferior del conjunto de cabezales del pozo y casi siempre están conectados a la sarta de la tubería por medio de soldadura, un roscado o cuñas. Siempre son más recomendables aquellos que no requieren soldadura, ya que se eliminan los riesgos de incendio por una chispa y su instalación es óptima. Otra de las características de los cabezales de tubería de revestimiento es que sirven de apoyo a los componentes restantes, es decir, soportará todo el peso de los cabezales y sus tuberías. Dentro de sus funciones están:”

- Contener la presión
- Vigilar la seguridad del pozo
- Ofrecer una base para el árbol de producción

4.10. Colgadores de tubería de producción

Los colgadores se instalan en los cabezales de tubería de producción. Además, son los que soportan toda la sarta de la tubería de producción, es decir, la tubería por la que fluirá el aceite, gas o petróleo. De acuerdo con la norma *American Petroleum Institute* (API, 2005), estos se consideran como parte primaria. Estos se introducen a través de los protectores contra reventadores. Una de sus principales ventajas es que permite el alojamiento de una válvula de contrapresión (para sellar el pozo).

4.11. Fracturamiento hidráulico

“El fracturamiento hidráulico es un paso en el proceso de terminación de un pozo petrolero, en el cual, una mezcla de agua y otros materiales es bombeada a alta presión dentro del pozo para crear de manera controlada una red de fracturas en un yacimiento” (Madrid, 2010).

“El fluido empleado en el fracturamiento hidráulico recibe el nombre de fluido fracturante, el cual es altamente viscoso, mientras que el sólido es conocido como agente apuntalante. Las formaciones con baja permeabilidad son candidatas para la técnica del fracturamiento hidráulico. Se realiza un punzado llegando al yacimiento y así se podrá ingresar por la fisura creada” (Madrid, 2010).

“Dado que la fisura tiende a cerrarse, el pozo vuelve a sus condiciones cercanas a las originales. Para evitar el cierre de la fractura, se inyecta el fluido de fractura cargado de apuntalante (normalmente arena), el cual funciona como sostén de las paredes abiertas de la fractura que se está formando. Se mantienen estas maniobras hasta que se llega a las dimensiones buscadas” (Madrid, 2010).

4.11.1. Condiciones requeridas para fracturamiento hidráulico

Madrid (2010), nos dice que “se deben estudiar las características del pozo para definir si el tipo de fractura hidráulica es la adecuada para la completación. Los pozos que permiten utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico cuentan con una o varias características:”

- Flujo vertical restringido: cuando se tiene una permeabilidad vertical baja o inexistente, un pozo horizontal fracturado es la opción más recomendable.
- Yacimientos fracturados naturalmente

- Yacimientos con baja permeabilidad y porosidad Yacimientos con bajo contraste de esfuerzos

Gómez-Cabrera (2006) menciona que “es un hecho que la presencia de materiales contaminantes asociados a la producción industrial de aceite y gas provocan una serie de problemas en las operaciones de explotación del petróleo. Su efecto dañino ha sido reconocido desde los inicios de la industria petrolera. Estos problemas son ocasionados principalmente por arena, asfáltenos, corrosión, parafina, hidratos de hidrocarburos e incrustaciones (sales)”.

Madrid (2010), nos dice que “el movimiento de arena proveniente de formaciones no consolidadas en pozos productores de aceite o gas ocasiona problemas tanto económicos como de riesgos en las instalaciones”, por ejemplo:

- “Interrupción en la producción, ocasionada por taponamiento en la tubería de producción, en ocasiones en la tubería de revestimiento, en las líneas de escurrimiento, separadores, etc.” (Madrid, 2024)
- “El equipo subsuperficial y superficial está dañado por erosión de la arena. La erosión está en función de varios factores, como: distribución de las fases, presencia de burbujas de gas y la distribución y características de los sólidos (velocidad y ángulo de incidencia). La erosión afecta principalmente a las secciones donde existen cambios de diámetro o dirección, por ejemplo: codos, válvulas, estranguladores, etc. Daños personales, contaminación y destrucción también son consecuencia de la erosión del equipo superficial” (Madrid, 2024).
- “En la superficie se requiere de dispositivos especiales que eliminen la arena del aceite producido, tales como los separadores ciclónicos” (Madrid, 2024).
- “Un alto porcentaje de aceites crudos poseen sustancias asfálticas en forma coloidal. Estas originan problemas como: taponamiento de los poros de la formación, obturamiento de líneas de descarga, daño a las instalaciones de producción, formación de emulsiones, etc. De un análisis microscópico se determinó que el material asfáltico está formado por partículas esféricas cuyo diámetro va de 30 a 60 Armstrong” (Madrid, 2024).
- “Los mecanismos de precipitación de material asfáltico no están del todo estudiados. De los trabajos realizados se han distinguido los siguientes factores como responsables de la precipitación: empleo de solventes (isooctano, isohexano, pentano normal y acetona), cambio en la presión y temperatura, segregación gravitacional, electrodeposición y potenciales de corriente” (Madrid, 2024).
- “La parafina es un material invariablemente asociado a la producción de hidrocarburos líquidos. La parafina está constituida por cadenas de hidrocarburos cuya fórmula química es: C_nH_{2n+2} . La parafina es soluble en la mayoría de los derivados líquidos del petróleo” (Madrid, 2024).

Los principales mecanismos responsables de la deposición de parafina son:

- Diferencia de temperatura entre el crudo y la superficie con la que está en contacto

- Cantidad de sólidos en la corriente de fluidos
- Rugosidad de la tubería
- Velocidad de los fluidos
- Liberación de fracciones ligeras

La acumulación de parafina es un problema complejo, ya que puede ocurrir en diversas áreas, desde el yacimiento hasta las instalaciones de almacenamiento en la superficie. “Cuando los fluidos de la formación llegan al pozo; la presión, temperatura y composición de la mezcla varían a lo largo de la tubería de producción. Estos cambios provocan la liberación de fracciones ligeras que originalmente mantienen en solución a la parafina” (León, 2016).

“La rugosidad de la superficie atrapa las partículas de cera. Ya que la temperatura es el principal factor en la formación y deposición de los cristales de cera y como la superficie de contacto tiene una menor temperatura que la del aceite, la parafina tiende a moverse hacia esos lugares obturando el área efectiva al flujo depositándose en válvulas, varillas y tubería de producción” (León, 2016).

“Una vez que la mezcla de hidrocarburos llega a la superficie, nuevamente es la temperatura, entre otros factores, la que condiciona el ritmo de deposición. El gradiente de temperatura a lo largo de la tubería de escurrimiento demuestra que la mayor variación de temperatura se lleva a cabo en las vecindades del cabezal del pozo, lo que origina que la mayor deposición se presente en ese lugar. Esto ocasiona reducción del área de flujo; reclama una mayor presión para mover al fluido y contrapresión hacia la cabeza del pozo” (León, 2016).

“Bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, algunos componentes del gas natural se combinan con vapor de agua para formar hidratos de hidrocarburos. Estos hidratos tienen composición química y propiedades físicas definidas. Generalmente, tienen el aspecto de nieve o hielo y pueden acumularse en cantidades que provoquen dificultades cuando la presión se reduce en las instalaciones de recolección superficiales, a menos que el agua requerida para su formación se elimine o mantenga la temperatura arriba de la temperatura crítica a la que se forman. Esta es, con frecuencia, bastante arriba del punto de congelación del agua” (León, 2016).

“El metano, etano, propano e isobutano pueden formar hidratos en condiciones apropiadas de temperatura y presión en presencia de vapor de agua, que generalmente se encuentra en el gas natural tal como fluye de la cabeza del pozo” (León, 2016).

4.11.2. Equipo de fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico, como es conocido en el ámbito petrolero, es “el proceso de bombear fluido dentro del pozo a una tasa de inyección muy alta, para crear un canal de fractura, que permitirá la extracción de los hidrocarburos presentes en el yacimiento. En casi todas las operaciones, el fluido de fractura es solo un gel, al que se le agrega agente de sostén. Durante la inyección, la resistencia a fluir en la formación aumenta y la presión aumenta hasta alcanzar un valor de presión llamado presión de ruptura, que es la suma de los esfuerzos

compresivos in situ y los esfuerzos de la formación. Una vez que la formación “se rompe”, una fractura es formada, y el fluido de fractura fluye a través de ella y es soportada con el uso de material apuntalante” (Madrid, 2010). Los principales equipos de fracturamiento hidráulico son:

- Superbombas
- Mezcladora
- Unidades de hidratación
- Fracturadores

Figura 9: Equipo armado y posicionado para fracturamiento hidráulico

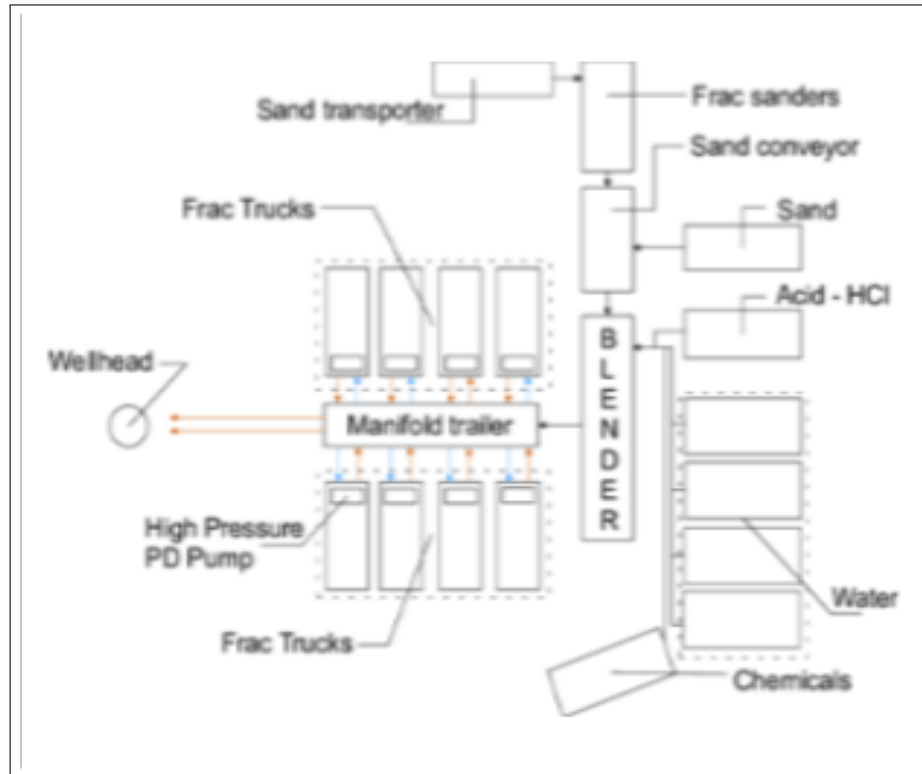


Fuente: (Radix, 2017). *One of united oilfield services frac pump sets on fracking site in Poland.*

Estos equipos (ver Figuras 9 y 10) ayudarán en la producción mediante fracturamiento hidráulico en profundidades de hasta 10,000 pies y controlarán la mayoría de los parámetros importantes. Siendo estos:

- Agente de sostén por tipo, tamaño, concentración, volumen/etapa
- Fluido de fractura, tipo y propiedades
- Tasas de bombeo por etapa
- Velocidad y caudal de fluido de fractura

Figura 10: Diagrama de equipo de fracturamiento hidráulico instalado en boca de pozo



Fuente: (Josifovic, 2016). *Schematic diagram of the equipment on a hydraulic fracturing site.*

4.12. Estándares para control de equipos sometidos a presión en pozos

La presión o cambio de presión en el fondo del pozo será sensible en la cabeza del pozo. Rodríguez-Hernández (2014) menciona que “el equipo que contiene presión es diseñado para trabajar con un margen subsiguiente de seguridad que permita las diversas variables e incertidumbres, tales como las variaciones de resistencia al rompimiento de los materiales, las aproximaciones en los cálculos de diseño, las concentraciones de tensión, las tolerancias de torneado, etc.” Tal margen de seguridad es encapsulado en el “Factor de Seguridad” (FS), definido como:

$$FS = \frac{\text{Mínima Resistencia al Rompimiento}}{\text{Diseño de Tensión de Trabajo}} \quad (1)$$

“Una prueba de presión del equipo es obligatoria antes de cada serie de operaciones. Las últimas políticas de presión requieren que el equipo WHE (*Well head equipment*) completo sea probado a 1.2 veces la máxima presión esperada en el cabezal del pozo. Si no se desea someter el equipo a esta presión, entonces la prueba de presión deberá igualar la presión

esperada del pozo, cualquiera que sea mayor” (Rodriguez- Hernandez, 2014).

Para Rodriguez-Hernandez (2014) “la selección del FS y de la resistencia al rompimiento de los materiales define la especificación de presión de equipo que se denominará WP (*Work pressure*), generalmente expresado en Psi. Esta es la máxima presión permisible que nunca debe exceder durante las operaciones del equipo en el campo". Las especificaciones normales de presión de trabajo y de prueba dependiendo del tipo de servicio se pueden observar en el Cuadro 2.

Para asegurar una operación adecuada a WP, el equipo de presión es probado a una presión máxima mayor o igual al WP, definida como la Presión de Prueba (*Test pressure*) TP. El valor de TP es recomendado por el fabricante y obligado por los estándares de la industria petrolera.

“Para el equipo de control de presión (WHE), normalmente $TP = 2 \times WP$ para especificaciones de presión de trabajo hasta 5,000 Psi, y $TP=1.5 \times WP$ para especificaciones de 10,000 Psi y mayores. Obviamente, el multiplicador debe ser más pequeño que el factor de seguridad” (Rodriguez-Hernandez, 2014). En la Tabla 3 de equipos de control de presión y su presión de trabajo (WP) y la presión de prueba (TP) se observarán algunas presiones en los equipos.

Cuadro 2: Equipos de control de presión y su presión de trabajo (WP) y la presión de prueba (TP)

WHE Tipo	Tipo de servicio	WP(work pressure)	TP (Test Pressure)	Tipo de unión
WHE-A ID:2.5"	Estándar	5,000	10,000	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-B ID:2.5"	Estándar	10,000	15,000	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-C ID:2.5"	Estándar	15,000	22,500	6.312-4 ACME SD: 4.375" Tipo B
WHE-G ID:2.5"	H ₂ S	5,000	10,000	4.750-4 ACME SD: 3.750" Tipo B
WHE-D/DB ID:2.5"	H ₂ S	10,000	15,000	6.312-2X4 ACME SD: 4.375"
WHE-H ID:2.5"	H ₂ S	15,000	22,500	6.250-4 ACME SD: 4" Tipo O
WHE-X ID:2.5"	H ₂ S	20,000	30,000	7.500-4 ACME SD: 4.5" Tipo O

Fuente: (Rodríguez-Hernández, 2014).

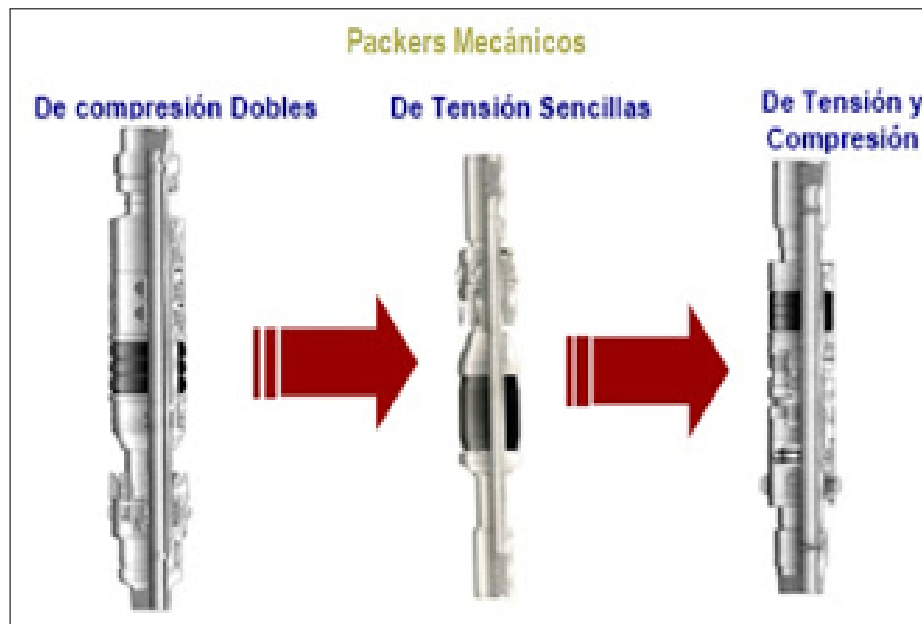
4.13. Empacadores

“Los empacadores en pozos petroleros, mejor conocidos en la industria como packers, son un conjunto de mecanismos que incluyen elementos de arrastre, elementos sellantes, camisas deslizantes, cámaras de accionamiento hidráulico o mecánico (ver Figura 11), que se colocan alrededor de las zonas de interés para proporcionar un sello y así poder aislar el espacio anular entre la tubería de producción y de revestimiento o entre la tubería de producción y el pozo con agujero descubierto, según sea el caso” (Madrid, 2010).

“Al momento de asentar un empacador, ya sea mecánico o hidráulico, el elemento sellante (goma) se comprime para formar un sello contra la tubería de revestimiento, tubería de producción o el agujero abierto. Esto se debe a la compresión que sufre el packer gracias a la presión, peso o tensión aplicada al mecanismo de este, que transfiere esa compresión directamente a la goma” (Madrid, 2010).

“La compresión se da a través del uso de dispositivos de fricción que pueden ser: flejes, cuñas o bloques de fricción, que proporcionan las fuerzas de agarre necesarias para asentar el packer” (Madrid, 2010).

Figura 11: Diferentes formas de accionar un empacador

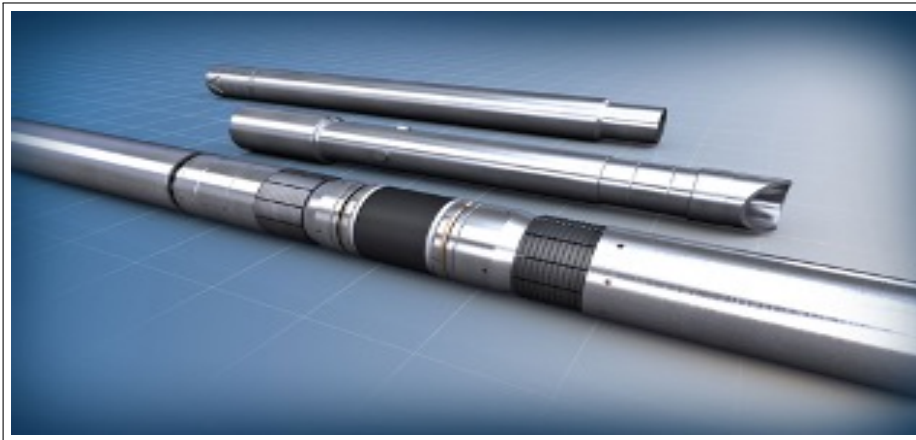


Fuente: (Madrid, 2010). *Empacadores mecánicos*.

4.13.1. Empacadores multizona

“Los elementos de los multistage packers o empacadores multizonas fueron diseñados para superar las limitaciones de la inyección de productos a zonas no deseadas. Son utilizados cuando no se quiere desperdiciar producto ni energía en zonas previamente estudiadas que no producen petróleo o gas, haciendo así un sistema más eficiente y rápido porque no se desperdicia en zonas no productoras y no se pierde tiempo en ellas” (Madrid, 2010).

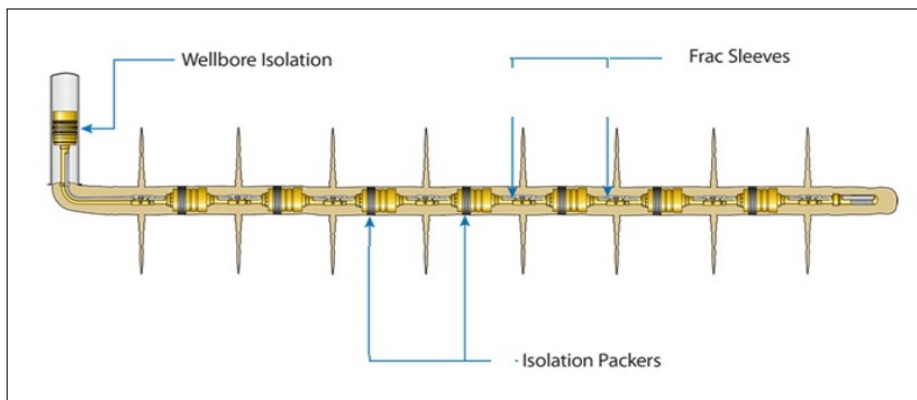
Figura 12: Empacador de accionamiento hidráulico con accesorios



Fuente: (World oil, 2023). *Stackfrac liner hanger packer*.

“Estos cuentan con elementos que permiten un sellado y apertura rápidos para que el procedimiento se efectúe a la mayor celeridad posible sin ver afectada la operación por intervención de otros equipos para la separación de diferentes zonas de interés” (Madrid, 2010). Como se puede apreciar en la Figura 12, se muestran tres elementos fundamentales para la activación de los empacadores: el mecanismo de anclaje, la goma encargada de sellar el paso de cualquier fluido y las cuñas que se adhieren a las paredes de la tubería de producción, evitando que se mueva en cualquier dirección.

Figura 13: Posiciones de empacador multietapas accionadas por canicas



Fuente: (Bakken, 2024). *Mechanical isolators or ball-actuated sliding sleeves*.

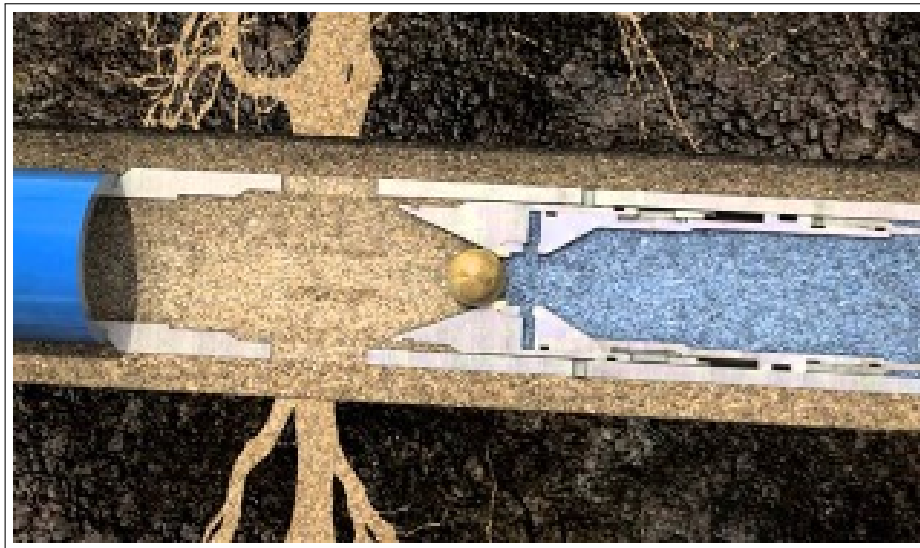
“La fracturación hidráulica multietapas tiene por objetivo hacer dos o más fracturas sin necesidad de requerir el uso de otros equipos de intervención. Por esto mismo, se diseñaron para que su activación fuera hidráulica, ya que los conectan en serie, los posicionan en las zonas de interés y se lanzan canicas de diferentes materiales y diferentes tamaños para que cada tamaño trabaje sobre un empacador en especial en una zona de interés independiente del resto. Pueden existir zonas que produzcan agua, otras que no produzcan nada y por eso la necesidad de separarlas para no perder tiempo ni productos en ellas” (Madrid, 2010), como se puede apreciar en la Figura 13.

4.13.2. Funcionamiento

“Para un empacador mecánico, su accionamiento se traducirá en giros de la tubería cuando lo permita el material del yacimiento, seguido de aplicar peso o tensión al mismo para poder accionarlo. Los giros permitirán mover la parte interna del packer con la finalidad de sacarlo de su posición de descenso, se girarán a la derecha o a la izquierda según el modelo y esto sacará de su posición segura a la estructura interna del empacador, dejando todo listo para que se pueda aplicar peso o tensión. Se aplicará el peso o tensión necesarios acordes a la profundidad a la que se buscará anclar y se comprimirán las gomas, saldrán las cuñas para finalmente, adherirse a la tubería. Posteriormente, se realiza una prueba de hermeticidad para confirmar sello, inyectando agua y levantando 500 Psi durante 15 - 20 min para confirmar que no existen fugas” (Madrid, 2010).

Al contrario, cuando es un empacador hidráulico, la maniobra es más sencilla, pero con otro tipo de contratiempos. “Este tipo de empacador está diseñado para generar sus propias fuerzas de agarre, tensión o compresión a través del incremento de presión. Entonces, para generar un incremento de presión antes de finalizar el desplazamiento de cada etapa, se larga en el fluido una cierta cantidad de canicas para obstruir los perforados de la capa anterior abierta” (Madrid, 2010). Al incrementar la presión en esa área, la fuerza generada empujará la canica, como se puede apreciar en la Figura 14, para así poder correr mordazas, camisas de fricción, comprimir gomas, abrir o cerrar puertos y así cumplir con su finalidad de una manera más rápida y efectiva.

Figura 14: Sistema de empacador de separación y activación hidráulica



Fuente: (GP202 Reservoir geomechanics, 2024). *Spaced perforation methodology for multi-stage hydraulic fracturing.*

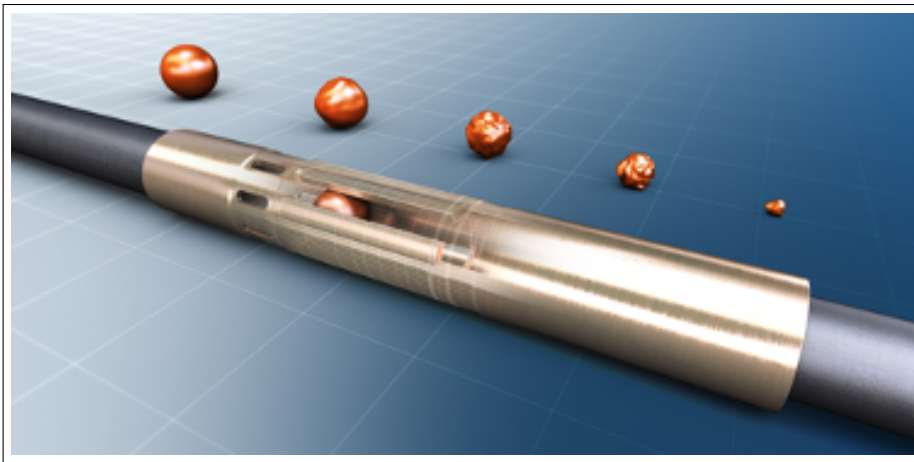
4.13.3. Canicas de activación

Las canicas de activación “son bolas de grado de precisión que se pueden inyectar en un pozo para causar acumulaciones de presión bajo tierra. La alta presión resultante crea la

fractura de las áreas objetivo dentro de la formación geológica. Las bolas de fracturación vienen en múltiples tamaños y materiales según la aplicación prevista; a veces necesitará bolas de fracturación para soportar altas presiones que oscilan entre 15,000 Psi y 20,000 Psi, y otras veces es posible que necesite bolas de fractura diseñadas para disolverse con el tiempo, ya que pueden ser difíciles de recuperar” (Euroshore, 2024).

Los diferentes materiales para las canicas que existen son: polímero cerámico (de gravedad específica 1.3), compuesto epóxico (de gravedad específica 1.8) y compuesto metálico (de gravedad específica 2.8). La capacidad de realizar un regreso a superficie de la canica se debe a la baja gravedad específica que poseen las mismas.

Figura 15: Diferentes tamaños de canicas de activación para empacadores múltiples



Fuente: (World oil, 2023). *The stackfrac HD-X multi-stage completion system.*

Las canicas se utilizarán para presurizar el área de asiento del fluido en el fondo del pozo contra la canica. El área de asiento activará a las diferentes presiones en el mecanismo para poder abrir una ventana por la cual se inyectará el fluido deseado. Al ser de diferentes materiales y de diferentes tamaños (Figura 15), son perfectas para el uso en empacadores multietapas ya que se analizarán las condiciones específicas de cada pozo para así elegir el material de la canica más adecuado.

4.14. Bases teóricas

4.14.1. Mecánica de fluidos y su aplicación para la industria petrolera

Un fluido es considerado como un conjunto de moléculas que se mantienen unidas entre sí por fuerzas más débiles que las que mantienen a los sólidos. Es una sustancia líquida o gaseosa. La mecánica de fluidos es la división de la física que estudia el comportamiento de estas sustancias, ya sea en su estado en reposo con la hidrostática o en movimiento con la hidrodinámica.

Madrid (2010), nos dice que “la mecánica de fluidos estudia las leyes del movimiento de los fluidos y sus procesos de interacción con los cuerpos sólidos”. Será de importancia

para la industria petrolera ya que establece las bases para el control en la extracción de los hidrocarburos, siendo estos extraídos a grandes profundidades. Una estimación errónea puede generar mayores costos o pérdidas considerables. En contraposición, las mediciones correctas y los cálculos adecuados permitirán a una empresa petrolera generar mayores beneficios en sus operaciones. Debido a que se utilizan generalmente accesorios y tuberías en pulgadas, el presente estudio utilizará el sistema inglés para sus dimensionales.

4.14.2. Análisis de producción nodal

“El análisis nodal es una técnica basada en procedimientos de análisis de sistemas que consiste en combinar los distintos componentes de un pozo de gas o petróleo, con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar los distintos componentes en el sistema, para así tomar decisiones que conlleven al aumento en la producción de los hidrocarburos del yacimiento. Este método tiene la particularidad de combinar la habilidad del pozo para producir fluidos (IPR, *Inflow Performance Relationship*) con la habilidad del sistema de tuberías para manejarlos (VLP, *Vertical Lift Performance*), tomando en cuenta la manera como se interrelacionan las distintas pérdidas de presión” (Madrid, 2010).

Hirschfeldt (2009) y Madrid (2010) mencionan que “los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis se puede obtener, por lo general, una mejoría en la eficiencia de flujo o bien un incremento en la producción.”

Madrid (2010), nos dice que “en un sistema de producción de petróleo generalmente son utilizadas dos presiones; la presión del separador y la presión estática del yacimiento, a partir de las cuales se puede determinar la presión en algún nodo intermedio. En esto consiste el análisis nodal. Los resultados del análisis no solo permiten definir la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino también muestran cómo los cambios, en cualquier parámetro, afectan su comportamiento. Para la predicción de su comportamiento, el sistema de producción debe ser dividido en tres componentes básicos, para obtener la caída de presión en cada uno de ellos”, a saber:

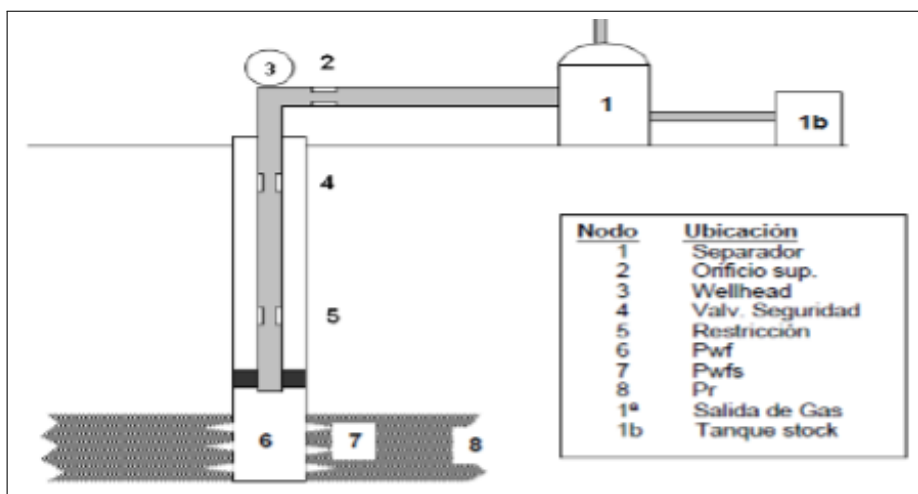
- Flujo a través de un medio poroso (yacimiento), donde se toma en cuenta el daño ocasionado por el lodo de perforación, la cementación, el cañoneo, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical (tubería de producción), debe tener en cuenta todas las restricciones que pueden presentarse debido a los distintos equipos instalados en la tubería, como empacadores, reductores y válvulas de seguridad, entre otros.
- Flujo a través de la tubería horizontal (línea de descarga), tomando en cuenta los estranguladores de superficie, medidores de orificio, bombas y el resto de las facilidades colocadas antes de que el fluido llegue al separador. Usualmente se divide en dos partes, la tubería horizontal antes del estrangulador y la tubería horizontal después del estrangulador.

“Este efecto de los distintos componentes se trata mediante el uso del concepto nodal. Para la obtención de las caídas de presión se deben asignar nodos en diversos puntos del

sistema de producción y empleando un método de cálculo adecuado se determina la caída de presión entre dos nodos. Después se selecciona un nodo solución y las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta alcanzar el nodo solución o incógnita. Un nodo se clasifica como funcional cuando existe una presión diferencial a través de él y la respuesta de presión o tasa de flujo puede representarse mediante alguna función matemática o física” (Madrid, 2010).

Hirschfeldt (2009), nos indica que “cada uno de los componentes del sistema puede ser evaluado por separado, como se observa en la Figura 16, considerándolo como un punto de interés o nodo. La disposición del punto de interés o nodo solución depende de las necesidades del estudio, por razones prácticas, se hace referencia a cualquiera de las siguientes localizaciones”:

Figura 16: Localización de los diversos nodos de interés



Fuente: (Hirschfeldt, 2009). *Análisis de producción nodal.*

4.14.3. Presión hidráulica

La física define la presión como la relación de una fuerza ejercida sobre un área específica, siendo sus dimensionales en el sistema inglés libras por pulgada cuadrada, abreviada como Psi. El cálculo de las presiones es de vital importancia en la industria petrolera, ya que permitirá manipular el flujo de los hidrocarburos a la superficie de manera eficiente.

La presión hidráulica se establece como una propiedad de los fluidos a través de presiones o de una presión constante; variando sus factores permitirá manipular fuerzas o presiones. La forma más práctica de aprovechar la presión hidráulica de un fluido será a través del principio de Pascal, el cual establece que mediante una fuerza pequeña en un conducto se puede transmitir una fuerza mayor al mismo conducto con área diferente a través de émbolos para así controlar los fluidos del sistema.

El pozo petrolero tendrá su presión de formación; si esta es insuficiente para la extracción, se apoyará en el bombeo mecánico. (Madrid, 2010) La industria petrolera “el bombeo mecánico es uno de los métodos de producción utilizados, el cual su principal característica

es la de utilizar una unidad de bombeo para transmitir movimiento a la bomba de subsuelo a través de una sarta de cabillas y mediante la energía suministrada por un motor.” Lo que nos demuestra lo práctico del método, que aprovechará la presión hidráulica, y que sea tan altamente difundido, nos dice que es igualmente beneficioso económicamente para la industria.

4.14.4. Ecuación de Bernoulli

Bernoulli dedujo que “para un sistema de energías, donde la fricción es despreciable, se puede utilizar la conservación de la energía para encontrar la equivalencia entre un punto y otro de un sistema, donde la suma de sus energías permanece constante, pero varían de un punto a otro sus energías de presión, potencial y cinética.” (Daily y Harleman, 2005). El equipo superficial tendrá caídas de presión por las variaciones en el diámetro interno del equipo, así como en válvulas y accesorios. Daily y Harleman (2005) indican la ecuación de Bernoulli de la siguiente forma:

$$P_1 + \rho gh_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 = P_2 + \rho gh_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 \quad (2)$$

Donde:

- P_1 y P_2 son las presiones en los puntos 1 y 2 respectivamente.
- ρ es la densidad del fluido.
- g es la aceleración debido a la gravedad.
- h_1 y h_2 son las alturas en los puntos 1 y 2 respectivamente.
- v_1 y v_2 son las velocidades en los puntos 1 y 2 respectivamente.

Además, “la velocidad del fluido por un tubo se puede calcular a través de” (Gómez-Cabrera, 2006a):

$$V = \frac{Q}{A} \quad (3)$$

Donde:

- V es la velocidad del flujo.
- Q es el caudal.
- A es el área de la sección transversal del flujo.

La ecuación de flujo volumétrico se aplica en la extracción de hidrocarburos y permite calcular de manera eficiente las presiones en ciertos puntos de los pozos petroleros para poder extraer el caudal necesario a través de los sistemas de bombeo, los cuales suelen constar de una unidad de bombeo, un motor, por lo general, utilizado en la superficie, cabillas, anclas de tubería, la tubería de producción y la bomba de subsuelo. Estos elementos, además de la densidad del hidrocarburo y la profundidad del pozo, permiten establecer las variables con

las que a través de la ecuación de Bernoulli se monitoreará o controlará la producción del pozo específico.

La ecuación de Bernoulli es aplicable para fluidos incompresibles. En este caso, el crudo se considerará incompresible, se pierde presión en el tramo que se evaluará; además, sucede en sistemas adiabáticos, es decir, que no tienen transferencia de calor. Dado que estas condiciones se dan con el pozo petrolero, puede utilizarse para los cálculos necesarios.

4.14.5. Ecuación de continuidad

En hidrodinámica, la ecuación de continuidad establece que, “refiriéndose a fluidos incompresibles, la masa se conserva independientemente del cambio en las áreas del conducto evaluado” (Madrid, 2010). Es decir que la masa del fluido se mantiene constante. El conducto en el presente estudio se referirá a las tuberías de producción. La ecuación de continuidad será dada por:

$$A_1 \cdot V_1 = A_2 \cdot V_2 \quad (4)$$

Donde:

- A_1 y A_2 son las áreas de la sección transversal en los puntos 1 y 2 respectivamente.
- V_1 y V_2 son las velocidades en los puntos 1 y 2 respectivamente.

El caudal, según la ecuación de continuidad, indicará la razón del flujo del volumen del fluido a evaluar. Y siendo constante en uno y otro punto del trayecto ayudará a definir la velocidad y/o el área requerida para mantener el caudal establecido para obtener una producción óptima.

4.14.6. Viscosidad dinámica y cinemática

“La viscosidad es definida como la resistencia al movimiento de un fluido” (Madrid, 2010). “La viscosidad dinámica, también llamada viscosidad absoluta, es una medida de la resistencia del fluido a las deformaciones producidas por esfuerzos tangentes en el conducto a través del cual se desplaza. Por su parte, la viscosidad cinemática es la relación de la viscosidad dinámica con la densidad del fluido observado” (Madrid, 2010). Para encontrar la viscosidad dinámica se despejó la fórmula:

$$\mu = \nu \cdot \rho \quad (5)$$

Donde:

- μ es la viscosidad dinámica.
- ν es la viscosidad cinemática.
- ρ es la densidad.

4.14.7. Flujo turbulento

“Un régimen de flujo de fluidos caracterizado por un movimiento de tipo remolino o caótico a medida que el fluido se desplaza a lo largo de la tubería o conducto. La velocidad lineal de las partículas de fluido es similar independientemente de la posición en el conducto, si bien las partículas cercanas a la pared del conducto poseen menor velocidad. Esta característica hace que el flujo turbulento sea un régimen de flujo eficiente para la recolección y el transporte de sólidos. No obstante, el potencial para la erosión puede ser significativo, especialmente con los fluidos abrasivos y con un trayecto de flujo tortuoso” (Slb, 2023).

Para definir este régimen es de suma importancia determinar el número de Reynolds, un número adimensional que representa el tipo de flujo en el que se encuentra el fluido en movimiento, pudiendo ser laminar ($NRe < 2000$), de transición ($2000 < NRe < 4000$) o turbulento ($NRe > 4000$) según (Ramos, 2023).


“Un tipo de flujo de fluido que se caracteriza por su movimiento en remolino o caótico a lo largo de la trayectoria de flujo, es el régimen de flujo preferido para la remoción del lodo durante la cementación primaria porque se percibe que resulta en una mejor remoción, en especial del lodo en la pared de la formación.” (Slb, 2023).

5.1. Características de operación

Las características del protector de árbol de producción, modelo TST1 1002, capacidad de trabajo 10,000 Psi (ver Figura 17), servirán para realizar los cálculos necesarios para obtener los caudales, velocidades y presiones que se originan en el sistema de tuberías de producción provocados por el bombeo de fluidos desde la superficie. Para la realización de los cálculos se tomarán las especificaciones indicadas por los fabricantes de las tuberías de producción, las especificaciones del petróleo más común en México y, en otros casos, medidas comerciales y estandarizadas para el uso en pozos petroleros a nivel mundial. Se describirán de igual manera otras circunstancias que envuelven el desarrollo del equipo analizado. Se utilizará el sistema inglés, por ser el más difundido para el uso en las tuberías de producción.

Para futuras referencias, el protector TST1 1002 tiene una presión máxima de trabajo de 15,000 Psi con un factor de seguridad de 1.5, de acuerdo con los estándares del *American Petroleum Institute* (API, 2005). Estos son los mismos estándares que rigen toda la industria a nivel mundial, como lo menciona Rodríguez-Hernández (2014). En este caso específico, el factor de seguridad es 1.5 porque el protector de árbol de producción supera los 5,000 Psi de presión de trabajo. Estos estándares permiten la compatibilidad con todos los equipos expuestos en cualquier tipo de operación petrolera, entre los cuales podemos mencionar válvulas de control y tuberías de bombeo (*Pressure Control*, 2024). En este caso, la presión máxima de seguridad del protector de árbol de producción es de $1.5 \times 15,000 \text{ Psi} = 22,500 \text{ Psi}$. Por temas de dimensiones y manufactura, no existe una brida del protector de árbol de 15,000 Psi y, por eso no se puede conectar directamente a una brida de árbol de producción de esa capacidad, generando así la restricción para el uso de este modelo en pozos con bridas de hasta 10,000 Psi.

Figura 17: Modelo 1002 de protector de árbol de producción



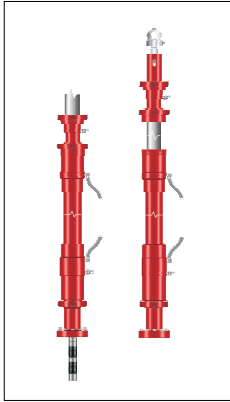
10
Protectores de BOP

Tree Saver TST1 1002

Descripción

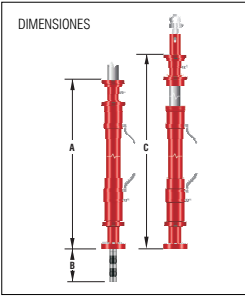
Es una herramienta utilizada para realizar operaciones de estimulación con presión a través de la armadura de surgencia en superficie. Su diseño permite mantener aislada de forma independiente las presiones de operación y las del accionamiento hidráulico de la herramienta. Esta herramienta puede ser utilizada para operar en tubing de 2-3/8" hasta 3-1/2".

Se acciona por medio de una central hidráulica que se incluye con el equipo de operación. Permite ser operado e instalado con presión en boca de pozo. Están contruidos en acero. Utilizado para todo tipo de estimulación que se deba realizar sin sacar el árbol de producción o la B.O.P de la boca del pozo.



Dimensiones

Modelo	Casing		Dimensiones Mandril		Máx. presión de trabajo	Máximo Caudal**	Dimensiones		
	OD	Peso Nominal	ID	Recorrido			A	B	C
	in	lb/ft	in	in			in	in	in
			mm	mm	psi	bpm	mm	mm	mm
1002-2380	2-3/8	4.00 - 4.70	1.181	78.7	10,000	35	123	84	211
			30,0	2.000			3.124	2.133	6.369
	2-7/8	9.52	1.181	78.7	10,000	35	123	84	211
			30,0	2.000			3.124	2.133	6.369
1002-2780	2-7/8	6.40 - 8.70	1.496	78.7	10,000	35	123	84	211
			38,0	2.000			3.124	2.133	6.369
	3-1/2	9.20 - 12.95	1.496	78.7	10,000	35	123	84	211
			38,0	2.000			3.124	2.133	6.369



Las capacidades de resistencia a las presiones no se deben considerar como valores absolutos cuando la herramienta es utilizada en situaciones reales de trabajo, debido a las variaciones en las condiciones del pozo. Estas variaciones deben tomarse en consideración cuando se utilicen estos datos.

La información aquí contenida es confidencial y propiedad de TACKER. Esta prohibida su reproducción sin el consentimiento de TACKER. *Esta información está sujeta a modificaciones sin notificación y no representa un compromiso por parte de TACKER. Las ventas de productos y servicios TACKER estarán en un todo de acuerdo únicamente con los términos y condiciones especificadas en el contrato realizado entre TACKER y el cliente. TACKER da garantía únicamente del título de los productos, suministros y materiales, como así también garantiza que los mismos no poseen defectos de fabricación ni de materiales. No existe garantía, expresa o implícita, en relación a la comercialización ni que los mismos sean adecuados o posean cualquier otra característica que exceda los términos especificados anteriormente. La responsabilidad de TACKER y el resarcimiento al cliente en cualquier tipo de acción (sea por un contrato, daño, incumplimiento de garantía o de otra índole) resultante de la venta o uso de cualquier producto, suministro o material se limita expresamente al reemplazo de dichos productos, suministros o materiales con la entrega por parte del cliente de los mismos o, a opción de TACKER, al otorgamiento de un crédito por el valor de los mencionados items. El resultado obtenido del uso de los equipos, productos, materiales o servicios TACKER no está garantizado. De ningún modo TACKER se responsabiliza por daños consecuentes, punitivos, indirectos, incidentales o especiales.

Características

- Mantiene aislado la boca de pozo de las presiones de tratamiento.
- Máxima presión de trabajo: 10.000 psi.
- Evita el contacto de la armadura de boca de pozo con elementos corrosivos y abrasivos.
- Puede ser instalado y operado con presión en boca de pozo.
- Conexiones estándar.
- Material: acero de alta resistencia.

Beneficios

- Minimiza los costos de completación de pozos y los daños en los árboles de producción resultantes por contacto con ácidos ó erosión.
- Permite efectuar operaciones de estimulación a presiones superiores a la presión de la instalación en boca de pozo.

OFICINA CENTRAL
 AV. JULIO SALTO S/N CHACRA Nº2
 CIPOLLETTI - RIO NEGRO - ARGENTINA
 C.C. 552 - C.P. 8324
 TEL/FAX: (54) 299 - 4786310 / 4775091
 e-mail: ventas@tackertools.com
 www.tackertools.com

F-0-1002-11 12-2017

Fuente:(TACKER, 2024). Protector de árbol de producción.

El equipo trabaja con el petróleo Maya de 22° API a 60° Fahrenheit o 15.56° Celsius (PEMEX, 2015), el de mayor producción en México (Gobierno de México, 2019). El petróleo es un fluido newtoniano por lo que se considera para este estudio como incompresible. Con el análisis de producción nodal se realizan las estimaciones para caudal, velocidad y número de Reynolds en superficie, ya que este análisis permitirá determinar los valores mencionados en la cabeza del pozo, para así poder mejorar la eficiencia del flujo para efectos de limpieza en el fondo del pozo y así, encontrando los parámetros más apropiados, que permitirán activar los empacadores multizona y reducir el tiempo de apertura de este.

El Cuadro 3, de bridas disponibles, se obtuvo del proveedor del protector de árbol. Los valores de la tabla servirán para establecer la compatibilidad entre la brida de conexión y la tubería de producción. En la primera columna se muestra el diámetro externo (OD) de la tubería, la segunda columna el tamaño de la brida, la tercera columna el código interno del proveedor y la cuarta columna la presión máxima.

Cuadro 3: Tabla de bridas disponibles

Diámetro externo de tubería (in)	Tamaño de brida (in)	Código de brida	Máxima presión (Psi)
2 3/8"	2 1/16"	1003-2116-0500	5000
2 7/8"	2 9/16"	1003-2916-0500	5000
	2 9/16"	1003-2916-1000	10000
	2 9/16"	1003-2916-1500	15000
	2 9/16"	1003-2916-2000	20000
3 1/2"	3 1/16"	1003-3116-1000	10000
		1003-3116-1500	15000
	3 1/8"	1003-3180-5000	5000
4 1/2"	4 1/16"	1003-4116-5000	5000
		1003-4116-1000	10000
		1003-4116-1500	15000
		1003-4116-2000	20000
5"	5 1/8"	1003-5180-1000	10000
5 1/2"	7 1/16"	1003-5500-0500	5000
		1003-5500-1000	10000
7"		1003-7000-1500	15000
		1003-7000-2000	20000

Fuente: (TACKER, 2020).

Para el presente análisis los cálculos se limitarán para la tubería de producción de 3 1/2" de diámetro externo y para todos sus diámetros internos disponibles, clasificados también como pesos de tubería o como librajes. Para este diámetro de tubería, se emplearán las bridas disponibles son: 3 1/16" con 10,000 Psi, 3 1/8" con 5,000 Psi y 3 1/16" con 15,000 Psi. Dado que para el protector de árbol de producción la presión de trabajo es 10,000 Psi, se descarta automáticamente la brida de 3 1/16" con 15,000 Psi por no poder conectarse a esa brida.

La tabla de bridas disponibles servirá para limitar las configuraciones de pozos y estandarizar todas las configuraciones disponibles en el mercado. La información que contiene la tabla permitirá definir para este estudio los parámetros que se utilizarán para los cálculos que involucrarán los diámetros internos de las tuberías y los factores que se verán afectados por los mismos. También en el Cuadro 3 se puede encontrar la presión de trabajo que será de 5,000 Psi y 10,000 Psi respectivamente para cada brida, se deberá evitar confundir con la presión máxima de trabajo del protector de árbol de producción. Esto será de utilidad para poder calcular velocidades, caudales y el número de Reynolds.

Cuadro 4: Tabla de tubería API para tamaño y peso disponible de diámetro exterior 3 1/2"

Diámetro de tubería		Peso de tubería lb/ft (#)	Grado	Espesor de pared (in)	Diámetro interno (in)
Nominal (in)	OD (in)				
3 1/2"	3.500	7.7	N-80	0.216	3.068
		9.2	N-80	0.254	2.992
		10.2	N-80	0.289	2.922
		12.7	N-80	0.375	2.750

Fuente: (Fetoui, 2017).

La tubería de producción, presentada en el Cuadro 4, de diámetro exterior 3 1/2" grado N- 80, es la seleccionada para el presente estudio. Esto porque se abarcarán todos los diámetros internos disponibles en el mercado, siendo clasificados según el libraje, peso nominal o peso de tubería por pie lineal, siendo los siguientes: 7.7 lb/ft, 9.3 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft (Fetoui, 2017).

5.2. Operación del equipo de protector de árbol de producción

En la apertura del pozo, serán las bridas tanto del pozo como del protector las encargadas de recibir la presión que se posea en ese momento, ya sea que esté produciendo o no. Las especificaciones para el protector de árbol indican que la máxima presión de trabajo no deberá exceder de 15,000 Psi. Tomando en cuenta que la presión máxima de trabajo de las bridas es diferente a la de la tubería, se procede a buscar en las especificaciones del fabricante el valor del área interna de las bridas que serán objeto de estudio (3 1/16", 10,000 Psi y 3 1/8", 5,000 Psi) en el Cuadro 5, asimismo, el área interna de la tubería de producción o de los elastómeros (tipo copa) utilizados para aislar y proteger el árbol de producción se considera para efectos prácticos con el mismo valor de diámetro interior de la tubería de producción para ambos casos, según se muestra en el Cuadro 4.

Habiendo definido la capacidad del protector del árbol de producción en función de la presión máxima que soporta la brida y el tamaño de la tubería de producción en el pozo, se cuentan con los parámetros necesarios para su instalación. Para iniciar la instalación del protector, se utiliza una grúa capaz de soportar su peso y se presenta en la boca del pozo. A continuación, se procede a abulonar ambas bridas, tanto la del protector como la del árbol de producción, para asegurar la sujeción y la hermeticidad entre ellas. Una vez garantizada la sujeción y la hermeticidad mediante una prueba de presión en la conexión, se manipulan las válvulas del árbol de producción para su apertura. Con el paso libre, se continúa con la manipulación del protector del árbol de producción a través de sus cámaras hidráulicas, para profundizar los elastómeros, posicionarlos en su anclaje y concluir así con la instalación.

Cuadro 5: Especificaciones del área interna de la brida

Brida tipo		Tubería de producción/ copa tipo		Área interna de brida	Presión de brida	Área interna de tubería	Presión máxima de trabajo TST 1002
Tamaño	Presión de diseño	Tamaño	Peso de tubería (#)	A ₁	P ₁	A ₂	
Pulgadas	Psi	Pulgadas	Libras/pie	Pulgadas ²	Psi	Pulgadas ²	Psi
2 9/16"	10000	2 7/8"	6.5	9.58	10000	4.68	15000
2 9/16"	10000	2 7/8"	7.9	9.58	10000	4.24	15000
2 9/16"	5000	2 7/8"	6.5	14.2	5000	4.68	15000
2 9/16"	5000	2 7/8"	7.9	14.2	5000	4.24	15000
3 1/16"	10000	3 1/2"	7.7	13.1	10000	7.39	15000
3 1/16"	10000	3 1/2"	9.3	13.1	10000	7.03	15000
3 1/16"	10000	3 1/2"	10.2	13.1	10000	6.7	15000
3 1/16"	10000	3 1/2"	12.7-12.95	13.1	10000	5.95	15000
3 1/8"	5000	3 1/2"	7.7	22.7	5000	7.39	15000
3 1/8"	5000	3 1/2"	9.3	22.7	5000	7.03	15000
3 1/8"	5000	3 1/2"	10.2	22.7	5000	6.7	15000
3 1/8"	5000	3 1/2"	12.7-12.95	22.7	5000	5.95	15000

Fuente: (TACKER, 2020).

Para que los elastómeros hagan sello y se logre aislar se necesitará crear una presión diferencial, esto se creará cerrando el paso de la presión para que no exista recirculación y que esta quede atrapada por debajo de la copa empaquetadora y al mismo tiempo aislando por encima de la misma todo el árbol de producción. La presión que genera un tratamiento de estimulación ácida o fractura hidráulica puede ser de hasta 15,000 Psi, siendo esta presión captada por los elastómeros (copa) y como consecuencia aislando el árbol de producción de cualquier agente utilizado, así como de la presión misma. Al final del tratamiento se sacarán los elastómeros a superficie y se completará, ya sea la estimulación o fractura hidráulica.

5.3. Cálculo de presiones

Es necesario realizar el cálculo de las presiones en las respectivas tuberías de producción y bridas para así delimitar el alcance de este análisis. Primero se calculará la presión máxima que la tubería de producción soportaría con el protector de árbol ya instalado, esto con el objetivo de determinar un límite máximo para cada configuración de brida y tubería. Se utilizarán los datos del Cuadro 5 de especificaciones del área interna de la brida para obtener los parámetros de operación de ocho distintas configuraciones de pozos, las cuales incluyen 2 bridas de diámetro de 3 1/16" con 10,000 Psi y 3 1/8" con 5,000 Psi, una de tubería de producción de diámetro externo 3 1/2" y sus 4 diámetros internos más comerciales utilizados en la industria 7.7 lb/ft, 9.3 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft.

5.3.1. Presiones máximas esperadas en tubería de producción

Para las distintas configuraciones de áreas internas que se tendrán debido al cambio de diámetros, se calculará la presión máxima utilizando el principio de Pascal y que deberá ser menor a los 15,000 Psi de presión que llegaría de la inyección de fluidos, que será la presión máxima de trabajo para el protector de árbol de producción. Para ello, la fórmula a utilizar será:

$$P_2 = \frac{P_1 \cdot A_1}{A_2} \quad (6)$$

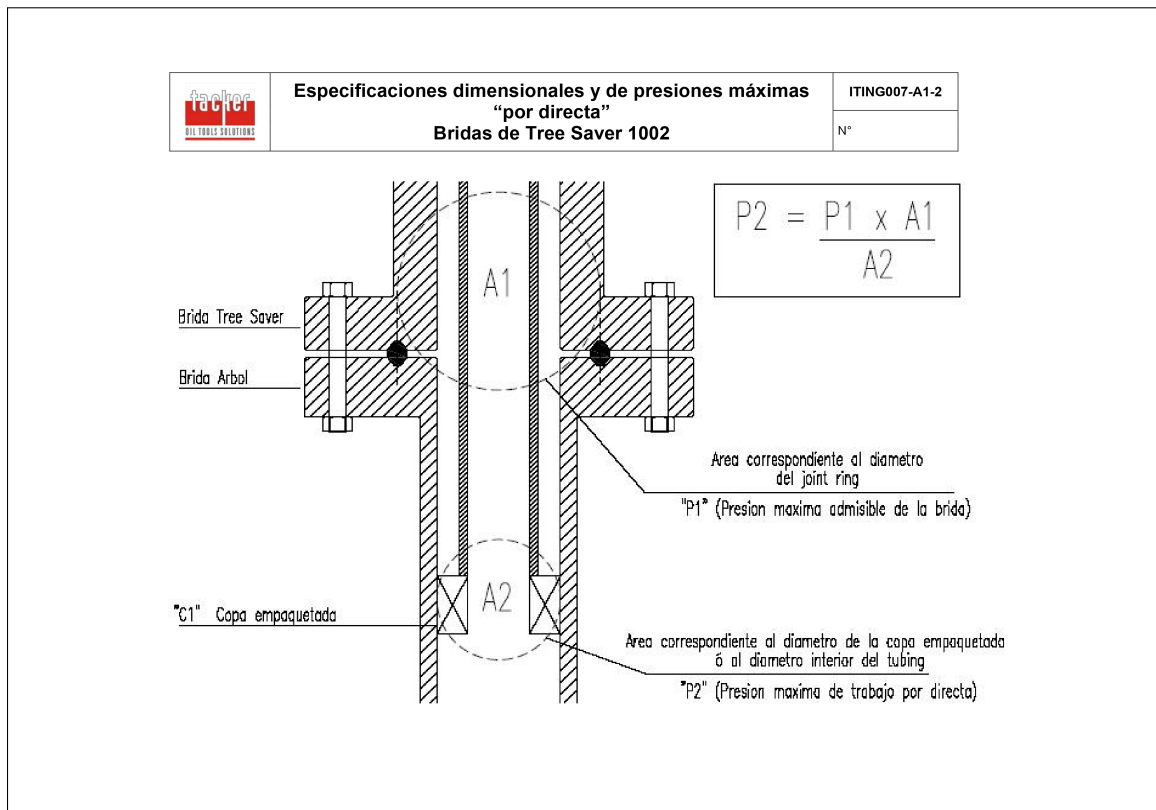
Donde:

- P_1 es la presión en la brida
- A_1 es el área interna de la brida
- P_2 es la presión en la tubería de producción
- A_2 el área interna de la tubería de producción

La Figura 18 es un esquema proporcionado por el proveedor del protector de árbol de producción, que indicará acorde a sus diseños donde se encuentra la máxima presión en el pozo de acuerdo con la configuración del árbol de producción. Además, corrobora la teoría con la práctica presentada en la fórmula 6.

Primero, se determina la presión máxima para cada configuración de pozo y que no deberá exceder la presión máxima de trabajo (15,000 Psi), para la cual fue diseñada la herramienta protectora del árbol de producción.

Figura 18: Ubicación de presiones máximas en un pozo con un protector de árbol de producción



Fuente:(TACKER, 2020). *Especificaciones dimensionales y de presiones máximas.*

Los resultados que establecerán la presión máxima del pozo dependiendo de la configuración que se analizará, donde el rango máximo es determinado por la capacidad que soporta la brida de conexión, se llevarán a cabo de la siguiente manera:

Se calculará la presión máxima de trabajo para la tubería de producción en cada configuración basándose en la ecuación 6 y utilizando los valores de áreas internas y presiones del Cuadro 5. Las presiones resultantes representarán los valores máximos para el sistema, ya que se calculan en función de la presión máxima permisible por el fabricante: 10,000 Psi para la brida de 3 1/16" y 5,000 Psi para la brida de 3 1/8".

- Para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft:

Donde:

- P_2 es la presión en la tubería de producción (Psi)
- A_2 es el área interior de la tubería de producción (in^2) de 7.39 in^2
- P_1 es la presión en la brida (Psi) de 10,000 Psi
- A_1 es el área interior de la brida (in^2) de 13.1 in^2

$$P_2 = \frac{10,000 \text{ Psi} \times 13.1 \text{ in}^2}{7.39 \text{ in}^2} = 17,726.66 \text{ Psi}$$

- Para la configuración: Brida 3 1/8" con 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft:

$$P_2 = \frac{5,000 \text{ Psi} \times 22.7 \text{ in}^2}{7.39 \text{ in}^2} = 15,358.59 \text{ Psi}$$

- Para la configuración: Brida 3 1/8" con 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 9.3 lb/ft:

$$P_2 = \frac{5,000 \text{ Psi} \times 22.7 \text{ in}^2}{7.03 \text{ in}^2} = 16,145.09 \text{ Psi}$$

Se repetirán estos cálculos para cada una de las ocho configuraciones establecidas para presión en boca del pozo, tubería de producción y tipo de brida, y los resultados se muestran en el Cuadro 9, en la sección de resultados.

Estas ocho configuraciones son:

- Brida 3 1/16", 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft
- Brida 3 1/16", 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 9.3 lb/ft
- Brida 3 1/16", 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 10.2 lb/ft
- Brida 3 1/16", 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 12.7 lb/ft

- Brida 3 1/8", 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft
- Brida 3 1/8", 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 9.3 lb/ft
- Brida 3 1/8", 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 10.2 lb/ft
- Brida 3 1/8", 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 12.7 lb/ft

5.3.2. Presiones esperadas en la tubería de producción

Una vez calculada la presión máxima para cada configuración de las tuberías de producción, se podrá definir un límite superior para este análisis. A continuación, se determinará un rango de operación seguro, que no debe superar los 15,000 Psi en la tubería de producción, limitado por la capacidad del protector del árbol de producción.

Para esto, se utilizará nuevamente la ecuación 6 para calcular la presión en la tubería de producción dentro de este rango de operación seguro y observar su comportamiento ante el incremento paulatino de la presión. Es importante destacar que alcanzar las presiones máximas nunca es recomendable para ningún equipo, ya sea superficial o en el fondo del pozo. Se establecerán incrementos de 1,000 Psi hasta alcanzar los 10,000 Psi en superficie (brida), que es la presión máxima soportada por la brida de 3 1/16". Esto permitirá calcular la presión en la tubería de producción, equivalente a la presión en el pozo.

- Para la configuración: Brida 3 1/8" con 5,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 10.2 lb/ft a 2000 Psi en brida:

Donde:

- P_2 es la presión en la tubería de producción (Psi)
- A_2 es el área interior de la tubería de producción (in^2)
- P_1 es la presión en la brida (Psi)
- A_1 es el área interior de la brida (in^2)

$$P_2 = \frac{2,000 \text{ Psi} \times 22.7 \text{ in}^2}{6.7 \text{ in}^2} = 6,776.12 \text{ Psi}$$

- Para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 9.3 lb/ft a 7,000 Psi en brida:

$$P_2 = \frac{7,000 \text{ Psi} \times 13.1 \text{ in}^2}{7.03 \text{ in}^2} = 13,044.10 \text{ Psi}$$

- Para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 12.7 lb/ft a 3,000 Psi en brida:

$$P_2 = \frac{3,000 \text{ Psi} \times 13.1 \text{ in}^2}{5.95 \text{ in}^2} = 6,605.04 \text{ Psi}$$

Del cálculo de presiones en la tubería de producción se generará el Cuadro 10, que servirá como base de este análisis. Este cuadro definirá el rango de operación, ya que permitirá establecer la presión máxima esperada en el pozo en función de la configuración elegida, relacionada con la presión de la brida, o lo que es lo mismo, la presión de bombeo desde la superficie. Cabe recordar que cualquier presión superior a 15,000 Psi no será objeto de análisis, ya que supera la presión máxima de trabajo especificada por el proveedor.

En el cálculo para 9,000 Psi en brida, para todas las configuraciones presentadas se supera la presión máxima de trabajo del protector de árbol de producción (15,000 Psi), por lo que dejará de ser necesario evaluar presiones superiores a esta. Como consecuencia, el rango de análisis iniciará de 1,000 Psi hasta 8,000 Psi.

5.4. Caudal, velocidad y número de Reynolds

En esta sección se procederá a encontrar los valores de caudal, velocidad y número de Reynolds para caudales aplicados en superficie medidos en barriles por minuto (BPM). El motivo por el cual se pone de referencia las unidades barriles por minuto (BPM) se debe a que es la medida utilizada para el caudal en los equipos de bombeo en la industria petrolera, como se puede ver en la Figura 16.

Para encontrar los valores se realizará la siguiente secuencia: primero calcular el caudal dentro del pozo de acuerdo con los caudales y presiones antes de entrar a la configuración del pozo (salida de bombas), segundo se determina la velocidad del fluido dentro del pozo según los parámetros de la configuración de las tuberías y como tercer punto determinar el número de Reynolds gracias a la velocidad resultante dentro del pozo afectada por el cambio de diámetros internos a los que fue expuesto.

5.4.1. Caudal

Para obtener la ecuación 7, primero despejamos la ecuación de flujo volumétrico (ecuación 3) en términos del caudal y el área. Luego, igualamos las velocidades en dos puntos y, a partir de ahí, despejamos para el caudal Q_{\max} .

$$Q_{\max} = \frac{Q_t \cdot A_{\max}}{A_t} \quad (7)$$

Donde:

- Q_{\max} es el caudal máximo en tubería de producción (in^3/s)
- A_{\max} es el área interna de la tubería de producción (in^2)
- Q_t es el caudal transmitido desde la superficie (in^3/s)
- A_t es el área interna en superficie (in^2)

Además, considerando la relación entre las presiones y áreas según lo expresado por el principio de Pascal en la ecuación 6 ($A_{max}/A_t=P_t/P_{max}$), al sustituir en la ecuación 7, se obtendrá la ecuación para el caudal, que se presenta en la ecuación 8.

$$Q_{max} = \frac{P_t \cdot Q_t}{P_{max}} \quad (8)$$

Donde:

- Q_{max} es el caudal máximo en la tubería de producción (in^3/s)
- P_t es la presión transmitida desde la superficie calculada en la tubería de producción (Psi)
- Q_t es el caudal transmitido desde la superficie (in^3/s)
- P_{max} es la presión máxima en la tubería de producción (Psi)

Se establecerá los caudales transmitidos desde la superficie de 15 BPM, 25 BPM y 35 BPM, que serán los flujos mínimo, medio y máximo que se permitirán bombear hacia el pozo y en los que puede operar el equipo TST2 1002 (Cuadro 6). La presión máxima de trabajo del mismo equipo será de 15,000 Psi según las características indicadas por el proveedor. Se recuerda que la presión de trabajo está restringida a 10,000 Psi por no poder conectarse a bridas de mayor capacidad.

Cuadro 6: Especificaciones técnicas del equipo TST2 1002

Modelo	Tubería		Largo mandril		Presión de trabajo Psi	Máximo caudal BPM
	OD	Peso nominal	ID	Recorrido		
	in	lb/ft (#)	in	in		
1002-2380	2 3/8"	4.00-4.70	1.181	78.7	10000	35
	2 7/8"	9.52	1.181	78.7	10000	35
1002-2780	2 7/8"	6.40-8.70	1.496	78.7	10000	35
	3 1/2"	7.7-12.95	1.496	78.7	10000	35

Fuente: (TACKER, 2020).

Para el cálculo de los caudales se utilizará la conversión de los barriles por minuto, equivalente a 1 BPM son $161.7 \text{ in}^3/\text{s}$ para los cálculos de los caudales de 15BPM ($2,425.5 \text{ in}^3/\text{s}$), 25 BPM ($4,042.5 \text{ in}^3/\text{s}$) y 35 BPM ($5,659.5 \text{ in}^3/\text{s}$). Así como las presiones obtenidas del Cuadro 10 para cada incremento de presión (presión en superficie) y la presión máxima de trabajo, entregada por el proveedor, de 15,000 Psi.

- Para 15BPM en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$Q_{max} = \frac{1,772.67 \text{ Psi} \times (15 \times 161.7 \text{ in}^3/\text{s})}{15,000 \text{ Psi}} = 286.64 \text{ in}^3/\text{s}$$

- Para 25BPM en superficie para la configuración: Brida 3 1/16” con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2”, 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$Q_{\max} = \frac{1,772.67 \text{ Psi} \times (25 \times 161.7 \text{ in}^3/\text{s})}{15,000 \text{ Psi}} = 477.73 \text{ in}^3/\text{s}$$

- Para 35BPM en superficie para la configuración: Brida 3 1/16” con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2”, 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$Q_{\max} = \frac{1,772.67 \text{ Psi} \times (35 \times 161.7 \text{ in}^3/\text{s})}{15,000 \text{ Psi}} = 668.83 \text{ in}^3/\text{s}$$

Estos resultados son presentados en los Cuadros 11, 12 y 13.

5.4.2. Velocidad

Las velocidades en tuberías se podrán estimar a través de conocer el caudal máximo que pasa por las tuberías del equipo y la máxima presión de trabajo que soportarán. Se calculará el caudal dentro del pozo y las presiones del fluido para observar si hay algún caudal óptimo restringido por la presión de trabajo conforme a las especificaciones, según Cuadro 6, que serán para la brida y el árbol de producción.

“La velocidad del fluido por un tubo se puede calcular a través de” (Gómez-Cabrera, 2006a):

$$V = Q/A$$

Donde:

- V es la velocidad (in/s)
- Q es el caudal (in³/s)
- A es el área (in²)

De los caudales máximos encontrados para cada incremento en la presión de superficie (Cuadros 11,12 y 13) y el área especificada por el fabricante para cada configuración, se determinará la velocidad, siempre para los tres caudales establecidos de 15 BPM (2,425.5 in³/s), 25 BPM (4,042.5 in³/s) y 35 BPM (5,659.5 in³/s).

- Para 15BPM (2,425.5 in³/s) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16” con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2”, 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$V = \frac{286.64 \text{ in}^3/\text{s}}{7.39 \text{ in}^2} = 38.79 \text{ in/s}$$

- Para 25BPM (4,042.5 in³/s) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$V = \frac{477.73 \text{ in}^3/\text{s}}{7.39 \text{ in}^2} = 64.65 \text{ in/s}$$

- Para 35BPM (5,659.5 in³/s) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$V = \frac{668.83 \text{ in}^3/\text{s}}{7.39 \text{ in}^2} = 90.50 \text{ in/s}$$

Estos resultados son presentados en las tablas 14, 15 y 16.

5.4.3. Número de Reynolds

Antes de proceder al número de Reynolds se requiere calcular la viscosidad dinámica. Según datos del Gobierno de México (2021), "La densidad del fluido es la densidad del petróleo de 920 kg/m³. Aparte, PEMEX (2015) dice que "para el petróleo maya la viscosidad cinemática = 235.5 cSt".

Para encontrar la viscosidad dinámica se usa la ecuación:

$$\mu = \nu \cdot \rho \tag{9}$$

Donde:

- μ es la viscosidad dinámica (kg/m·s)
- ν es la viscosidad cinemática (m²/s) = 235.5cSt o 2.355 x 10⁻⁴ m²/s
- ρ es la densidad (kg/m³)

Tenemos como resultado:

$$\mu = \nu \cdot \rho = 2.355 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s} \times 920 \text{ kg/m}^3 = 0.216 \text{ kg/m} \cdot \text{s}$$

Para el número de Reynolds, se tomarán las velocidades (in/s) alcanzadas de los Cuadros 14, 15 y 16 para cada configuración y se aplicará un factor de conversión (x 0.0254) para transformar ese valor a sistema internacional (m/s), al igual que el diámetro interno (in/s) de la tubería de producción (Cuadro 4) a metros. Esta se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$NRe = \frac{\rho \cdot V \cdot D}{\mu} \tag{10}$$

Donde:

- NRe es el número de Reynolds (adimensional)
- ρ es la densidad del fluido (kg/m^3)
- V es la velocidad (m/s)
- D es el diámetro interior de la tubería de producción (m)
- μ es la viscosidad dinámica ($\text{kg}/\text{m}\cdot\text{s}$)

Habiendo obtenido el valor de la viscosidad dinámica previamente, se procede a ingresar valores en la ecuación 10 para calcular el número de Reynolds.

- Para 15BPM ($2,425.5 \text{ in}^3/\text{s}$) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

Donde los datos provienen:

- ρ del petróleo Maya, $920 \text{ kg}/\text{m}^3$
- V de los cuadros de resultados 14, 15 y 16 de su respectiva configuración y presión de brida, convertidos a sistema internacional (m/s)
- D es el diámetro interior de la tubería de producción, tomado del Cuadro 4 convertido a sistema internacional (m)
- μ es la viscosidad dinámica, $0.216 \text{ kg}/\text{m}\cdot\text{s}$

$$NRe = \frac{920 \text{ kg}/\text{m}^3 \times 0.9852 \text{ m}/\text{s} \times 0.07793 \text{ m}}{0.216 \text{ kg}/(\text{m} \cdot \text{s})} = 326.63$$

- Para 25BPM ($4,042.5 \text{ in}^3/\text{s}$) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$NRe = \frac{920 \text{ kg}/\text{m}^3 \times 1.642 \text{ m}/\text{s} \times 0.07793 \text{ m}}{0.216 \text{ kg}/(\text{m} \cdot \text{s})} = 544.38$$

- Para 35BPM ($5,659.5 \text{ in}^3/\text{s}$) en superficie para la configuración: Brida 3 1/16" con 10,000 Psi y tubería de producción 3 1/2", 7.7 lb/ft a 1,000 Psi:

$$NRe = \frac{920 \text{ kg}/\text{m}^3 \times 2.2987 \text{ m}/\text{s} \times 0.07793 \text{ m}}{0.216 \text{ kg}/(\text{m} \cdot \text{s})} = 762.13$$

Estos resultados son presentados en los cuadros 17, 18 y 19.

5.5. Tipo de flujo en el pozo y factores de fricción

El tipo de flujo en el pozo será definido a través del número de Reynolds y su relación. “Se ha encontrado que un NRe de aproximadamente 2,300 denota la inminencia de una transición de flujo laminar a flujo turbulento. El flujo correspondiente a un número de Reynolds que exceda 2,300 puede considerarse inestable debido a que cualquier perturbación producirá la aparición de las fluctuaciones aleatorias comunes de flujo turbulento” (Shames, 1995).

Una vez que el número de Reynolds sobrepase los 4,000, significará que este es turbulento. Y este será el valor que se buscará, pues el flujo laminar aportará muy poco para la limpieza del pozo en el fondo. Estos resultados se presentan en los cuadros 17, 18 y 19.

El diagrama de Moody servirá para poder determinar el factor de fricción de Darcy. Para utilizarlo se necesitarán: la rugosidad del acero soldado sin costura del Cuadro 7 y el número de Reynolds obtenido previamente.

Cuadro 7: Valores de rugosidad para diferentes materiales

Material	Rugosidad (mm)
Hormigón rústico	0.2500
Hormigón liso nuevo	0.0250
Tubos estirados	0.0025
Vidrio	0.0020
Hierro fundido	0.1500
Plástico	0.0020
Acero, revestido de mortero	0.1000
Acero, oxidado	0.5000
Acero, estructural o forjado	0.0250
Acero, soldado y sin costura	0.0600

Fuente: (Young, 2022). *Rugosidad relativa de tuberías*.

Teniendo identificado el valor de rugosidad de las paredes del material, que será de 0.0600mm por la característica del tubo según fabricante, acero de alta resistencia soldado y sin costura (CSPG, 2020), se determinará la rugosidad relativa dividiéndola entre el diámetro interno.

Los cuatro diámetros internos que se utilizarán según las especificaciones del fabricante en la tabla de tubería API (Cuadro 4) serán de: 3.068” = 77.9272 mm, 2.992” = 75.9978 mm, 2.922” = 74.2188 mm y 2.750” = 69.85 mm. Se procederá con la fórmula de la rugosidad relativa.

$$\text{Rugosidad relativa} = \frac{\varepsilon}{D} \quad (11)$$

Donde:

- ε : Rugosidad de la superficie interna del conducto (mm)
- D : Diámetro del conducto (mm)

Al obtener la rugosidad relativa del Cuadro 8, se utilizará el gráfico de Moody en la Figura

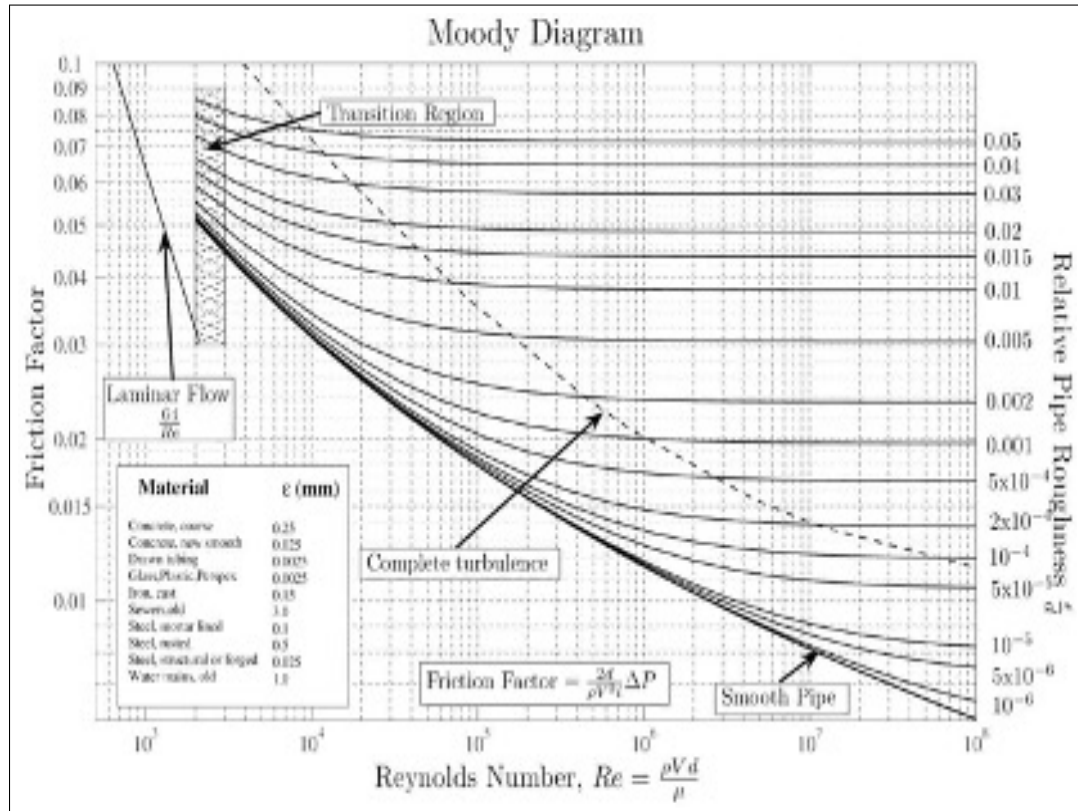
Cuadro 8: Rugosidad relativa

Diámetro (mm)	ϵ/D	ϵ/D
77.9272	0.000769	7.7E-4
75.9968	0.000789	7.9E-4
74.2188	0.000808	8.1E-4
69.85	0.000859	8.6E-4

Fuente: Elaboración propia.

19, en el eje de las ordenadas se tomará el valor de la rugosidad relativa que más se acerca a los resultados obtenidos y así poder tener una curva definida. Para el eje de las abscisas correspondiente al número de Reynolds de 4,000, se buscará dónde se intercepten ambos valores según la curva elegida para el valor de rugosidad y así obtener el factor de fricción.

Figura 19: Gráfico para interpretación del diagrama de Moody



Fuente: (Young, 2022). *Diagrama de Moody*.

Lo que se busca con el factor de fricción será poder brindar un dato al equipo en superficie para intentar desintegrar una canica del tipo degradable gracias al flujo turbulento generado, esto en caso de que no se pudiera limpiar el fondo y poder accionar el empacador multietapa.

5.6. Selección de caudal de bombeo

Los caudales de bombeo analizados en el estudio corresponderán a los establecidos de 15 BPM, 25 BPM y 35 BPM en superficie. Se seleccionará el parámetro de bombeo menor de cada configuración (presión en superficie+ brida+ tubería de producción + caudal de bombeo en superficie) que alcance primero el número de Reynolds de 4,000 presentados en los cuadros 17, 18 y 19.

La selección del caudal mínimo para tener un régimen de turbulencia generará una fuerza de empuje extra hacia la canica de presurización, que no puede proveer el flujo laminar para poder activar los empacadores multietapas de una manera más eficiente.

6.1. Operación de las bridas

Cuadro 9: Presión máxima de trabajo en tubería de producción.

Tipo de brida + tubería	Área interna de brida (in ²)	Área interna de tubería de producción (in ²)	Presión de brida (Psi)	Presión máxima en tubería de producción (Psi)
3 1/16", 10K Psi, Tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	13.1	7.39	10,000	17,726.66
3 1/16", 10K Psi, Tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	13.1	7.03	10,000	18,634.42
3 1/16", 10K Psi, Tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	13.1	6.7	10,000	19,552.24
3 1/16", 10K Psi, Tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	13.1	5.95	10,000	22,016.81
3 1/8", 5K Psi, Tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	22.7	7.39	5,000	15,358.59
3 1/8", 5K Psi, Tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	22.7	7.03	5,000	16,145.09
3 1/8", 5K Psi, Tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	22.7	6.7	5,000	16,940.30
3 1/8", 5K Psi, Tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	22.7	5.95	5,000	19,075.63

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 10: Rango de presiones en tubería de producción para ocho configuraciones distintas de pozos

Presión en brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
Tipo de brida + tubería	Presión en tubería de producción (Psi)									
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	1772.67	3545.33	5318.00	7090.66	8863.33	10635.99	12408.66	14181.33	15953.99	17726.66
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	1863.44	3726.88	5590.33	7453.77	9317.21	11180.65	13044.10	14907.54	16770.98	18634.42
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	1955.22	3910.45	5865.67	7820.90	9776.12	11731.34	13686.57	15641.79	17597.01	19552.24
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	2201.68	4403.36	6605.04	8806.72	11008.40	13210.08	15411.76	17613.45	19815.13	22016.81
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	3071.72	6143.44	9215.16	12286.87	15358.59	18430.31	21502.03	24573.75	27645.47	30717.19
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	3229.02	6458.04	9687.06	12916.07	16145.09	19374.11	22603.13	25832.15	29061.17	32290.18
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	3388.06	6776.12	10164.18	13552.24	16940.30	20328.36	23716.42	27104.48	30492.54	33880.60
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	3815.13	7630.25	11445.38	15260.50	19075.63	22890.76	26705.88	30521.01	34336.13	38151.26

Fuente: Elaboración propia.

Los valores resaltados en color oscuro serán excluidos de este estudio, ya que superan la presión máxima de operación permitida de 15,000 Psi para el protector del árbol de producción. Exceder esta presión compromete la integridad tanto del árbol de producción.

6.2. Cálculo de caudales, velocidades y número de Reynolds

Cuadro 11: Caudal para tubería de producción con flujo de 15 BPM (2,425.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Caudal en tubería de producción (in ³ /s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	286.64	573.28	859.92	1146.56	1433.20	1719.84	2006.48	2293.12
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	301.32	602.64	903.96	1205.27	1506.59	1807.91	2109.23	2410.55
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	316.16	632.32	948.48	1264.64	1580.80	1896.96	2213.12	2529.28
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	356.01	712.02	1068.04	1424.05	1780.06	2136.07	2492.08	2848.09
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	496.70	993.39	1490.09	1986.79	2483.48	2980.18	3476.88	3973.58
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	522.13	1044.26	1566.40	2088.53	2610.66	3132.79	3654.93	4177.06
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	547.85	1095.70	1643.55	2191.40	2739.25	3287.10	3834.94	4382.79
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	616.91	1233.81	1850.72	2467.62	3084.53	3701.44	4318.34	4935.25

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 12: Caudal para tubería de producción con flujo de 25 BPM (4,042.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Caudal en tubería de producción (in ³ /s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	477.73	955.47	1433.20	1910.93	2388.67	2866.40	3344.13	3821.87
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	502.20	1004.40	1506.59	2008.79	2510.99	3013.19	3515.38	4017.58
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	526.93	1053.87	1580.80	2107.73	2634.66	3161.60	3688.53	4215.46
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	593.35	1186.71	1780.06	2373.41	2966.76	3560.12	4153.47	4746.82
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	827.83	1655.66	2483.48	3311.31	4139.14	4966.97	5794.80	6622.63
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	870.22	1740.44	2610.66	3480.88	4351.10	5221.32	6091.54	6961.76
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	913.08	1826.16	2739.25	3652.33	4565.41	5478.49	6391.57	7304.66
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	1028.18	2056.35	3084.53	4112.71	5140.88	6169.06	7197.24	8225.41

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 13: Caudal para tubería de producción con flujo de 35 BPM (5,659.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Caudal en tubería de producción (in ³ /s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	668.83	1337.65	2006.48	2675.31	3344.13	4012.96	4681.79	5350.61
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	703.08	1406.15	2109.23	2812.31	3515.38	4218.46	4921.54	5624.61
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	737.71	1475.41	2213.12	2950.82	3688.53	4426.24	5163.94	5901.65
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	830.69	1661.39	2492.08	3322.78	4153.47	4984.16	5814.86	6645.55
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	1158.96	2317.92	3476.88	4635.84	5794.80	6953.76	8112.72	9271.68
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	1218.31	2436.62	3654.93	4873.23	6091.54	7309.85	8528.16	9746.47
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	1278.31	2556.63	3834.94	5113.26	6391.57	7669.89	8948.20	10226.52
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	1439.45	2878.89	4318.34	5757.79	7197.24	8636.68	10076.13	11515.58

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 14: Velocidad para tubería de producción con un flujo de 15 BPM (2,425.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Velocidad en tubería de producción (in/s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	38.79	77.58	116.36	155.15	193.94	232.73	271.51	310.30
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	42.86	85.72	128.59	171.45	214.31	257.17	300.03	342.89
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	47.19	94.38	141.56	188.75	235.94	283.13	330.32	377.50
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	60.04	120.07	180.11	240.14	300.18	360.21	420.25	480.29
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	67.21	134.42	201.64	268.85	336.06	403.27	470.48	537.70
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	74.27	148.54	222.82	297.09	371.36	445.63	519.90	594.18
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	81.77	163.54	245.31	327.07	408.84	490.61	572.38	654.15
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	104.03	208.06	312.09	416.13	520.16	624.19	728.22	832.25

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 15: Velocidad para tubería de producción con un flujo de 25 BPM (4,042.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Velocidad en tubería de producción (in/s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	64.65	129.29	193.94	258.58	323.23	387.88	452.52	517.17
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	71.44	142.87	214.31	285.75	357.18	428.62	500.05	571.49
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	78.65	157.29	235.94	314.59	393.23	471.88	550.53	629.17
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	100.06	200.12	300.18	400.24	500.30	600.36	700.42	800.48
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	112.02	224.04	336.06	448.08	560.10	672.12	784.14	896.16
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	123.79	247.57	371.36	495.15	618.93	742.72	866.51	990.29
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	136.28	272.56	408.84	545.12	681.40	817.69	953.97	1090.25
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	173.39	346.77	520.16	693.54	866.93	1040.31	1213.70	1387.08

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 16: Velocidad para tubería de producción con un flujo de 35 BPM (5,659.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	Velocidad en tubería de producción (in/s)							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	90.50	181.01	271.51	362.02	452.52	543.03	633.53	724.03
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	100.01	200.02	300.03	400.04	500.05	600.07	700.08	800.09
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	110.11	220.21	330.32	440.42	550.53	660.63	770.74	880.84
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	140.08	280.17	420.25	560.33	700.42	840.50	980.58	1120.67
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	156.83	313.66	470.48	627.31	784.14	940.97	1097.80	1254.62
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	173.30	346.60	519.90	693.21	866.51	1039.81	1213.11	1386.41
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	190.79	381.59	572.38	763.17	953.97	1144.76	1335.55	1526.35
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	242.74	485.48	728.22	970.96	1213.70	1456.44	1699.18	1941.92

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 17: Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 15 BPM (2,425.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	NRe en tubería de producción							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	326.63	653.26	979.89	1306.52	1633.15	1959.78	2286.40	2613.03
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	352.00	703.99	1055.99	1407.99	1759.99	2111.98	2463.98	2815.98
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	378.46	756.92	1135.38	1513.84	1892.30	2270.76	2649.21	3027.67
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	453.16	906.32	1359.47	1812.63	2265.79	2718.95	3172.11	3625.26
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	565.99	1131.98	1697.97	2263.96	2829.96	3395.95	3961.94	4527.93
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	609.95	1219.90	1829.85	2439.80	3049.75	3659.70	4269.65	4879.60
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	655.80	1311.61	1967.41	2623.21	3279.02	3934.82	4590.62	5246.43
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	785.24	1570.49	2355.73	3140.97	3926.22	4711.46	5496.70	6281.94

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 18: Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 25 BPM (4,042.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	NRe en tubería en tubería de producción							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	544.38	1088.76	1633.15	2177.53	2721.91	3266.29	3810.67	4355.06
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	586.66	1173.32	1759.99	2346.65	2933.31	3519.97	4106.64	4693.30
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	630.77	1261.53	1892.30	2523.06	3153.83	3784.59	4415.36	5046.12
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	755.26	1510.53	2265.79	3021.05	3776.32	4531.58	5286.84	6042.10
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	943.32	1886.64	2829.96	3773.27	4716.59	5659.91	6603.23	7546.55
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	1016.58	2033.17	3049.75	4066.33	5082.91	6099.50	7116.08	8132.66
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	1093.01	2186.01	3279.02	4372.02	5465.03	6558.03	7651.04	8744.05
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	1308.74	2617.48	3926.22	5234.95	6543.69	7852.43	9161.17	10469.91

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 19: Número de Reynolds para tubería de producción con un flujo de 35 BPM (5,659.5 in³/s) en superficie

Presión brida (Psi)	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
Tipo de brida + tubería	NRe en tubería de producción							
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	762.13	1524.27	2286.40	3048.54	3810.67	4572.81	5334.94	6097.08
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	821.33	1642.65	2463.98	3285.31	4106.64	4927.96	5749.29	6570.62
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	883.07	1766.14	2649.21	3532.29	4415.36	5298.43	6181.50	7064.57
3 1/16", 10K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	1057.37	2114.74	3172.11	4229.47	5286.84	6344.21	7401.58	8458.95
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft	1320.65	2641.29	3961.94	5282.58	6603.23	7923.87	9244.52	10565.17
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 9.3 lb/ft	1423.22	2846.43	4269.65	5692.86	7116.08	8539.30	9962.51	11385.73
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 10.2 lb/ft	1530.21	3060.42	4590.62	6120.83	7651.04	9181.25	10711.46	12241.66
3 1/8", 5K Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft	1832.23	3664.47	5496.70	7328.93	9161.17	10993.40	12825.64	14657.87

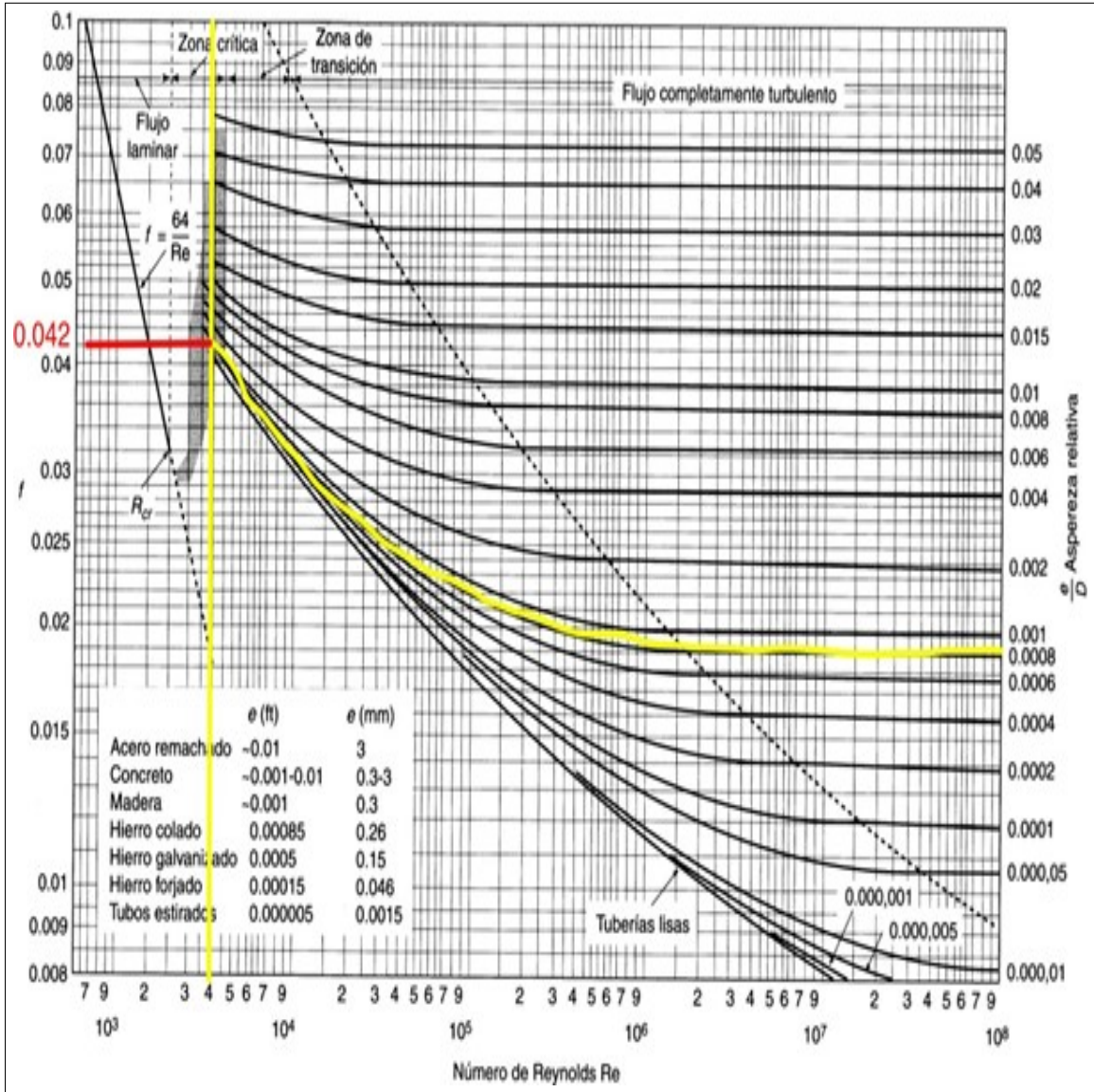
Fuente: Elaboración propia.

6.3. Factor de fricción

Para estimar el factor de fricción se tomarán en consideración los cuatro diámetros internos de las tuberías con su correspondiente valor de rugosidad de 0.0600 según especificaciones del fabricante y presentados en el Cuadro 7. El resultado para la rugosidad relativa se pre-

sentó en el Cuadro 8 y utilizando el valor de 0.0008 porque el gráfico de Moody tiene una curva definida para este. De allí se tomó el número de Reynolds de 4,000, el mínimo para alcanzar turbulencia. Donde convergen ambos puntos se trazó una línea recta en el eje vertical para encontrar el factor de fricción; para el flujo turbulento de este análisis, fue estimado de 0.042 presentado en la Figura 20.

Figura 20: Resultados para el factor de fricción



Fuente: (Young, 2022). *Diagrama de Moody*.

Los resultados de presión máxima de trabajo en tuberías de producción muestran dos grupos principales basados en las bridas analizadas: brida de 3 1/16" con 10,000 Psi y brida de 3 1/8" con 5,000 Psi. Aunque ambas bridas tienen diferentes presiones máximas de trabajo, las presiones exhiben una tendencia homogénea cuando se exponen a cambios de diámetro. Esto se evidencia al observar el comportamiento de la presión en todas las configuraciones presentadas. A medida que el peso de una tubería de producción aumenta, también lo hace su espesor. Esto reduce el área interna para el flujo y, por lo tanto, la reducción de áreas entre la brida y la tubería provoca un incremento en la presión. Como se mostró anteriormente en el Cuadro 9, en la tubería de producción con un peso nominal más liviano de 7.7 lb/ft la presión es menor, y esta presión aumenta a medida que se avanza hacia la tubería más pesada de 12.7 lb/ft. Este comportamiento es consistente para ambas bridas, confirmando la teoría de que una menor área de flujo resulta en una mayor presión cuando hay cambios de diámetro.

Como se observa en el Cuadro 9 todas las presiones que se calcularon sobrepasan las 15,000 Psi de trabajo que el protector de árbol de producción puede soportar, no obstante, esos son valores que nunca se alcanzarían en la vida real a la hora de una operación de bombeo; simplemente porque la capacidad máxima del sistema (árbol de producción + protector de árbol de producción + tubería de producción) no lo permite, pero sí proporcionan un límite máximo al que se pudo analizar.

Aunque estos valores no se superen en condiciones normales, esto no garantiza que no se puedan alcanzar en algún momento durante la operación, ya sea por un error humano o un comportamiento inesperado en el pozo. La máxima presión que podría alcanzar el pozo con el protector de árbol de producción instalado es de 22,016.81 Psi, para la configuración de brida de 3 1/16" y 10,000 Psi, con tubería de producción de 3 1/2" y 12.7 lb/ft. Esto confirma la compatibilidad de todos los equipos expuestos a estas presiones y asegura su funcionalidad en caso de un evento no deseado, dado que no se sobrepasa la presión máxima de 15,000 Psi del protector de árbol de producción con un factor de seguridad de 1.5 (22,500 Psi).

De los resultados donde se evalúa el comportamiento de la presión en el pozo antes de llegar a su presión máxima, tal como se muestra en el Cuadro 10, se puede observar el motivo por el cual el proveedor del protector de árbol hace la recomendación de no exceder en un 80 % la capacidad máxima de trabajo del protector de árbol. La razón de la recomendación se divide en dos bloques: el bloque superior brida de 3 1/16", 10,000 Psi y el bloque inferior brida de 3 1/8", 5000 Psi. El 80 % de cada uno es 8,000 Psi y 4,000 Psi respectivamente. Ambos bloques demuestran que la presión que será alcanzada en la tubería de producción sobrepasa los límites seguros de operación, tanto del protector como del árbol de producción. La presión máxima que puede soportar la brida de 5000 Psi en todas sus configuraciones esta remarcada en diferente tonalidad, al igual que la presión que puede soportar la brida de 10,000 Psi en todas sus configuraciones. Esto se debe a que ambas superaran los 15,000 Psi en la tubería de producción o en el pozo, esto surge como consecuencia de la reducción de áreas internas (brida-tubería de producción).

Si se analiza al 80 % de la capacidad de ambas, será posible ver de mejor forma la razón de la recomendación; para la brida 3 1/8", 5,000 Psi al 80 % de capacidad (4,000 Psi), se puede decir que casi todas las configuraciones son aptas para el tratamiento y no ejercen algún peligro a la operación de bombeo. La excepción de la afirmación anterior es la configuración 3 1/8", 5,000 Psi con tubería de producción 3 1/2", 12.7 lb/ft, ya que esta al 80 % de la capacidad de la brida genera una presión en tubería de producción de 15,260.50 Psi, 260.50 Psi más al máximo que se puede alcanzar y que, para efectos prácticos, no hace mayor diferencia, recordando que el protector está diseñado para soportar 22,500 Psi por su factor de seguridad.

Para el caso de la brida 3 1/16", 10,000 Psi es un poco más complejo, cumple con que después del 80 % de la capacidad de esta brida (8,000 Psi) todas sus configuraciones están remarcadas en otra tonalidad, denotando la superación de la presión máxima que puede proporcionar el protector del árbol de producción. Sin embargo, a 8,000 Psi la mitad de las configuraciones (tubería 3 1/2" 7.7 lb/ft y 9.3 lb/ft) son aptas para alcanzar la máxima presión de 15,000 Psi. Las dos restantes; configuración brida 3 1/16", 10,000 Psi y tubería 3 1/2" 10.2 lb/ft y 3 1/2" 12.7 lb/ft, sobrepasan la presión máxima del protector 15,641.79 Psi y 17613.45 Psi, no obstante, nunca la presión máxima de diseño de 22,500 Psi.

Por otro lado, según la recomendación del proveedor expresada con anterioridad acerca del protector de árbol, el cliente final puede hacer sus propias suposiciones y llevar el bombeo al máximo. Derivado de lo anterior, ya se posee un rango de actuación para este análisis donde todos los valores remarcados con diferente tonalidad no fueron objeto de estudio porque sobrepasan las 15,000 Psi que puede proteger el protector de árbol de producción.

Sobre la presión máxima de trabajo, se deberá normalizar para los parámetros dados por los fabricantes con una presión máxima de trabajo del 80% sobre lo estimado por las especificaciones. Esto debido a que las especificaciones del fabricante son tomadas en condiciones ideales para evitar cualquier tipo de incidentes. Una mala práctica o una buena intención no consensuada para mejorar el rendimiento del equipo llevándolo a condiciones extremas, sumado a que la presión calculada podría ser superior en el fondo del pozo por algún accesorio extra instalado en el pozo, podrá ocasionar daños al equipo a su punto de cedencia; esto debe evitarse para mantener el pozo de manera funcional.

La razón de la recomendación no es por el protector en sí, sino que como se expresó

anteriormente, su capacidad de diseño máxima es de 22,500 Psi por estándares API, está protegido ante un incremento súbito. La recomendación esta enfocada en la protección del pozo, ya que tenemos bridas de 10,000 Psi y de 5,000 Psi, que, si bien es cierto que el protector de árbol de producción llegara a fallar, esa presión caería directamente sobre las bridas, siendo este el elemento con la menor capacidad de soportar altas presiones, lo que puede provocar un accidente o un daño permanente al pozo, simplemente porque no están diseñadas para eso. Es de aquí de donde parte la necesidad de contratar el servicio de un protector de árbol de producción para las operaciones de fracturamiento hidráulico, la cual necesita la inyección de fluidos a altas presiones para romper la formación del yacimiento y crear los canales para que así pueda fluir el petróleo a través de la tubería hacia la superficie.

De los resultados de caudales y velocidades en las tuberías de producción de los cuadros 11 a 16, lo que se puede observar es que, a menor diámetro de paso, estas se incrementan en todas las configuraciones de pozos con todos los caudales inyectados desde superficie. Aunque la velocidad y el caudal son factores críticos durante la limpieza del fondo de un pozo petrolero, estos parámetros se manejan de manera controlada y específica para el proceso en cuestión. No deben considerarse variables permanentes en el análisis de las condiciones operacionales y estructurales del pozo, ya que su influencia es temporal y gestionada para mantener la integridad del pozo en condiciones seguras y efectivas.

Posterior a la validación de la necesidad de encontrar las condiciones para la generación de un flujo turbulento sin comprometer la integridad del pozo por presiones altas, se procedió al análisis de los números de Reynolds, en donde para caudal de 15 BPM en superficie, se observa que no se pudo alcanzar el valor mínimo del número de Reynolds de 4,000 y la mayoría del tiempo se mantuvo en un régimen laminar, sí alcanza a salir del régimen de flujo laminar a presiones más elevadas, pero para llegar solamente a un régimen de flujo de transición, mismo que podría servir en algún momento para hacer intentos de prueba y error y ver si con eso se logra la limpieza de fondo.

El valor más alto de número de Reynolds fue de 2,829.96, perteneciente a la configuración de 3 1/8", 5,000 Psi, tubería 3 1/2", 7.7 lb/ft con una presión en superficie de 5,000 Psi, cayendo este número en una zona de transición, y según lo anterior mencionado, se tendría que validar de forma experimental si se logra realizar la limpieza bajo estas condiciones. De igual forma, para alcanzar los números de Reynolds más altos con este caudal en superficie se pone en riesgo la operación y el pozo, ya que, para alcanzar estos valores, las presiones tanto en superficie (brida) como en la tubería de producción (pozo), son las más altas y se arriesgaría mucho por algo que aún debería comprobarse de forma experimental.

Tras analizar los números de Reynolds resultantes con un caudal de 15 BPM en superficie, y al no ser estos satisfactorios para la búsqueda de un flujo turbulento, se procedió a incrementar el caudal en superficie a 25 BPM y es aquí donde se encuentran los valores buscados. En 7 de las 8 configuraciones y parámetros de bombeo analizados se alcanza un flujo turbulento, el único que no alcanza este flujo es la configuración 3 1/8", 5000 Psi, tubería 3 1/2", 12.7 lb/ft que se queda con un número de Reynolds de 3926.22, sin embargo, lo que le faltó es mínimo, por lo que se cree que se lograría el cometido. Posterior a alcanzar el objetivo deseado, que es encontrar el caudal más bajo para llegar un flujo turbulento, es necesario continuar el análisis y proceder con el siguiente paso que son las mejores condiciones para esto. De lo anterior mencionado surgen las siguientes interrogantes: ¿éstas son las adecuadas? ¿son las más seguras?; en la industria petrolera se valora significativamente la

seguridad de los procedimientos y se pueden entregar este parámetro de bombeo, presiones, velocidad y caudales, sin embargo, si estos no son seguros, no serán empleados.

Es posible que se cumpla con el objetivo de tener un flujo turbulento con un caudal de 25 BPM desde la superficie, no obstante, los resultados obtenidos para el número de Reynolds de 4,000 se alcanzan en el límite de la presión máxima en superficie de todas las configuraciones a excepción de una, la de brida 3 1/16", 10,000 Psi, tubería 3 1/2" 9.3 lb/ft, misma que pudo alcanzar el flujo turbulento 1,000 Psi antes de su presión máxima, pero esto tampoco genera una condición muy distinta a las demás, la cual, de cierta forma, mejora a las demás por ser más segura que las otras. Es por ello por lo que los valores remarcados en distinta tonalidad brindan un entendimiento rápido y claro de los límites máximos de operación para su análisis.

Por último, se analiza las configuraciones con caudal de 35 BPM en superficie como se observa en el Cuadro 19, reiterando que se cumplió con el objetivo de este estudio. Estos resultados muestran que se alcanzó el número de Reynolds deseado de 4,000 con menores presiones en superficie, haciendo así que esta sea la apuesta más segura a la hora del bombeo, ya que no se necesita llegar a presiones tan altas para lograr el objetivo. Este debería de ser el estándar para alcanzar, ya que es el más seguro en cuanto a presiones, tanto en superficie, como en tubería de producción y por ende la integridad del pozo. Es el máximo caudal posible que soporta el protector de árbol de producción y eso es la limitante que se tendría para poder seguir analizando estas configuraciones.

Si se comparan las presiones en superficie entre los caudales inyectados al pozo de 25 BPM y 35 BPM, la presión en superficie es en la mayoría de los casos, 2,000 Psi más baja para alcanzar el objetivo de este estudio. Siendo estas las condiciones más seguras que podrían garantizar un flujo turbulento en el fondo del pozo y limpiar el mismo de la suciedad por decantación haciendo así posible la activación de cualquier herramienta hidráulica accionada a través de una canica de activación.

El método para determinar el factor de fricción, aunque puede ser eficaz utilizando el diagrama de Moody, presenta ciertas limitaciones. La principal dificultad radica en que el valor obtenido puede no coincidir exactamente con el valor teórico, lo que deja al investigador con la responsabilidad de interpretar el valor correcto. Además, el diagrama de Moody no brinda una proporcionalidad clara que facilite esta determinación.

Un coeficiente de fricción de 0.042 en flujos turbulentos en pozos petroleros, con números de Reynolds superiores a 4000, indica una resistencia relativamente baja al flujo. Este valor sugiere que el sistema está bien diseñado en términos de rugosidad y geometría, lo cual es favorable para la eficiencia operativa del sistema. Sin embargo, para una evaluación exhaustiva, es fundamental tener en cuenta las condiciones específicas del flujo y la geometría del sistema. Solo así se puede garantizar que el sistema opere de manera óptima y continua. Todos los pozos son distintos, tienen diferentes profundidades, grados de desviación, productos con distintas densidades, es por ello por lo que aquí se hace para un panorama general y para fines prácticos.

Para Chen et al. (2017), "Mediante experimentos de laboratorio y simulaciones numéricas, los autores examinan cómo diferentes regímenes de flujo (laminar vs. turbulento) afectan la capacidad de agitar y transportar sedimentos en diferentes condiciones de flujo y composi-

ciones de sedimentos. Los resultados muestran que la turbulencia aumenta significativamente la agitación de los sedimentos, facilitando su suspensión y transporte a lo largo de las tuberías”. El presente estudio buscó evitar comprometer la integridad del árbol de producción para alcanzar el objetivo primordial, lo que le da relevancia al estudio, ya que se ayudará al sector petrolero a poder limpiar un pozo simplemente con un flujo turbulento, con el fluido que se encuentra en el pozo y así evitar el uso de otras tecnologías que impliquen costos mayores de tiempo y dinero.

Para Baker Hughes (2024), “las nuevas tecnologías necesitan estos datos de turbulencia y factor de fricción para poder trabajar de una manera eficiente, como se puede ver con las canicas de desintegración”. Donde queda comprobado que se necesita un caudal específico para la desintegración más eficiente de la misma en conjunto con otro tipo de químicos.

La capacidad de poder limpiar un pozo con el equipo que ya se encuentra en locación para el fracturamiento hidráulico y que sea capaz de generar las condiciones de turbulencia deseadas, permitirá limpiar el fondo del pozo para activar cualquier herramienta de accionamiento hidráulico. Como resultado, el presente estudio se limitó a un empacador de producción multietapa, pero la aplicación es más amplia, pues abarca un sinnúmero de herramientas de fondo que sufren daño por decantación de sólidos y contaminación generada por las mismas condiciones naturales de los pozos petroleros.

Conclusiones

1. El análisis de la línea de flujo en el árbol de producción, el protector de árbol de producción y la tubería de producción permitió establecer dos tipos de bridas adecuadas en la superficie del pozo: una de 3 1/16" con una presión máxima de 10,000 Psi y otra de 3 1/8" con una presión máxima de 5,000 Psi. Además, se definieron cuatro tuberías de producción de diámetro exterior 3 1/2" con pesos de 7.7 lb/ft, 9.3 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft. El estudio determinó que el caudal de bombeo de 25 BPM y 35 BPM, junto con las presiones máximas admisibles para el sistema superficial del pozo, que son de 15,000 psi, son cruciales no solo para establecer parámetros de bombeo operativos que garanticen la integridad del sistema bajo condiciones de trabajo definidas, como lo son las presiones en las bridas y en las tuberías de producción, sino también para generar un flujo turbulento con un número de Reynolds de al menos 4,000 que limpie eficazmente el fondo de los pozos petroleros, sin sobrepasar el caudal máximo de 35 BPM del protector de árbol de producción. Este análisis proporciona una visión clara de la relación entre presión, caudal y velocidad, y mejora la comprensión del comportamiento del fluido en estos elementos críticos del sistema de producción de hidrocarburos, garantizando la compatibilidad entre todos sus componentes.
2. Al analizar la inyección de fluidos desde la superficie atravesando la línea de flujo protector de árbol de producción, el árbol de producción con brida 3 1/8", 5,000 Psi y terminando en tubería de producción de 3 1/2" con pesos de 7.7 lb/ft, 9.3 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft, se encontró que, para generar el flujo turbulento necesario para la limpieza de un pozo petrolero, se necesita una inyección de fluidos con caudal de 25BPM desde la superficie.
3. Al analizar la inyección de fluidos desde la superficie atravesando la línea de flujo protector de árbol de producción con brida 3 1/16", 10,000 Psi y terminando en tubería de producción de 3 1/2" con pesos de 7.7 lb/ft, 9.3 lb/ft, 10.2 lb/ft y 12.7 lb/ft, que para generar el flujo turbulento necesario para la limpieza de un pozo petrolero se

necesita una inyección de fluidos con caudal de 25 BPM.

4. Al analizar la inyección de fluidos desde la superficie a través de las líneas de flujo propuestas con caudal de 25 BPM, se encontró que, si bien es cierto que se llega a alcanzar el flujo turbulento, este se logra al llevar a la variable de presión a su máximo de trabajo, tanto en la brida de 10,000 Psi y 5,000 Psi como en tubería de producción de 15,000 Psi, haciendo así una opción viable, pero con cierto riesgo a la hora de la operación.
5. Al analizar la inyección de fluidos desde la superficie a través de las líneas de flujo propuestas con caudal de 35 BPM, se encontró que es la mejor opción a la hora de alcanzar un flujo turbulento, ya que este caudal logra alcanzar el número de Reynolds de 4,000 sin llevar a la variable de presión a su máximo, tanto en la brida como en tubería de producción, haciendo así la opción más segura para el equipo del pozo y para el equipo en superficie.

Recomendaciones

1. Se recomienda evaluar otras dimensiones de tuberías de producción, como 2 7/8" y 4 1/2" de diámetro externo. Esta evaluación permitirá realizar un análisis comparativo para identificar las configuraciones superficiales más efectivas en la generación de turbulencia
2. Establecer claramente los intervalos de tiempo que se utilizarán para la limpieza del pozo. En el contexto de la industria petrolera, la eficacia de los procesos de limpieza en los pozos petroleros es crucial para mantener la productividad y prolongar la vida útil de los activos. En este sentido, la determinación de los tiempos de limpieza adecuados se convierte en un aspecto fundamental para garantizar resultados óptimos. Esto podría incluir períodos cortos de limpieza intensiva seguidos de períodos de descanso para evaluar la efectividad del proceso.
3. Se utilizó el análisis nodal en boca de pozo debido a la inaccesibilidad de obtener otras mediciones en la parte profunda del pozo, sin embargo; una investigación in situ para poder tener un monitoreo continuo permitirá obtener mediciones en tiempo real y una comprensión más profunda de las fluctuaciones en el caudal y su relación con la inducción de turbulencia.
4. Realizar un estudio sobre la capacidad de desintegración de canicas bajo las condiciones de turbulencia generadas en este estudio, donde se puedan analizar más variables como la presión, la temperatura y la composición del fluido. Esto permitirá comprender mejor la dinámica de desintegración de las canicas en entornos específicos, así como identificar aquellos materiales que demuestren ser los más idóneos para mejorar el rendimiento del sistema de bombeo. La combinación de estos enfoques proporcionará una comprensión más profunda de cómo optimizar la selección y el uso de las canicas en los empacadores multietapas, lo que a su vez contribuirá a mejorar la eficiencia y la fiabilidad de la operación del pozo petrolero.


Bibliografía

- Acosta, P. (2012). «Realización de la ingeniería de detalle necesaria para sustituir un sistema de instrumentación común en la boca de un pozo de petróleo lejano a la estación de control, por un sistema de instrumentación inalámbrica». Tesis Escuela Politecnica Nacional de Ecuador. 202 págs.
- ACP. (2018). ¿Qué son los hidrocarburos en reservorios no convencionales?. Obtenido de Asociación Colombiana del Petróleo y Gas: <https://acp.com.co/portal/que-son-los-hidrocarburos-en-reservorios-no-convencionales/>
- API (2005). *Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment*. American Petroleum Institute. Estados Unidos. 452 págs.
- Aviles, Isaac. (2015). Open-hole completion innovations push efficiencies in shales. Obtenido de Drilling Contractor: <https://drillingcontractor.org/open-hole-completion-innovations-push-efficiencies-in-shale-34994>
- Baker Hughes. (2024). Recuperado el 2 de febrero de 2024, de *In-Tallic disintegrating frac balls*: <https://www.bakerhughes.com/completions/multistage-completion-solutions/frac-sleeve-systems/ballactuated-sleeves/intallic-disintegrating-frac-balls>.
- Camargo E. (2009). «Un modelo de producción de pozos por levantamiento artificial utilizando análisis nodal.» *Revista de Ciencia e Ingeniería[Venezuela]* **30**(1):23-28.
- Chen Q. et al. (2017). *Effect of Turbulence on Sediment Agitation and Transport in Petroleum Wellbores*. SPE Drilling and Completion. Estados Unidos. 88 págs.
- Curiosfera. (2023). Recuperado el 5 de enero de 2024, de *Historia del petróleo: origen y revolución*: <https://curios-fera.historia.com/historia-del-petroleo>.
- Daily, JW., Harleman, DRF. (2005). *Dinámica de los fluidos con aplicaciones en ingeniería*. Aplicaciones en la Ingeniería. México: Trillas. 511 págs.

- Diccionario de la lengua española. 2023. Real Academia Española de la Lengua. 23^a ed. Madrid: Espasa-Calpe. 1-2 vols.
- ESA/FSA (2000). *Guía para la utilización segura de elementos de sellado*. European Sealin Association y Fluid Sealing Association. 53 págs.
- Euroshore. (s.f.). Recuperado 4 de junio de 2024, de *Precision plastic balls*:
<https://www.euroshore.com.my/machined-parts-components/precision-plastic-balls/>
- Evolution Oil Tools. (2024). Recuperado el 01 de febrero de 2024, de *E Hydro-Trip Sub*: [https://eotools.com/images/pdfs/584-1\(2024\)0-tds-rev-b%20e%20hydro-trip-%20sub.pdf](https://eotools.com/images/pdfs/584-1(2024)0-tds-rev-b%20e%20hydro-trip-%20sub.pdf)
- E&N. (2019). Recuperado el 6 de junio de 2024, de *Guatemala: Petrolera invertirá US\$16 millones en pozos de Alta Verapaz por 5 años*: <https://www.revistaeyn.com/centroamericaymundo/guatemala-petrolera-invertira-us16-millones-en-pozos-de-alta-verapaz-por-5-CCEN1333735>
- Fetoui, I. (2017). *Tubing specifications*. Obtenido de Production Technology:
<https://production-technology.org/tubing-specifications/>
- Gómez-Cabrera, J (2006). Recuperado el 9 de enero de 2023, de *Conducción y manejo de la producción*: <http://www.ingenieria.unam.mx/jagomezc/>
- Gómez-Cabrera, J (2006a). Recuperado el 9 de enero de 2023 de *Apuntes de manejo de la producción en la superficie*: <http://www.ingenieria.unam.mx/jagomezc/>
- GP202 Reservoir Geomechanics. (2014, junio 10). *Spaced perforation methodology for multi-stage hydraulic fracturing*. <https://www.youtube.com/watch?v=4Z4aBManDAs>
- Hirschfeldt, M. (2009). *Análisis de un sistema de producción y análisis nodal*. Oil Production. 9 págs.
- Josifovic, A. (2016). Recuperado el 15 de febrero de 2024, de *Reducing the environmental impact of hydraulic fracturing through design optimisation of positive displacement pumps*: <https://www.research-gate.net/figure/Schematic-diagram-of-the-equipment-on-a-hydraulic-fracturing-site-The-flow-path-of-thefig6310233975>
- León, J. (2016). Recuperado el 11 de febrero de 2024 de *Producción*:
<https://pdfcoffee.com/-libro-produccion-1-5-pdf-free.html>
- Madrid, M. (2010). Recuperado el 12 de febrero de 2024 de *Análisis Nodal: Soluciones en Fondo, cabezal y Separador*. Obtenido de Portal del Petróleo:
<https://portaldelpetroleo.com/soluciones-para-analisis-de-productividad-fondo-cabezal-y-separador/>
- Madrid, M. (2024). Recuperado el 12 de febrero de 2024 de *Parafinas: Un problema en la Producción de Petróleo*. Obtenido de Portal del Petróleo:
<https://portaldelpetroleo.com/parafinas-problema-produccion-petroleo/>

- PEMEX. (s.f.). Recuperado 4 de junio de 2024 de *Productos: Petróleo*. Obtenido de PEMEX: <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-maya.aspx>
- Pressure control. (2024). *TechnipFMC plc*. Obtenido de Technip FMC: <https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/surface/pressure-control/>
- Radix. (2017). Recuperado el 23 de marzo de 2024, de *Ineos asset stripping largest fracking equipment set in Europe*: <https://frack-off.org.uk/social-media-post/ineos-asset-stripping-largest-fracking-equipment-set-in-europe/>
- Ramos, L. (2023). *Flujo laminar o turbulento*. Obtenido de CRUMA: <https://cruma.es/flujo-laminar-o-turbulento/>
- Rodríguez-Hernandez, A. (2014). *Sistemas de control de presión en pozos petroleros*. Tesis Universidad Veracruzana, Veracruz.: Repositorio Institucional de la UV. Págs.103
- Rubio, E. (2014). *Desarrollo de la tecnología de tubería flexible y sus ventajas operacionales en pozos petroleros*. Tesis Universidad Autónoma de México. México, D.F.: TESIUNAM. 126 págs.
- Salgado, C. (2009). «Planeación, producción y uso de componentes, para un árbol de válvulas para extracción de petróleo o gas.» Tesis Instituto Politécnico Nacional de México. 103 págs.
- Slb. (2023). Flujo turbulento. Obtenido de Energy glossary: <https://glossary.slb.com/es/terms/t/turbulentflow>
- SLB. (2024). Recuperado 29 de mayo de 2024, de *Wellhead isolation tool, fracturing tree saver*: <https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/completions/stimulation/frac-and-flowback-equipment/wellhead-isolation-tool>
- TACKER. (2013). Recuperado el 16 de julio de 2023, de *Tree Saver TST1 1002*: <http://www.tackertools.com/web/index.php/component/content/article/409>.
- TACKER. (2024). Recuperado el 01 de febrero de 2024, de *Tree Saver/Casing Saver*: http://www.tackertools.com/servicio_especial?id=17
- Tipos de Petróleo Crudo en México. (s.f.). Recuperado 4 de junio de 2024, de *Puerto de dos bocas*: <https://www.puertodosbocas.com.mx/noticias-/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019>
- Villalobos, Á. (2006). *Instalaciones superficiales de producción, ingeniería petrolera*. Tesis Universidad Autónoma de México. México, D.F.: TESIUNAM. 59 págs.
- Westreicher, G. (2020). Yacimiento petrolífero. Obtenido de Economipedia: <https://economipedia.com/definiciones/yacimiento-petrolifero.html>
- Young, C. (2022). Moody chart for estimating friction factors. Obtenido de EngineerExcel: <https://engineerexcel.com/moody-chart/>

Figura 21: Protector de árbol de producción de dos cámaras hidráulicas



CAMERON
A Schlumberger Company

Wellhead Isolation Tool

Protect production equipment from high pressures and abrasive fluids

APPLICATIONS

- Hydraulic fracturing
- Conventional and unconventional completions
- Suitable for sweet and sour service

BENEFITS

- Minimizes completion costs and production tree damage caused by contact with acids, pressures, and erosion
- Enables high-pressure treatments to be performed on wells with low-pressure production trees or wellheads
- Increases efficiency and operational uptime
- Reduces capex investment
- Eliminates opex time and costs
- Extends service life of production equipment
- Eliminates the need for a workover rig
- Eliminates the need to upgrade the wellhead for a stimulation job
- Enhances HSE profile through decreased risk of exposure to high pressures and abrasive fluids


FEATURES

- Isolation of the production tree and wellhead from treatment pressures and abrasive and corrosive fluids
- Working pressure rating of 15,000 psi (102.4 MPa)
- Secondary pressure containment during fracturing
- Hydraulic operation
- Sealing in tubing sizes ranging from 2½ to 5½ in with more sizes made available upon request

Traditional stimulation techniques usually require high pressures and large volumes of fluid for successful treatments. When a well is equipped with a production tree and wellhead that is rated below the minimum requirements for a stimulation treatment, the operator must replace the original tree and sometimes the wellhead with higher-pressure-rated equipment—which often means killing the well and risking damage to the formation.

The Cameron wellhead isolation tool is an efficient alternative to conventional stimulation techniques. The tool contains high pressures within the tool, protecting expensive valves and fittings from contact with abrasive and corrosive fluids. It also allows higher-pressure treatments to be performed on wells with lower-pressure production trees and wellheads. As a result, operators have the ability to improve well stimulation, increasing production rates while protecting the production tree and wellhead from damage caused by high pressures, corrosive fluids, and abrasive wear.

Deployment is streamlined and flexible. The wellhead isolation tool can be installed with the well dead or under pressure without the aid of a workover rig. With the global presence of Cameron, the tool can be quickly rented, deployed, and used with less downtime at the rig site.



The wellhead isolation tool can be installed without requiring a workover rig, which helps decrease rig time and costs.

Fuente: (Slb, 2024). *Wellhead isolation tool CAMERON.*

Figura 22: Especificaciones para tuberías de producción

Tubing Size		Nominal Weight		Grade	Wall Thickness in.	Inside Dia. in.	Threaded Coupling			Collapse Resistance psi	Internal Yield Pressure psi	Joint Yield Strength		Capacity Table															
Nom. in.	OD in.	T & C Non-Upset lb/ft	T & C Upset lb/ft				Coupling Outside Dia.					T & C Non-Upset lb	T & C Upset lb	Barrels per Linear ft	Linear ft per Barrel														
							Drift Dia. in.	Non-Upset in.	Upset Reg. in.							Upset Spec. in.													
3/4	1.05	1.14	1.20	H-40	0.113	0.824	0.730	1.313	1.660			7,200	7,530	6,360	0.0007	1516.13													
				J-55								9,370	10,360	8,740			18,290												
				C-75								12,250	14,120	11,920			24,940												
				N-80								12,710	15,070	12,710			26,610												
1	1.315	1.700	1.800	H-40	0.113	1.049	0.955	1.660	1.900			6,820	7,080	10,960	0.0011	935.49													
				J-55								8,860	9,730	15,060			27,160												
				C-75								11,590	13,270	20,540			37,040												
				N-80								12,270	14,160	21,910			39,510												
1 1/4	1.660	2.300	2.400	H-40	0.125	1.410	1.286	2.054	2.200				5,220	5,270	15,530	26,740	0.0019	517.79											
				H-40	0.140	1.380							5,790	5,900	0.0018	540.55													
				J-55	0.125	1.410							6,790	7,250	0.0019	517.79													
				J-55	0.140	1.380							7,530	8,120	0.0018	540.55													
				C-75	0.140	1.380							9,840	11,070	0.0018	540.55													
				N-80	0.140	1.380							10,420	11,810	0.0018	540.55													
				H-40	0.125	1.650							4,450		19,090	31,980	0.0026	378.11											
				H-40	0.145	1.610							5,290		0.0025	397.14													
1 1/2	1.900	2.750	2.900	J-55	0.125	1.650	1.516	2.200	2.500				5,790		0.0026	378.11													
				J-55	0.145	1.610							6,870		0.0025	397.14													
				C-75	0.145	1.610							8,990	10,020	0.0025	397.14													
				N-80	0.145	1.610							9,520	10,680	0.0025	397.14													
				H-40	0.125	1.850							5,240	5,290	0.0030	335.75													
				J-55	0.156	1.751							6,820	7,280															
2 3/8	2.375	2.375	2.375	H-40	0.167	2.041	1.947	2.875	3.063	2.910				4,880	4,920	30,130	52,170	0.0040	247.12										
				H-40	0.190	1.995	1.901							5,520	5,600	35,960	0.0039	258.65											
				J-55	0.167	2.041	1.947							6,340	6,770	41,430	0.0040	247.12											
				J-55	0.190	1.995	1.901							7,180	7,700	49,450	71,730	0.0039	258.65										
				C-75	0.167	2.041	1.947							8,150	9,230	56,500	0.0040	247.12											
				C-75	0.190	1.995	1.901							9,380	10,500	67,430	97,820	0.0039	258.65										
				N-80	0.167	2.041	1.947							12,180	14,040	96,560	126,940	0.0034	295.33										
				N-80	0.190	1.995	1.901							8,680	9,840	60,260	0.0040	247.12											
				N-80	0.190	1.995	1.901							9,940	11,200	71,930	104,340	0.0039	258.65										
				N-80	0.254	1.867	1.773							12,890	14,970	102,990	135,400	0.0034	295.33										
				P-105	0.190	1.995	1.901							13,250	14,700	94,410	136,940	0.0039	258.65										
				P-105	0.254	1.867	1.773							17,190	19,660	135,180	177,710	0.0034	295.33										
2 7/8	2.875	2.875	2.875	H-40	0.217	2.441	2.347	3.500	3.668	3.460				5,230	5,280	52,780	72,480	0.0058	172.76										
				H-40	0.217	2.441	2.347							6,800	7,260	72,580	99,660	0.0058	172.76										
				C-75	0.217	2.441	2.347							8,900	9,910	98,970	135,900	0.0058	172.76										
				C-75	0.308	2.259	2.165							12,200	14,060	149,360	185,290	0.0050	201.72										
				N-80	0.217	2.441	2.347							9,420	10,570	105,570	144,960	0.0058	172.76										
				N-80	0.308	2.259	2.165							12,920	15,000	159,310	198,710	0.0050	201.72										
				P-105	0.217	2.441	2.347							12,560	13,870	138,560	190,260	0.0058	172.76										
				P-105	0.308	2.259	2.165							17,220	19,690	209,100	260,810	0.0050	201.72										
				3 1/2	3.500	3.500	3.500							H-40	0.216	3.068	2.943	4.250	4.500	4.180				4,070	4,320	65,070	103,610	0.0091	109.37
														H-40	0.254	2.992	2.867							5,050	5,080	79,540	0.0087	114.99	
														H-40	0.289	2.922	2.797							5,680	5,780	92,550	0.0083	120.57	
														J-55	0.216	3.068	2.943							5,290	5,940	89,470	0.0091	109.37	
J-55	0.254	2.992	2.867					6,560	6,980	109,370	142,460	0.0087	114.99																
J-55	0.289	2.922	2.797					7,390	7,950	127,250	0.0083	120.57																	
C-75	0.216	3.068	2.943					6,890	8,100	122,010	0.0091	109.37																	
C-75	0.254	2.992	2.867					8,530	9,520	149,140	194,260	0.0087	114.99																
C-75	0.289	2.922	2.797					9,660	10,840	173,530	0.0083	120.57																	
C-75	0.375	2.750	2.625					12,200	14,060	230,990	276,120	0.0073	136.12																
N-80	0.216	3.068	2.943					7,080	8,640	130,140	0.0091	109.37																	
N-80	0.254	2.992	2.867					9,080	10,160	159,090	207,220	0.0087	114.99																
N-80	0.289	2.922	2.797					10,230	11,580	185,100	0.0083	120.57																	
N-80	0.375	2.750	2.625					12,920	15,000	246,390	294,530	0.0073	136.12																
P-105	0.254	2.992	2.867					12,110	13,330	208,800	271,970	0.0087	114.99																
P-105	0.375	2.750	2.625					17,200	19,690	323,390	386,570	0.0073	136.12																
4	4.000	9.500	11.000	H-40	0.226	3.548	3.423	4.750	5.000					3,580	3,960	72,000	123,070	0.0122	81.78										
				H-40	0.262	3.476	3.351							4,420	4,560	99,010	0.0117	85.20											
				J-55	0.226	3.548	3.423							4,660	5,440	169,220	0.0122	81.78											
				J-55	0.262	3.476	3.351							5,750	6,300	230,750	0.0117	85.20											
				C-75	0.226	3.548	3.423							5,800	7,420	135,010	0.0122	81.78											
				C-75	0.262	3.476	3.351							7,330	8,600	246,140	0.0117	85.20											
				N-80	0.226	3.548	3.423							6,120	7,910	144,010	0.0122	81.78											
				N-80	0.262	3.476	3.351							7,780	9,170	268,040	0.0117	85.20											
4 1/2	4.500	12.600	12.750	H-40	0.271	3.958	3.833	5.200	5.563				3,930	4,220	104,360	144,020	0.0152	65.71											
				J-55									5,100	5,800	143,500	198,030													
				C-75									6,430	7,900	195,680	270,240													
				N-80									6,810	8,430	208,730	288,040													

Fuente: (Fetoui, 2017). *Tubing Specifications*.