

IMPLEMENTACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD CON TUBERÍA FLEXIBLE EN LOS POZOS TIUMUT 1 Y TIUMUT 11

Tesis para la obtención del título de:

Ingeniero Petrolero

Presentan:

Luis Fernando Carrillo Toto

Matrícula: 14E60743

Josué Isidro Valenzuela Jiménez

Matrícula: 14E60862

ASESOR INTERNO

Ing. Silverio Fernández Escalante

ASESOR EXTERNO

Ing. Nhora Lilia Cortes Morales

**IMPLEMENTACIÓN DE SARTA DE VELOCIDAD CON
TUBERÍA FLEXIBLE EN LOS POZOS TIUMUT 1 Y
TIUMUT 11**

Tesis para la obtención del título de

Ingeniero Petrolero

Presenta:

Josué Isidro Valenzuela Jiménez

Luis Fernando Carrillo Toto

Asesor Interno

Ing. Silverio Fernández Escalante

Asesor Externo

Ing. Nhora Lilia Cortes Morales

Comisión Revisora

Ing. Silverio Fernández Escalante

Ing. Alán Génesis Vicencio Martínez

Ing. Víctor Hugo Cornelio Morales

Agradecimientos

A Dios por bendecirme la vida, por darme la oportunidad de concluir mis estudios, por guiarnos a lo largo de nuestra existencia, ser el apoyo y fortaleza en aquellos momentos de dificultad y de debilidad.

A mi Padre Isidro Valenzuela López por el enorme sacrificio y esfuerzo que me dio trabajando y dándome las herramientas necesarias para salir adelante, esa motivación de Padre que nunca se me olvidará, por valorar la vida y las cosas que con esfuerzo uno hace, por confiar y creer en mí, por todos los consejos, valores y principios que me ha inculcado y por ese amor que siempre me diste.

A mi Madre María Guadalupe Jiménez López por ese amor de Madre que siempre me dio, por ese apoyo y su enorme sacrificio que hizo por mí, por las noches de desvelo, por darme el pan de cada día y sobre todo por los valores que me inculcó, estar siempre ahí a mi lado, no cabe duda que el amor de Madre siempre será el más sincero y puro.

A mi Hermana Fabiola de Jesús Valenzuela Jiménez que me apoyo incondicionalmente durante mi etapa de estudiante en la cual me dijo que me iba encontrar con muchos obstáculos y que ella paso por eso y me dijo que no sería nada fácil.

A la Ing. Nhora Lilia Cortes Morales por esa gran compañía y apoyo que me brindaste, por estar a mi lado día con día, por compartirme de tus conocimientos, enseñarme y más que nada por tenerme la paciencia y la humildad que siempre me tuviste. Por esos largos tiempos que nos pasábamos estudiando y batallando para explicarme las cosas, agradecido por todo y todos los sabios consejos que me diste, por ese gran apoyo e información que nos brindaste en nuestro proyecto de tesis.

A mi compañero de tesis Luis Fernando Carrillo Toto, más que un amigo un hermano la cual le agradezco mucho por esta etapa de mi vida y en mi carrera, la cual nos apoyamos mucho durante toda la carrera, siendo nuestra amistad más de 7 años y por más, grandes cosas vendrán y mucho éxito nos espera.

A mis compañeros Jesús Miguel Sánchez, Ada de la Cruz, Irving Santiago Brito Alcázar y Carlos Antonio Suarez López que siempre estuvieron ahí en los momentos difíciles y apoyándonos logramos llegar hasta donde estamos.

A la Academia de Ingeniería Petrolera quienes me han dado pautas para mi formación profesional; y a mi Asesor de tesis el Ing. Silverio Fernández Escalante y a mis revisores MIPA. María del Socorro Díaz Godínez, al Ing. Alán Génesis Vicencio Martínez, Ing. Víctor Hugo Cornelio Morales quienes estuvieron guiándome académicamente con su experiencia y profesionalismo. Al Ing. Damaris Niño Morales por brindarme su apoyo, conocimiento e información para salir adelante en nuestro proyecto de tesis.

Josué Isidro Valenzuela Jiménez

A Dios por amarme, protegerme, acompañarme en todo momento y mostrarme el camino, y por permitirme realizar uno de mis sueños a lado de mi familia y mis seres queridos.

A mi padre Fernando Carrillo a ti mi gran compañero gracias por tu apoyo incondicional, tu cariño, tu disciplina y tus sabios consejos. Gracias por enseñarme que la vida es una lucha constante, y todo aquello que desee lo obtendré con esfuerzo, trabajo y constancia. Este logro en gran medida es gracias a ustedes, espero que por siempre continúen formando parte de mi vida. Te amo papá.

A mi mamá Olivia Toto Velasco por ser uno de los dos pilares de mi formación humana y académica, todo lo que soy se debe a ti mami, gracias por tu cariño, apoyo, cuidados, fuerza, protección, amistad, pero sobre todo gracias por tu ejemplo. Te amo mamá. Enserio que Dios me bendijo en gran manera al darme una mamá y un papá como ustedes, porque siempre han estado ahí cuando más los necesito para apoyarme en momentos difíciles. Siempre serán lo más importante en mi vida.

A mi hermano Christopher Carrillo Toto que con tus consejos me has ayudado a afrontar los retos que se me han presentado a lo largo de mi vida gracias por tú apoyo, cariño, y amistad. Aunque al crecer caminamos en distintas direcciones sé que siempre podré contar contigo incondicionalmente. Éxito en todo lo que te propongas, tú puedes. Te quiero.

A mi abuela por creer en mí, espero que Dios me permita tenerla muchos años más llena de salud, me alegras el día con tu espontáneas risas y alegre vivir.

A mis padrinos el Ing. Silverio Fernández Escalante y la Ing. Porfiria Valle Santiago por apoyarme día a día para seguir adelante y no decaer en las situaciones difíciles.

A la Ing. Nhora Lilia Cortes Morales, gracias por su amistad y por ser nuestra asesora de tesis, también por su apoyo que nos brindó a mi compañero y a mí en el desarrollo de este proyecto, por haber compartido de sus conocimientos, más que nada por tenernos mucha paciencia.

A mi compañero de tesis Josué Isidro Valenzuela Jiménez, que más que un amigo te veo como mi segundo hermano el cual agradezco a la vida por ponerte en mi camino, gracias por estar ahí en los buenos y malos momentos y brindarme tu amistad por más de 7 años y vamos por mucho más. Que en un futuro no muy lejano seremos colegas, nos esperan grandes cosas y mucho éxito.

A mis familiares, profesores y compañeros de universidad que me brindaron su apoyo y amistad a lo largo de la carrera, gracias por su gran ayuda y buenos deseos, gracias amigos, les deseo lo mejor en la vida y que su camino este lleno de dicha y felicidad.

A mis mejores amigos Jesús Miguel Sánchez, Ada de la Cruz, José Abundio Coto Manuel, Alejandro Blas Cruz Figueroa, Miguel Ángel Izquierdo Rodríguez, Héctor Junior Mendoza Ballinas, José Guadalupe, que compartieron su tiempo conmigo durante toda la carrera de ingeniería y de alguna u otra forma me dieron sus palabras de aliento en los momentos difíciles y aportaron un grano de arena para llegar a esta meta. Espero siempre contar con su amistad. Éxito en todo lo que se propongan.

Gracias a la Academia de Ingeniería Petrolera quienes dieron de su tiempo y sabiduría para transmitir de sus conocimientos día a día y así poder ayudarnos a ser un mejor profesional; a mi asesor de tesis el Ing. Silverio Fernández Escalante y a mis revisores MIPA. María del Socorro Díaz Godínez, al Ing. Alán Génesis Vicencio Martínez, Ing. Víctor Hugo Cornelio Morales quienes estuvieron ahí guiándonos académicamente con su experiencia y profesionalismo a mi compañero y a mí.

Luís Fernando Carrillo Toto

Índice general

Agradecimientos	I
Índice de Ilustraciones	IX
Índice de Tablas	XI
Índice de Gráficas	XII
Simbología	XIII
Resumen	XVI
Capítulo I: Introducción	1
1.1 Antecedentes	3
1.2 Planteamiento del problema	8
1.3 Objetivos	8
1.3.1 Objetivo general	8
1.3.2 Objetivos específicos	8
1.4 Delimitación de la investigación	9
1.4.1 Alcances	9
1.4.2 Limitaciones	9
1.5 Justificación	9
1.6 Hipótesis	10
1.7 Método	10
1.7.1 Enfoque de la investigación	10
1.7.2 Tipo de investigación	10
1.7.3 Fuentes de investigación	11
1.7.4 Población de estudio	11
Capítulo II: Marco Teórico	12
2.1 Marco Referencial	12
2.2 Marco Conceptual	14

2.2.1	Petróleo	14
2.2.1.1	Clasificación del petróleo según su densidad API	14
2.2.2	Yacimiento.....	14
2.2.2.1	Clasificación de los yacimientos	15
2.2.3	Flujo multifásico en tuberías	19
2.2.3.1	Definiciones básicas para flujo multifásico	20
2.2.3.2	Patrones de flujo	25
2.2.3.3	Flujo multifásico en tuberías verticales.....	29
2.2.3.4	Correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías verticales.....	31
2.2.3.5	Selección y ajuste del método de cálculo de gradientes de presión	35
2.2.4	Flujo en espacios anulares	35
2.2.5	Tubería flexible.....	38
2.2.5.1	Características y proceso de fabricación de la tubería flexible común.....	38
2.2.5.2	Operaciones con tubería flexible	40
2.2.5.3	Ventajas y desventajas de la Tubería Flexible	41
2.2.5.4	Vida útil.....	41
2.2.5.5	Descripción y componentes principales del equipo	42
2.2.6	Sartas de velocidad con tubería flexible.....	49
2.2.6.1	Función de la sarta de velocidad	52
2.3	Marco Legal	54
2.3.1	Constitución política de los estados unidos mexicanos	54
2.3.2	Ley de hidrocarburos	55
2.3.3	Normas oficiales e internacionales	57
Capítulo III: Desarrollo de la metodología.....		58
3.1	Actividades Preliminares a la intervención	58

3.1.1	Requerimientos previos	59
3.1.2	Objetivo de trabajo	59
3.1.3	Preparación del trabajo	59
3.1.4	Aplicación de la metodología	59
3.1.4.1	Mover e instalar unidades, llevar a cabo reuniones de seguridad	59
3.1.4.2	Pruebas de conexión superior de control	60
3.1.4.3	Instalación de la sarta de velocidad	61
3.1.4.4	Desmantelo de equipo de tubería flexible	64
3.1.4.5	Instalación de unidad de Nitrógeno	64
3.1.4.6	Estimación de tiempos.....	64
3.1.4.7	Evaluación de resultados Técnico – Económico.....	64
3.1.5	Recomendaciones	65
3.1.6	Consideraciones de seguridad.....	66
Capítulo IV: Pruebas y Resultados		67
4.1	Generalidades del campo.....	67
4.2	Historial de producción	68
4.3	Caso práctico Pozo Tiumut-1.....	71
4.3.1	Datos del pozo	71
4.3.2	Estado mecánico actual	72
4.3.3	Diagrama de árbol de producción	73
4.3.3.1	Aparejo de producción.....	73
4.3.4	Aplicación de la metodología	74
4.3.4.1	Reunión antes del trabajo.....	74
4.3.4.2	Instalación de equipo de tubería flexible.....	74
4.3.4.3	Prueba de conexiones superficiales de control	75
4.3.4.4	Instalación de sarta de velocidad	75

4.3.4.5 Desmantelar equipos al 100%	76
4.3.4.6 Instalación de unidad de nitrógeno	76
4.3.4.7 Estimación de tiempo en la operación de la metodología	76
4.3.5 Evaluación de resultados Técnico – Económico	77
4.3.5.1 Tiumut 1	77
4.4 Caso práctico Pozo Tiumut-11	80
4.4.1 Datos del pozo	80
4.4.2 Estado mecánico actual	80
4.4.3 Diagrama de conexiones superficiales	81
4.4.4 Aplicación de la metodología	82
4.4.5 Evaluación de resultados Técnico – Económico	84
4.4.5.1 Tiumut 11	84
Capítulo V: Conclusiones y Trabajos futuros	87
5.1 Conclusiones	87
5.2 Recomendaciones y/o trabajos futuros	88
Bibliografía y/o Referencias Electrónicas	89
Glosario	91
ANEXOS	97
Anexo 1. - Diagrama de Moody	97
Anexo 2 Herramienta de fondo para la sarta de velocidad	98
Fluido requerido para la intervención	101
Características de la tubería flexible	101

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1 Secciones de trampas geológicas.....	15
Ilustración 2 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido (aceite). ...	17
Ilustración 3 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido (gas).	18
Ilustración 4 Flujo burbuja en una tubería vertical.	26
Ilustración 5 Flujo tapón o bache para tuberías verticales.	27
Ilustración 6 Flujo transición para tuberías verticales.....	28
Ilustración 7 Flujo anular para tuberías verticales.	29
Ilustración 8 Regiones para la correlación de Duns & Ros.	33
Ilustración 9 Equipo de tubería flexible.....	43
Ilustración 10 Componentes principales de la unidad de tubería flexible.	43
Ilustración 11 Unidad de potencia.	44
Ilustración 12 Carrete de tubería flexible.....	45
Ilustración 13 Carrete de tubería flexible y sus principales componentes.	46
Ilustración 14 Cabina de control.....	47
Ilustración 15 Cabeza inyectora y sus componentes.	48
Ilustración 16 Preventores y sus principales componentes.....	49
Ilustración 17 TF usada como sarta de velocidad con inyección de fluidos.	51
Ilustración 18 Arreglo de sarta de velocidad con producción por la tubería flexible (Sitio web Schlumberger).	52
Ilustración 19 Metodología para la implementación de la sarta de velocidad con TF	58
Ilustración 20 El campo Tiumut se localiza a 70 Km al SE de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz y a 1.2 Km del pozo La Central 4.....	67
Ilustración 21 Historial de producción.....	68
Ilustración 22 Estado mecánico.....	72
Ilustración 23 Diagrama de árbol de producción	73
Ilustración 24 Estado mecánico.....	80
Ilustración 25 Diagrama de árbol de producción	81
Ilustración 26 Diagrama de Moody.....	97

Ilustración 27 Suspensión de TF	99
Ilustración 28 Descripción de colgador de TF	100

Índice de Tablas

Tabla 1 Producción en los Pozos antes de implementar la Sarta de Velocidad....	69
Tabla 2 Precios generales.....	70
Tabla 3 Datos del pozo	71
Tabla 4 Información del Pozo Tiumut-1.....	72
Tabla 5 Accesorios del aparejo de producción.....	73
Tabla 6 Total de inversión	77
Tabla 7 Retorno de inversión	79
Tabla 8 Producción final del Pozo Tiumut 1	79
Tabla 9 Datos del pozo	80
Tabla 10 Total de inversión	84
Tabla 11 Retorno de inversión	86
Tabla 12 Producción final del Pozo Tiumut 11	86
Tabla 13 Accesorios de la herramienta de fondo	98
Tabla 14 Ficha técnica de herramienta de fondo	98

Índice de Gráficas

Gráfica 1 Histórico de producción de Pozo Tiumut 1, antes y después de la instalación de la sarta de Velocidad.....	78
Gráfica 2 Histórico de producción de Pozo Tiumut 11, antes y después de la instalación de la sarta de Velocidad.....	85

Simbología

A: Área transversal de la tubería

B_O : Factor de volumen del aceite

B_W : Factor de volumen del agua

d_h : Diámetro hidráulico del anular

d_i : Diámetro interior de la tubería exterior del anular

d_o : Diámetro exterior de la tubería interior del anular

F_O : Fracción de aceite en el líquido

F_W : Fracción de agua en el líquido

H_G : Colgamiento de gas

H_L : Colgamiento de líquido

IPR: Índice de Productividad Relativa

md: Metros determinados

MMpcdg: Millones de pies cúbicos de gas

q_G : Gasto de gas

q_O : Gasto de aceite

q_W : Gasto de agua

r_h : Radio hidráulico

v_G : Velocidad real del gas

v_{GS} : Velocidad superficial del gas

v_L : Velocidad real líquido

v_{Ls} : Velocidad superficial del líquido

v_M : Velocidad superficial de la mezcla bifásica

v_S : Velocidad de resbalamiento

ε : Rugosidad absoluta

ε_i : Rugosidad de la tubería interior

ε_o : Rugosidad de la tubería exterior

λ_G : Colgamiento de gas sin resbalamiento

λ_L : Colgamiento de líquido sin resbalamiento

μ_G : Viscosidad del gas

μ_M : Viscosidad de la mezcla bifásica sin resbalamiento

μ_L : Viscosidad del líquido

μ_o : Viscosidad del aceite

μ_S : Viscosidad de la mezcla bifásica con resbalamiento

μ_W : Viscosidad del agua

ρ_f : Densidad bifásica (usada por algunos autores)

ρ_G : Densidad del gas

ρ_k : Densidad bifásica (usada por algunos autores)

ρ_L : Densidad del líquido

ρ_M : Densidad de la mezcla líquido-gas

ρ_n : Densidad bifásica sin resbalamiento

ρ_o : Densidad del aceite

ρ_s : Densidad bifásica con resbalamiento

ρ_w : Densidad del agua

σ_L : Tensión superficial del líquido

σ_o : Tensión superficial del aceite

σ_w : Tensión superficial del agua

E_1 : Energía por unidad de masa, en la posición 1, $\left(\frac{\text{lb}_f\text{-ft}}{\text{lb}_m}\right)$

E_2 : Energía por unidad de masa, en la posición 2, $\left(\frac{\text{lb}_f\text{-ft}}{\text{lb}_m}\right)$

ΔW_f : Pérdidas de energía por fricción

ΔW_s : Pérdidas de energía por trabajo externo

Resumen

En el desarrollo de la presente investigación es dar a conocer la herramienta de tubería flexible (T.F.), la cual sirve para ejecutar con mayor rapidez y precisión los trabajos de obtención de los hidrocarburos y agilizar la producción de pozos petroleros, ya que presentan una declinación en su presión. Así mismo se tiene como finalidad de servir como consulta a los profesionistas de la Industria Petrolera; cabe mencionar que los temas y subtemas cuentan con información de referencia técnica para el desarrollo del mismo. La implementación de sarta de velocidad con TF es una tubería con diámetro reducido, para lograr incrementar la productividad de hidrocarburos en aquellos pozos que experimentan una disminución en su producción a través del tiempo y que eventualmente pueden dejar de producir por completo. Entre los factores causantes de este problema se encuentran la declinación de la presión de yacimiento derivado del ritmo de explotación de este, así como el incremento de la producción de agua. La población del estudio es el campo Tiumut específicamente los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 los cuales se estudian en este proyecto, donde se identificó los componentes y bases de operación del yacimiento que se aplicó en la implementación y se evaluó los resultados mediante un análisis costo- beneficio. Se realizó el procedimiento en cada pozo del campo que presentan condiciones de flujo y características del fluido diferentes, se demostró que fue posible elevar la producción y eliminar la carga de líquidos, así como se disminuyó los costos de las operaciones reduciendo los tiempos de operación de estas.

Capítulo I: Introducción

La acumulación de líquidos en los pozos se presenta de manera natural por la disminución de la energía del yacimiento durante su etapa productiva; esto es debido al decremento de la presión del yacimiento y por consecuencia del gasto que el pozo produce. Mientras el gasto de producción se mantenga por arriba del gasto crítico, los líquidos serán transportados hacia la superficie y no se acumularán en el fondo del pozo; sin embargo, cuando el gasto de producción sea menor al gasto crítico y la presión de la columna de líquido sea menor que la presión del yacimiento en el fondo del pozo, el pozo seguirá produciendo, pero debajo de su gasto óptimo.

El objetivo de implementar la sarta de velocidad con tubería flexible es encontrar el diámetro óptimo de la TF a utilizar y la profundidad a la que ésta restablecerá el flujo del pozo, de manera que las pérdidas de presión debido al flujo sean mínimas y la producción maximice.

Un método para restaurar la producción de hidrocarburos en un pozo que presenta carga de líquido es la reducción del diámetro de flujo mediante el uso de tubería flexible como sarta de velocidad, ya sea para flujo a través de la tubería flexible (TF) o del espacio anular TP-TF con o sin inyección de fluidos. [7]

En el primer capítulo se indican los antecedentes, planteamiento del problema, los objetivos, delimitaciones de la investigación, justificación, hipótesis y método de investigación.

El segundo capítulo está conformado por tres partes: marco referencial en el cual se recopiló las consideraciones teóricas y las investigaciones previas que se tomaron como parte de la investigación, marco teórico: da soporte de los conceptos teóricos que se utilizaron para el planteamiento del problema de la tesis de investigación y marco legal: se indican las normas empleadas en el desarrollo de la tesis de investigación.

En el capítulo tres se realizará la metodología para implementar una sarta de velocidad con tubería flexible en un pozo en donde se presenta la disminución de presión derivado a la explotación del mismo.

En el capítulo cuatro se hace mención de los resultados obtenidos con la implementación de sarta de velocidad con tubería flexible mediante un análisis técnico económico el cual nos dará hincapié si es recomendable o no, para incrementar la producción del pozo.

En el capítulo quinto y último se hace mención a la conclusión llegada que nos confiere esta investigación, e interpretando recomendaciones y/o trabajos futuros que puedan surgir conforme el avance tecnológico.

1.1 Antecedentes

La instalación de sartas de velocidad y su combinación con otros sistemas inicio en el año 2001 en el Activo Integral Burgos actualmente en ese Activo, se tienen 346 pozos con sartas de velocidad instaladas. [2]

Se realizó un comparativo de producción entre los pozos terminados con tubería de producción 2 7/8" en la década de los años 60 y 70's y tubingless 3 1/2 con sarta de velocidad y se observa un buen comportamiento de producción.

Las operaciones que incluyen Tubería Flexible dentro de la industria petrolera son cada día más frecuentes, conforme se van reconociendo sus ventajas las proyecciones futuras son optimistas, puesto que esta tecnología está ayudando a resolver recientes y viejos problemas en los diversos trabajos a pozos petroleros.

Con el objetivo de maximizar la rentabilidad, disminuir los tiempos de ejecución de operaciones a pozo y reducir los costos de operación a menudo deben ejecutarse sin equipos de perforación o equipos de reparación de pozos. El empleo de la T.F. permite que se lleven a cabo operaciones en pozos petroleros, sin extraer la tubería de producción del pozo.

Alguna vez considerada de alto riesgo aplicable solamente a servicios especiales, la técnica de tubería flexible se ha convertido en una herramienta esencial de muchas operaciones de intervención de pozos.

Utilizado genéricamente, el término tubería flexible describe los tramos continuos de tubería de acero de diámetro pequeño, el equipo de superficie relacionado y las técnicas de reparación, perforación y terminación de pozos asociadas, desde su introducción en las operaciones de campos petroleros a comienzos de la década de 1960, la utilización de la tecnología de T.F. se ha incrementado debido a sus mejores características de fabricación, los diámetros más grandes de los tubos y los avances introducidos en los equipos, que han mejorado la eficiencia operacional.

La introducción de la T.F. a la industria petrolera se presentó al inicio de la década de los 60's. Hasta mediados de los 80's, su utilización fue limitada debido a los altos

costos. Actualmente, el uso de la T.F. ha adquirido un mayor auge en la industria petrolera mundial, debido al desarrollo de nuevas tecnologías y procesos de fabricación.

La aplicación de la T.F. en operaciones de perforación y terminación de pozos, se debe al ahorro de tiempo y disminución de costos, manifestándose en la facilidad de Desmantelamiento, Transporte e Instalación (DTI), adaptación del equipo a lugares reducidos, equipo con menor número de componentes, simplificación de operaciones, desarrollo de herramientas especiales, operaciones más eficientes, recolección de datos en tiempo real, conservación del medio ambiente.

La T.F. tuvo sus principios de aplicación durante la Segunda Guerra Mundial antes de la invasión aliada en 1944, los ingenieros británicos desarrollaron y fabricaron tuberías muy largas y continuas para transportar combustible desde Inglaterra a la Europa continental y abastecer a los ejércitos aliados. El proyecto recibió el nombre de operación "PLUTO" (Pipe – Lines Under The Ocean "Tubería - Líneas Bajo El Océano"), un acrónimo para "tubería bajo el océano" e involucraba la fabricación e instalación de líneas de conducción a lo largo del Canal de la Mancha.

La mayor parte de las líneas estaban fabricadas con uniones de 12 metros soldadas entre sí para formar secciones de 1,220 metros, estas tuberías tenían 3 pulgadas de diámetro interior y un espesor de 0.212 pulgadas. Estas secciones de tubos se soldaban extremo con extremo, se enrollaban en tambores flotantes de 40 pies de diámetro y se remolcaban con embarcaciones para tendido de cables, la longitud de las líneas oscilaba entre 48 y 113 kilómetros.

La versatilidad de ésta es que se enrolla con rapidez en los carretes ubicados en la superficie de embarcaciones. El éxito de la fabricación y el enrollado rápido de la T.F. favoreció para realizar las bases técnicas, que llevaron al desarrollo y fabricación de las sargas de tubería flexible actual, utilizadas en la industria petrolera.

El desarrollo de la tubería flexible que conocemos hoy en día tuvo sus inicios en los años 1960's, y así empezó con los componentes, accesorios y servicios de la T.F. y sus aplicaciones. Los servicios al pozo y sus aplicaciones operativas se han

incrementado de acuerdo con la utilización de la T.F. y las implicaciones dentro de la perforación, terminación y reparación de pozos.

En 1964 las compañías California Oil y Bowen Tools, desarrollaron la primera unidad que operó de tubería flexible, efectuando su primer trabajo completamente funcional en la limpieza de arena en varios pozos de la costa del Golfo.

Esta primera unidad de T.F. constaba de un carrete de 2.7 metros de diámetro el cual almacenaba una T.F. de 1 $\frac{3}{8}$ " de diámetro soldada con uniones cada 9 metros y alcanzaba una longitud de aproximadamente 4,500 metros, la cabeza inyectora operaba mediante el principio de dos cadenas verticales enrolladas que giraban una enfrente de la otra en contra rotación con bloques sujetadores para soportar o sostener la tubería solo por fricción, en este primer equipo de T.F. no se utilizó ningún cuello de ganso y en su lugar la tubería fue ajustada sin soporte.

El estopero (stripper) era un simple tipo de sello anular que se activaba hidráulicamente para sellar alrededor de la tubería en cabezales de pozos con presiones relativamente bajas.

Durante los años 60's y 70's, las compañías encargadas de fabricar T.F. tales como: Bowen Tools, Uni-Flex, Brown Oil Tools, Hydra Ring Inc. y Otis Engineering, lograron mejoras en el equipo de T.F. y grandes avances en el cabezal inyector, continuaron mejorando, modificando y aumentando la capacidad de sus respectivos diseños, se desarrollaron nuevas técnicas que permitieron que las sartas de tubería flexible fueran fabricadas en longitudes mucho más largas. Esto a su vez, redujo el número de soldaduras a través de la sarta y mejoró las propiedades del acero, todos los cambios efectuados permitieron emplear T.F. de mayor diámetro a mayores profundidades y con todos esos cambios se redujo la cantidad de fallas del equipo y mejoraron el desempeño y confiabilidad de la T.F.

En 1980, la compañía Southwestern Pipe introdujo el acero de baja aleación y alta resistencia de 70 Kpsi, en 1983 la compañía Quality Tubing Inc., comenzó a utilizar láminas de acero japonés de 914 metros de longitud para reducir la cantidad de

soldaduras en un 50%, así mismo introdujo la soldadura inclinada para eliminar el número de soldaduras para aumentar la resistencia y vida útil de la T.F.

En 1990, se fabricó la primera sarta de T.F. de 2" de diámetro para la terminación de un pozo, los primeros intentos de perforación con T.F. se realizaron en 1991.

Recientemente, la perforación se ha concentrado en Texas, Canadá y Europa, sin embargo, la actividad en California, Alaska y el interés en América Latina, África y el Medio Oriente se ha incrementado.

Las primeras operaciones con esta tubería estuvieron llenas de fracasos y problemas por las inconsistencias en la calidad de sus sartas. El problema básico era la cantidad necesaria de soldaduras de campo en la tubería, por las limitaciones de fabricación que se enfrentaban.

En México se inició el uso de la tubería flexible en la Región Norte (Burgos) para la limpieza de los pozos que se tapaban con arena y parafinas, también para inducir pozos y lavado de los mismos.

En la Región Sur se inició también en las operaciones de limpieza de tubería de producción al obstruirse por parafinas y asfáltenos, pero su uso es más común en las inducciones, estimulaciones, colocación de tapones de cemento, registros geofísicos y perforación horizontal en algunos pozos con buen incremento de la producción de hidrocarburos.

Mientras los trabajos en pozos y la utilización en reparaciones todavía cubren el 75% de los usos del equipo de tubería flexible, los avances técnicos han incrementado la utilización de esta técnica tanto en las operaciones de perforación como de terminación.

El desarrollo de la T.F. ha sido limitado debido a fallas mecánicas, al alto costo en la explotación del petróleo y a la desconfianza a utilizar cambios en las técnicas de perforación y terminación de pozos, sin embargo, en los últimos años, el interés en la T.F. ha aumentado drásticamente.

No obstante, los aceros con bajo límite elástico y las numerosas soldaduras de extremo a extremo, requeridas para fabricar tuberías continuas no podían tolerar los repetidos ciclos de flexión. Las fallas de las soldaduras, los desperfectos de los equipos y las operaciones de pesca necesarias para recuperar la tubería flexible perdida hicieron que los operadores perdieran confianza en esta técnica.

La disponibilidad de aceros de mayor resistencia y de diámetros más grandes y la necesidad de reducir los costos fueron factores clave que subyacieron la revolución de la tubería flexible en la década de 1990 y que posteriormente dieron paso al aumento extraordinario de las operaciones de intervención de pozos.

Actualmente, es usual que las sargas de T.F. estén formadas por tubería fabricada que no requiere de tantas soldaduras. Adicionalmente, los diámetros de las tuberías han seguido aumentando para mantenerse al paso con los requisitos de resistencia asociados con las nuevas demandas del mercado.

Datos estadísticos ilustran que actualmente con la T.F. se cubren las siguientes actividades:

- Limpieza de pozos (58%)
- Inducciones (7%)
- Estimulaciones (10%)
- Anclaje de herramientas de fondo (11%)
- Registros y disparos (4%)
- Pesca (3%)
- Cementaciones (2%)
- Perforación (5%)

Esta rama de la tecnología de la tubería flexible que va desde perforación y terminación de pozo se ha logrado en poco tiempo gracias al trabajo conjunto de las compañías petroleras, las compañías de servicio de T.F. y los fabricantes de equipos, que han desarrollado e innovado herramientas y técnicas en esta área.

1.2 Planteamiento del problema

El campo Tiumut inició su explotación en febrero de 2007, con 4 pozos petroleros, teniendo como producción máxima 1,969 bpd. En la actualidad la producción ha disminuido hasta 584 bpd debido a que se ha observado un decremento considerable en la presión del yacimiento, no así las reservas de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Por lo anterior mencionado se generan las preguntas de investigación:

1. ¿Para qué sirve o porque implementar la sarta de velocidad con tubería flexible?
2. ¿Cuáles son las condiciones necesarias de pozo y de yacimiento para implementar una sarta de velocidad con tubería flexible?
3. ¿Cómo se realiza la implementación de una sarta de velocidad con tubería flexible?
4. ¿Será rentable la aplicación de la sarta de velocidad con tubería flexible?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Implementar la sarta de velocidad con tubería flexible para incrementar la producción de hidrocarburos en pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 que presentan carga de líquidos, mediante la reducción del diámetro de flujo.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar los componentes y bases de operación de la implementación de sarta de velocidad con tubería flexible.
- Evaluar los parámetros del yacimiento y condiciones del pozo necesarias para realizar la implementación de sarta de velocidad con tubería flexible.
- Implementar la sarta de velocidad con tubería flexible adecuada para los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11.

- Analizar los resultados de la aplicación de la sarta de velocidad mediante el análisis Costo-Beneficio.

1.4 Delimitación de la investigación

1.4.1 Alcances

La trascendencia de esta investigación radica en dar a conocer un modelo metodológico de la sarta de velocidad con tubería flexible que sirve para incrementar la productividad de yacimientos. Cabe mencionar que la metodología desarrollada en este trabajo de investigación quedará como antecedente para el desarrollo de sargas de velocidad para pozos petroleros en la industria nacional e internacional.

1.4.2 Limitaciones

No se puede obtener información tan fácilmente por parte de las empresas o compañías prestadoras de servicio ya que es confidencial.

1.5 Justificación

En la actualidad se ha presentado un gran avance en el desarrollo de nuevos materiales de fabricación de TF, los cuales además de económicos son más resistentes a la corrosión por fluidos del yacimiento o tratamientos químicos, así como a las fuerzas presentes durante el trabajo, tienen mayor resistencia al flujo por fricción debido al diseño de su superficie, no presentan adhesión de parafinas o sal y soportan las altas temperaturas del yacimiento. Tomando en cuenta lo anterior, la implementación de sargas de velocidad en pozos con problemas de carga de líquido suena más atractiva.

Con el paso del tiempo los campos petroleros van perdiendo presión en el yacimiento lo que se refleja en una baja de producción en los pozos de este, por lo anterior es importante contar con alternativas para elevar la producción de hidrocarburos. Una de estas alternativas es el uso de la sarta de velocidad.

Para la implementación de una sarta de velocidad es de suma importancia que se elija el diámetro óptimo de la tubería flexible que se instalará.

Es conveniente mencionar que si la sarta de velocidad se implementa de manera correcta se logrará tener un sistema más económico que cualquier otra forma de adicionar energía al pozo o sistema artificial de producción.

1.6 Hipótesis

- **Hipótesis Investigación (Hi):** Con la implementación de la sarta de velocidad con tubería flexible se incrementará la producción en los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11.
- **Hipótesis Nula (Ho):** La implementación de sarta de velocidad con tubería flexible no permitirá que la producción de los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 se incremente.

1.7 Método

1.7.1 Enfoque de la investigación

El enfoque que tiene este proyecto de investigación es cuantitativo y cualitativo porque el uso de la información de los pozos del campo Tiumut son datos numéricos que se recolectan del programa de perforación los cuales nos darán hincapié para el diseño de sarta de velocidad con tubería flexible.

1.7.2 Tipo de investigación

La presente investigación de tesis es de tipo híbrida cuantitativa-cualitativa, en donde los parámetros de producción de los pozos del campo se realizan y analiza durante un periodo de tiempo determinado.

1.7.3 Fuentes de investigación

Las fuentes de investigación que se ocuparan para el desarrollo de este trabajo son:

- ✓ Reportes de campo
- ✓ Manuales técnicos
- ✓ Especificaciones técnicas
- ✓ Internet y artículos que interpretan datos del tema a desarrollar

1.7.4 Población de estudio

La población de estudio es el campo Tiumut, específicamente los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 los cuales se estudian en este proyecto de tesis.

Capítulo II: Marco Teórico

2.1 Marco Referencial

Sosa Solís Sergio Alberto (2010). Menciona en su tesis que:

“El cálculo de las caídas de presión en geometrías anulares verticales, para éste caso, específicamente con flujo ascendente de dos fases, líquido y gas. Se aplicó al problema de diseño de sartas de velocidad en pozos de aceite con alta RGA, aunque no es exclusivo para este tipo de condiciones, ya que también se utilizan comúnmente en pozos de gas y gas-condensado. Los modelos mecánicos debieron ser aplicados mediante el uso de software debido a la complejidad de los procedimientos de cálculo. Al combinarlos resultan en una excelente herramienta para resolver los problemas de predicción del comportamiento del flujo multifásico en tuberías. La dependencia de estos modelos, solo de las propiedades del sistema, les proporciona una versatilidad enorme pero a la vez los limitan solo por la necesidad de datos precisos y congruentes para lograr la convergencia, y obtener buenos resultados. El uso del software aquí desarrollado, en combinación con otras disciplinas, como el análisis económico y la ingeniería de yacimientos, resulta en un vasto campo de ampliación para el presente trabajo, ya que se obtendrá una herramienta completa para la buena administración de yacimientos petroleros”. (Pág. 10)

Osornio Cruz Edgar (2015). Menciona resaltando que:

“El procedimiento del Análisis Nodal ha sido reconocido en la industria petrolera como una técnica adecuada para el diseño y evaluación de la presión en un punto (nodo) del sistema de producción, tanto en pozos fluyentes como en pozos con Sistema Artificial de Producción.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndolo en tres componentes básicos:

- Flujo a través del medio poroso (yacimiento), considerando el daño ocasionado por el lodo de perforación y la cementación.

- Flujo a través de la tubería de producción (TP), considerando cualquier posible restricción dentro como son estranguladores de fondo, válvulas de seguridad, etc.
- Flujo a través de la línea de descarga (LDD), considerando el estrangulador en superficie”. (Pág. 14)

Chavira Gonzáles Azucena, Vera Pérez Claudio Mario (2010). Hace la mención de que:

“Los sistemas artificiales de producción se ha creado con la finalidad de continuar la explotación del yacimiento cuando en esta ha declinado la presión para descargar su producción en superficie a una batería de separadores. A partir de un estudio del comportamiento de producción de los pozos y el análisis de flujo multifásico, de esta manera conociendo el histórico de producción y de un análisis de toma de información como son registros de nivel de fluidos, temperatura, registros de presión, registros de producción, aforo de pozo, muestreo-análisis de los fluidos manejados y la validación del pozo propuesto; se determinara si es una opción para recuperar reservas remanentes, la implementación de algún sistema artificial de producción”. (Pág. 86)

2.2 Marco Conceptual

2.2.1 Petr6leo

El petr6leo es un compuesto qu6mico complejo en el que coexisten partes s6lidas, l6quidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, compuestos denominados hidrocarburos, formados por 6tomos de carbono e hidr6geno y, por otra, peque1as porciones de nitr6geno, azufre, ox6geno y algunos metales. Se presenta de forma natural en dep6sitos de roca sedimentaria y s6lo en lugares en los que hubo mar.

Su color es variable, entre 6mbar y negro. El significado etimol6gico de la palabra petr6leo, es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria. (P6rez, 2014)

2.2.1.1 Clasificaci6n del petr6leo seg6n su densidad API

Relacion6ndolo con su densidad API (por sus siglas en ingles American Petroleum Institute) clasifica el petr6leo en "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado".

- Crudo liviano: Crudo liviano o ligero, es definido como el que tiene densidades API mayores a 31.1 °API.
- Crudo medio o mediano: Es aquel que tiene densidades API entre 22.3 - 31.1 °API.
- Crudo pesado: Es definido como aquel que tiene densidades API entre 10 - 22.3 °API.
- Crudo extrapesado: Es aquel que tiene densidades API menores a 10 °API. A estos crudos tambi6n se les denomina bit6menes.

2.2.2 Yacimiento

Es la porci6n de una trampa geol6gica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidr6ulicamente. Algunos yacimientos est6n asociados a grandes vol6menes de agua denominados ac6iferos. Los hidrocarburos ocupan parcialmente los poros o huecos de la roca almacenadora y

normalmente están a altas presiones y temperaturas debidas a las profundidades a las que se encuentra el yacimiento.

2.2.2.1 Clasificación de los yacimientos

Los yacimientos petroleros se clasifican básicamente por el tipo de trampa en que se forman o por la clase de fluidos que almacenan (ilustración 1,2 y 3).

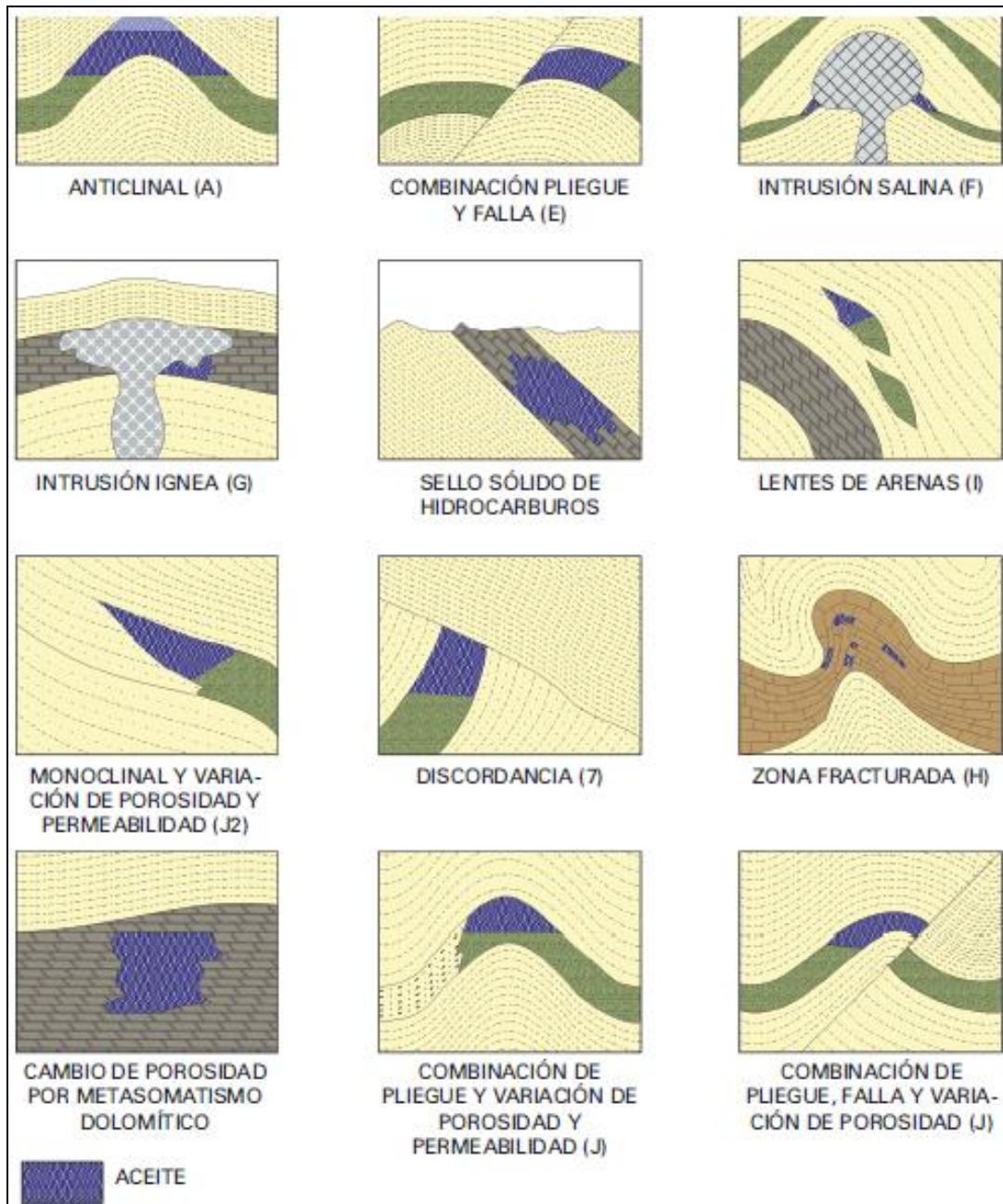


Ilustración 1 Secciones de trampas geológicas.

Por el tipo de trampa

Por el tipo de trampa en que se almacenan, los yacimientos se clasifican en:

- Trampas de tipo estructural. - Son aquellas en las que los hidrocarburos se encuentran asociados a pliegues o fallas tales como los anticlinales y los sinclinales (simétricos y asimétricos).
- Trampas estratigráficas. - Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen. Un cambio lateral de arena a lutita constituye una trampa estratigráfica.
- Trampas combinadas. - Se refiere a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y tectónicos.
- Trampas asociadas a intrusiones ígneas. - Se conocen casos en los que una intrusión ígnea (sill) hace las funciones de roca sello.

Por el tipo de fluido

Otra forma de clasificar los yacimientos es por el tipo de fluido que almacenan, y son:

- Aceite negro. - Contiene hidrocarburos líquidos viscosos de color café oscuro a negro con densidades que varían de 30 a 40 °API. Ilustración 2.
- Aceite volátil. - Los hidrocarburos contenidos por ese tipo de yacimiento son de color café claro con matiz amarillo, rojo, o verde, y su densidad varía de 40 a 50 °API. Ilustración 2.
- Gas condensado. - Estos yacimientos contienen hidrocarburos condensados, en los que predomina el gas en fase líquida. Típicamente, su densidad se encuentra entre 50 y 70 °API. Ilustración 3.
- Gas húmedo. - Almacenan gas con pequeñas cantidades de líquido de color claro o rosado, y sus densidades varían entre 60 y 70 °API. Ilustración 3.
- Gas seco. - Estos yacimientos contienen gas seco como el metano (CH_4), que contiene una fracción mol superior al 95%; básicamente no contienen líquidos. Ilustración 3.

Tipo	Yacimiento de Aceite y Gas Disuelto	
	De Bajo Encogimiento (Aceite Negro)	De Alto Encogimiento (Aceite Volátil)
Características		
Diagrama de Fase		
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y < T_c$
Punto crítico	P. C. a la derecha de la Cricondenbara	P. C. cercano a la Cricondenbara
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado [2 fases]
Curvas de calidad	Muy pegada a la línea de punto de rocío	Más separados de la línea de rocío
Singularidades	-----	-----
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)
Composición	Grandes cantidades de pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en la mezcla original
RGV $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	< 200	200 --- 1.000
Densidad líquido $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$	> 0.85	0.85 --- 0.75

Ilustración 2 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido (aceite).

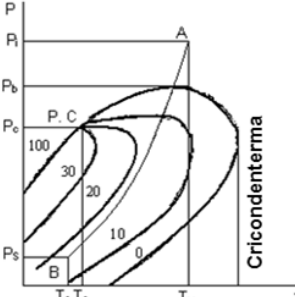
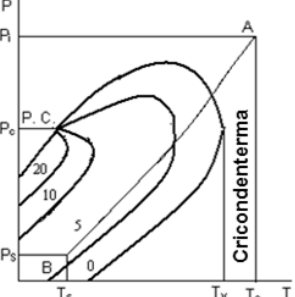
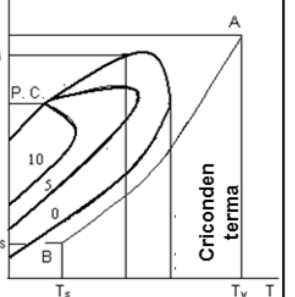
Tipo	Yacimiento de Gas y Condensados		
	Gas y Condensados	Gas Húmedo	Gas Seco
Características			
Diagrama de Fase			
Temperatura	$T_c < T_y < \text{Cricondentherma}$	$T_y < \text{Cricondentherma}$	$T_y < \text{Cricondentherma}$
Punto crítico	P. C. a la izquierda de la Cricondenbara	P. C. a la izquierda de la Cricondentherma	P. C. a la izquierda de la Cricondentherma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento los fluidos se encuentran totalmente en la fase vapor	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de calidad	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	Fenómenos Retrogrados	-----	-----
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fase)
Composición	Regulares cantidades de intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGV $\left[\frac{m^3}{m^3}\right]$	500 --- 15.000	10.000 --- 20.000	< 20.000
Densidad líquido $\left[\frac{g^3}{cm^3}\right]$	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

Ilustración 3 Clasificación de yacimientos de acuerdo al tipo de fluido (gas).

2.2.3 Flujo multifásico en tuberías

El flujo multifásico en tuberías es el movimiento concurrente de gases y líquidos dentro de las mismas. La mezcla puede existir en varias formas o configuraciones: como una mezcla homogénea, en baches de líquido con gas empujándolo o pueden ir viajando paralelamente uno con otro, entre otras combinaciones que se pueden presentar. [4]

El flujo bifásico se presenta en la industria petrolera principalmente durante la producción y transporte de aceite y gas, tanto en tuberías horizontales como en inclinadas y verticales. El estudio del flujo multifásico en tuberías permite, por ejemplo, estimar la presión requerida en el fondo del pozo para transportar un determinado gasto de producción hasta la superficie. Los problemas de diseño que implican el uso de modelos o correlaciones para flujo multifásico se encuentran de manera frecuente en el campo de operación de la ingeniería petrolera.

Es común que muchos de los conceptos y correlaciones que fueron desarrollados para su aplicación dentro de la ingeniería del petróleo, sean generalizados para su empleo con otros fluidos diferentes al aceite y gas natural, lo que ha favorecido que tengan actualmente diversas áreas de aplicación y una amplia investigación sobre el tema (oleoductos y gasoductos, producción de petróleo y gas costa afuera, la explotación de la energía geotérmica, etc.).

En el flujo de dos fases, el problema básico de ingeniería es calcular la distribución de la presión en el conducto en cuestión, cuya dependencia puede ser esquematizada de la siguiente manera:

- La geometría del conducto (tubería)
- Las propiedades físicas de las fases
- Las condiciones prevalecientes en el sistema
- La ubicación espacial de la tubería
- El empleo del método adecuado que permita calcular el perfil de presiones a lo largo de la tubería

El flujo bifásico involucra un gran número de variables, entre las cuales se encuentran los gastos de flujo, las propiedades físicas del sistema, los diámetros y ángulos de inclinación de las tuberías. El problema se complica a causa de la presencia de muchos procesos como el deslizamiento y colgamiento entre fases, los patrones de flujo, el movimiento en la interface gas-liquido, y la posible transferencia de calor y masa. Debido a la complejidad del proceso, se han hecho correlaciones empíricas, con las cuales se busca una solución aproximada al problema, estas correlaciones han contribuido al diseño de los sistemas de dos fases. Sin embargo, fueron diseñadas a partir de experimentos prácticos, usualmente sin ninguna base física, que, a pesar de contar con la ayuda de las computadoras, no lograron dar solución a varios problemas, sobre todo aquellos que involucran variables tales como: los gastos de operación, la geometría de flujo y las propiedades de los fluidos. Además, en algunos casos se consideró a las dos fases como una mezcla homogénea y, por consiguiente, el colgamiento era inadecuado para los diferentes tipos de flujo. Se encontró también, que las fronteras de los mapas de patrones de flujo, las cuales comúnmente se definían únicamente en función de los ritmos de flujo (velocidades superficiales), en realidad son muy sensibles a otros parámetros. Con el aumento de la demanda de un conocimiento mucho más profundo de la tecnología del flujo multifásico, ésta fue tomando cada vez mayor importancia y se llegó a la conclusión de que requeriría de un análisis combinado de los aspectos teóricos y experimentales. Se tuvo entonces acceso a mayor cantidad y calidad de software, hardware e instrumentación, con lo que realizaron pruebas que permitieron medir con más precisión las variables importantes y así lograr un mejor entendimiento de los mecanismos dinámicos complejos existentes en el flujo de dos fases, dando así la pauta al desarrollo de los modelos mecanísticos. (Torres, 2009)

2.2.3.1 Definiciones básicas para flujo multifásico

El flujo multifásico en tuberías, como ya se definió anteriormente, es el movimiento conjunto de gas y líquido a través de estas. El gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o fluir conjuntamente como fases separadas, generando de esta forma lo que se denomina patrones de flujo, entendiéndose por ello las diferentes

configuraciones que tienen el líquido y el gas en su movimiento a través de las tuberías. La distribución de una fase con respecto a la otra es muy importante para poder hacer una distinción entre los diversos patrones de flujo. El gas puede estar fluyendo junto con dos diferentes líquidos, normalmente aceite y agua, existiendo de tal forma, la posibilidad de que éstos se encuentren emulsificados.

Es necesario el conocimiento de la velocidad y de las propiedades de los fluidos, tales como densidad, viscosidad y en algunos casos, tensión superficial, para los cálculos de los gradientes de presión. Cuando estas variables son calculadas para flujo bifásico, se utilizan ciertas reglas de mezclado y definiciones únicas para estas aplicaciones.

A continuación, se presentan las definiciones básicas para flujo multifásico y la forma de calcular estos parámetros.

Colgamiento de líquido

Es la fracción de líquido, definida como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por el líquido con respecto al volumen total de la tubería. Varía a partir de cero para flujo monofásico de gas hasta uno para cuando se tiene flujo de líquido únicamente.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (2.1)$$

Colgamiento de gas

El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido con un colgamiento de gas y es igual a la unidad menos el colgamiento de líquido.

$$H_G = 1 - H_L \quad (2.2)$$

Colgamiento de líquido sin resbalamiento

La fracción de líquido sin resbalamiento, también conocido como colgamiento sin resbalamiento o contenido de líquido de entrada, es definida como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} = \frac{v_{LS}}{v_M} \quad (2.3)$$

Donde q_G y q_L son los gastos de gas y de líquido en sitio, respectivamente. El colgamiento de gas sin deslizamiento es definido como:

$$\lambda_G = 1 - \lambda_L = \frac{q_G}{q_G + q_L} = \frac{v_{Gs}}{v_M} \quad (2.4)$$

Podemos observar que la diferencia entre el colgamiento del líquido y el colgamiento sin resbalamiento es una medida del grado de deslizamiento entre las fases gas y líquido.

Densidad de líquidos

La densidad total del líquido se puede calcular usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del aceite y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de aceite a través de los gastos en sitio.

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \quad (2.5)$$

$$F_o = \frac{q_o B_o}{q_o B_o + q_w B_w} \quad (2.6)$$

$$F_w = 1 - F_o \quad (2.7)$$

Densidad bifásica

El cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor de colgamiento del líquido, con o sin resbalamiento.

$$\rho_s = \rho_L H_L + \rho_G F_G \quad (2.8)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_G \lambda_G \quad (2.9)$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_G \lambda_G^2}{H_G} \quad (2.10)$$

$$\rho_f = \frac{\rho_M^2}{\rho_s} = \frac{[\rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L)]^2}{\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)} \quad (2.11)$$

La primera de las ecuaciones es usada por la mayoría de los investigadores para determinar el gradiente de presión debido al cambio de elevación.

Algunas correlaciones son basadas en la suposición de que no existe resbalamiento y por eso usan la segunda de las ecuaciones para calcular la densidad bifásica.

Las últimas correlaciones son presentadas por algunos investigadores como Hagedorn & Brown para definir la densidad utilizada en las pérdidas por fricción y número de Reynolds.

Velocidad

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una fase fluyente está definida como la velocidad que esta fase tendría si fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería.

La velocidad superficial del gas está dada por:

$$v_{Gs} = \frac{q_G}{A} \quad (2.12)$$

La velocidad real del gas es calculada con:

$$v_G = \frac{q_G}{A H_G} = \frac{v_{Gs}}{H_G} \quad (2.13)$$

Donde A es el área transversal de la tubería.

La velocidad superficial del líquido está dada por:

$$v_{Ls} = \frac{q_L}{A} \quad (2.14)$$

La velocidad real del líquido se calcula con:

$$v_L = \frac{q_L}{A H_L} = \frac{v_{Ls}}{H_L} \quad (2.15)$$

La velocidad superficial bifásica está dada por:

$$v_M = v_{Ls} + v_{Gs} \quad (2.16)$$

La velocidad de resbalamiento es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido:

$$v_s = v_G - v_L = \frac{v_{Gs}}{H_G} - \frac{v_{Ls}}{H_L} \quad (2.17)$$

Viscosidad

La viscosidad del fluido es usada para calcular el número de Reynolds y otros números adimensionales usados como parámetros de correlación. El concepto de una viscosidad bifásica es incierto y es definida de forma diferente por varios autores.

La viscosidad de una mezcla agua-aceite es generalmente calculada usando la fracción de agua y del aceite como un factor de peso:

$$\mu_L = F_o \mu_o + F_w \mu_w \quad (2.18)$$

La siguiente ecuación ha sido usada para calcular una viscosidad bifásica.

$$\mu_m = \lambda_L \mu_L + \lambda_G \mu_G \quad (\text{Sin resbalamiento}) \quad (2.19)$$

$$\mu_s = \mu_L^{H_L} \mu_G^{H_G} \quad (\text{Con resbalamiento}) \quad (2.20)$$

Tensión superficial

Es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cercas a la interfase se atraen desigualmente por sus vecinas porque unas son más grandes que otras, esto origina una superficie de energía libre/unidad de área que se llama tensión interfacial.

Cuando la fase líquida contiene agua y aceite se utiliza:

$$\sigma_L = F_o \sigma_o + F_w \sigma_w \quad (2.21)$$

2.2.3.2 Patrones de flujo

La diferencia básica entre flujo de una sola fase y el flujo de dos fases es que, en este último, la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interface, resultando en características diferentes de flujo, tales como los perfiles de velocidad y colgamiento. [5]

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende principalmente de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, gastos de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

La determinación de los patrones de flujo es un problema medular en el análisis de un sistema multifásico. Todas las variables de diseño son frecuentemente dependientes del patrón existente. Estas variables son: la caída de presión, el colgamiento de líquido, los coeficientes de transferencia de calor y masa, etc.

Patrones de flujo para flujo vertical y fuertemente inclinado

En este rango de ángulos de inclinación, el patrón estratificado desaparece y es observado un nuevo modelo de flujo: el flujo transición (churn). Generalmente los patrones de flujo son más simétricos alrededor de la dirección axial, y menos dominados por la gravedad.

Flujo burbuja

La fase gaseosa está dispersa en pequeñas burbujas, teniendo una distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. Este patrón comúnmente está dividido en flujo burbuja, el cuál ocurre a gastos de líquido relativamente bajos y es caracterizado por el deslizamiento entre la fase gaseosa y líquida. El flujo burbuja dispersa, en cambio, ocurre a gastos relativamente altos de líquido, logrando así que la fase gaseosa en forma de burbujas sea arrastrada por la fase líquida, de tal forma que no existe el deslizamiento entre las fases.



Ilustración 4 Flujo burbuja en una tubería vertical.

Flujo tapón o bache

El patrón de flujo bache es simétrico alrededor del eje de la tubería. La mayoría de la fase gaseosa se encuentra en bolsas de gas, con forma de una gran bala llamada “burbuja de Taylor”, con un diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste en una sucesión de burbujas de Taylor separadas por baches de líquido. Una delgada película fluye contra la corriente entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente bache de líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.



Ilustración 5 Flujo tapón o bache para tuberías verticales.

Flujo transición (churn)

Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo bache y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.



Ilustración 6 Flujo transición para tuberías verticales.

Flujo anular (niebla)

En tuberías verticales, debido a la simetría de flujo, el espesor de la película de líquido alrededor de la pared de la tubería es casi uniforme. Como en el caso horizontal, el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta, como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas. La interface está altamente ondulada, resultando en un alto esfuerzo de corte interfacial. En el flujo vertical hacia abajo, el patrón anular existe también a bajos gastos, con forma de una película descendente. El patrón de flujo bache, fluyendo de manera descendente es similar al de flujo hacia arriba, excepto que generalmente la burbuja Taylor es inestable y está localizada excéntricamente al eje de la tubería. La burbuja Taylor podría ascender o descender, dependiendo de los gastos de cada fase.



Ilustración 7 Flujo anular para tuberías verticales.

2.2.3.3 Flujo multifásico en tuberías verticales

El problema de predecir con precisión las caídas de presión en la tubería de producción (TP), ha ido incrementando la necesidad de muchas soluciones especializadas para condiciones limitadas. La razón para estas muchas soluciones es que el flujo multifásico es complejo y se dificulta su análisis incluso para las correlaciones existentes de condiciones limitadas. [1, 4]

Al pasar los fluidos provenientes del yacimiento a través de la tubería de producción, se consume la mayor parte de la presión disponible para llevarlos del yacimiento a las instalaciones de separación, por lo que es de suma importancia realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión a lo largo de la tubería. Al hacerlo juntamente con un análisis integral del sistema de producción, es posible:

1. Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
2. Determinar la necesidad o no de sistemas artificiales de producción en el pozo.
3. Obtener la presión de fondo fluyendo sin intervención en el pozo.
4. Determinar la vida fluyente del pozo.

5. Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
6. Corroborar los datos obtenidos con las correlaciones para su ajuste.

En la literatura han aparecido un gran número de métodos que pueden utilizarse para predecir el comportamiento de flujo de gases y líquidos a través de tuberías, sin embargo, debemos reconocer que debido a la complejidad del comportamiento del sistema en cuestión no existe hasta ahora una correlación que pueda emplearse en forma general. Todos los métodos disponibles hoy en día están sujetos a una gran variedad de grados de error, dependiendo del sistema en el que se empleen y por ende se requiere un análisis profundo de los resultados para determinar si es correcto su uso. En la mayoría de los casos es necesaria la utilización de dos o más métodos para poder determinar cuál de ellos es el que mejor representan el comportamiento del sistema.

Existen muchas correlaciones empíricas generalizadas para predecir los gradientes de presión, dichas correlaciones se clasifican en:

- **Las correlaciones Tipo A.** Están basadas en el mismo enfoque y difieren únicamente en la correlación usada para calcular el factor de fricción. Estas correlaciones consideran que no existe deslizamiento entre fases y no establecen patrones de flujo, entre ellas: Poettman & Carpenter, Baxendel & Thomas y Fancher & Brown.
- **Las correlaciones tipo B.** Consideran que existe deslizamiento entre las fases, pero no toman en cuenta los patrones de flujo, dentro de esta categoría se encuentra el método de Hagedorn & Brown.
- **Las correlaciones tipo C.** todos los métodos incluidos en esta categoría consideran esencialmente los mismos tres patrones de flujo, con excepción de Beggs & Brill. Algunos de los estudios involucran únicamente un cambio en el procedimiento de cálculo en uno o más regímenes de flujo, con respecto a métodos previamente publicados. Estas correlaciones consideran que existe deslizamiento entre las fases y diferentes patrones de flujo, entre ellas se encuentran: Duns & Ros, Orkiszweski, Aziz & colaboradores, Chierici & colaboradores, y Beggs & Brill. (López, 2012)

2.2.3.4 Correlaciones empíricas de flujo multifásico en tuberías verticales

Las correlaciones empíricas son aquellas en las que sus autores proponen una serie de ajustes de datos experimentales para correlacionar una variable determinada. Estas correlaciones pueden considerar tanto el deslizamiento entre las fases como la existencia de patrones de flujo; por tanto, requieren de métodos para determinar el patrón de flujo presente. Una vez que se ha determinado el patrón de flujo correspondiente a unas condiciones dadas, se determina la correlación apropiada para el cálculo del factor de fricción, así como para el colgamiento de líquido con o sin deslizamiento, las cuales, generalmente, son distintas dependiendo del patrón. (Fuentes, 2009)

Correlación de Poettman & Carpenter

Poettman y Carpenter desarrollaron un método semiempírico en el cual se incorpora a la ecuación general de energía (2.22). Usaron datos de 34 pozos fluentes y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2, 2 ½ y 3 pulgadas. El aceite, gas y agua fueron considerados como fases simples, no intentaron establecer una correlación para el colgamiento e ignoraron los patrones de flujo. Todas las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de resbalamiento, están consideradas dentro de un factor de pérdida de energía, el cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería. Asumieron que el flujo multifásico vertical del aceite, gas y agua era totalmente turbulento.

$$E_1 + \Delta W_f + \Delta W_s = E_2 \quad (2.22)$$

Correlación de Hagedorn & Brown

Fue hecha por Hagedorn y Brown para determinar una correlación general, la cual incluye prácticamente todos los rangos de flujo, un amplio rango de relaciones gas-líquido, todos los tamaños de tubería usados ordinariamente y los efectos de las características de los fluidos. Los datos fueron tomados para diámetros de tubería

a partir de 1 pulgada a 2.5 pulgadas. Esta es una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- I. La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe resbalamiento entre las fases.
- II. No considera patrones de flujo.
- III. El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody (Anexo 1).
- IV. La viscosidad del líquido tiene un efecto importante en las pérdidas de presión en el flujo bifásico.
- V. El colgamiento de líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad del líquido (introducidos por Duns & Ros).

Correlación de Duns & Ros

Este método es el resultado de una investigación de laboratorio a gran escala con modificaciones y ajustes usando datos de campo. Duns & Ros eligieron un enfoque un poco diferente que la mayoría de los investigadores. El gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente hidrostático del líquido. Ellos definieron arbitrariamente el gradiente de presión estática como el peso del volumen por la densidad in-situ y desarrollaron correlaciones para la fricción en la pared de la tubería, de sus extensos datos de laboratorio para cada una de las tres amplias regiones de flujo. Aunque usaron en un punto específico un balance de presión en lugar de un balance de energía, sus ecuaciones son un balance de energía termodinámico. El gradiente total incluye un gradiente estático, un gradiente de fricción y un gradiente por aceleración. Los efectos de resbalamiento entre el gas y el líquido son incorporados en el gradiente estático y se mantienen separados de los efectos debidos a la fricción. Los regímenes de flujo fueron definidos en función de números adimensionales. Ellos separaron el flujo dentro de tres tipos de regiones y prepararon correlaciones separadas para el resbalamiento y fricción en las tres. Las tres regiones son:

- Región 1: La fase líquida es continua, y el flujo burbuja, flujo tapón y parte del flujo bache existen en este régimen.
- Región 2: En esta región las fases de líquido y gas se alternan. La región por lo tanto cubre el patrón de flujo bache y el resto del flujo burbuja.
- Región 3: En esta región el gas es la fase continua por lo que en esta región se encuentra el flujo neblina.

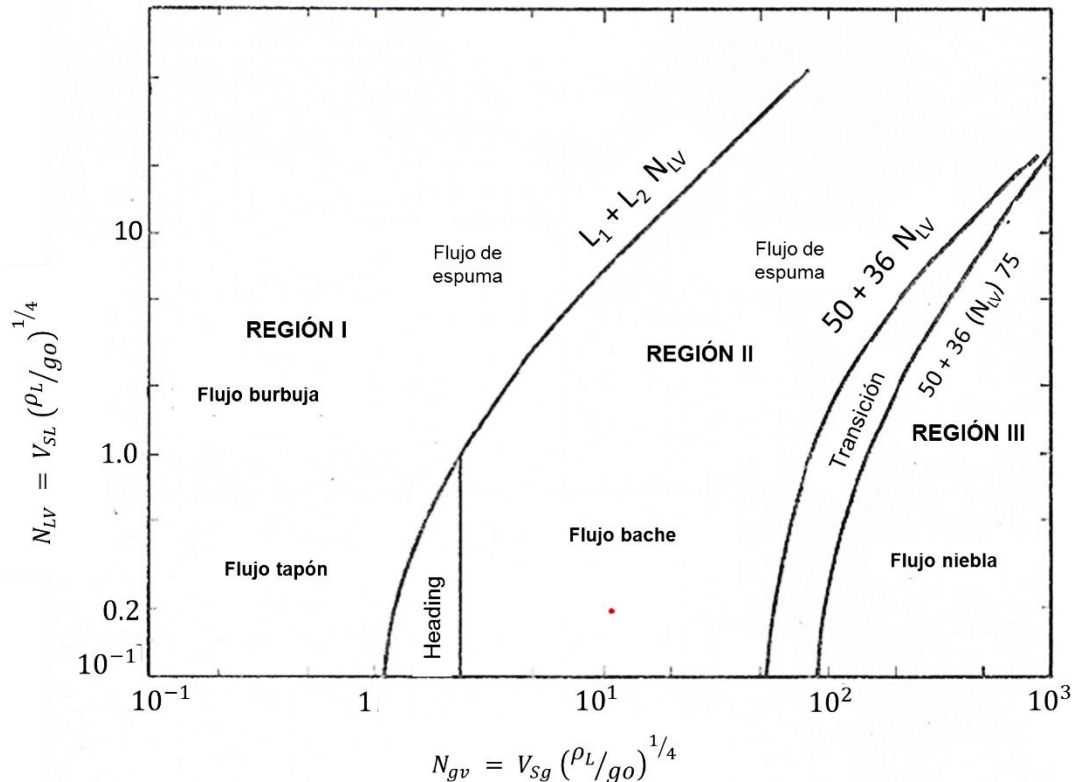


Ilustración 8 Regiones para la correlación de Duns & Ros.

Correlación de Orkiszewski

El método de Orkiszewski es el resultado del análisis y comparación de muchos de los métodos publicados, para determinar si a través de alguno de ellos se podía calcular las caídas de presión, para un amplio rango de condiciones prevaecientes en los pozos utilizados en las pruebas. Orkiszewski enfatizó que el colgamiento del líquido fuera derivado del fenómeno físico observado y que el gradiente de presión fuera relacionado a la distribución geométrica de líquido y gas, por lo que se

concluyó que la densidad de la mezcla se determinara mediante el colgamiento, considerando el resbalamiento entre fases. Ellos seleccionaron las correlaciones que consideraban más precisas para flujo burbuja y flujo niebla, y propusieron una nueva correlación para flujo bache. La correlación de flujo bache fue desarrollada usando la información de Hagedorn & Brown. Seleccionaron el método de Griffith & Walls para flujo burbuja y el método de Duns & Ros para flujo niebla. Estos métodos fueron clasificados basándose en similitudes en los conceptos teóricos. Se establecieron los siguientes parámetros de clasificación:

- 1) Si el colgamiento de líquido es considerado en los cálculos de la densidad.
- 2) La manera como se manejan las pérdidas de presión por fricción.
- 3) Si se hace consideración de los patrones de flujo.

Correlación de Azis, Govier & Fogarasi

Azis y colaboradores propusieron un método en 1972 el cual es dependiente de los regímenes de flujo y presenta nuevas correlaciones para el flujo burbuja y el flujo bache. Para el flujo niebla fue usado el método de Duns & Ros y también se usó el método de interpolación de Duns & Ros para el flujo de transición.

Correlación de Chierici, Ciucci & Fogarasi

Chierici y colaboradores usaron el mismo enfoque que Orkiszewski para el cálculo de los gradientes de presión para dos fases, pero ellos presentaron una modificación la cual es aplicada únicamente en el régimen de flujo bache. Ellos también usaron diferentes definiciones de regímenes de flujo.

Correlación de Beggs & Brill

La correlación de Beggs & Brill fue desarrollada de 548 pruebas tomadas con datos obtenidos experimentalmente, de una prueba con un arreglo a pequeña escala. Esta correlación es aplicable para un amplio rango de condiciones de flujo. Las pruebas se hicieron en secciones de tuberías de acrílico de 1 y 1.5 pulgadas de diámetro y 90 pies de longitud, la cual tenía un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical y los fluidos utilizados fueron aire y agua. Beggs y Brill llevaron

a cabo investigaciones sobre flujo bifásico, realizando una variación en el ángulo de inclinación de las tuberías empleadas en las pruebas, de -90° a $+90^\circ$. Para cada diámetro de tubería, los gastos de líquido y gas variaban, por lo que se pudieron observar todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal. Una vez establecido cada patrón de flujo, procedieron a variar el ángulo de inclinación, así que se pudo observar como el ángulo de inclinación afectaba el colgamiento y el gradiente de presión. El colgamiento y el gradiente de presión fueron medidos en ángulos que variaban entre 5, 10, 15, 20, 35, 55, 75 y 90 grados, y se encontró que el colgamiento llegaba a su valor máximo en $+50$ grados y a su valor mínimo en -50 grados. El mapa de patrones de flujo original que obtuvieron Beggs y Brill fue ligeramente modificado para poder incluir la zona de transición entre el patrón de flujo segregado y el intermitente. Como resultado de los experimentos, obtuvieron una ecuación generalizada, que puede ser utilizada para el cálculo de los gradientes de presión en tuberías verticales en las que exista flujo multifásico, siendo útil también para las tuberías horizontales.

2.2.3.5 Selección y ajuste del método de cálculo de gradientes de presión

Para calcular las caídas de presión en tuberías, se seleccionará el método que permita reproducirlas con mayor aproximación en base a los valores medidos en campo. Sin embargo, generalmente es necesario realizar algunos ajustes para lograr mayor precisión en los resultados. Si se observa una variación sistemática entre los valores calculados y los medidos, el ajuste consistirá en modificar el valor de la rugosidad de la tubería, hasta lograr una mejor aproximación. Otra forma de lograr el ajuste sería con un factor de corrección.

2.2.4 Flujo en espacios anulares

Los efectos del flujo multifásico en espacios anulares son muy similares a los observados en el flujo en tuberías y en muchos casos estudiados de la misma manera. Estrictamente esta consideración no es correcta, ya que los fenómenos que se presentan cuando el líquido y el gas fluyen a través de espacios anulares tienen diferentes rangos de ocurrencia que los que se presentan en tuberías.

En la industria petrolera el flujo bifásico de gas y líquido en espacios anulares puede encontrarse en una gran variedad de situaciones de campo, desde la perforación, producción por espacio anular o con sarta de velocidad, hasta la inyección de fluidos al pozo, entre otras. Por lo tanto, es de gran importancia estudiar el comportamiento del flujo de dos fases en un anular y así interpretar correctamente situaciones como estas.

Ninguna de las correlaciones que se discutieron anteriormente en este capítulo, fueron desarrolladas específicamente para flujo en anulares. Las correlaciones son generalmente aplicadas a un espacio anular mediante el uso del concepto de radio hidráulico. De acuerdo con este concepto, el diámetro de un conducto de sección transversal circular es igual a cuatro veces el radio hidráulico, donde el radio hidráulico está definido como el área de la sección transversal abierta al flujo dividido por el perímetro mojado.

$$r_h = \frac{\text{Área de la selección transversal}}{\text{Perímetro mojado}} \quad (2.23)$$

Aplicado a anulares, se convierte en

$$r_h = \frac{\frac{\pi (d_i^2 - d_o^2)}{4}}{\pi (d_i + d_o)} = \frac{d_i - d_o}{4} \quad (2.24)$$

Esto implica que el diámetro hidráulico que será usado en anulares es:

$$d_h = d_i - d_o \quad (2.25)$$

El área que se usara para el cálculo de las velocidades es, por lo tanto:

$$A = \frac{\pi}{4} (d_i^2 - d_o^2) \quad (2.26)$$

Sánchez realizó una prueba comparativa usando cuatro de las correlaciones para flujo vertical, para predecir la medida de la caída de presión de los datos de 87 pozos de campo. Las correlaciones probadas fueron las de Bexendell & Thomas, Hagedorn & Brown, Duns & Ros y Orkiszewski. Las conclusiones de este estudio,

junto con áreas de aplicación recomendadas están listadas a continuación (no son dadas las definiciones de “alto” y “bajo”).

1. Ningún método es lo suficientemente exacto y preciso para cubrir todas las regiones de flujo y condiciones para flujo multifásico en anulares.
2. El método de Bexendell es el más preciso para rangos completos de diámetros de tubería y regímenes de flujo. La determinación del diámetro hidráulico que será usado requiere datos de campo que no siempre están disponibles.
3. El método de Hagedorn & Brown resultó ser el segundo más preciso y ofrece una mejor base para encontrar una correlación general para flujo en anulares que con otras correlaciones.
4. La correlación de Duns & Ros debe ser usada con discreción. Sin embargo, para flujo burbuja y grandes gastos su precisión es excelente.

En general, se reconoció que para el flujo de una sola fase en un espacio anular, el concepto del diámetro hidráulico es válido para $d_o/d_i < 0.3$. El concepto de diámetro hidráulico puede ser usado para pozos direccionales con precaución, ya que la tubería de producción probablemente toque la tubería de revestimiento en muchos puntos, resultando esto en un anular excéntrico.

Cornish dedujo que la rugosidad absoluta del anular puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \varepsilon_i \left(\frac{d_i}{d_i + d_o} \right) + \varepsilon_o \left(\frac{d_o}{d_o + d_i} \right) \quad (2.27)$$

Donde:

ε_i = Rugosidad de la superficie interior de la tubería exterior

ε_o = Rugosidad de la superficie exterior de la tubería interior

2.2.5 Tubería flexible

La tubería flexible TF (Coiled Tubing, por sus siglas en inglés), se define como cualquier producto tubular fabricado de manera continua en longitudes que requieren que sea enrollado en un carrete durante el proceso de fabricación. La tubería se endereza antes de introducirla en el pozo y se enrolla nuevamente en el carrete al sacarla. Los diámetros generalmente varían entre 0.75 y 4.5 pulgadas, y se comercializan en carretes sencillos, en longitudes que exceden los 7924.8 m (26,000 Pies) en aceros que han soportado fuerzas desde 3866.74468 kg/cm² (55,000 PSI) hasta 8436.53385 kg/cm² (120,000 PSI).

2.2.5.1 Características y proceso de fabricación de la tubería flexible común

La tubería flexible es una tubería electrosoldada, fabricada con una costura longitudinal única, formada por soldadura de inducción de alta frecuencia, sin adición de metal de relleno.

El primer paso en el proceso de fabricación típico de la TF involucra la adquisición de materia prima de acero, abastecido en planchas de 48 pulgadas de ancho, las cuales vienen envueltas en rollos de aproximadamente 3500 pies. Cuando se selecciona el diámetro de la tubería flexible que se va a fabricar, la plancha de acero se corta en una tira continua de un ancho dado, para formar la circunferencia del tubo especificado. La faja plana de acero es luego soldada en sesgo a otro segmento de tira, para formar un rollo continuo de lámina de acero. El área soldada se desbasta hasta que quede suave, se limpia y luego se inspecciona con rayos X, para asegurarse que la soldadura esté libre de defectos. Una vez que se ha enrollado una suficiente longitud de tira continua de acero en la bobina maestra, entonces, el proceso de fresado del tubo puede comenzar. El acero es luego corrido a través de cuños de rodillo que trabajan mecánicamente la faja plana, dándole la forma de tubo. Puesto que los bordes de la tira de acero se prensan juntos mecánicamente, el proceso de soldadura longitudinal se provee con una bobina de inducción de alta frecuencia, colocada unas cuantas pulgadas al frente del último juego de rodillos formadores. La bobina de inducción de alta frecuencia genera el

calor para soldar por la resistencia al flujo de la corriente eléctrica. El flash de soldadura expuesto en el exterior del tubo se retira y la costura soldada es anillada a temperaturas de aproximadamente 1650 °F (899 °C). Se deja enfriar el tubo y luego se corren pruebas no destructivas de estación, para inspeccionar el cuerpo del tubo. El proceso de fresado continúa a medida que se corre el tubo a través de una fresa que le da tamaño, la misma que reduce ligeramente el diámetro después de la soldadura y trabaja la tubería, desbastándola al diámetro exterior requerido y llevándola a las tolerancias de redondez. En este momento, la tubería pasa por un tratamiento de calor sobre el cuerpo entero, utilizando bobinas de inducción. El propósito del tratamiento de calor es el de aliviar los esfuerzos de tensión interna de todo el tubo a temperaturas entre los 1100 °F (593 °C) y 1400 °F (760 °C), con lo cual se logra aumentar la ductilidad del acero. Se deja que la tubería se enfríe, primero gradualmente con el aire y después dentro de un baño de líquido. Este proceso da por resultado el desarrollo de los tamaños adecuados de grano de perlita y ferrita dentro de la microestructura del acero. El tubo nuevo se envuelve en un carrete de servicio o un tambor de madera para su transporte y su posterior prueba a presión.

Hay procesos alternativos de fabricación de tubería flexible que pueden requerir que se construya una sarta, soldando tope a tope las secciones de tubo. La técnica de soldado a tope puede ser efectuada usando prácticas de soldadura TIG o MIG y cada soldadura de extremo debe ser inspeccionada con rayos X para evaluar la calidad de esta. Nótese que la superficie exterior de la soldadura a tope no se desbasta o perturba de ninguna manera, lo cual pudiera reducir el ciclo de vida, y la resistencia en tramos de varios pies anteriores y posteriores a la soldadura. La sarta de tubería se envuelve luego sobre un carrete de servicio o tambor de transporte según se requiera.

Pueden fabricarse sartas escalonadas de tubería flexible, cambiando el espesor de la tubería dentro de la longitud de un carrete individual, mientras que se mantiene un diámetro exterior constante. Esto se hace para aumentar las propiedades de

rendimiento de la TF en secciones seleccionadas, al mismo tiempo que se minimiza el peso total de la sarta.

2.2.5.2 Operaciones con tubería flexible

El uso de la tubería flexible continúa en crecimiento, más allá de su empleo en la típica limpieza y la estimulación con ácido. Este crecimiento puede atribuirse a una gran cantidad de factores, incluyendo los avances de la tecnología y desarrollo de nuevos materiales, así como el énfasis cada vez mayor de perforar pozos con secciones horizontales o altamente desviadas. La relación de los usos de la tubería flexible que se presenta a continuación tiene como objetivo adicional, ser un desafío al pensamiento para crear operaciones alternativas e innovadoras en las cuales puede ser benéfica para los futuros trabajos de campo.

Utilizaciones avanzadas

- Perforación
- Fracturamiento
- Operaciones submarinas
- Pozos profundos
- Oleoductos, gasoductos y líneas de flujo

Utilizaciones rutinarias

- Descarga de pozos
- Limpieza
- Acidificaciones o estimulaciones
- Sartas de velocidad
- Operaciones de pesca
- Desplazamiento de herramientas
- Registro de pozos (en tiempo real o con memorias)
- Asentamiento o recuperación de taponés

La habilidad para desempeñar el trabajo en un pozo fluyente es la clave asociada con el buen desarrollo de la tubería flexible. Para cumplir con este hecho, se tienen que vencer tres retos técnicos importantes:

- Debe ser una tubería continua capaz de ser insertada dentro del pozo.
- Una media corrida y la recuperación de la TF dentro y fuera del pozo mientras está bajo presión (cabeza inyectora).
- Un aparato capaz de proveer un sello dinámico alrededor de la cadena del tubo (stripper).

2.2.5.3 Ventajas y desventajas de la Tubería Flexible

Ventajas

- Pequeños tiempos de viaje dentro y fuera del pozo
- No es requerida una torre de trabajo (mástil) adicional
- Se pueden operar en pozos fluyentes
- Bajos costos de movilización
- Reparaciones en pozos fluyentes
- Operaciones en el interior de la tubería de producción (TP)
- Menor costo de operación
- Menor personal para el manejo del equipo
- Seguridad con bajo impacto al medio ambiente

Desventajas

- No se puede rotar
- Necesita constante monitoreo de la vida útil de la tubería
- Longitud limitada de tubería

2.2.5.4 Vida útil

El concepto de las operaciones de servicios en pozos con tubería flexible requiere que la longitud continua de tubería se sujete a ciclos repetidos de tendido y envoltura durante su vida útil. La tubería almacenada en un carrete de servicio se desenvuelve dentro del pozo a la profundidad designada; luego se recupera de regreso al carrete de servicio, para su almacenamiento y transporte a la próxima ubicación de trabajo.

La vida útil de trabajo de la TF puede ser definida como la duración del servicio que puede brindar una sarta de tubería continua, cuando es sometida a los siguientes factores:

- Ciclo de fatiga por doblado
- Carga de presión interna
- Carga axial aplicada
- Corrosión
- Daños mecánicos

Todos los factores anteriores actúan sobre la tubería flexible de una u otra manera, durante algún tipo de servicio y contribuyen a la eventual falla mecánica del tubo.

Para garantizar operaciones confiables y seguras en el sitio del pozo, el usuario debe entender el comportamiento único de la tubería flexible y así minimizar sus posibilidades de falla. Se deben tomar numerosas decisiones durante la vida útil de una sarta para lograr maximizarla. Desde este enfoque, la decisión de retirar de servicio la tubería, debe tomarse sobre la base de las condiciones reales en las que se encuentra y su historial de servicio.

2.2.5.5 Descripción y componentes principales del equipo

- a) Unidad de potencia
- b) Carrete de tubería
- c) Cabina de control
- d) Cabeza inyectora
 - * Arco de guía (cuello de ganso)
 - * Stripper (BOP)
- e) Equipo de control de pozo



Ilustración 9 Equipo de tubería flexible.



Ilustración 10 Componentes principales de la unidad de tubería flexible.

Unidad de potencia (equipo de suministro de energía)

Está conformada por un motor de combustión interna diésel, el cuál puede tener un arreglo de 6 u 8 cilindros en “V” o en línea, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia requerida mediante mangueras de alta presión, para operar los componentes del equipo de tubería flexible (sistema de control de presión, motores hidráulicos de la cabeza inyectora y carrete). Cuenta con válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener represionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor. Ilustración 11.

El sistema, gracias a su diseño, permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a los componentes eléctricos y al sistema de alumbrado. La unidad de potencia cuenta con un compresor el cual suministra aire para operar los sistemas neumáticos de la unidad (bomba que acciona el stripper, la lubricación de las cadenas de la cabeza inyectora y el sistema de arranque del motor). (Martínez, 2010)

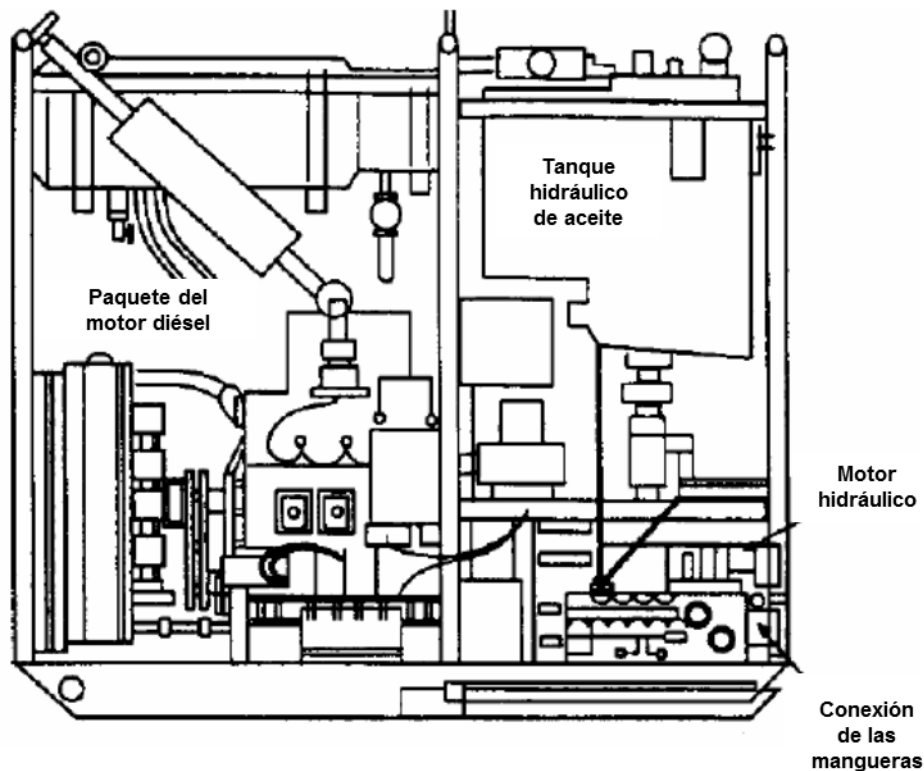


Ilustración 11 Unidad de potencia.

Carrete de tubería

Cuenta con varios elementos y mecanismos, los cuales facilitan el embobinado y operación de la tubería, estos elementos combinados proporcionan un método eficiente de tensión a la tubería flexible cuando esta es enrollada en el carrete. Se opera por medio de un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas y catarinas (sprockets). Cuenta con un tambor central, con diámetros que varían de 48 a 92 pulgadas, de acuerdo con los diámetros de la tubería que se manejará. El carrete no suministra fuerza para introducir y recuperar la tubería dentro del pozo, sin embargo, actualmente algunos diseños cuenta con carretes dotados con motor para girar de manera sincronizada durante el enrollado. Los componentes principales del carrete son: unión giratoria, guía de enrollado, lubricador de tubería y medidor de profundidad. (Martínez, 2010)



Ilustración 12 Carrete de tubería flexible.

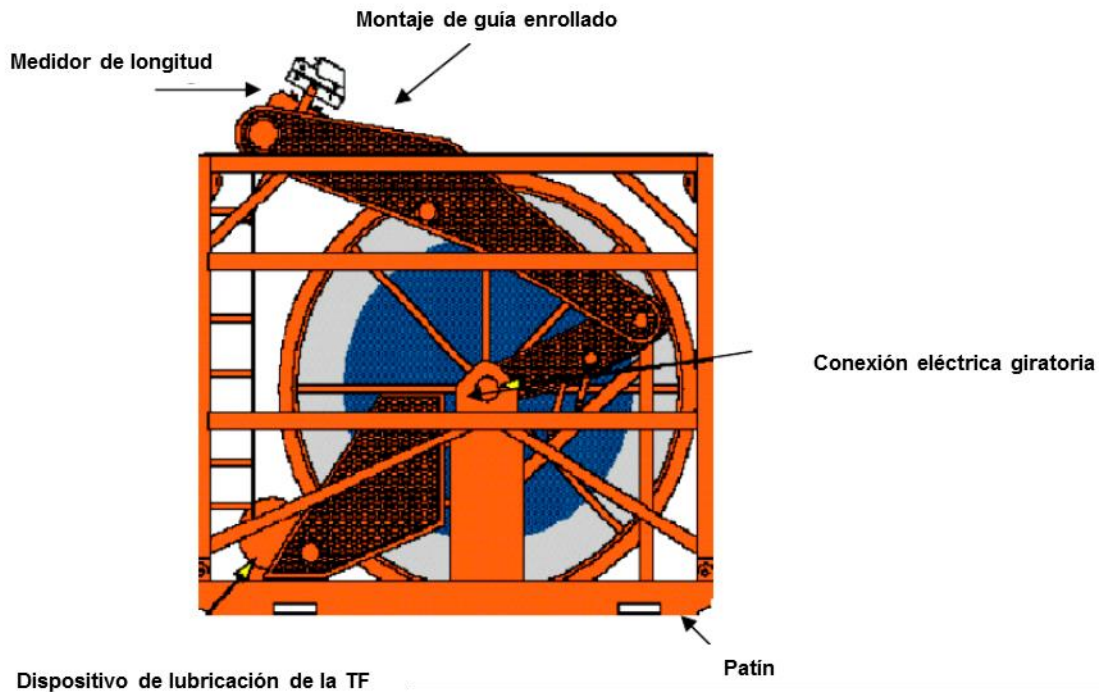


Ilustración 13 Carrete de tubería flexible y sus principales componentes.

Cabina de control

Contiene todos los controles e instrumentos de cada componente del equipo que interviene para una operación segura y eficiente de la sarta de TF, cuando ésta se introduce al pozo. Dependiendo de la configuración y tipo de unidad de tubería flexible o de las condiciones de diseño que el cliente establece, será la ubicación de la cabina.

La cabina de control puede elevarse de su posición original mediante un sistema de gatos neumáticos, para facilitar el trabajo al operador con la visibilidad amplia y garantizar el funcionamiento confiable, efectivo y seguro de los componentes externos de la tubería (carrete de tubería, cabeza inyectora, etc.) y de la operación.

Los mandos principales para operar los componentes de la unidad son los siguientes: manómetros para indicar las condiciones de todos los sistemas del equipo y pozo (presión de circulación y presión del pozo), válvulas de control e

indicadores de la tensión de las cadenas de la cabeza inyectora, indicadores del peso de la sarta de tubería dentro del pozo, válvula de control de la velocidad de introducción o extracción, freno del carrete, sistemas para el control de enrollamiento de la tubería en el carrete, válvulas y manómetros para mantener la presión adecuada al lubricador de tubería, control para cerrar o abrir los arietes del conjunto de preventores (BOP's), paro automático de emergencia, control de la unidad de potencia y equipo electrónico.



Ilustración 14 Cabina de control.

Cabeza inyectora

Es el componente más importante de la unidad de tubería flexible. Su función es la de introducir y extraer la sarta al pozo. Está provista de diferentes partes mecánicas y sistemas hidráulicos, que permiten suministrar la potencia requerida para operar con un alto grado de control, eficiencia y sin riesgos de daño al equipo en general.

La cabeza inyectora tiene los siguientes componentes: cuello de ganso, cadenas, motores hidráulicos e indicador de peso.

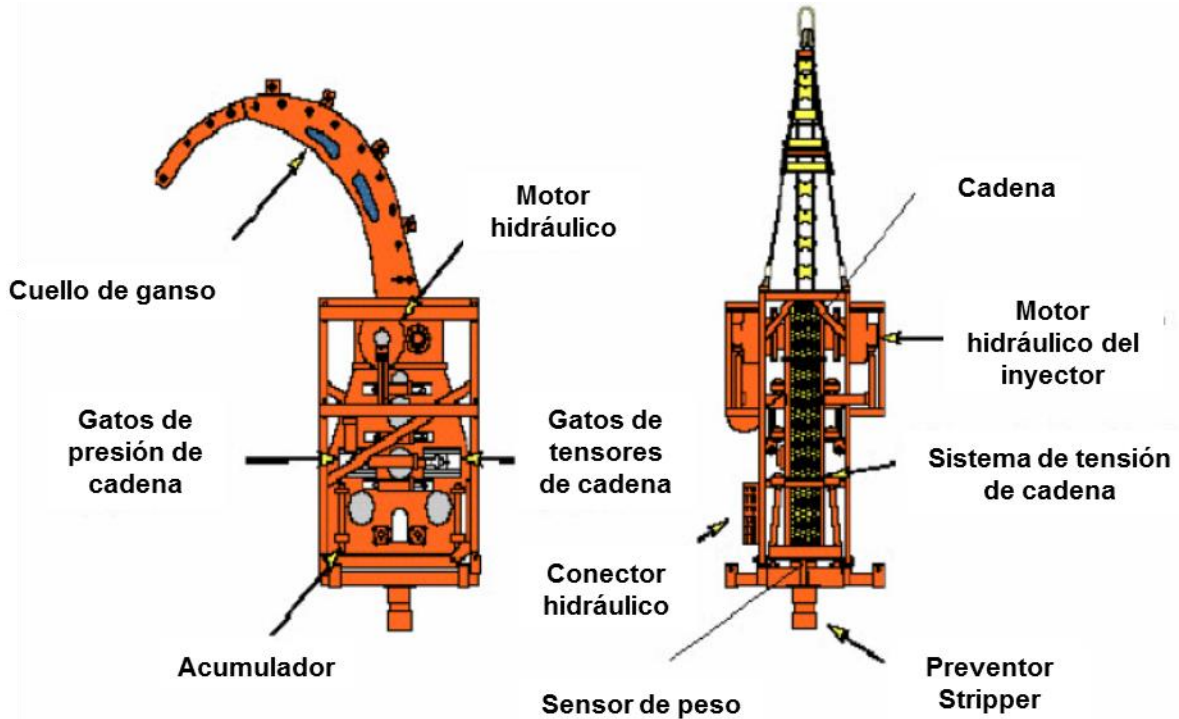


Ilustración 15 Cabeza inyectora y sus componentes.

Equipo para el control del pozo

Se llaman preventores y su función es proporcionar un medio de control eficiente y seguro de las presiones del pozo, durante cualquier operación. La configuración de los rams del preventor y el puerto de matar facilitan las operaciones de control en diferentes situaciones, el más común es de 3 pulgadas de diámetro interior, para presiones de trabajo de 10,000 psi y resistente al ácido sulfhídrico. El conjunto de preventores está equipado con cuatro juegos de rams y se instalan sobre el árbol de válvulas o sobre la mesa rotaria en equipos convencionales. Son operados desde la cabina de control a través de un sistema hidráulico y de un acumulador neumático. Para cierres de emergencia, los acumuladores proporcionan la energía requerida para activar el juego de rams que permiten el control del pozo, o bien pueden ser cerrados manualmente.

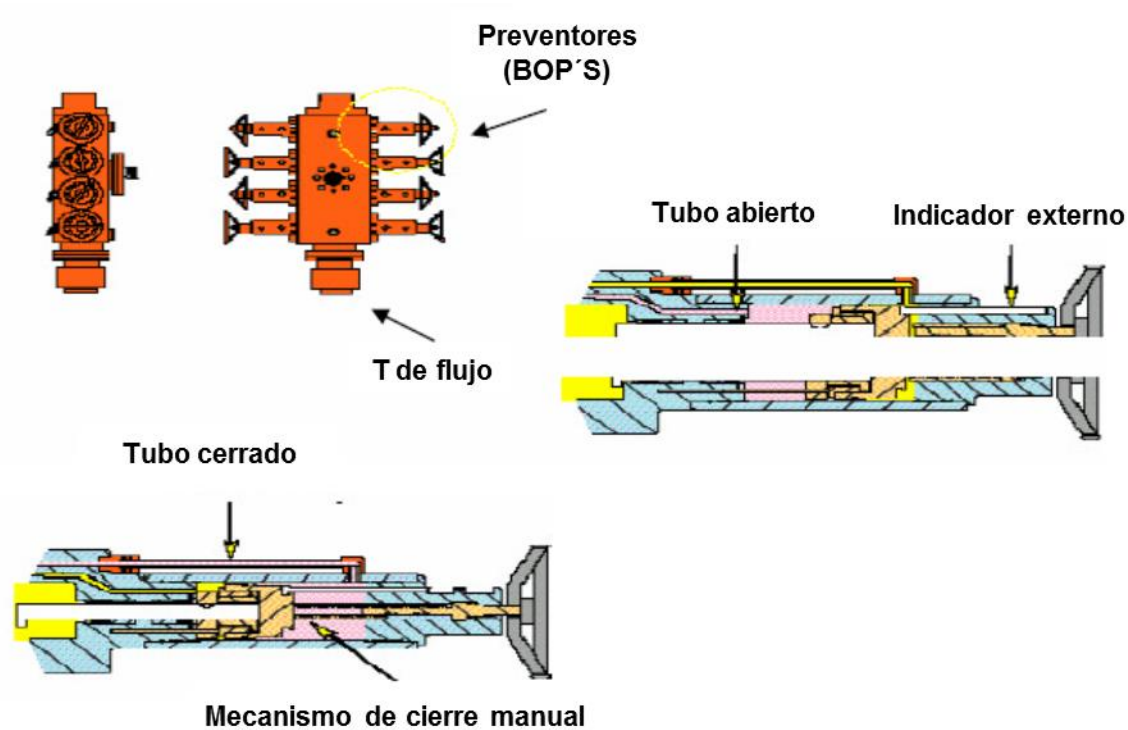


Ilustración 16 Preventores y sus principales componentes.

2.2.6 Sartas de velocidad con tubería flexible

Muchos pozos fluentes de aceite y gas experimentan disminución de la producción a través del tiempo y eventualmente pueden dejar de producir por completo. Entre los factores causantes de este problema se encuentran la declinación de la presión de yacimiento y velocidades de gas, así como el incremento de la producción de agua.

La presencia de líquidos (agua de formación y/o condensado) en pozos de gas, o de bacheo en pozos de aceite con alta RGA, pueden perjudicar la producción. Los tapones o baches de líquido en la corriente de flujo tienen un impacto significativo sobre las características de fluidez y además deben ser llevados por el gas a la superficie para evitar la acumulación de este dentro del pozo. Una carga o acumulación de líquido en el fondo del pozo evita la entrada de los fluidos del yacimiento al mismo. La razón de este fenómeno también llamado “carga de

líquido”, que eventualmente provocará que se mate el pozo, es la falta de energía de transporte dando como resultado un aumento de la presión de fondo fluyendo y la disminución de la producción.

Se puede detectar una carga de líquido si se observan caídas bruscas durante el análisis de una curva de declinación; si se tienen arremetidas de baches de líquido en la cabeza del pozo; creciente diferencia con el tiempo entre la presión de flujo en la tubería de producción y/o la presión de flujo en la tubería de revestimiento; y cambios bruscos del gradiente en un perfil de presiones de flujo. Una manera común de identificar carga de líquido es mediante el análisis del historial de producción del pozo, pero la forma más exacta de detección es obteniendo periódicamente los gradientes de presión estático y dinámico.

Un método para restaurar la producción de hidrocarburos en un pozo que presenta carga de líquido es la reducción del diámetro de flujo mediante el uso de tubería flexible como sarta de velocidad, ya sea para flujo a través de la TF o del espacio anular TP-TF con o sin inyección de fluidos.

La desventaja de la sarta de velocidad es el incremento en la pérdida de presión debido a la fricción, perjudicando la producción. De ahí la importancia de elegir el diámetro óptimo de la tubería flexible que se instalará, ya que, si el sistema es bien diseñado e identificado logra ser más económico que cualquier otra forma de adicionar energía al pozo o sistema artificial de producción.

Ha habido un gran avance en el desarrollo de nuevos materiales de fabricación de TF, los cuales además de económicos son más resistentes a la corrosión por fluidos del yacimiento o tratamientos químicos, así como a las fuerzas presentes durante el trabajo, tienen mayor resistencia al flujo por fricción debido al diseño de su superficie, no presentan adhesión de parafinas o sal y soportan las altas temperaturas del yacimiento. Tomando en cuenta todo lo anterior, suena más atractiva la implementación de una sarta de velocidad en pozos con problemas de carga de líquido.

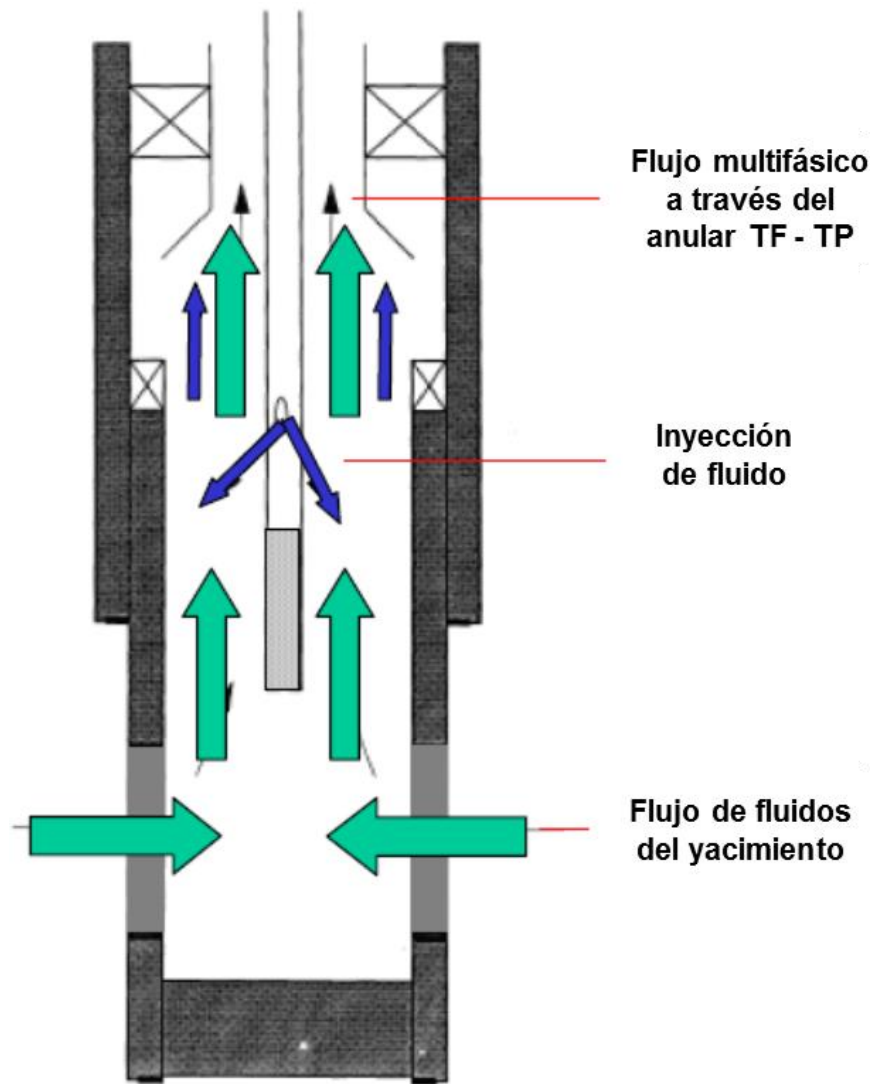


Ilustración 17 TF usada como sarta de velocidad con inyección de fluidos.

Numerosos parámetros (presiones de yacimiento actuales y futuras, gastos de líquido y gas, diámetro y profundidad de la TF, presión de fondo fluyendo y en la cabeza del pozo, etc.) gobiernan el desempeño de la sarta de velocidad. Para evaluar si el diseño de la sarta de velocidad restaurará la producción del pozo y conocer que tanto la sostendrá, se tiene que comparar la curva IPR con la curva de comportamiento de la presión en la TP (curva J).

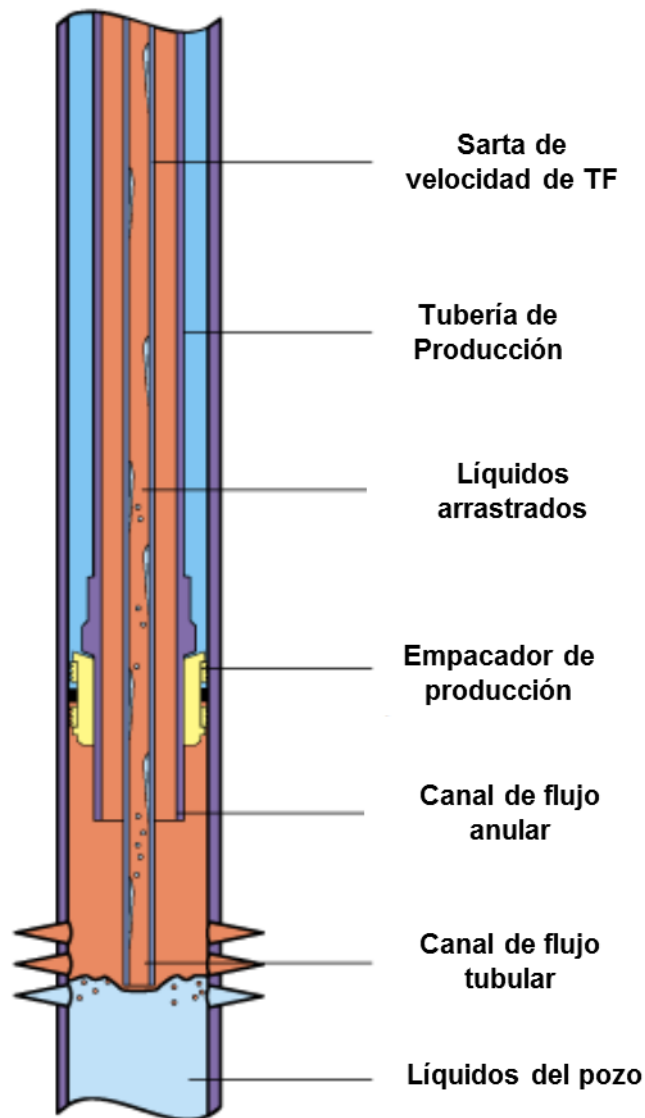


Ilustración 18 Arreglo de sarta de velocidad con producción por la tubería flexible (Sitio web Schlumberger).

2.2.6.1 Función de la sarta de velocidad

La función de una sarta de velocidad de tubería flexible, es reducir el área de la sección transversal de flujo (ya que la TF cuenta con un diámetro menor a la tubería de producción), obteniendo con esto una menor área de flujo la cual incrementa la velocidad del gas en la tubería; así una mayor velocidad del gas provee más energía

de transporte para levantar el líquido y llevarlo fuera del pozo, con esto ya no se acumula en el fondo y la producción se mantiene.

La velocidad del gas debe cumplir o exceder un mínimo o velocidad crítica para prevenir que se presente carga de líquido en el fondo del pozo. Hay dos métodos muy populares para determinar la velocidad del gas mínima requerida: el primero es una “regla de campo” muy aceptada en la industria petrolera y la segunda es una correlación teórica realizada por Turner y compañía.

La regla de campo fija el valor mínimo de la velocidad del gas como 10 pies/seg, así cuando la velocidad del gas en el fondo del pozo alcanza un valor por encima de éste, se puede recuperar la condición de pozo fluyente.

La correlación presentada por Turner y compañía, usa un análisis teórico del patrón de flujo. Con el fin de prevenir la carga de líquido en el fondo del pozo, el líquido en la tubería debe estar suspendido como una niebla (fracciones de gas por encima del 0.95) o el patrón de flujo en la tubería debe estar entre el flujo anular y el flujo niebla. En estos patrones de flujo, siempre y cuando la velocidad del gas exceda la velocidad de asentamiento de las burbujas de líquido, las altas velocidades de gas forzarán al líquido a subir a través de la tubería. (Martínez, 2010)

2.3 Marco Legal

2.3.1 Constitución política de los estados unidos mexicanos

Artículo 25.- Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional y del servicio público e transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la explotación y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta constitución.

Artículo 26.- El plan nacional de desarrollo considerará la continuidad y adaptaciones necesarias de la política nacional para el desarrollo industrial, con vertientes sectoriales y regionales.

Artículo 27.- La propiedad de la tierra y agua comprendida dentro de los límites del territorio nacional, corresponden originalmente a la nación, la cual ha tenido y tienen derechos de transmitir el dominio de ella a los particulares, constituyendo la propiedad privada.

Las expropiaciones solo podrán hacerse por causas de utilidad públicas y mediante indemnización. La nación tendrá en todo tiempo el derecho de importar a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular en beneficio social, el aprovechamiento de los elementos naturales, susceptibles de aprobación con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública, cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana. En consecuencia se dictara las mediciones necesarias para ordenar los asentamientos humanos y establecer adecuadas provisiones, uso de reservas y destinos de tierras, aguas y bosques, a efecto de ejecutar obras públicas y de planear y regular la fundación, conservación, mejoramiento de los latifundios; para disponer, en términos de la ley reglamentaria, la organización y explotación productiva de los ejidos y comunidades; para el desarrollo de la pequeña propiedad rural, para el fomento de la agricultura, de la ganadería, de la silvicultura y de las demás actividades económicas en el medio rural, y para evitar la destrucción de los

elementos naturales y los daños que la propiedad pueda sufrir en perjuicio de la sociedad.

En su párrafo 6° hace mención de:

Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos.

Corresponde también a la Nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear y la regulación de sus aplicaciones en otros propósitos. El uso de la energía nuclear sólo podrá tener fines pacíficos.

2.3.2 Ley de hidrocarburos

Artículo 5.- Las actividades de Explotación y Extracción de Hidrocarburos, a que se refiere la fracción I del artículo 2 de esta ley, se consideran estratégicas en los términos del párrafo cuarto del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Sólo la Nación llevará a cabo, por el conducto de Asignatarios y Contratistas, en términos de la presente ley.

Artículo 6.- El Ejecutivo Federal, por conducto de la secretaría de energía, podrá otorgar y modificar a Petróleos Mexicanos o a cualquier otra empresa productiva del Estado, de manera excepcional, asignaciones para realizar la Explotación y Extracción de Hidrocarburos.

Artículo 28.- La Comisión Nacional de Hidrocarburos, a petición del fondo mexicano del petróleo para la estabilización y el desarrollo, podrá contratar a petróleos mexicanos, a cualquier otra empresa productiva del estado o a una persona moral, mediante licitación pública, para que a cambio de una contraprestación preste a la nación los servicios de comercialización de los hidrocarburos que el estado obtenga como resultado de los contratos para la explotación y extracción.

Artículo 32.- Pertenece a la Nación la información geológica, geofísica, petrofísica, petroquímica y en general la que se obtenga o se haya obtenido de las actividades de reconocimiento y explotación superficial, así como de explotación y extracción, llevadas a cabo por parte de petróleos mexicanos, cualquier otra empresa productiva del estado o por cualquier persona.

DECRETO

Décimo Segundo- Se considerará el precio de la referencia internacional de los combustibles y en su caso, las diferencias en la calidad de los mismos, las diferencia relativas por los costos de logística, incluyendo los costos de transporte entre regiones, los costos de distribución.

Décimo Tercero- Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 25, fracción I, inciso a), de la presente Ley, los titulares de los permisos a que se refiere el artículo mencionado deberán reportar a la Comisión Reguladora de Energía el precio de enajenación de las gasolinas, diésel, turbosina y gas avión, aplicado a partir del 1 de enero del 2017.

Décimo Cuarto- Los titulares de permisos de comercialización, distribución y expendio al público de gas licuado de petróleo y propano deberán reportar a la Comisión Reguladora de Energía el precio de enajenación de los productos mencionados aplicado a partir del 1 de diciembre de 2016.

2.3.3 Normas oficiales e internacionales

API 17L2.- Guías para equipos auxiliares con tubería flexible.

Esta práctica recomendada proporciona pautas para el diseño, selección de materiales, análisis, pruebas, fabricación, manejo, transporte, instalación y gestión de integridad de equipos auxiliares de tubería flexible. Suplementa API 17L1, que especifica los requisitos mínimos para el diseño, la selección de materiales, la fabricación, la documentación, las pruebas, el marcado y el embalaje de los equipos auxiliares de tuberías flexibles.

El objetivo de esta práctica recomendada es cubrir equipos auxiliares fabricados con varios tipos de materiales, incluidos materiales metálicos, polímeros y compuestos. También puede referirse a tipos de materiales para componentes auxiliares particulares que no se utilizan comúnmente para dichos componentes en la actualidad, pero que pueden adoptarse en el futuro.

API Spec 17L1.- Especificación para Equipo Auxiliar de Tubería Flexible.

Esta especificación define los requisitos técnicos para equipos auxiliares de tuberías flexibles seguras, intercambiables dimensionales y funcionalmente que están diseñados y fabricados de acuerdo con estándares y criterios uniformes.

Los requisitos mínimos se especifican para el diseño, la selección de materiales, la fabricación, las pruebas, la documentación, el marcado y el embalaje de los equipos auxiliares de tuberías flexibles, con referencia a los códigos y normas existentes, según corresponda.

Capítulo III: Desarrollo de la metodología

3.1 Actividades Preliminares a la intervención

En la presente tesis, antes de realizar la intervención fue necesario realizar una serie de pasos, para analizar los pozos a intervenir, de manera que se pudiera preparar los materiales, equipos y herramientas especiales para estos pozos.

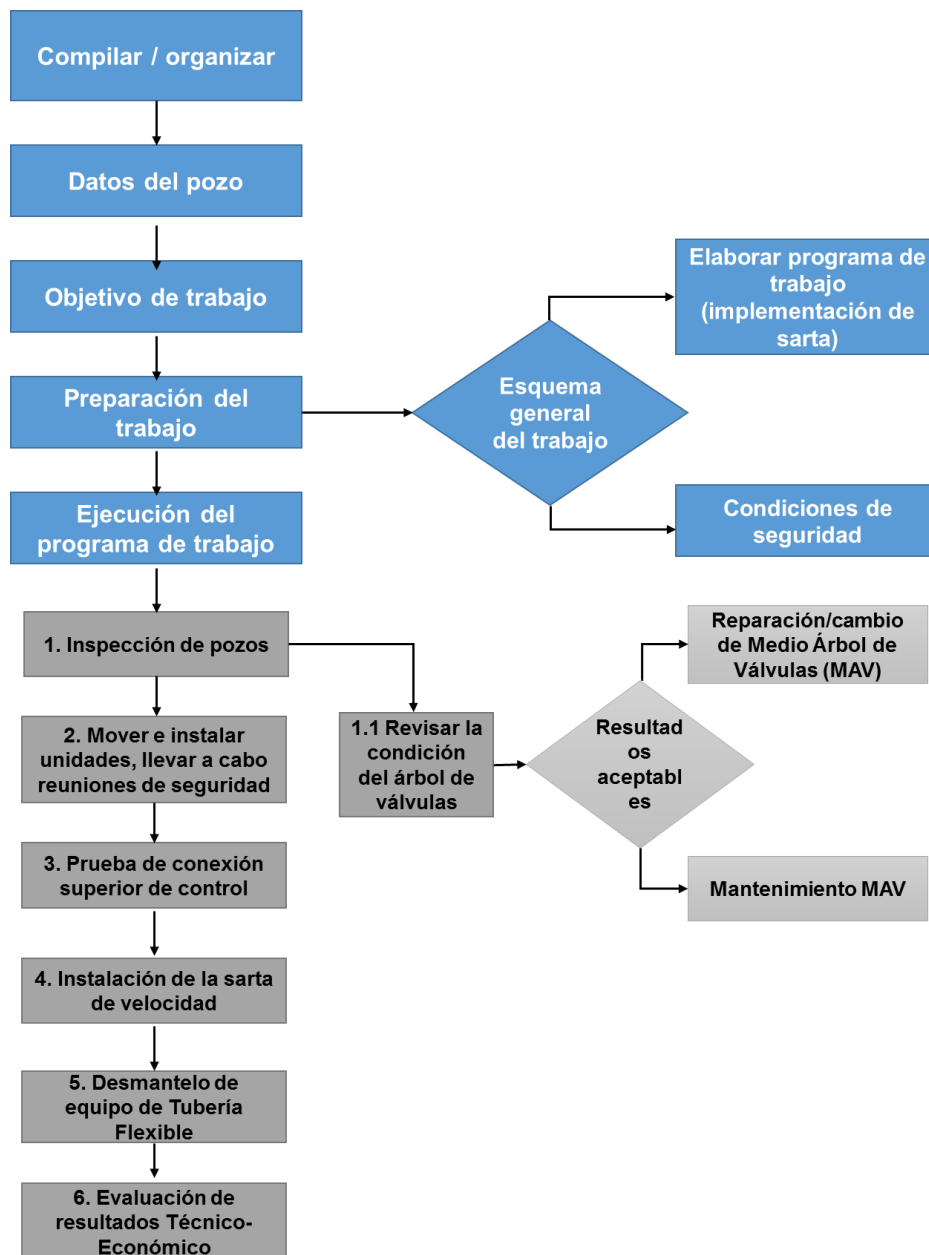


Ilustración 19 Metodología para la implementación de la sarta de velocidad con TF

3.1.1 Requerimientos previos

- * Estado mecánico actual
- * Diagrama de conexiones superficiales actuales
- * Aparejo de producción
- * Herramienta de fondo (BHA)
- * Fluido Requerido para la intervención
- * Características de la tubería flexible

3.1.2 Objetivo de trabajo

Instalación sarta de velocidad a la profundidad recomendada con unidad de tubería flexible e incorporar el pozo a producción.

3.1.3 Preparación del trabajo

- Todo el equipo será revisado antes de salir de la base.
- Se realizará la reunión pre-convoy indicando puntos de chequeo, ruta, velocidad y líder.
- Todo el personal que participará en el trabajo será informado de los objetivos del mismo y del procedimiento a seguir así como del diseño.

3.1.4 Aplicación de la metodología

3.1.4.1 Mover e instalar unidades, llevar a cabo reuniones de seguridad

Efectuar reunión de seguridad y procedimientos operativos con todo el personal involucrado en el trabajo y llenar el formato de junta de seguridad, y formato AST “Análisis de Seguridad en Trabajo”, (EN ESTE FORMATO SE DEBERÁN INCLUIR TODOS LOS PASOS OPERATIVOS).

Estimación: 1 hr.

Instalación de equipo de tubería flexible

- Alinee la unidad de tubería flexible, encienda la unidad de potencia, verifique el funcionamiento e inicie con la instalación del equipo.

- Desmantelar válvula de sondeo.
- Instalar el conjunto colgador sobre el medio árbol de producción y los yugos estén completamente afuera y dejen el paso libre al interior del colgador.
- En seguida instalar el equipo de control de presión y probar su funcionamiento.
- Instalar la unidad de bombeo, conectar una línea de alta al carrete de tubería, probar al 80% de la capacidad del medio árbol o en su defecto del elemento más débil.
- Calibrar la tubería flexible con la canica correspondiente para desprender la válvula check desprendible que se va a utilizar en la operación, con bombeo de agua.
- Instalar en el extremo de la tubería flexible:
 - ✓ Conector de enlace del tipo roll-on y probar al 80% de su capacidad de tensión, continúe instalando la barra rígida + válvula check desprendible con pines de bronce.
- Instalar el Striper Tandem sin bronces y sin hules abajo del striper de la cabeza inyectora.

Estimación: 3 hr

3.1.4.2 Pruebas de conexión superior de control

Introducir las herramientas y tubería flexible al preventor e instalar la cabeza inyectora.

Probar las conexiones del medio árbol al 80% del elemento más débil. Desfogar la tubería flexible por el macho de la línea de descarga de la bomba a 2,000 psi; para probar la eficiencia de la válvula check desprendible comparando la presión en los manómetros de circulación y presión de pozo en la cabina de controles si es correcto. Desfogar la presión por el macho del preventor hasta observar cero presiones en los manómetros de la cabina.

Estimación: 1 hr

3.1.4.3 Instalación de la sarta de velocidad

1. Hacer cero los contadores de profundidad (mecánico y electrónico).
2. Colocar cero en Indicador de peso de acuerdo con el manual de procedimientos para operaciones con tubería flexible.
3. Ecuilibrar presión en equipo de control de presión con la del cabezal.
4. Contabilizar vueltas de válvulas maestras y contra maestra de sondeo para referencia al cerrar al final del trabajo.

Nota:

En todo momento se deberá tener la línea de tratamiento de la bomba conectada al espacio anular TP-TF y al manifold de unidad de tubería flexible, para bombear agua en caso de que se observe manifestación del pozo.

5. Posterior ecualizar presiones e iniciar a bajar TF a una velocidad lenta lo que se recomienda (de 3 – 5 m/min) para que pase por el interior del medio árbol y la bola colgadora. Posteriormente aumentar la velocidad lo que se recomienda (18 – 20 m/min), hasta la profundidad donde se encuentra el extremo del aparejo.

Nota:

Realizar prueba de tensión cada 500 m. Evaluar incrementar frecuencia de pruebas de tensión de acuerdo a comportamiento de peso y condiciones de pozo.

Ajustar la presión de tracción y tensión acorde a las tablas correspondientes a la cabeza inyectora.

Reducir la velocidad a 5 m/min 15 m antes y 15 m después de cada accesorio en TP.

6. A partir de la profundidad en la que se encuentre, se continuara bajando con una baja velocidad (de 5 – 10 m/min) hasta alcanzar la profundidad deseada (o profundidad señalada para colgar), realizar prueba de tensión y anotar valores y posteriormente dejar sarta en su peso original bajando.
7. Dejar la sarta en su peso, no en tensión.

8. Colocar la TF a la profundidad programada de colgado. Cerrar cuñas y anular del BOP y desfogar la presión atrapada entre el anular del BOP y el stripper por la línea de matar del BOP.

Nota:

Mantener al personal operativo alejado del área de trabajo durante la apertura de los preventores debido al riesgo.

9. Desfogar la presión de la TF en superficie lentamente para asegurar óptimo funcionamiento de la válvula check.
10. Con la presión desfogada y asegurando que el anular sella correctamente, abrir la puerta de acceso del stripper.
11. Colocar las cuñas del colgador en la TF y medir la distancia desde las cuñas hasta el pack off del colgador.
12. Es recomendable colocar algún elemento alrededor del espacio anular alrededor de la TF con el stripper abierto, para evitar que las cuñas se resbalen accidentalmente dentro del stripper y BOP.
13. Cerrar la puerta de acceso y realizar una prueba de presión a través del puerto de matar.
14. Con la prueba de presión ok, abrir la válvula ecualizadora del anular del BOP para ecualizar la presión de cabeza de pozo. Abrir el anular y después las cuñas del BOP.
15. Con referencia a la distancia medida de las cuñas del colgador y la parte superior del pack-off, bajar la TF a dicha distancia hasta que el indicador de peso comience a disminuir, esto significa que las cuñas se están asentando en el pack off.
16. Cargar de 500 a 1000 libras de peso sobre el pack-off para asegurar que las cuñas asienten en el pack-off y estén correctamente asentadas en la TF
17. Ajustar cada yugo $\frac{3}{4}$ de vuelta o hasta que tope resistencia, recordando que todos los empacadores tengan la misma cantidad de vueltas. Después apretarlos gradualmente con $\frac{1}{4}$ de vuelta hasta que estén completamente ajustados.

Nota:

Al asegurar los yugos, los empaques pueden fugar. Si esto sucede, apretar la tuerca de ajuste de los empaques hasta que selle completamente. Si esta tuerca llega al fondo y sigue fugando, girar el empacador hacia afuera hasta lograr controlar la fuga.

18. Desfogar la presión por la línea de matar del BOP monitoreando presión por un tiempo determinado para verificar que el pack off está sellando correctamente antes de ejecutar el corte de la tubería. Verificar también mediante el desfogue de la línea superficial que no haya ningún flujo a través de la TF que pueda indicar mal funcionamiento de la válvula check.
19. Cerrar las cuñas del BOP y tense la TF de 500 a 1500 libras de tensión. Cerrar las cuchillas del BOP para cortar la TF y levante TF para verificar el corte. En este momento se puede tener el stripper abierto para verificar nuevamente el buen sello de ambos elementos (elemento packoff y válvula check).
20. Abrir las cuñas del BOP. Desmantelar la cabeza inyectora, el stripper y los BOP
21. Cortar la tubería seis pulgadas encima del colgador.
22. Instalar el bonete sobre el colgador. La TF debe estar de una longitud tal que permita la instalación de la válvula de sondeo

Nota:

Colocar anillo nuevo entre el colgador y bonete.

23. Instalar válvula de sondeo.

Nota:

Colocar anillo nuevo entre el espaciador y válvula de sondeo.

Estimación: 24 hr

3.1.4.4 Desmantelo de equipo de tubería flexible

Desinstalar el equipo de tubería flexible al 100%.

1. Cerrar pozo y alinearlos a la presa ecológica
2. Depresionar líneas
3. Desconectar cabeza inyectora con ayuda de la unidad grúa
4. Retirar preventor con apoyo de la grúa
5. Alinear el pozo a la batería
6. Desmantelar al 100% y retirarse

Estimación: 2 hr

3.1.4.5 Instalación de unidad de Nitrógeno

Instalar la unidad de Nitrógeno en válvula de sondeo posicionando la canica de 5/8” en el interior de la TF bombeando nitrógeno para desprenderla, donde se observará una diferencial de presión.

Desmantelar unidad de Nitrógeno al 100%.

Estimación: 3 hr

3.1.4.6 Estimación de tiempos

Estimación: 34 hr

Nota:

Los tiempos indicados en la operación de la metodología no consideran demoras ocasionadas por cambios de programa, malas condiciones climatológicas, logística y/o cualquier otro factor que origine una desviación del programa original.

3.1.4.7 Evaluación de resultados Técnico – Económico

Evaluar los resultados obtenidos de la aplicación de la sarta de velocidad con TF, para ver si es rentable la implementación.

Entre los parámetros a evaluar tenemos:

$$* Q_{\text{Bruto}} = \text{bpd}$$

- * $Q_{\text{Neto}} = \text{bpd}$
- * Porcentaje de agua = %
- * $Q_{\text{gas}} = \text{MMpcdg}$

3.1.5 Recomendaciones

Tomando en cuenta estas consideraciones, se deberá:

- Inspeccionar el estado de las cuchillas cortadoras de la BOP y su funcionamiento. De ser necesario, cambiarlas.
- Correr herramienta con válvula check desprendible para tener la opción de utilizar la sarta como sarta de velocidad o producción. La válvula check se prepara de acuerdo con el cálculo necesario para desprender pines de válvula. Cada uno libera con 400 – 450 *psi* de presión.
- Asegurar que el colgador tenga retraídos los tornillos.
- Al momento de cortar tubería se recomienda preparar la punta de la tubería flexible en superficie para disminuir el tiempo de conexión cuando se vaya a recuperar.
- Colocar la bola para desprender la válvula check antes de colocar el medio árbol de vuelta.
- Durante el bombeo de N_2 para desprender la válvula check, inspeccionar alguna fuga de N_2 que se escuchara en superficie.
- En caso de encontrar alguna clase de resistencia antes de la profundidad total de limpieza se recomienda subir a superficie y cambiar por un trompo convencional; esto es para evitar un represionamiento repentino que podría provocar perder la válvula check desprendible en el pozo.
- Se recomienda bombear 1 – 2 *bls* de salmuera después de colocar la canica para el momento de bombeo de N_2 .
- Después de colgada la sarta, realizar una medición con separador trifásico utilizando los estranguladores de 12 y $14/64$ ” a fin de seleccionar el óptimo para continuar con la operación del pozo.

3.1.6 Consideraciones de seguridad

- Se deben observar las siguientes recomendaciones de seguridad para mantener la integridad del personal y la operación
- Designar un encargado de seguridad.
- Se debe realizar una reunión de seguridad antes de empezar el armado de la unidad de tubería flexible, para asignar responsabilidades durante el mismo.
- Los extinguidores de fuego deben ser ubicados estratégicamente.
- Utilizar parrillas para el contrapozo y arnés de seguridad para alturas mayores a 1.8 metros.
- Efectuar una junta de seguridad con todo el personal involucrado en la operación para definir aspectos operacionales durante el tratamiento. Definir las señas de mano que se utilizarán durante la operación.
- Todo el personal en localización debe utilizar el equipo adecuado de protección personal. Es de uso obligatorio: casco, botas, faja lumbar, overol, guantes y anteojos de seguridad.
- Identificar el punto de encuentro en caso de emergencia y el procedimiento de evacuación.

Capítulo IV: Pruebas y Resultados

4.1 Generalidades del campo

El Campo Tiumut fue descubierto en el año de 2006; se localiza en el Municipio Huimanguillo, estado de Tabasco. Geológicamente se ubica en la Provincia de las Cuencas Terciarias del Sureste, específicamente en la Cuenca Salina del Istmo.

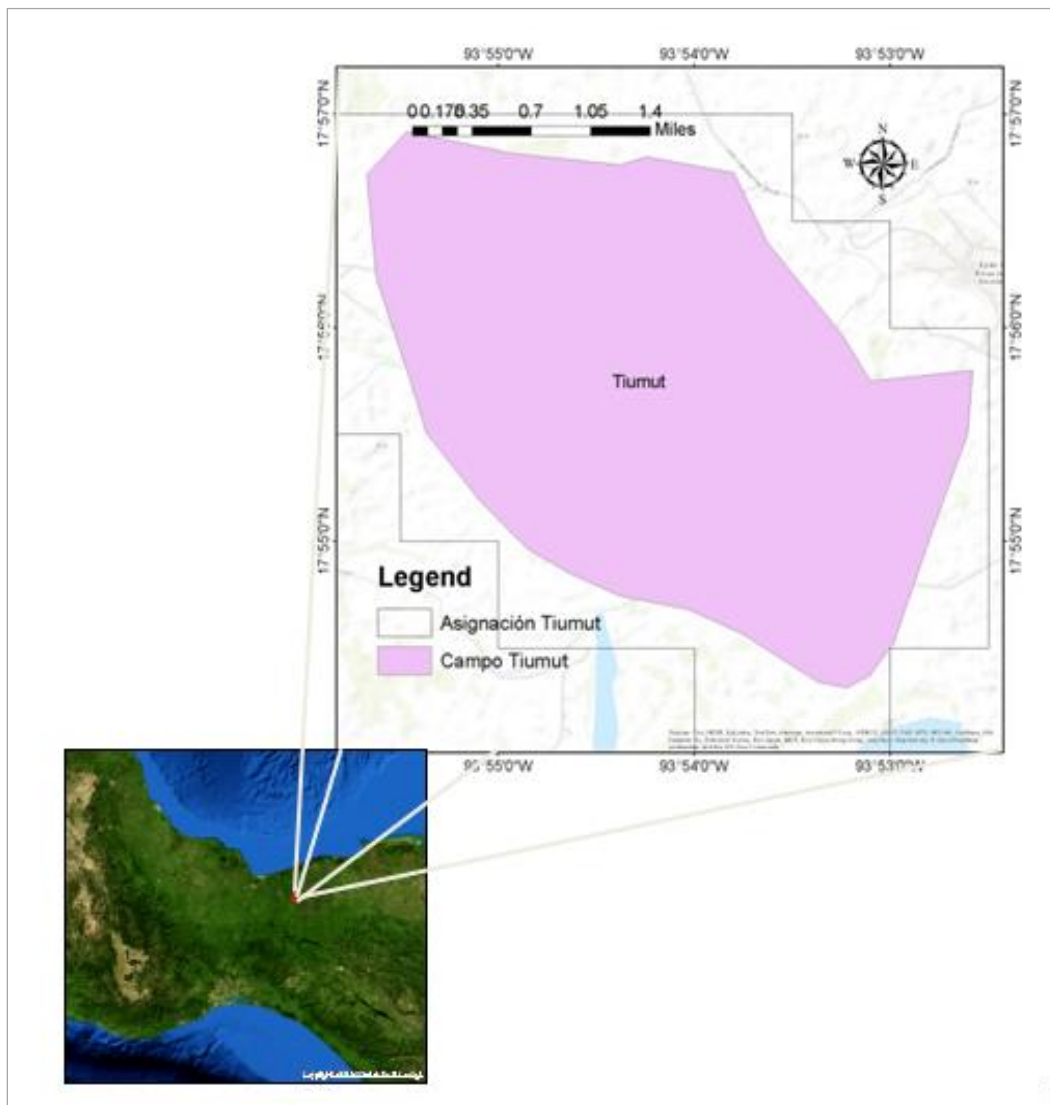


Ilustración 20 El campo Tiumut se localiza a 70 Km al SE de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz y a 1.2 Km del pozo La Central 4.

4.2 Historial de producción

El campo es productor de aceite negro de densidad 39 °API; la temperatura de yacimiento es de 98 °C. La declinación probabilística con mayor posibilidad de ocurrencia es de 38% anual. La historia productiva del campo está marcada por tres etapas, tal como se describe a continuación:

Etapa 1 (2006-2008): el inicio del desarrollo del campo es a partir del año 2007, culminando el plan original en el 2008. Durante este periodo la producción máxima alcanzada es de 1.5 mbpd, para el año de 2008; a partir de este año se inicia la declinación de la producción.

Etapa 2 (2do semestre 2008): en el periodo se observa una fuerte declinación de la producción.

Etapa 3 (2009-2013): En este periodo la producción oscila entre 300 y 750 bpd de aceite; con un volumen sostenido de 300 bpd desde abril de 2011 hasta junio de 2013 (327 bpd de aceite).

Como se observa en la siguiente ilustración

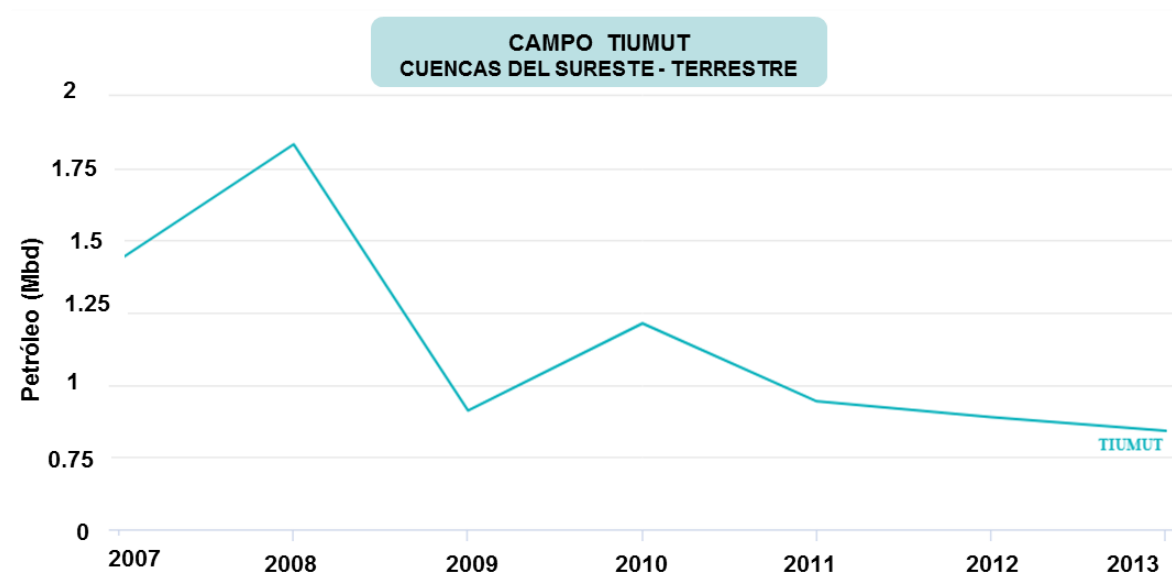


Ilustración 21 Historial de producción

De acuerdo con los estudios técnicos, se espera que el ritmo de producción inicial aumente al 50% de la producción actual de los pozos, Tiumut 1 y Tiumut 11; con una declinación nominal de 0.2 % diario.

En la siguiente tabla se puede observar la disminución de los gastos de producción de los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 debido a su ritmo de explotación antes de la implementación de sarta de velocidad con TF.

Tabla 1 Producción en los Pozos antes de implementar la Sarta de Velocidad

Pozo	QBruto bpd	QNeto bpd	Agua %	Qgas MMpcdg
Tiumut 1	66	59	4.62	0.324
Tiumut 11	86	75	9.46	0.223

En la actualidad están operando dos pozos (Tiumut-1 y Tiumut-11) y cerrados se encuentran dos pozos, los cuales no presentan posibilidades de explotación inmediata.

Es por tal motivo que en dicho campo donde se observó la declinación, se propone hacer una implementación de sarta de velocidad con tubería flexible, en donde se busca restaurar la producción de hidrocarburos, mediante la reducción del diámetro de flujo.

Tomando en cuenta los parámetros, herramientas y servicio de TF a utilizar, en la siguiente tabla se muestran los precios generales que se ocupan en la instalación de una sarta de velocidad con TF; la relación por pozo, dependerá de las condiciones de cada uno de los pozos.

Tabla 2 Precios generales

Descripción de concepto	Unidad	Precio Unitario USD
Limpieza de pozo, inducciones, moliendas, con equipos de tubería flexible de 1 ½”.	Hora	\$ 1,100.00
Fluido base (agua) puesta en el pozo	m ³	\$ 55.00
Servicio de mantenimiento a colgadores recuperables.	Servicio	\$ 3,844.50
Válvula check desprendible para instalarse en tubería flexible de 1 – 1/2" y 1 – 3/4”.	Pieza	\$ 1,754.30
Servicio de unidad inyectora de Nitrógeno (N ₂)	Servicio	\$ 2,700
Metros cúbicos de N ₂	m ³	\$ 0.55
		\$ 9,454.35

4.3 Caso práctico Pozo Tiumut-1

4.3.1 Datos del pozo

Tabla 3 Datos del pozo

INFORMACIÓN TÉCNICA	
POZO:	TIUMUT-1
EQUIPO DE PERFORACIÓN:	S/E
TIPO DE OPERACIÓN:	Instalación de sarta de velocidad con unidad de tubería flexible.
ÁRBOL DE PRODUCCIÓN.	2 9/16" x 2 1/16" 5 M
APAREJO DE PRODUCCIÓN.	2 7/8" 6.5 lb/ft a 2951 m
EMPACADOR	7" 26 lb/ft x 2 7/8" a 2940 m
INTERVALO DISPARADO	2970 – 2978 m
	2985 – 2995 m
	3025 – 3036 m
RESTRICCIÓN MÍNIMA	Camisa = 2.312"
MÁXIMO ÁNGULO DE DESVIACIÓN	S/D
VOLUMEN DEL POZO	12.62 m ³ (79.35 bls)
VOLUMEN DE LA S.V.	1.92 m ³ (12.07 bls)

4.3.2 Estado mecánico actual

Tabla 4 Información del Pozo Tiumut-1

Información general del pozo Tiumut-1				
Coordenadas	Distribución de Tr's			
Sistema (UTM)	Diám	Tipo	Prof (m)	Intervalos
Clasificación: Terrestre Direccional UWI: Elevación del terreno= Espacio en Mesa Rotaria= Prof. Int.= 3128 mts Prof. Total= 3155 mts	20"		0-40	2970-2978
	13 3/8"		0-1000	2985-2995
	9 5/8"		0-2300	3025-3035
	7"		0-3155	

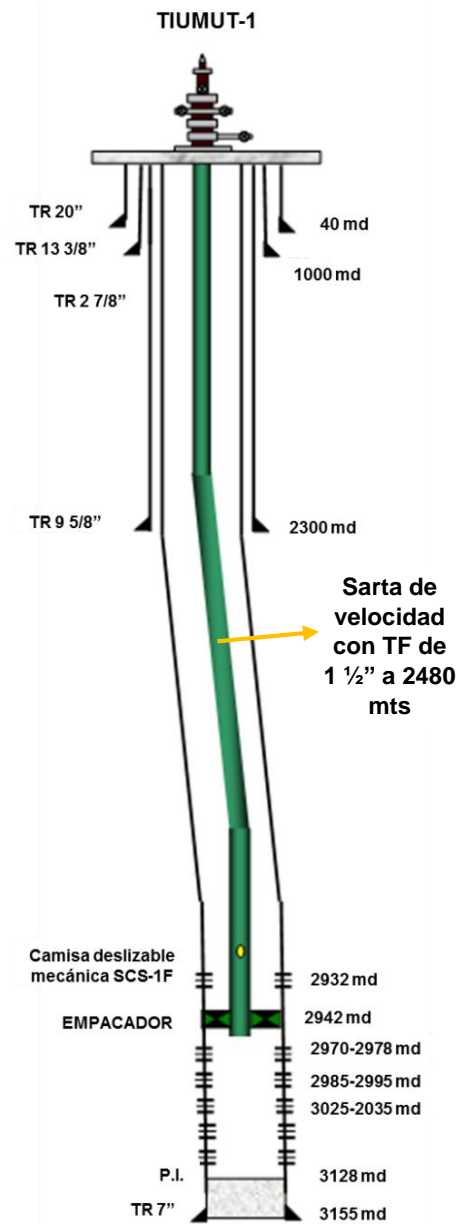


Ilustración 22 Estado mecánico

4.3.3 Diagrama de árbol de producción

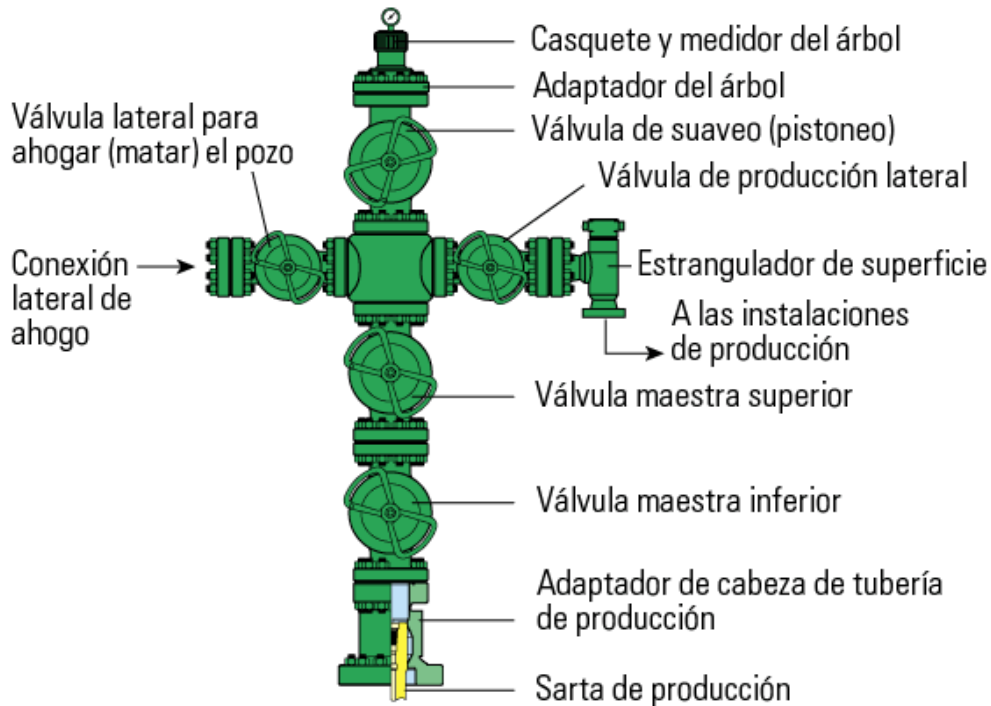


Ilustración 23 Diagrama de árbol de producción

4.3.3.1 Aparejo de producción

Tabla 5 Accesorios del aparejo de producción

Descripción	Sección (md)	
	De	A
Espacio en Mesa Rotaria (EMR) + Colgador	0	6.6
TP 2 7/8 " 6.5 lb/ft	6.6	2930.61
Camisa deslizable mecánica (SCS-1F 2.312)	2930.61	2931.55
TP 2 7/8 " 6.5 lb/ft	2931.55	2940.78
Empacador Hidráulico Recuperable (PHJ)	2940.78	2942.40
Niple Perfil "X"	2942.40	2942.69
Tramos TP 2 7/8 " 6.5 lb/ft	2942.69	2951.98
Zapata guía con asiento expulsable	2951.98	2952.12

4.3.4 Aplicación de la metodología

4.3.4.1 Reunión antes del trabajo

Efectúo reunión de seguridad y procedimientos operativos con todo el personal involucrado en el trabajo y llenó el formato de junta de seguridad, y formato AST. (EN ESTE FORMATO SE DEBERÁN INCLUIR LAS LIMITANTES OPERATIVAS DE TENSIÓN MÁXIMA Y DE VELOCIDAD MÁXIMA DE INTRODUCCIÓN O EXTRACCIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE).

Estimación 1 hr.

4.3.4.2 Instalación de equipo de tubería flexible

- Alineó la unidad de tubería flexible, encendió la unidad de potencia, verificó el funcionamiento e inició con la instalación del equipo.
- Desmanteló válvula de sondeo.
- Instaló el conjunto colgador sobre el medio árbol de producción y los yugos estén completamente afuera y dejen el paso libre al interior del colgador.
- En seguida instaló el preventor 3 1/16" y probó su funcionamiento.
- Instaló la unidad de bombeo, conectó una línea de alta al carrete de tubería, probó las líneas de la bomba a la presión máxima de trabajo + 1000psi.
- Calibró la tubería flexible con la canica (5/8") correspondiente para desprender la válvula check desprendible que se utilizó en la operación, con bombeo de agua.
- Instaló en el extremo de la tubería flexible:
 - ✓ Conector de enlace del tipo roll-on de 1 1/2" y probó con 12,000 lbs de tensión, continuó instalando la barra rígida + válvula check desprendible con pines de bronce.
- Instaló el Stripper Tandem de 3 1/16" sin bronce y sin hules abajo del stripper de la cabeza inyectora.

Estimación 3 hr.

4.3.4.3 Prueba de conexiones superficiales de control

Introdujo las herramientas y tubería flexible al preventor e instaló la cabeza inyectora. (Anexo 2)

Probó las conexiones superficiales a la presión máxima de pozo + 1000 psi. Desfogó la tubería flexible por el macho de la línea de descarga de la bomba a 2,000 psi; y probó la eficiencia de la válvula check desprendible comparando la presión en los manómetros de circulación y presión de pozo en la cabina de controles si es correcto. Desfogó la presión por el macho del preventor hasta observar cero presiones en los manómetros de la cabina.

Estimación 1 hr.

4.3.4.4 Instalación de sarta de velocidad

- Abrió pozo y bajó la tubería flexible a 15 m/min. Verificando peso y tensión cada 500 m, hasta la profundidad programada de 2480 m, comprobando que se encuentre la sarta libre. Revisando peso y tensión, monitoreo aporte de fluidos.
- A la profundidad de 2,480 m, acciono rams anular del preventor, desfogó a cero presiones por el macho del preventor, después cerro ventana del tándem, e igualó presiones a través de las dos válvulas ecualizadoras del preventor verificando en el manómetro de pozo, abrió rams anular.
- Bajó el tubo lentamente atreves del colgador y árbol de válvulas.
- Bajó el tubo a la profundidad deseada de 2480 m.
- Bajó la TF lentamente para Sentar el pack-off en el nido del colgador hasta llegar a “0 libras” su peso, confirmó agarre de cuñas cargando a menos 500 lbs de peso. Dejó sarta libre eliminando la presión de los gatos de tracción de las cadenas y confirmo la hermeticidad de los sellos de los yugos del colgador del espacio anular entre TF y colgador a través de la línea de matar con 2,000 psi.
- Acciono los ajustadores de los yugos del conjunto colgador.

- Cortó la tubería con los arietes de corte del preventor, desmanteló preventor, cabeza inyectora y acondiciono antena de TF con campana guía.
- Instaló la válvula de sondeo.

Estimación 24 hr.

4.3.4.5 Desmantelar equipos al 100%

Desinstaló el equipo de tubería flexible al 100%.

1. Cerró pozo y lo alineó a la presa ecológica
2. Depresionó líneas
3. Desconectó cabeza inyectora con ayuda de la unidad grúa
4. Retiró preventor con apoyo de la grúa
5. Alineó el pozo a la batería
6. Desmanteló al 100% y se retiró

Estimación 2 hr.

4.3.4.6 Instalación de unidad de nitrógeno

Instaló la unidad de Nitrógeno en válvula de sondeo posicionando la canica de 5/8" en el interior de la TF bombeando nitrógeno para desprenderla, donde se observó una diferencial de presión.

Estimación: 3 hr

4.3.4.7 Estimación de tiempo en la operación de la metodología

El tiempo estimado que abarco el proceso que da inicio desde la reunión antes del trabajo hasta el desmantelo del equipo dio una duración de 34 horas aproximadamente y como ya se indicó puede variar debido a diversas circunstancias.

4.3.5 Evaluación de resultados Técnico – Económico

4.3.5.1 Tiumut 1

En la siguiente tabla se puede apreciar los costos de los materiales, equipos y servicios de mantenimiento que se utilizaron en la implementación de sarta de velocidad con TF.

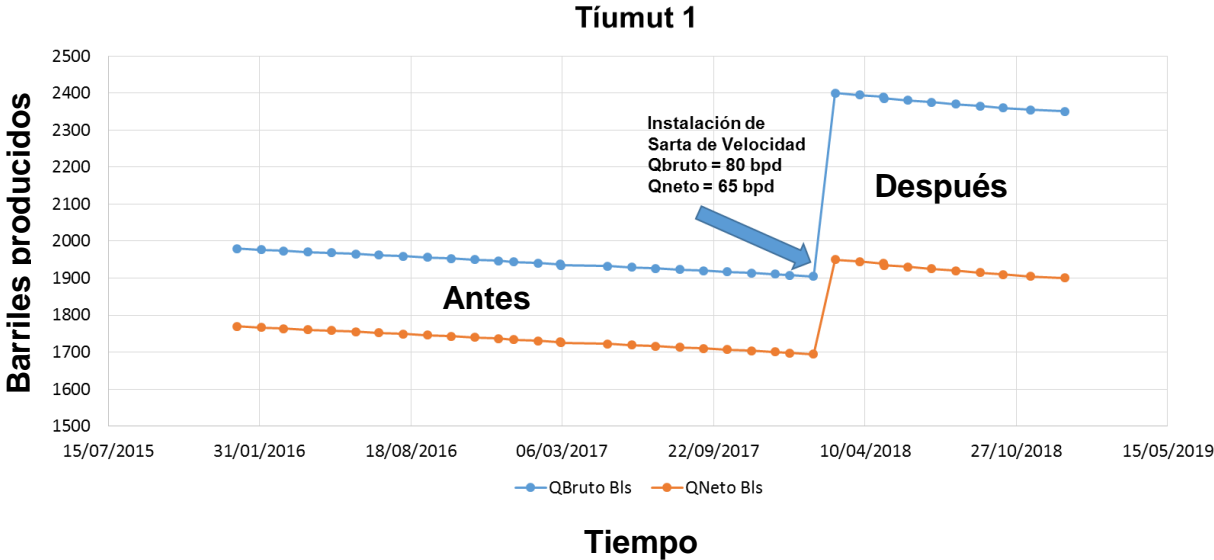
Tabla 6 Total de inversión

Tiumut 1				
Descripción de concepto	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	costo
		USD		USD
Servicio de equipo de tubería flexible de 1 ½”.	Hora	\$1,100.00	24	\$26,400.00
Fluido base (agua) puesta en el pozo	m ³	\$55.00	60	\$3,300.00
Servicio de mantenimiento a colgadores recuperables.	Servicio	\$3,844.50	1	\$3,844.50
Válvula check desprendible para instalarse en tubería flexible de 1 – 1/2" y 1 – 3/4”.	Pieza	\$1,754.30	1	\$1,754.30
Servicio de unidad inyectora de Nitrógeno (N ₂)	Servicio	\$2,700	1	\$2,700.00
Metros cúbicos de N ₂	m ³	\$0.55	6000	\$3,300.00
Total de inversión				\$41,298.80

Cabe destacar que en el total de la inversión no están considerados los imprevistos como pueden ser problemas técnicos, cierres de campesinos, afectaciones de camino que generan un retraso en los servicios afectando las operaciones y aumentando el costo de la inversión.

En la siguiente grafica se puede observar el gasto bruto y gasto neto del pozo Tiumut 1 antes de implementar la sarta de velocidad con TF y como se incrementó la producción posteriormente al aplicar está.

Gráfica 1 Histórico de producción de Pozo Tiumut 1, antes y después de la instalación de la sarta de Velocidad.



La producción difiere en 6 bpd a favor del pozo con sarta de velocidad, la evaluación se realizó en un periodo igual de producción, esto significa que la implementación aceleró la recuperación de la reserva, mejorando el factor de recuperación.

Técnicamente una sarta de velocidad ha recuperado aproximadamente un 10 % de barriles en el pozo Tiumut 1 por encima de su producción total como se observa en la gráfica 1.

Las inversiones en petróleo y gas ofrecen un alto potencial de retorno. A pesar de que implementar una sarta de velocidad puede ser una actividad con riesgos, habiendo seguido una correcta metodología y ejecución esta intervención se minimizó y mitigó.

Una vez realizado la evaluación técnico-económica, se puede observar en la tabla 7 que en aproximadamente 10 días de producción, se paga la inversión de haber implementado la sarta de velocidad con tubería flexible; después de este tiempo, toda la producción que se obtenga es ganancia para el operador.

Tabla 7 Retorno de inversión

Retorno de Inversión	
Costo total de la intervención	\$41,298.80 USD
Barriles netos después de la intervención	65 bpd
Precio del barril *Referencia del día 11/07/2019	\$66.95 USD
Gasto inicial Barril/día	\$4, 351.75 USD
Días de retorno de inversión	9.49 días.

Es obvio que la recuperación de la inversión pudiera ser a mayor tiempo, si la cotización del barril de crudo en el mercado petrolero internacional disminuye o viceversa, al aumentar su valor, el tiempo de recuperación de la inversión disminuiría.

Tabla 8 Producción final del Pozo Tiumut 1

Comportamiento	QBruto (bpd)	QNeto (bpd)	Agua (%)	Qgas (MMpcdg)
Antes	66	59	4.62	0.324
Después	80	65	18.75	0.350

4.4 Caso práctico Pozo Tiumut-11

4.4.1 Datos del pozo

Tabla 9 Datos del pozo

INFORMACIÓN TÉCNICA	
POZO:	TIUMUT-11
EQUIPO DE PERFORACIÓN:	S/E
TIPO DE OPERACIÓN:	Colocar sarta de velocidad

4.4.2 Estado mecánico actual

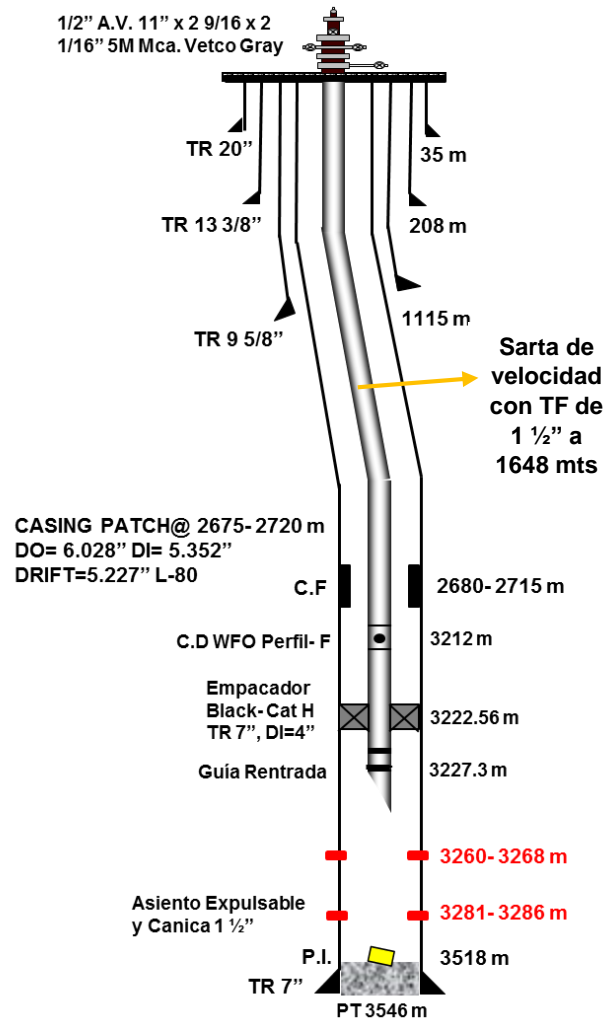


Ilustración 24 Estado mecánico

4.4.3 Diagrama de conexiones superficiales

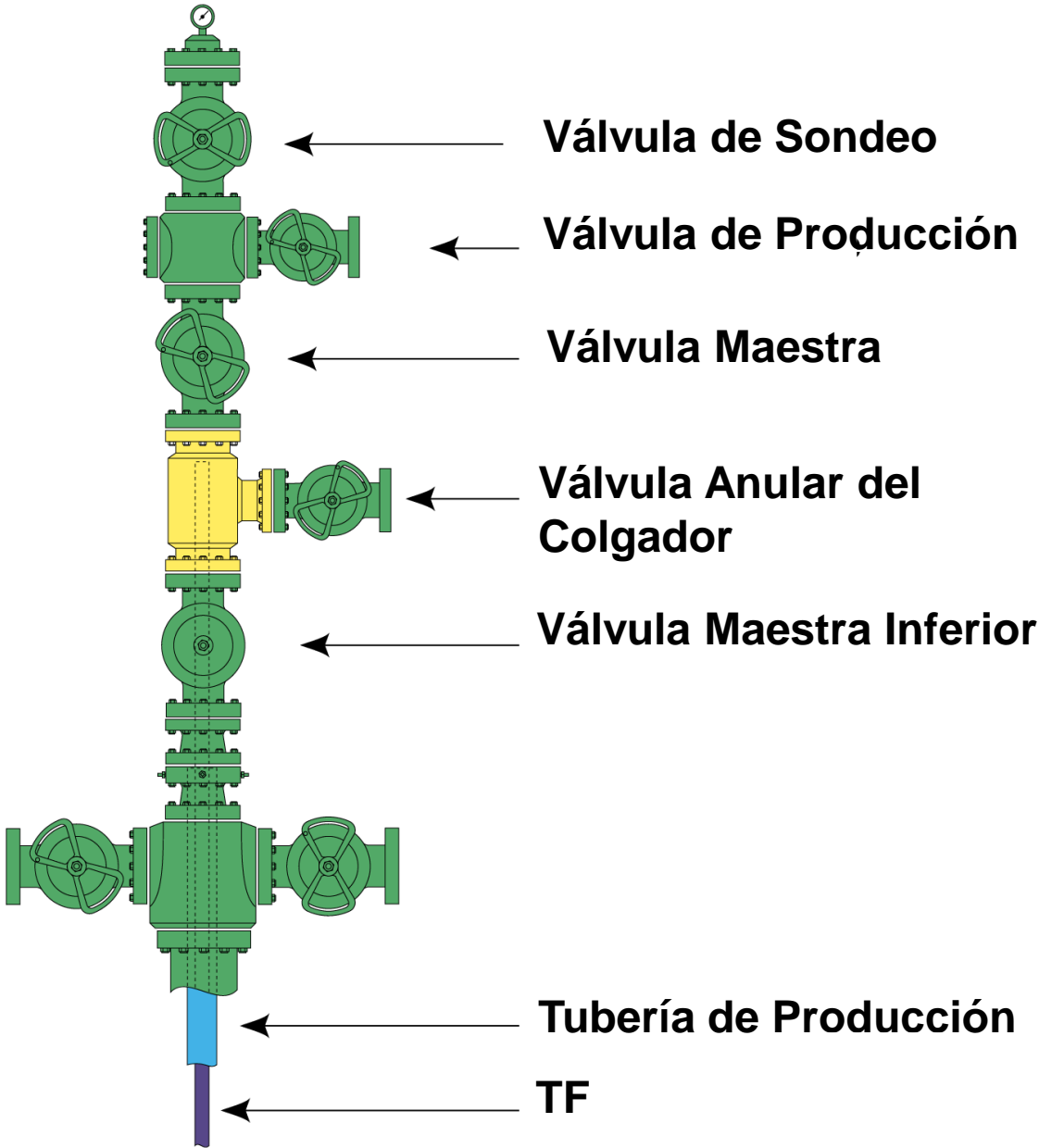


Ilustración 25 Diagrama de árbol de producción

4.4.4 Aplicación de la metodología

Instalación de sarta de velocidad a la profundidad de 1,648 mts.

1. Efectuó reunión de seguridad y procedimientos operativos con todo el personal involucrado en el trabajo y llenó el formato de junta de seguridad, y formato AST. (EN ESTE FORMATO SE DEBERÁN INCLUIR LAS LIMITANTES OPERATIVAS DE TENSIÓN MÁXIMA Y DE VELOCIDAD MÁXIMA DE INTRODUCCIÓN O EXTRACCIÓN DE LA TUBERÍA FLEXIBLE).
2. Alineó la unidad de tubería flexible, encendió la máquina, verificó el funcionamiento e inició con la instalación.
3. Desmanteló válvula de sondeo
4. Instaló el conjunto colgador verificando que el puerto lateral del colgador quede alineado con las laterales del medio árbol de producción y los yugos estén completamente dentro y dejen el paso libre al interior del colgador.
5. En seguida instaló el preventor 3 1/16" y probó su funcionamiento.
6. Instaló la unidad de bombeo, conectó una línea de alta al carrete de tubería, al igual que la línea de matar al macho del preventor probó las líneas de la bomba a la presión máxima del pozo + 1000 psi, si "esta correcto" Calibró la tubería flexible con la canica (5/8") correspondiente para la válvula check desprendible; desplazando misma con agua limpia.
7. Instaló el Tándem de 3 1/16" sin bronces y sin hules abajo del stripper de la cabeza inyectora.
8. Instaló en el extremo de la tubería flexible: conector de enlace del tipo roll-on de 1 1/2" y probó con 12,000 lbs de tensión, continuó instalando la barra rígida + válvula check desprendible de 1 3/4"
9. Introdujo las herramientas y tubería flexible al preventor e instaló la cabeza inyectora al 100%
10. Probó las conexiones superficiales a la presión máxima de trabajo + 1000 psi. Desfogó la tubería flexible por el macho de la línea de descarga de la bomba a

2,000 psi; para probar la eficiencia de la válvula check comparando la presión en los manómetros de circulación y presión de pozo en la cabina de controles si es correcto. Desfogó la presión por el macho del preventor hasta observar cero presiones en los manómetros de la cabina.

11. Desplazo el agua del carrete por N₂.
12. Abrió pozo y bajó la tubería flexible a 18 m/min. Verificando peso y tensión cada 500 mts, con bombeo de nitrógeno QN₂=15 m³/min, hasta la profundidad programada de 1,648 mts, cortó bombeo de N₂.
13. Al llegar a la profundidad programada de 1,648 mts, verificó que se encuentre la sarta libre. Revisando peso y tensión.
14. A la profundidad de 1,648 mts, accionó rams anular del preventor, desfogó a cero presiones por el macho del preventor, abrió la ventana de tándem y armó pack-off alrededor de la tubería flexible, posterior cerro ventana del tándem, e igualo presiones a través de las dos válvulas equalizadoras del preventor verificando en el manómetro de pozo, abrió rams anular.
15. Bajó la TF lentamente para sentar el pack-off en el nido del colgador hasta llegar a cero peso, confirmó agarre de cuñas cargando a menos 500 lbs de peso. Dejó sarta libre eliminando la presión de los gatos de tracción de las cadenas y confirmó la hermeticidad de los sellos de los yugos del colgador del espacio anular entre TF y colgador a través de la línea de matar con 2,000 psi. Acciono los ajustadores de los yugos del conjunto colgador.
16. Bombeó la capacidad de la TF con agua, confirmó la efectividad de la válvula check desprendible abriendo el macho del carrete y observar que no retorne fluidos.
17. Cortó la tubería con los arietes de corte del preventor, desmanteló preventor, cabeza inyectora y acondiciono antena de TF con campana guía.
18. Instaló la válvula de sondeo.

4.4.5 Evaluación de resultados Técnico – Económico

4.4.5.1 Tiumut 11

El hecho de instalar un dispositivo en específico, como lo es la sarta de velocidad en este pozo ayudó al yacimiento a vencer las pérdidas de presión o las contrapresiones generadas por condiciones presentes en el pozo.

Los ingresos en una empresa productora de hidrocarburos dependen directamente de su volumen de producción. Una de sus características principales es que el mismo no es constante, sino que declina, lo que significa que la producción disminuye y tiende a agotarse con el pasar del tiempo. Es por esto que para compensar las mermas y lograr mantener o incrementar los volúmenes de extracción es necesario desarrollar nuevas tecnologías, como lo fue en el pozo Tiumut 11 al implementar la sarta de velocidad.

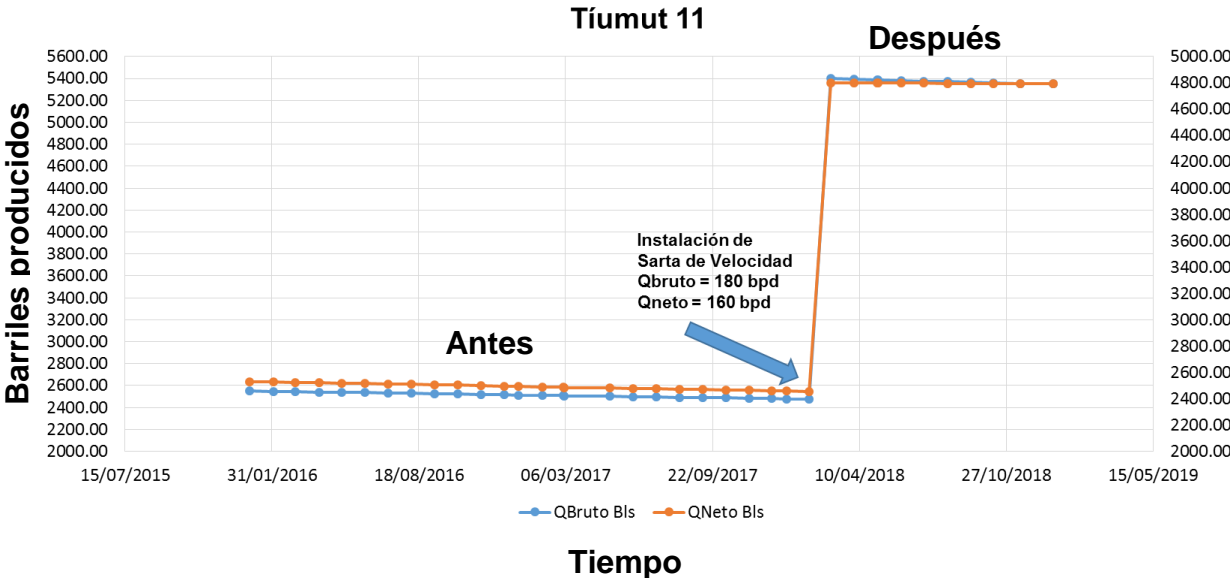
A continuación se muestran los valores de los materiales, equipos y servicios de mantenimiento que se utilizaron en la implementación de sarta de velocidad con TF.

Tabla 10 Total de inversión

Tiumut 11				
Descripción de concepto	Unidad	Precio Unitario	Cantidad	costo
		USD		USD
Servicio de equipo de tubería flexible de 1 ½”.	Hora	\$1,100.00	16	\$17,600.00
Fluido base (agua) puesta en el pozo	m ³	\$55.00	40	\$2,200.00
Servicio de mantenimiento a colgadores recuperables.	Servicio	\$3,844.50	1	\$3,844.50
Válvula check desprendible para instalarse en tubería flexible de 1 – 1/2" y 1 – 3/4”.	Pieza	\$1,754.30	1	\$1,754.30
Servicio de unidad inyectora de Nitrógeno (N ₂)	Servicio	\$2,700	1	\$2,700.00
Metros cúbicos de N ₂	m ³	\$0.55	4000	\$2,200.00
Total				\$30,298.80

Se puede observar en la siguiente gráfica el gasto bruto y gasto neto del pozo Tiumut 11 antes de implementar la sarta de velocidad con TF y como aumentó la producción posteriormente.

Gráfica 2 Histórico de producción de Pozo Tiumut 11, antes y después de la instalación de la sarta de Velocidad.



La producción difiere en 85 bpd a favor del pozo con sarta de velocidad, la evaluación se realizó en un periodo igual de producción, esto significa que la implementación aceleró la recuperación de la reserva, mejorando el factor de recuperación.

Técnicamente una sarta de velocidad ha recuperado aproximadamente un 113 % de barriles en el pozo Tiumut 11 por encima de su producción total como se observa en la gráfica 2.

A continuación observamos en la evaluación técnico-económica que en 3 días de producción se paga la inversión de haber implementado la sarta de velocidad; después de este tiempo, toda la producción que se obtenga es ganancia para el operador.

Tabla 11 Retorno de inversión

Retorno de Inversión	
Costo total de la intervención	\$30,298.80 USD
Barriles netos después de la intervención	160 bpd
Precio del barril *Referencia del día 11/07/2019	\$66.95 USD
Gasto inicial Barril/día	\$10, 712 USD
Días de retorno de inversión	2.82 días.

La inversión en la industria de petróleo y gas también ofrece un potencial de retorno a corto plazo. Algunos pozos están en producción durante una década o más, lo que le brinda buenos ingresos durante años.

Tabla 12 Producción final del Pozo Tiumut 11

Comportamiento	QBruto (bpd)	QNeto (bpd)	Agua (%)	Qgas (MMpcdg)
Antes	86	75	9.46	0.223
Después	180	160	11	0.310

Capítulo V: Conclusiones y Trabajos futuros

5.1 Conclusiones

Durante la vida productiva de los pozos se puede presentar el fenómeno del colgamiento de líquidos, el cual como su nombre lo indica es una acumulación de líquidos que se presenta en el fondo del pozo. Esto se ve reflejado en la disminución de la producción y eventualmente puede llegar a matar el pozo.

Entre los factores origen se encuentra la reducción del gasto de producción derivado del decaimiento de presión de yacimiento procedente del ritmo de explotación de este. Es por ello que ante este problema se decide implementar una sarta de velocidad con TF la cual sirvió para restaurar la producción de hidrocarburos, mediante la reducción del diámetro de flujo, ya sea para flujo a través de la TF o del espacio anular TP-TF con o sin inyección de fluidos.

Al realizar la implementación en cada pozo del campo que tienen condiciones de flujo y características de fluido diferentes, se demostró que es posible elevar la producción y eliminar la carga de líquidos, así como la disminución de costos de las operaciones reduciendo los tiempos de operación de estas.

En los resultados obtenidos de cada pozo tenemos:

Tiumut 1. Su producción era de 59 bpd, se elevó aproximadamente un 10%, es decir, a 65 bpd, teniendo un costo de \$41,298.80 USD por la implementación, el cual durante 10 días produciendo se puede recuperar la inversión y después de ese tiempo toda la producción es ganancia para el operador.

Tiumut 11. Su productividad era de 75 bpd, el cual se incrementó aproximadamente 113%, es decir, a 160 bpd, teniendo un costo de \$30,298.80 USD por la implementación, el cual durante 3 días produciendo se puede recuperar la inversión y posterior a ese tiempo toda la producción es ganancia para el operador.

Se puede afirmar que la implementación de la sarta de velocidad con tubería flexible es viable en la reactivación de los pozos, sin embargo, aquellos pozos que operan

sólo con tuberías de producción de 2 7/8” y 3 1/2” han recuperado menor aceite en todos los años que este campo ha sido operado.

Por lo anterior se acepta la hipótesis de investigación (hi) la cual dice que: “Con la implementación de la sarta de velocidad con tubería flexible se elevará la producción en los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11” y se rechaza la hipótesis nula (ho) que menciona: “La implementación de sarta de velocidad con tubería flexible no permitirá que la producción de los pozos Tiumut 1 y Tiumut 11 se eleve”.

5.2 Recomendaciones y/o trabajos futuros

De acuerdo a los resultados positivos obtenidos al implementar la sarta de velocidad con tubería flexible en dos de los pozos del campo Tiumut, se recomienda:

- Para aquellos pozos o campos que presenten cargas de líquidos, cabe señalar que el diseño no puede ser generalizado para todo el campo si se llegara a dar dicha situación.
- Para la simulación es necesario tomar datos recientes, reales y validados del pozo en cuestión.
- Es necesario realizar un Análisis Nodal para así predecir el comportamiento del mismo antes de que se presenten los problemas típicos o para corregir/optimizar las condiciones prevalecientes en el pozo.
- El óptimo empleo de esta tecnología requiere de personal altamente capacitado, para lo cual es indispensable de conocimientos teórico-prácticos mediante cursos que las compañías líderes en este ramo ofrecen a los ingenieros y operadores de campo.
- El equipo de monitoreo y control de T.F. debe de contar con una computadora en la cabina de control para visualizar la medición de parámetros en tiempo real con el objetivo de asegurar preventivamente los trabajos desarrollados con tubería flexible alargando así su vida útil.

Bibliografía y/o Referencias Electrónicas

1. Alduban Pérez, Annabella Craviño (2006) Evaluación de Modelos Homogéneos, de Correlación y Mecanicistas en la Predicción de la Caída de Presión de Flujo Bifásico de Gas y de Líquido en Tuberías Verticales Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad Central de Venezuela, Venezuela.
2. Cano, Javier Martínez (2010). Tubería Flexible, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
3. Castañeda Rojano Valeria Celeste (2008) Fracturamiento Selectivo con Tubería Flexible Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
4. Fuentes N. Faustino A. (2009) Desarrollo de Correlaciones Híbridas para Flujo Multifásico en Tuberías División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
5. Granados Cáliz, Jaime (2016) Análisis de Flujo Bifásico en Tuberías Horizontales e Inclinadas Aplicando Modelos Mecánicos División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
6. Granados Cáliz, Jaime (2014) Modelo Mecánico del Perfil de Presiones para Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales e Inclinadas División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, México.
7. H.R, Wesson (1993) Coiled tubing velocity/siphon string design and installation Coiled Tubing Operations & Slimhole Drilling Practices. Houston.
8. Maggiolo, Ricardo (2013) Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal ESP OIL. Venezuela.

9. Martínez, Miguel (2009) Solución de gestión y control de la integridad de pozos UNAM México.
10. Ortiz López, (2011) Oscar Transporte de Hidrocarburos por Ductos Colegio de Ingenieros Petroleros Mexicanos. México.
11. Pemex (2011) Historia de la exploración petrolera en México.
12. Pemex (2014) Instituto Mexicano del Petróleo.
13. Maggiolo, R. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. Lima, Perú.
14. Torres Coria, Juan Manuel, Edgar Fernando (2010) Flujo Multifásico en Tuberías Facultad de Ingeniería, UNAM, México.

Glosario

A

Anillo: los anillos están diseñados para realizar un sello metal-metal, y son chapeados con una película de cadmio de 0.0051 a 0.0127 mm de acuerdo a las especificaciones API, los anillos deben marcarse por el fabricante en cara exterior, con los siguientes datos: marca o nombre del fabricante, monograma API, tipo y número de anillo y material del anillo.

Árbol de válvulas: juego de válvulas, combinaciones y accesorios conectados en la parte superior del pozo que conducen y controlan el flujo de los fluidos del pozo.

Arietes o Ram de Cortes: un elemento de cierre del preventor de brotes (BOP), que tiene hojas de acero endurecidas, diseñadas para cortar la tubería de perforación cuando el BOP esté cerrado.

B

Bonete: en los preventores de esclusas, el componente que sella la parte posterior del cilindro de la esclusa.

Buje Rotatorio “Rotary Kelly Bushing” (RKB): un adaptador que sirve para conectar la mesa rotaria con la flecha o “Kelly”.

C

Cabezal de Pozo: sistema de adaptadores, válvulas que proveen control de la presión y producción del pozo.

Colgador para tubería de producción: un dispositivo fijado en el tramo superior extremo de la tubería de producción, en el cabezal del pozo, para sustentar la sarta de tubería de producción. El colgador para tubería de producción se encuentra ubicado generalmente en la cabeza de tubería de producción, y ambos componentes están provistos de un sistema de sellado para asegurar el aislamiento hidráulico del conducto de la tubería de producción y el espacio anular.

Cuello de Ganso: una sección de tubería rígida que forma una “U” invertida, normalmente utilizada como un conducto de fluido de perforación de alta presión. Normalmente, este término es comúnmente aplicado a una estructura que conecta la parte superior de un tubo vertical que corre al lado de la torre de perforación o mástil, hacia una manguera de perforación flexible (Kelly Hose) (la cual en su retorno está conectada a otro cuello de ganso entre la línea flexible y una unión giratoria (Swivel)).

Cuello o Cople Flotador: una válvula “check” que tiene una abrazadera cargada de compuertas que puede ser bombeada a través, generalmente en dirección al agujero, pero cierra si el fluido trata de fluir de regreso hacia la superficie, por la sarta de perforación.

Cuñas: un aparato utilizado para agarrar la sarta de perforación de una forma relativamente no dañina, y suspenderla en la mesa rotaria.

E

Empaquetador (Pack-off): elemento que se utiliza para sellar las pérdidas del tubing.

Empaquetadura o preventor de Stripper (Pack off or Stripper Preventer): preventores que contienen una unidad de material empaquetador cuyo cierre depende de la presión del fondo del pozo. Se utilizan fundamentalmente para extraer la tubería a través del pozo, o permitir que la tubería se mueva con presión en el espacio anular.

Equipo de Perforación: la máquina que utilizamos para perforar un agujero de pozo.

Espacio Anular: es el espacio entre dos tuberías concéntricas, o el espacio entre la tubería y el agujero descubierto donde un fluido (gas o líquido) puede fluir.

Estranguladores: los estranguladores, orificios o reductores, no son otra cosa que un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

I

Inclinación: la desviación de vertical, independientemente de la dirección del compás, expresado en grados.

Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute-API): es una organización de comercio que la comprenden empresas petroleras integradas y principalmente extractoras, y que trabajan en favor de las metas comunes de la industria del petróleo.

J

Junta: las puntas agrandadas y con rosca de los tramos de una tubería de perforación. Estos componentes son fabricados por separado del cuerpo de la tubería y soldadas a la tubería en una instalación de fábrica. Las juntas proveen gran fuerza, conexiones con rosca de alta presión, que son suficientemente robustas para sobrevivir los rigores de la perforación y los numerosos ciclos de apretamiento y soltado de las roscas. Las juntas son usualmente hechas de acero al calor para una fuerza mayor que la del acero del cuerpo del tubo. La sección de gran diámetro de las juntas provee un área de muy bajo esfuerzo, en donde son utilizadas llaves y mordazas para agarrar la tubería.

K

Kelly (Flecha): una larga barra de acero en forma de cuadrado o hexagonal, con un hueco taladrado en el medio a ser utilizado como vía de fluidos o utilizado para transmitir movimiento rotario desde la mesa rotaria/buje de la flecha (Kelly) hasta la sarta de perforación, mientras permite que la sarta de perforación sea bajada o subida, durante la rotación.

L

Línea de Estrangulamiento: tubería de alta presión que va desde la salida del preventor hasta el choke (ahogo) de contrapresión y el manifold (colector) asociado.

Línea de Flujo: la tubería de metal de diámetro largo que conecta con el niple campana (debajo de la mesa rotaria) hasta la caja de recibo (en los tanques de lodo).

Línea Muerta: sección del cable de perforación que va desde la corona hasta el punto de anclaje.

LWD (Logging While Drilling)

Registró durante la perforación: es una técnica para transportar herramientas de registro de pozos al pozo de perforación del pozo como parte del conjunto del orificio inferior

M

MWD (Measurement While Drilling)

Medición durante la perforación: la evaluación de las propiedades físicas, generalmente la presión, la temperatura y la trayectoria del pozo en el espacio tridimensional, durante la extensión de un pozo

P

Preventor: el acto de colocar la tubería de perforación dentro del pozo cuando los preventores (BOP's) están cerrados y las presión está conteniendo el pozo.

Preventor Anular: una válvula grande utilizada para controlar fluidos del agujero descubierto al cerrar un empaque flexible de neopreno reforzado alrededor de tubulares de diverso tamaño dentro del pozo.

Preventor de Arietes: un aparato que puede ser utilizado para sellar rápidamente la parte superior del pozo alrededor de la tubería en caso de que ocurra un evento de control de pozos.

Preventor de Arremetida o Reventón: es una gran válvula en el extremo superior del pozo que puede ser cerrada para asegurar el control de presión de un pozo en caso de que la cuadrilla de perforación pierda el control del fluido de formación. Un arreglo de preventor es cuando un preventor o más son utilizados.

Preventor Interno de Arremetida: una válvula colocada dentro de la sarta de perforación, que puede ser utilizada para prevenir que el pozo fluya sin control, hacia arriba, por medio de la sarta.

S

Sarta de Perforación: la combinación de la tubería de perforación y el ensamble de fondo, junto con otras herramientas utilizadas para hacer que la barrena de perforación gire en el fondo.

T

Tubería de Perforación: un conducto tubular de acero con puntas de rosca llamadas juntas. La tubería de perforación sirve para conectar el equipo de superficie del equipo de perforación con el ensamble de fondo y la barrena, ambos para bombear fluido de perforación a la barrena y para poder aumentar, disminuir y rotar el ensamble de fondo y la barrena.

Tubería de Revestimiento: tubería de mayor diámetro, usualmente de acero, que puede ser introducida dentro del pozo y normalmente cementada en sitio.

Tubería Superficial de Revestimiento: una sarta de tubería de gran diámetro y de relativamente baja presión, que es colocada en formaciones poco profundas, aun competentes, para cumplir varias funciones.

U

Unión Giratoria (Swivel): sistema mecánico que permite simultáneamente suspender el peso de la sarta de perforación y rotar los componentes suspendidos y la parte superior sin rotación. Permite el flujo a altos gastos y presiones de fluido de perforación por la sección rotatoria sin tener fugas.

UWI: Es el identificador de pozo único (Unique Well Identifier), está regulado por las normas API. Se utiliza para que no se repita el código de los pozos, tiene entre seis y diez dígitos y se precede de los códigos del país y del estado.

V

Válvula de contrapresión o de retención (check): se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez que se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador. Se puede establecer comunicación con la TP, si fuese necesario, a través de la válvula de contrapresión. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte (candado de expansión).

Válvula de seguridad de barras de sondeo: esta es básicamente una válvula de apertura completa ubicada en el piso del equipo provisto de roscas que se corresponden con las barras de sondeo que se están usando. Esta válvula cierra las barras de sondeo para evitar el flujo.

ANEXOS

Anexo 1. - Diagrama de Moody

Es la representación gráfica en escala doblemente logarítmica del factor de fricción en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de una tubería, diagrama hecho por Lewis Ferry Moody.

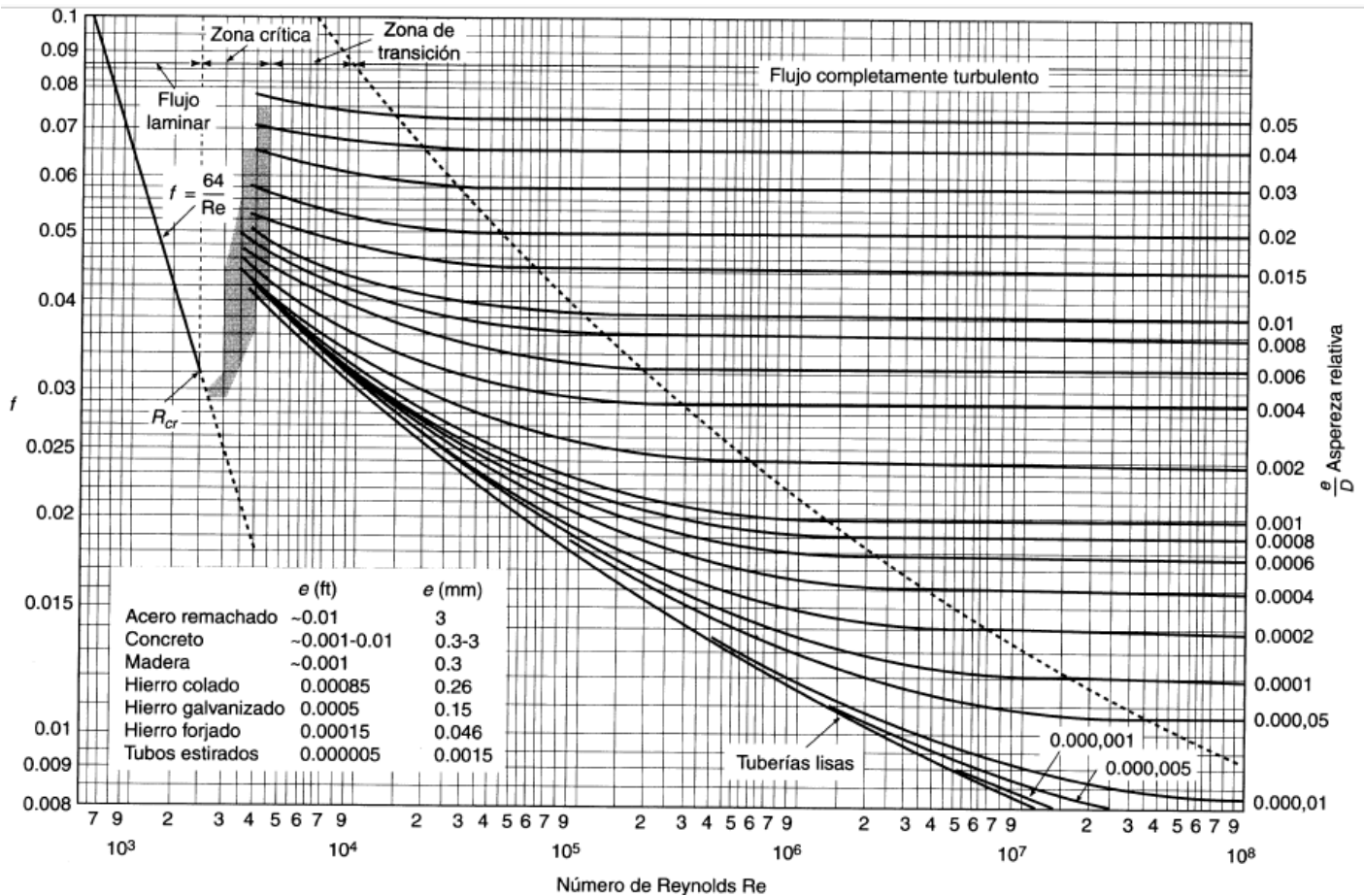





Ilustración 26 Diagrama de Moody

Anexo 2 Herramienta de fondo para la sarta de velocidad

Tabla 13 Accesorios de la herramienta de fondo

Descripción	Diámetro Exterior (pg)	Diámetro Interior (pg)	Longitud (m)
Conector Roll-On para TF de 1 ½"	1 ½"	1	0.122
Barra Rígida	1 ½"	N/A	0.20
Válvula check desprendible	1½"	N/A	0.10

Tabla 14 Ficha técnica de herramienta de fondo

N°	Descripción de la Hta	HTA	OD	ID	Long. (cm)	Conexiones	Hta. #	Tensión Max (lb)
1	Conector Rol on para TF 1-1/2"		1.750	1 1/16"	15		1 MT Piñon	12000
2	Barra rígida		1.750	1 1/16"	300		1 MT Caja y Piñon	38000
3	Válvula check desprendible con 2 pines de bronce		1.750	1 1/16"	31		1 MT Caja y Piñon	38000

Colgador para TF

Tru-Set Coil Tubing Hanger

Suspensión de tubería flexible

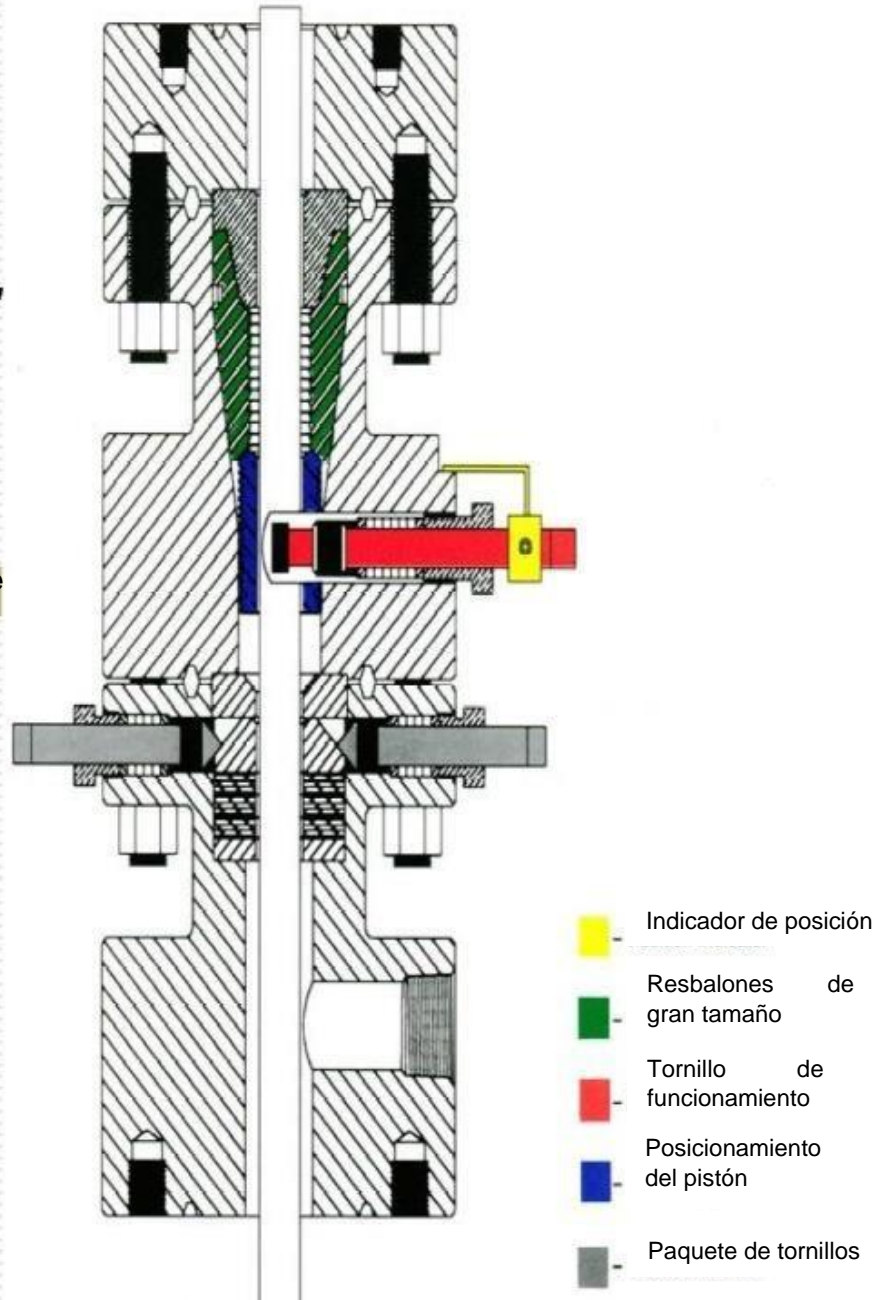
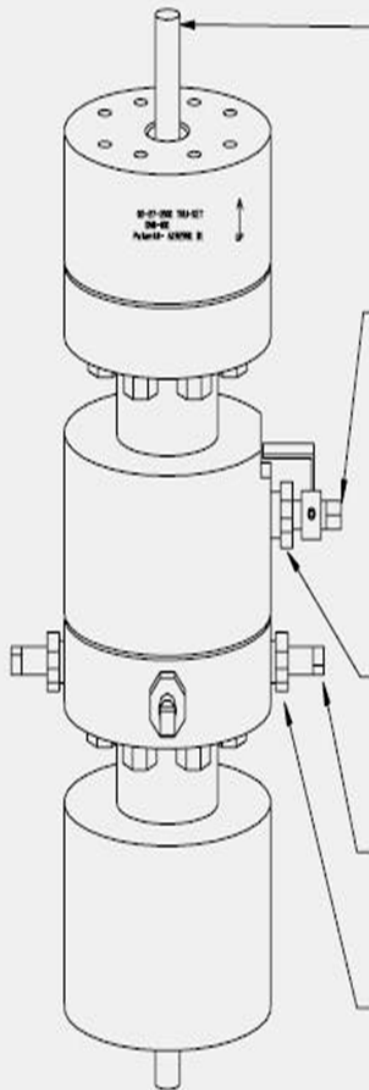


Ilustración 27 Suspensión de TF

Procedimiento de ejecución

1. Atornille el soporte en el árbol de ubicación deseado y conecte el equipo de funcionamiento, la cabeza del conector, etc.



2. Baje el tubo lentamente a través de la percha Tru-Set y el árbol.

3. Correr el tubo a la profundidad deseada.

4. Una vez que el tubo haya alcanzado la profundidad deseada, gire el tornillo de funcionamiento a la posición de ajuste marcada en el soporte de Tru-Set, aprox. 1/2 vuelta.

5. Baje el tubo hasta que el indicador de peso indique cero, lo que indica que el colgador sostiene el tubo.

6. Apretar la tuerca del casquillo en el tornillo de operación.

7. Energice el conjunto de empaquetamiento apretando los 4 tornillos de empaquetamiento una vuelta cada uno, repitiendo hasta que los 4 estén apretados.

8. Apriete las 4 tuercas de casquillo en los tornillos de empaquetamiento.

9. Purgue la presión desde la parte superior del árbol, por encima de la percha Tru-Set, asegurándose de que el empaquetamiento esté energizado y se mantenga.

10. Continúe con los procedimientos de la compañía de servicio para cortar tubos, retirar equipos y completar bien.

Ilustración 28 Descripción de colgador de TF

Fluido requerido para la intervención

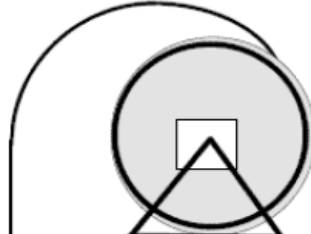
Fluido	Cantidad (m ³)	Densidad (gr/cc)	Viscosidad (cp)
Agua Limpia	60	1	

Características de la tubería flexible

QTI Form No. 57
3/9/2010:1247

WELD LOCATION RECORD and

CUSTOMER HALLIBURTON ENERGY SERVICES
PO# 4511788679
QTI# 62816
STRING# 441670000
DIAMETER 1.500 INCH
WALL .125 - .203
GRADE QT900
HYDROTESTED TO 11500 PSI
SHIPPED ON 16026
Pool/Reel #MS1540980756N
SHIP TO FINAL DESTINATION:



Strip#	Wall	Length	Loc	Weld Type	COIL Number	HEAT Number	Yield Strength psi (0.2%)	Tensile Strength psi	Tensile to Yield ratio %	
0	1500096461	.125 - .125	420	420	BIAS	529592	4631922	94000	104000	1.11
1	1500099038	.125 - .125	883	1303	BIAS	537127	4831725	97500	109000	1.12
2	1500098871	.125 - .125	1147	2450	BIAS	537128	4831725	97500	109000	1.12
3	1500098920	.125 - .125	1307	3757	BIAS	537129	4831725	97500	109000	1.12
4	1500099484	.125 - .125	1878	5635	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
5	1500099483	.125 - .125	1883	7518	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
6	1500099482	.125 - .125	1820	9338	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
7	1500099481	.125 - .125	1870	11208	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
8	1500099480	.125 - .125	1877	13085	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
9	1500099479	.125 - .125	423	13508	BIAS	541581	4923001	97000	106000	1.09
10	1500097158	.125 - .134	726	14234	BIAS	534122	4722840	92500	103000	1.11
11	1500098506	.134 - .134	1187	15421	BIAS	549362	4811316	99000	111000	1.12
12	1500097158	.134 - .156	1060	16481	BIAS	534122	4722840	93000	104000	1.12
13	1500098939	.156 - .156	1571	18052	BIAS	541684	4922940	93000	104500	1.12
14	1500098206	.156 - .175	1713	19765	BIAS	7744071	417805	92000	103000	1.12
15	1500099270	.175 - .175	1148	20913	BIAS	5416931	4923001	99000	109500	1.11
16	1500096548	.175 - .188	672	21585	BIAS	7041109	425253	98000	104500	1.07
17	1500094424	.188 - .188	1192	22777	BIAS	6010090	424042	90000	100500	1.12
18	1500096548	.188 - .203	571	23348	BIAS	7041109	425253	98000	104500	1.07
19	1500096552	.203 - .203	492	23840	END	7641125	417802	99500	110500	1.11

Total String: 23840 FT

MATERIAL CERTIFICATE



Elong %	Rockwell Hardness				CHEMICAL ANALYSIS, Wt %								
	Mat'l	Weld			C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	Ni	Mo
28.0	20	HRC	21	HRC	0.150	0.830	0.018	0.0010	0.420	0.580	0.230	0.080	0.180
27.5	99	HRB	99	HRB	0.160	0.810	0.013	0.0003	0.440	0.620	0.230	0.090	0.190
27.5	99	HRB	99	HRB	0.160	0.810	0.013	0.0003	0.440	0.620	0.230	0.090	0.190
27.5	99	HRB	99	HRB	0.160	0.810	0.013	0.0003	0.440	0.620	0.230	0.090	0.190
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	98	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
28.0	21	HRC	21	HRC	0.150	0.820	0.015	0.0010	0.430	0.560	0.220	0.090	0.190
30.0	99	HRB	21	HRC	0.150	0.840	0.021	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.090	0.190
27.0	99	HRB	99	HRB	0.150	0.820	0.015	0.0010	0.430	0.560	0.220	0.090	0.190
32.0	96	HRB	21	HRC	0.150	0.830	0.013	0.0010	0.440	0.560	0.220	0.070	0.180
35.0	99	HRB	98	HRB	0.128	0.787	0.016	0.0010	0.328	0.600	0.263	0.165	0.109
30.0	99	HRB	20	HRC	0.150	0.840	0.014	0.0003	0.430	0.570	0.220	0.070	0.180
29.0	98	HRB	99	HRB	0.137	0.804	0.011	0.0030	0.342	0.562	0.279	0.162	0.110
32.5	91	HRB	21	HRC	0.136	0.786	0.013	0.0010	0.335	0.610	0.290	0.168	0.105
29.0	98	HRB	99	HRB	0.137	0.804	0.011	0.0030	0.342	0.562	0.279	0.162	0.110
27.5	21	HRC	21	HRC	0.132	0.785	0.016	0.0030	0.308	0.572	0.265	0.167	0.113

QUALITY TUBING