



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**REPARACIONES MAYORES Y MENORES EN
POZOS PETROLEROS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

CARBALLO AYALA DANIEL EDUARDO

GRANADOS ALEJANDRE ELIEL JAHZEEL

Director de Tesis:

ING. MARIO ROSAS RIVERO



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos:

De ante mano quiero disculparme si por accidente omito agradecerle a alguien en este trabajo, pero creo que Dios me ha bendecido rodeándome de la mejor familia y de muchísimos buenos amigos, por esto me es difícil mencionar a todas esas personas tan importantes en mi vida, pero saben que los estimo mucho.

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi alma mater, que me acogió desde mi adolescencia abriéndome las puertas en el CCH- Azcapotzalco, y me permitió seguir dentro de ella hasta ahora. No hay mayor privilegio que el poder decir “soy de la UNAM”.

A mi esplendorosa Facultad de Ingeniería, a quien le debo todo mi respeto, pues he tenido el honor de haberme formado dentro de sus aulas, gracias por brindarme todas las herramientas necesarias para salir al luchar al mundo laboral, siempre trataré de ponerte en alto. ¡Que orgullo saber que soy parte de ti!

A ti papá, Juan Manuel Carballo Jiménez, que eres mi mayor ejemplo a seguir, que eres una de las personas que más admiro, gracias por demostrarme con tu ejemplo y no solo con palabras que el arduo trabajo y esfuerzo siempre serán el mejor camino para lograr cualquier cosa que desees, te agradezco que siempre estuvieras apoyándome en mis estudios y con mis problemas personales, pero sobre todo te agradezco que confíes en que seré un gran profesional, trataré de nunca decepcionarte, mil gracias por todo el apoyo que me has brindado durante toda mi vida, y este logro que sé que será el primero de muchos también es tuyo, espero lo disfrutes tanto como yo, ten por seguro que siempre seguiré preparándome para ser un mejor profesional, tal y como tú me lo has enseñado siempre, de verdad aprecio tu amor y que siempre estés a mi lado, te agradezco papá.

A Rosa María Ayala Cruz, mi mamá, sé que podría llenar mil hojas tratando de agradecerte todo lo que has hecho por mí, en primer lugar quiero que sepas que es un honor ser tu hijo, creo que no pude tener una mejor madre, te agradezco por todo el amor que me proporcionas, no sé qué sería de mi vida sin tu apoyo y tus consejos ante las adversidades de la vida, pues para mi eres la persona más sabia que conozco, gracias por enseñarme como conducirme por la vida, no sé si algún día pueda pagarte todo lo que has hecho por mí, todos tus sacrificios, todo tu cariño sin esperar nada a cambio, también te agradezco por esa confianza que me has brindado desde que era niño, y que muchas veces solo se le puede tener a un amigo, gracias por siempre estar a mi lado en las buenas y en las malas, amándome y apoyándome con todos mis problemas existenciales, por ti hoy estoy logrando una de mis más anheladas metas que es la culminación de mi carrera, así que al

igual espero que disfrutes y te enorgullezcas de este trabajo, pues también es tuyo, muchísimas gracias por todo mamá.

A mi novia Ana Laura, que contigo he compartido un sin fin de experiencias, momentos y cosas maravillosas, gracias por estar junto a mí en las buenas y en las malas, te agradezco que compartas conmigo esta felicidad que siento al dar este primer paso, pues tu estuviste conmigo apoyándome durante todo el proceso que tardo la realización de este trabajo, gracias por tu paciencia, tus enseñanzas (sobre todo del inglés), por permitirme conocer a tu maravillosa familia, pero sobre todo gracias por todo tu amor, sé que serás una grandiosa ingeniera así que échale todas las ganas de mundo amor. ¡Te amo muchísimos!

A toda mi familia: tíos, tías, primos, primas, abuelos, muchas gracias por apoyarnos en todo momento, los quiero mucho.

A mi director de tesis, el Ingeniero Mario Rosas Rivero, muchas gracias inge por haber aceptado nuestro trabajo desde el principio y apoyarnos siempre en la elaboración de esta tesis, sé que no fue fácil para usted debido al tiempo y trabajo, y sin embargo de alguna forma se daba el espacio para trabajar en nuestro proyecto, gracias por todo ingeniero.

A mis sinodales el Ingeniero Agustín Velasco Esquivel, Ingeniero Rafael Viñas Rodríguez, Doctor Héctor Sandoval Ochoa y Doctor Rafael Herrera Gómez, muchas gracias por el tiempo que me brindaron para las revisiones y recomendaciones de este trabajo.

A mi amigo de toda la vida, Salvador, que aunque no somos hermanos de sangre, es como si lo fuéramos, gracias por todos tus consejos a lo largo de estos 19 años de amistad.

A mis grandes amigos Fortino que desde CCH he tenido el placer de conocerte y que has estado conmigo en muchos momentos tanto de diversión como de tempestad apoyándome, y Ángel Martínez que siempre me has apoyado y aconsejado cuando más lo necesito, sé que con ustedes siempre podré contar para lo que sea, y que siempre me brindaran su amistad incondicional, gracias por convertirse en mis hermanos.

A mi amigo con el que curse todas las materias durante la carrera Jair (Flaca), gracias por todo el apoyo viejo.

A todos mis amigos de la Facultad de Ingeniería, mi estimada Guadafuck, Iván (Trashero), Chikilin, Porro, Eliel Granados, Neto, Goma, Beltrán, Luisa, Yisel, David, Edson, Jon, Rata, Pelón Alegría, Tope, Flory, Diego, Cid, Pelón Orlando, Tania, Karlita, Liz, Sebastián, Ingrata, Angelitos, Viri, gracias por formar parte de mi vida amigos, se les quiere y estima.

Daniel Eduardo Carballo Ayala, México D.F 2014

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía eléctrica: la voluntad.

Albert Einstein

Estar preparados es importante, saber esperar es aún más, pero aprovechar el momento adecuado es la clave de la vida.

Arthur Schnitzler

Agradezco:

Miles serían las palabras que en agradecimiento tendría que dar a todas las personas con las que he compartido esta etapa de mi vida, por su apoyo, compañía por caminar y recorrer este camino conmigo.

A mi alma mater, Universidad Nacional Autónoma de México, gracias por llenar de conocimientos y cultura esta mente tan distante, trabajo no muy simple, por darme la riqueza más grande que se le puede dar a una persona y sus mejores armas la inteligencia, facultad humana de aprender, comprender y razonar, y la comprensión actitudes que todo humano debe adquirir en su vida.

A mí amada Facultad de Ingeniería, que me brido inolvidables bases para mi desarrollo profesional, que me logro hacer que la detestara y que la amara por igual, será un orgullo decir soy ingeniero egresado de la Facultad de Ingeniería.

A mis profesores que sin sus enseñanzas y consejos hubiera podido, tal vez, no completar esta hermosa profesión que es la ingeniería.

Aprecio los consejos del Ingeniero Mario Becerra Zepeda que logro que me interesara cada vez más en esta carrera.

Inge Octavio Steffani Vargas gracias por sus comentarios logro que me interesara en cubrir mis deficiencias y tener un desarrollo mejor de mí

Al Ing. Gaspar Franco Hernández aprecio sus comentarios y consejos para creérmela, como él dice, mejorar constante y realizar el mejor trabajo siempre, en cualquier función o etapa de vida en la que me encuentre.

Al Ingeniero Mario Rosas Rivero, director de este trabajo, gracias por sus consejos y comentarios durante sus clases, gracias por brindar su tiempo para la realización de este

trabajo, gracias compartir sus experiencias con estos incautos nuevos ingenieros y darnos consejos sobre lo que nos espera en la vida profesional.

A aquellos que han sido el motor y mi mayor apoyo a lo largo de mi vida a mis padres, Eulalio Luis Granados Chirino y Concepción Alejandre Mar, que sin su apoyo, consejos y continuas palabras de aliento me ayudaron a lograr el término de este recorrido llamada educación, su apoyo fue fundamental en este logro en conjunto, palabras me faltan para demostrar mi agradecimiento.

A mis hermanos Omar Uziel Granados Alejandre y Jazmin Granados Alejandre que en su compañía y su apoyo fue fundamental para no dejarme vencer y abandonar este bello reto que comencé.

A mis compañeros Miguel Rocha Jaime, Jose Froylan, Ivan “vany”, Efrain, Josue “batito”, Ivan Garay, que compartieron mucho tiempo conmigo en el comienzo de la carrera, con su compañía pase buenos momentos y recuerdos excelentes.

A mis amigos Juan Manuel Guerrero Hernandez y Jaime Humberto Guerrero Vasquez que me acompañaron desde primer semestre, recorriendo este tan adverso camino con risas y buenos recuerdos.

A mis compañeros y amigos David Monzalvo, Juan Alberto Alvarado que sin su compañía y buenos consejos logre concluir materias y seguir adelante su compañía fue fundamental gracias.

A mis amigos que me brindaron su amistad y compañía Ricardo Tellez, Roberto Segura, Orlando Domínguez, Carlos Armando Castillo Jon, Daniel Delgado, Martin “pelon” Alegría, Fernando Jiménez “tope”, Diego Perez, Manuel Angel, Luis Rivera, Israel Hinojosa, Israel Salazar, Isaac Ortiz, Isaac Tinoco, Ricardo Santana, Javier Zabala, Fortino, Daniel Carballo.

A los trollos del Gerardo Ortiz “porro” y Edgar Fuentes “chiquilin” por brindarme su amistad y echar competencia a la hora de titularnos.

A mis compañeras Raquel Chaves, Ingrid Garcia, Ingrid Gonzales, Mireya Aparicio, Angeles Zamora, Liz, karlita, Viri, Jatzira, Brianda, Lupe y Vivi por brindarme su amistad.

Gracias a todos mis compañeros que me falto nombrar gracias por compartir esta etapa de mi vida y espero encontrarlos y seguir en contacto con ustedes manteniendo su amistad.

ÍNDICE

ÍNDICE	I
INTRODUCCION.	1
CAPÍTULO 1.....	3
CONCEPTOS GENERALES.	3
1.1 DEFINICIONES	3
1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS.....	12
1.2.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.	13
1.2.2 De acuerdo al tipo de trampa.	13
1.2.3 De acuerdo con el tipo de fluido almacenado.	14
1.2.4 De acuerdo con el empuje predominante.	14
1.2.5 De acuerdo a su diagrama de fases.	15
1.3 PRODUCTIVIDAD DE POZOS.....	18
1.3.1 Sistema integral de producción (SIP)	20
1.3.2. Comportamiento de afluencia.	21
CAPÍTULO 2.....	33
FACTORES QUE CAUSAN PROBLEMAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD EN LOS POZOS PETROLEROS.	33
2.1. IMPUTABLES AL POZO.	33
2.1.1 Conexiones sub-superficiales de control.	33
2.1.2. Conexiones superficiales de control.	38
2.2 IMPUTABLES AL YACIMIENTO.....	44
2.2.1. Daño a la formación	44
2.3 INHERENTES A FENÓMENOS FÍSICO-QUÍMICOS.....	49
2.3.1 Precipitación y depositación de orgánicos (parafinas y asfáltenos).	49
2.3.1.1 Asfáltenos	49
2.3.1.2 Parafinas	51
2.3.2 Hidratos de Metano.	52
CAPÍTULO 3.....	54

HERRAMIENTA DE DIAGNÓSTICO PARA LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PETROLERO...	54
3.1 MUESTREO Y ANÁLISIS PVT.....	54
3.1.1. Muestreo de fondo	55
3.1.2 Muestreo en superficie.	57
3.1.3 Análisis PVT.	59
3.1.3.1 Separación diferencial a volumen constante	60
3.1.3.2 Separación diferencial	61
3.1.3.3 Separación Flash.	62
3.1.3.4 Simulación de las condiciones de operación de los separadores de campo.	63
3.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN.....	63
3.2.1 Registros de Temperatura.....	64
3.2.2 Registro de flujo (Molinete)	69
3.2.3 Registro de ruido	72
3.2.4 Registro de Gradiomanómetro.	74
3.3 PRUEBAS DE PRESIÓN.....	77
3.3.1 Pruebas de Presión DST (DrillStem Test)	80
3.3.2 Prueba de declinación de presión (Draw Down).	81
3.3.3 Prueba de restauración de presión (Build Up Test).....	82
3.3.4 Prueba de Disipación de Presión (Fall Off).....	84
3.3.5 Prueba de pulso o interferencia.....	85
3.3.6 Pruebas de Gastos Escalonados (SRT).....	86
CAPÍTULO 4.....	87
REPARACIONES MENORES EN POZOS PETROLEROS.	87
4.1 REACONDICIONAMIENTO DE APAREJOS DE PRODUCCION.....	87
4.1.1 Aparejos para pozos fluyentes.	88
4.1.2 Aparejos para pozos inyectoros.	89
4.1.3 Aparejos para pozos de bombeo neumático.	89
4.1.4 Aparejos para pozos con bombeo mecánico.	91
4.1.5 Aparejos para pozos con bombeo electrocentrífugo.	92
4.1.6 Aparejo para pozos con sarta de velocidad	93

4.2 CAMBIOS DE APAREJO O EMPACADOR POR COMUNICACIÓN O DAÑO.....	94
4.3 LIMPIEZA DE POZO.....	95
4.3.1 Limpieza del fondo del pozo.	95
4.3.2 Limpieza del aparejo de producción.	96
4.3.2.1 Métodos Mecánicos.	96
4.3.2.2 Métodos Térmicos.....	97
4.3.2.3 Método Químico.....	98
4.4 CORRECCION DE ANOMALÍAS DE LA TR	99
4.4.1 Descripción de la cementación forzada.	99
4.4.2 Técnicas de Cementación a Presión.....	100
4.5 INDUCCIONES.....	101
4.5.1 Inducción Mecánica.	102
4.5.2 Inducción por desplazamiento o a través de la camisa o válvula de circulación.	102
4.5.3 Inducción por empuje o implosión.	108
4.5.4 Inducciones con Tubería Flexible TF.	108
4.6 MANTENIMIENTO A CONEXIONES SUPERFICIALES.	109
CAPÍTULO 5.....	113
REPARACIONES MAYORES EN POZOS PETROLEROS	113
5.1 ESTIMULACIONES.....	113
5.1.1. ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA.....	114
5.1.2 ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA (ACIDIFICACIÓN MATRICIAL)	118
5.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	126
5.2.1 CONCEPTOS BÁSICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	128
5.3 FRACTURAMIENTO ACIDO.	137
5.3.1 Generación y propagación de la fractura.....	139
5.4 CAMBIO DE INTERVALO PRODUCTOR	146
5.4.1 Aislamiento de zonas productoras.....	147
5.4.2 Re-disparos.....	151
5.5 REENTRADAS.....	155

5.5.1 Apertura de ventanas con cortador de tubería o molinos de sección.	157
5.5.2 Apertura de ventanas con herramienta desviadora tipo cuchara.	160
Conclusiones.	164
Bibliografía.....	165

INTRODUCCION.

La planeación de explotación de un campo petrolero debe tomar en cuenta “El uso adecuado de los recursos humanos, tecnológicos y financieros disponibles, para maximizar la rentabilidad económica de un yacimiento, minimizando costos de inversión y operación, y maximizando ingresos con las consideraciones de seguridad industrial y protección ambiental necesarias” .

A lo largo de la vida productiva de un yacimiento, el pozo es el medio de comunicación del yacimiento con la superficie y es el único medio de control que se tiene para gobernar la explotación de los hidrocarburos. Durante el largo periodo de producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores, como arena de formación, fluidos corrosivos, precipitación de orgánicos, etc. Que pueden ocasionar fallas o deterioro de algunos de los accesorios del aparejo de producción o pueden causar daño a la formación. Esta situación, puede reducir los gastos de producción o impedir el control eficiente de la explotación.

El mantenimiento y reparación a pozos es uno de los temas más importantes a los que se enfrenta la industria petrolera debido a la diversificación de problemas a los que se presentan los pozos dependiendo de las características mismas del pozo, las propiedades de los fluidos que son producidos y las propiedades de la formación productora; estas características tienen mucha influencia en el tipo de problemáticas a los que se vea expuesto el pozo.

El termino reparación se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción. La reparación de un pozo es un proceso que se lleva a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo.

La capacidad de analizar y diagnosticar correctamente o prevenir posibles intervenciones es muy importante en la industria ya que representa reducción en costos de operación, reduce la pérdida de producción y daño ambiental por alguna falla. El presente trabajo se enfoca la reparación de las diferentes problemáticas inherentes al pozo petrolero debido a que la problemática que se tiene por producción diferida, baja productividad, daño de instalaciones superficiales y daños ambientales repercuten fuertemente en el tipo de intervención a realizar así como las inversiones que conllevan cada una.

En el capítulo uno se explica una breve referencia de diferentes conceptos que aquellos dedicados al área de reparación y mantenimiento de pozos deben de conocer y dominar.

En el capítulo dos se toca parte de la problemática principal que presenta un pozo petrolero dividiendo los problemas en diferentes categorías, para su análisis por separado, imputables al pozo, imputables al yacimiento e inherentes a fenómenos físico-químicos.

El capítulo tres ofrece al lector diversas herramientas que nos permite conocer las problemática que se presenta en el pozo, así como los análisis PVT que nos ayudan a saber el comportamiento de los fluidos.

En el capítulo cuatro hablamos de las reparaciones menores las cuales se enfocan en aspectos mecánicos del pozo sin tener una interacción con el yacimiento al realizar la operación.

El capítulo cinco se considera de las reparaciones mayores, las cuales se enfocan en la vecindad del pozo teniendo una interacción con el yacimiento al realizar la operación estas operaciones tiene mayores riesgos por lo que es recomendable analizar de forma correcta el comportamiento de cualquier agente externo que se quiera entre en interacción con el yacimiento y sus fluidos

El principal objetivo del trabajo es exponer las diferentes operaciones que realizas en las reparaciones mayores y menores en los pozos petroleros, y que sirva como apoyo a los estudiantes en el área de la terminación y el mantenimiento de pozos.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES.

Los conceptos empleados en la ingeniería petrolera son muy amplios, el conocimiento y la comprensión de ellos es fundamental para la resolución de un problema en cualquier área en la que se encuentre, el principal propósito de este capítulo es definir los términos a utilizar.

La reparación y el mantenimiento a pozos son importantes, al igual que la perforación y terminación de pozos, puesto que con este proceso podemos volver a restablecer la producción de un pozo y optimizar su energía, la cual puede decaer por diferentes factores. Los elementos que se deben de considerar en un mantenimiento o en una reparación varían dependiendo del tipo de problemática a intentar solucionar pueden ser elementos mecánicos, ya sean superficiales o sub-superficiales, incrustaciones orgánicas e inorgánicas en la tubería de producción y problemas con el yacimiento.

1.1 DEFINICIONES

YACIMIENTO.

Se entiende por yacimiento a una porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora, se encuentran sujetos a altas presiones y temperaturas debido a la profundidad donde se encuentra el yacimiento.

POZO.

Es un agujero o conducto que se hace a través de la roca, desde la superficie hasta llegar al yacimiento, en el cual se instalan sistemas de tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora (yacimiento) y la superficie.

TERMINACIÓN DE POZO.

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementar la última tubería de revestimiento de explotación y realiza con fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina.

El objetivo primordial de la terminación de un pozo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo. Para que se realice un análisis nodal para determinar que aparejo de producción deben utilizarse para producir el pozo adecuado a las características del yacimiento.

REPARACIÓN DE POZOS.

El término reparación (también conocido como rehabilitación, reacondicionamiento o workover) se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción.

La reparación de un pozo es un proceso que se lleva a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo.

Las operaciones de reparación pueden incluir trabajos como la sustitución de tuberías de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona de más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento y abandono de una zona, entre otras.

Existen dos tipos de reparación de pozos las reparaciones menores y las mayores:

REPARACIÓN MAYOR.

Es la intervención al pozo que implique una modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección (alterando las condiciones originales del yacimiento). Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencionales o especiales, (tubería flexible, equipo de registros).

REPARACIÓN MENOR.

Es el conjunto de actividades de rehabilitación de pozos que están asociados con la corrección de problemas de aspecto mecánico y aquellos que no intervienen el yacimiento (no altera las condiciones originales del yacimiento).

TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (TR).

Tubería que constituye el medio con el cual se reviste el agujero que se va a perforando. El objetivo de las tuberías de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. Tal es el caso para mantener la estabilidad del agujero, prevenir contaminaciones, aislar los fluidos de las formaciones productoras, controlar las presiones durante la perforación y la vida

productiva del pozo. Con ello se asegura el éxito durante las etapas de perforación y terminación.

CLASIFICACIÓN DE LAS TR POR OBJETIVO.

SUPERFICIAL: Es la tubería que sirve para aislar los acuíferos sub-superficiales o someros, así como manifestaciones de gas somero.

INTERMEDIA: Es la tubería que aísla zonas inestables del agujero, zonas con pérdida de circulación de baja presión y zonas productoras.

DE EXPLOTACION: Es la tubería que aísla zonas de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, tener resistencia a la corrosión así como resistir las presiones que se manejarán en caso de fracturamiento, el bombeo neumático y la inyección de inhibidores de aceite y principalmente aquellas tuberías que entran en contacto con los fluidos del yacimiento.

TUBERIA CORTA (LINERS): Es una sarta de tubería que no se extiende a la cabeza del pozo. En cambio, se sostiene por otra sarta. La tubería corta se usa para reducir costos y mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería corta puede ser usada tanto en la sarta intermedia como en la de explotación. La tubería corta es cementada típicamente a lo largo de toda su longitud.

APAREJO DE PRODUCCION.

Medio por el cual se conducirán los hidrocarburos hasta la superficie que consiste en la tubería de producción y accesorios adicionales de control (camisa deslizable, empacador, etc.), con características especiales (Tipo de acero, Resistencia a la cedencia, Conexión) que permitan soportar los esfuerzos Axiales y Triaxiales, y cargas estáticas y dinámicas durante su introducción, producción y vida productiva del pozo.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TP).

Conjunto de tuberías que son instaladas a lo largo del pozo, se instalan dentro de la tubería de revestimiento (TR), sirven para conducir los fluidos producidos de un pozo a la superficie, o bien, los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento.

EMPACADOR.

El empacador es un accesorio empleado para aislar la tubería de revestimiento de los fluidos producidos o del yacimiento, permite sello hidráulico entre la TR y la TP y está

diseñado para soportar tantas cargas dinámicas y diferenciales de presión sobre el empacador, durante la vida productiva del pozo.

Funciones:

- I. Mejorar la eficiencia del flujo aportado por las formaciones aprovechando y prologando su etapa de fluyente.
- II. Eliminar la contrapresión ejercida por la columna hidrostática en el espacio anular.
- III. Proteger las TR's y cabezales de: Altas presiones, fluidos corrosivos que producen los hidrocarburos.
- IV. Aislar dos o más intervalos o explotarlos selectivamente.
- V. Evitar la invasión de arena sobre aparejos de cedazos.

Los empacadores se clasifican en dos tipos:

- I. **Permanentes:** Así se les identifica ya que una vez anclados en su profundidad, no se recuperan completos. Se emplean en pozos donde existen presiones diferenciales elevadas y grandes variaciones de carga en la TP, requiriéndose un máximo de seguridad del sello y larga duración.
- II. **Recuperable:** Así se los conoce a los empacadores que se introducen al pozo, se anclan dependiendo de un mecanismo y se recuperan con la tubería de producción. Los tipos principales que se operan son: De tensión, compresión y anclaje hidráulico o mecánico.

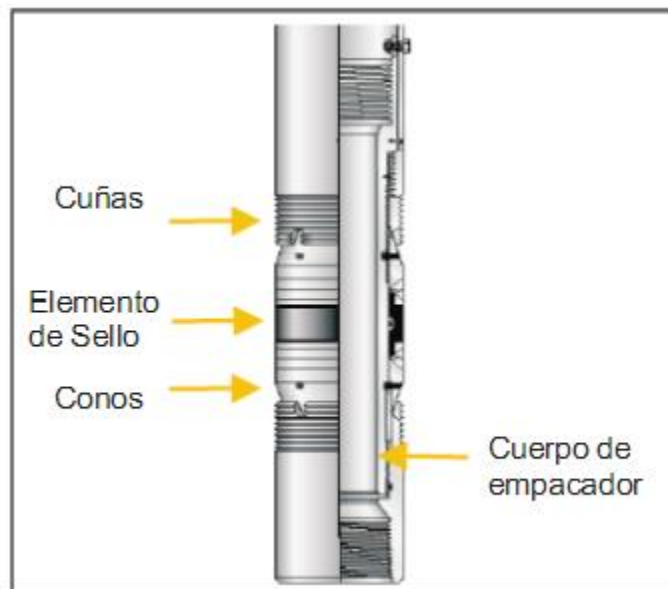


Figura 1.1 Elementos principales de un empacador permanente.

- a) *Elementos de sello*: su función es generar un sello entre el empacador y la tubería de revestimiento. Estos pueden ser fabricados de diferentes materiales los cuales pueden ser operados bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.
- b) *Cuñas*: Se incrustan en la tubería de revestimiento para fijar esta con el empacador y así evitar el movimiento de este, además permite la aplicación de peso y tensión para compartir el elemento de sello.
- c) *Codos*: Sirve como un expansor para forzar las cuñas hacia la tubería de revestimiento, también sirve como soporte a los elementos de sello.
- d) *Cuerpo del empacador*: Es una superficie pulida que está en la parte interior del empacador, la cual forma un sello con las unidades de sellos multi-v impidiendo el flujo entre el empacador y el aparejo de producción. Además esta parte del empacador mantiene unido todos los componentes de la herramienta.

HERRAMIENTA SOLTADORA.

Es un aditamento específico el cual tiene la característica de poder desconectarse del empacador previamente anclado en el momento que se requiera.

CAMISA DESLIZABLE.

Son accesorios de producción que forman parte de la terminación de fondo del pozo. Instaladas como parte integrante de la tubería de producción o entre el empacador, su finalidad es abrir o cerrar los orificios de circulación entre el espacio anular y el interior de la tubería de producción, para seleccionar zonas productoras o para regular la presión entre zonas. Este tipo de válvulas pueden diseñarse con niple de asiento o sin él.

- *Con niple de asiento*: Están maquinados para recibir accesorios con el equipo de línea acerada tales como: válvula de retención, separador de flujo y estrangulador lateral en caso de presentar dificultad para cerrar.
- *Sin niple de asiento*: Tiene el mismo diámetro interno que la tubería de producción por lo cual se puede colocar varias válvulas de este tipo en una misma sarta.

Las válvulas de circulación tipo camisa deslizable son de mayor empleo sobre las tipos mandril, ya que su diámetro es uniforme con el exterior del cople de la tubería de producción facilita su recuperación en caso de pesca. Además aún si se introduce invertida se puede operar.

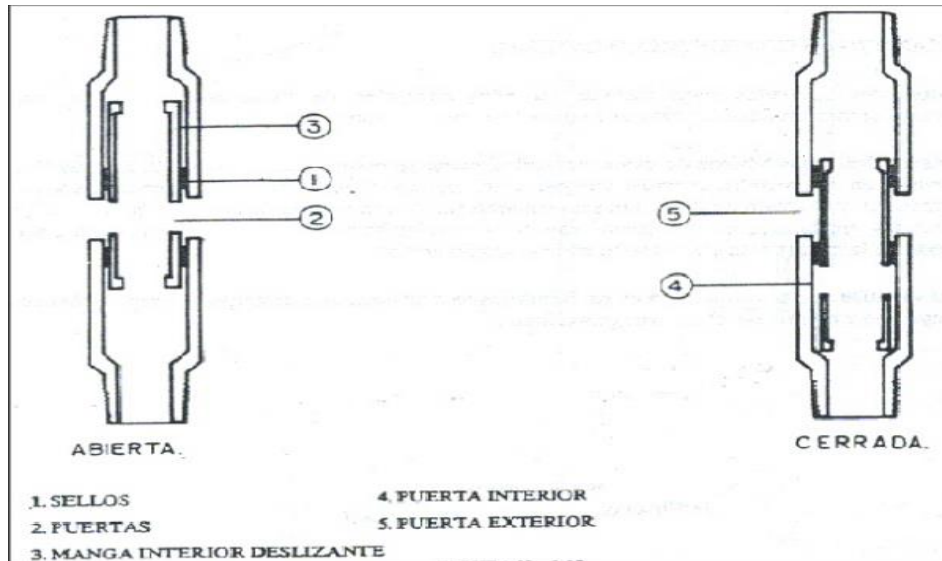


Figura 1.2 Camisa Deslizable

NIPLA DE ASIENTO.

Es un dispositivo tubular insertado en la tubería de producción que se coloca en el pozo a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar, asegurar y sellar dispositivos (válvulas de contrapresión, estranguladores de fondo y tapones ciegos) para controlar la producción en la tubería de producción. El niple de asiento tiene un contorno y un área pulida interior, que permiten empacar el mandril candado, de manera que selle. Este mandril permite asegurar al dispositivo de control de flujo que se desea utilizar.

En los aparejos de se colocan a uno o dos tramos arriba del empacador sencillo, arriba o entre los empacadores en aparejos dobles o sencillos selectivos. Se usan para aislar intervalos o para colocarle en su interior alguno de los dispositivos ya descritos.

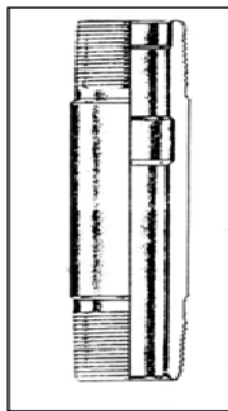


Figura 1.3 Niple de asiento tipo "R"

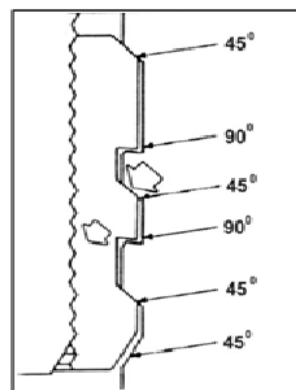


Figura 1.4 Perfil del camco tipo "N"

NIPLES SELECTIVOS.

Se llama así debido que varios de estos niples se colocan en el aparejo de producción. Utilizando un empacamiento apropiado entre los niples, se tiene la opción usar cualquiera de ellos para alojar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden utilizar para obturar el pozo y reparar las válvulas superficiales o aislar un intervalo productor.

VÁLVULAS TIPO MANDRIL.

Son tuberías con diseños especiales. En sus extremos poseen roscas para conectarse a la sarta de producción formando, de este modo, parte integrada de ella. Sirven de receptáculo para instalar la válvula de levantamiento o inyección a la profundidad que se necesite. Para cambiar la válvula, se debe sacar la tubería por su interior cuenta con un bolsillo o receptáculo donde se aloja un obturador que puede ser de varios tipos, operado con línea acerada para efectuar el cierre del mandril.

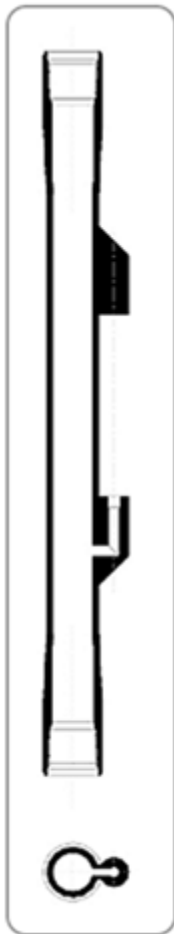


Figura 1.5 Mandril tipo
"CO"

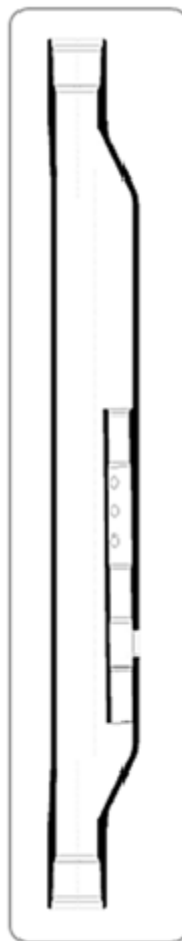


Figura 1.6 Mandril tipo
"M"

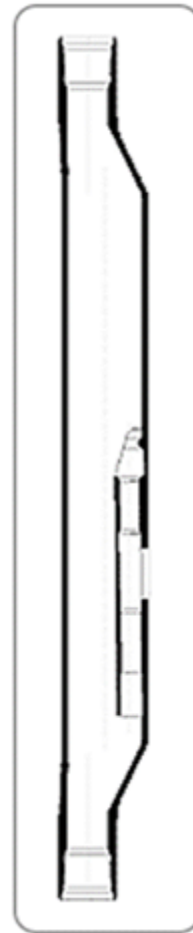


Figura 1.7 Mandril tipo
"K"

CABEZAL DE PRODUCCIÓN.

Es el equipo superficial compuesto, para mantener el control del pozo, incluye el equipo del árbol de producción, válvulas, colgadores y demás equipo asociado. Proporciona un soporte a las TR, además de un sello entre las mismas.

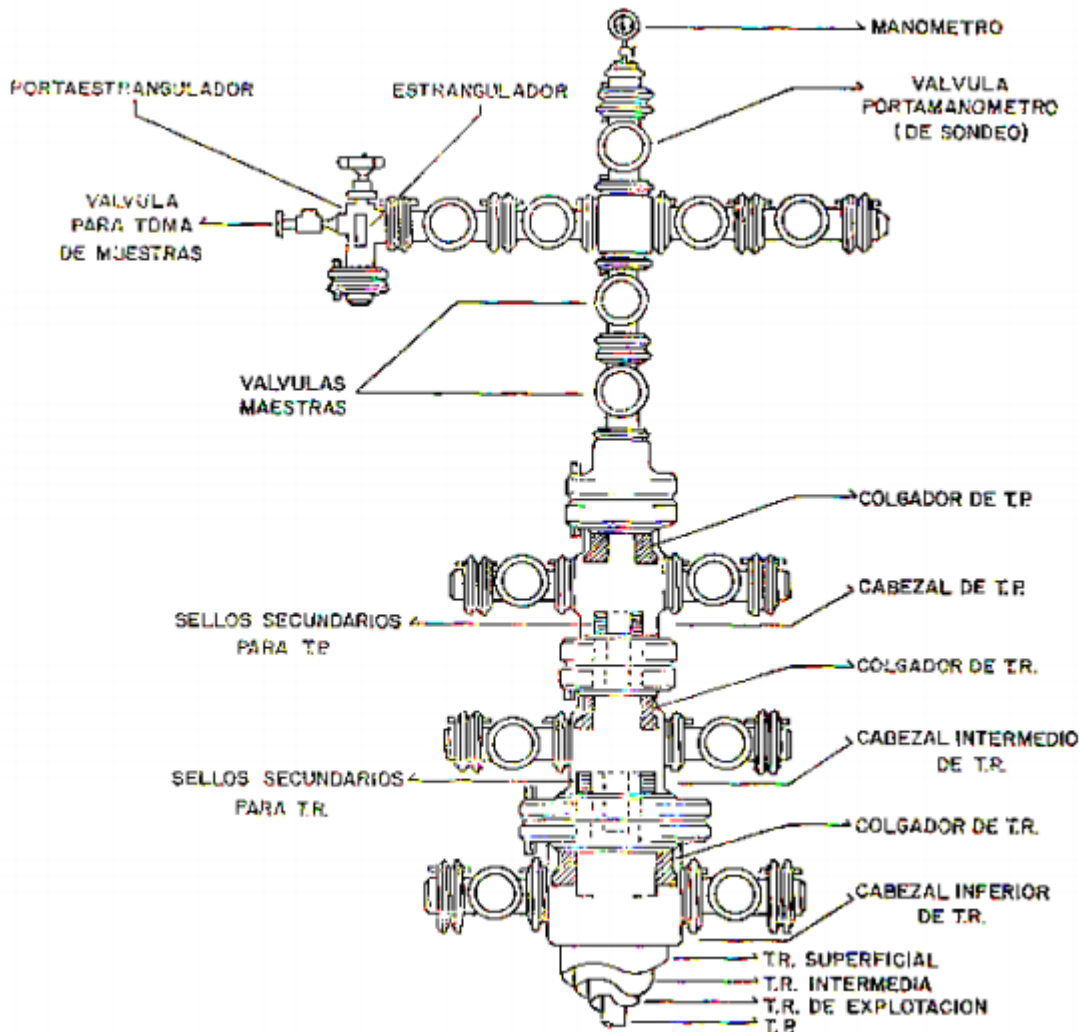


Figura 1.8 Cabezal de producción

El equipo instalado en la plataforma de un pozo de aceite es el siguiente:

CABEZALES DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

Son partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Está compuesto de una concavidad (nido) para

alojar el colgador de tubería de revestimiento; una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o un cabezal de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser una rosca hembra, una rosca macho o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello. El tamaño de un colgador se determina por el diámetro nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la TR que soportara.

CABEZAL DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Es una pieza tipo carrete o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última TR. Sirve para soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento. Está constituido por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

Se usa para proporcionar un sello entre la TP y el cabezal de la TP. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador. El peso de la tubería puede soportarse temporalmente con el colgador, pero el soporte permanente se proporciona roscando el extremo de la tubería con la brida adaptadora que se coloca en la parte superior del cabezal. Entonces el colgador actúa únicamente como sello.

ÁRBOL DE VÁLVULAS.

Es un conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios con el propósito de controlar la producción y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP es la brida o un bonete. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Generalmente son válvulas de compuerta o de tapón, bridas o roscables.

En el árbol de válvulas (navidad) también se encuentra la válvula maestra, una conexión en cruz, válvulas de control por las laterales, el porta-estrangulador, estrangulador, la válvula de contrapresión y la válvula de seguridad.

VÁLVULA MAESTRA.

Es aquella válvula que controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo. Debe ser del tipo de apertura máxima, con un claro (paso) igual o mayor al diámetro interior de la TP; para permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos de alta presión se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

VÁLVULA DE CONTRAPRESIÓN O DE RETENCIÓN.

Se encuentra instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar el medio árbol. Una vez se conecta este último con el cabezal de la TP, la válvula de contrapresión puede ser recuperada con un lubricador.

ESTRANGULADOR.

Los estranguladores (estranguladores positivos) son restricciones en una línea de flujo que provoca una caída de presión con el objetivo de controlar las condiciones de producción del pozo. Van instalados en el porta estrangulador del medio árbol de producción.

Razones para instalar un estrangulador en el pozo

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS

Los yacimientos de hidrocarburos, de acuerdo a diferentes consideraciones, la clasificación puede ser, además de otras, las siguientes

1.2.1 De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.

Se considera roca almacenadora aquella que permite el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en conjunto con la roca sello. Debe ser porosa, permeable y tener continuidad lateral y vertical.

ROCAS DETRÍTICAS, ARENAS Y ARENISCAS:

Las rocas detríticas o clásticas, son resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas preexistentes por la erosión, sedimentados o transportados a distancias variables por agentes diversos, cementados o no después de su depositación. El conjunto de las rocas detríticas, las arenas y las areniscas, se definen por la posición de sus granos en la escala de tamaños.

ROCAS CARBONATADAS-CALIZAS Y DOLOMIAS:

Las rocas carbonatadas, comprenden todas las rocas sedimentarias, constituidas en su mayor parte por minerales carbonatados, entre los cuales, los dos principales son la calcita y la dolomía.

1.2.2 De acuerdo al tipo de trampa.

Por el tipo de trampa en que se almacenan los hidrocarburos, 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 simétricos).

TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:

Son diversas y dependen exclusivamente del carácter sedimentológico de las formaciones que las constituyen, un cambio lateral de arena a lutita forma una trampa estratigráfica.

TRAMPAS MIXTAS:

Se refieren a las trampas en las que se conjugan aspectos estratigráficos y estructurales. En estas trampas se da casi cualquier combinación imaginable de estructura y estratigrafía.

1.2.3 De acuerdo con el tipo de fluido almacenado.

Tomando en cuenta las características de los fluidos producidos, se tienen yacimientos de aceite, aceite ligero (volátil), gas seco, gas húmedo y de gas y condensado.

YACIMIENTO DE ACEITE: Producen un líquido negro o verde negruzco, con una densidad relativa mayor de 0.800 y una relación gas-aceite menor de $200 m_g^3/m_o^3$.

YACIMIENTO DE ACEITE VOLÁTIL: Produce un líquido café oscuro, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.800 y con una relación de gas-aceite entre 200 y $1,500 m_g^3/m_o^3$.

YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO: Producen un líquido ligeramente café o pajizo, con una densidad relativa entre 0.740 y 0.780 y con relaciones de gas que varían de 1,500 a $12,000 m_g^3/m_o^3$.

YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO: Producen un líquido transparente, con una densidad relativa menor de 0.740 y con relaciones gas-aceite entre 10,000 y $20,000 m_g^3/m_o^3$.

YACIMIENTOS DE GAS SECO: Producen un líquido ligero; transparente (si es que lo hay) y con relaciones gas-aceite mayores de $20,000 m_g^3/m_o^3$.

2.2.4 De acuerdo con el empuje predominante.

El desplazamiento de los fluidos por la energía natural asociada al yacimiento varía con cada tipo de estos, por lo que a continuación se presentan estas diferentes fuentes de energía.

EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO: Los fluidos son movidos hacia los pozos productores, debido a la expansión de la roca y los fluidos, esta expansión es causada por la caída de presión en el yacimiento que permite una baja compresibilidad en el sistema.

EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL GAS DISUELTO LIBERADO: Por el abatimiento de presión que hay en el yacimiento, el gas disuelto en el aceite, es liberado al ir declinando la presión en el yacimiento.

EMPUJE POR EXPANSIÓN DEL CASQUETE DE GAS: La expansión del gas que se encuentra en el casquete originalmente o el casquete puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión.

EMPUJE HIDRÁULICO: Los hidrocarburos son desplazados por la invasión de agua.

EMPUJE POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL: La segregación gravitacional significa que se separan los fluidos contenidos en el yacimiento, lo que significa la distribución del gas, el aceite y el agua en el yacimiento debido a la densidad de cada uno de los fluidos.

EMPUJE COMBINADO: Cuando el yacimiento tiene algunas características de los empujes mencionados anteriormente, si existe algún empuje predominante se le pondrá al empuje el nombre del empuje que predomina, pero si existen dos empujes que predominan en la producción del hidrocarburo, entonces se le llamará empuje combinado.

1.2.5 De acuerdo a su diagrama de fases.

Considerando que en una adecuada clasificación de los yacimientos se deben tomar en cuenta las propiedades termodinámicas de la mezcla de hidrocarburos que estos contienen, se han utilizados diagramas de fase para hacer una clasificación de dichos yacimientos.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO).

La figura muestra una típica envolvente de fases de un yacimiento de aceite negro. La temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos, el punto crítico, generalmente está situado a la derecha de la cricondenbara y las curvas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de rocío.

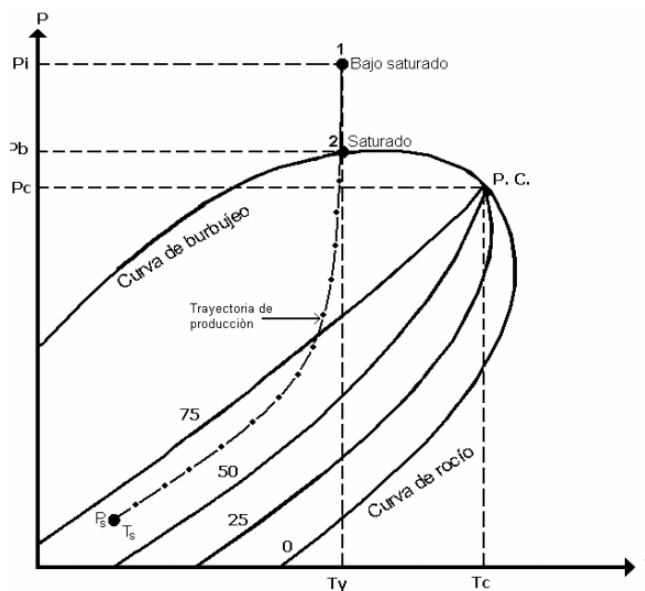


Figura 1.9 Yacimiento de aceite negro [29]

YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE ALTO ENCOGIMIENTO (VOLÁTIL)

En la figura, se muestra el diagrama de fase típico de los yacimientos conocidos como aceite volátil. En él se observa que la temperatura de la formación almacenadora, es menor, pero cercana a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene, su punto crítico se encuentra cerca de la cricondenbara y que las líneas de calidad están relativamente separadas de la línea de punto de rocío, lo que indica un alto contenido de componentes intermedios.

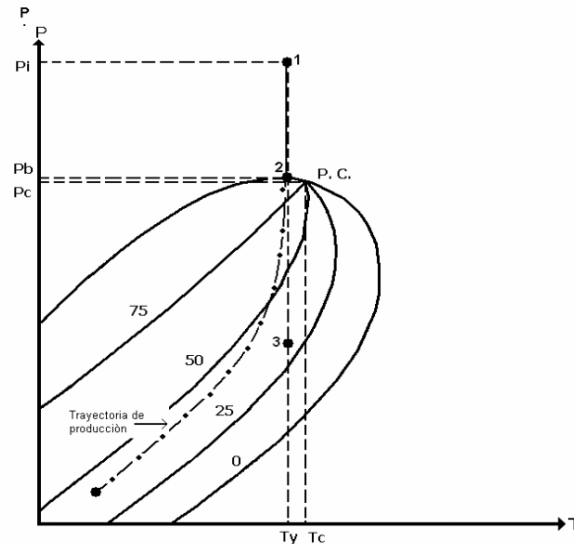


Figura 1.10 Yacimiento de aceite volátil [29]

YACIMIENTO DE GAS Y CONDESADO

La figura corresponde a la envolvente de fases de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado; caso que se presenta cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenbarma de la mezcla de hidrocarburos. El punto crítico generalmente cae a la izquierda de la cricondenbarma y las líneas de calidad se cargan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Los fluidos que penetran al pozo, en su camino hasta el tanque de almacenamiento, sufren una fuerte reducción, tanto en temperatura, como en presión y penetran rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con relaciones gas-aceite que varían, aproximadamente entre los $1,000$ y $10,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

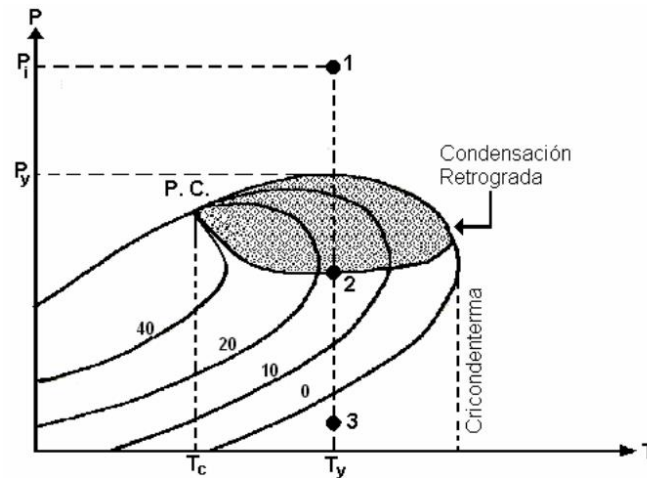


Figura 1.11 Yacimiento de gas y condensado ^[29]

YACIMIENTO DE GAS HÚMEDO

El diagrama de fases correspondiente a un yacimiento de gas húmedo se representa en la figura 1.12 en ella puede observarse que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentérmica de la mezcla, por tal razón nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, únicamente fase gaseosa. Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran en la región de dos fases, generando relaciones gas-aceite que varían entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 .

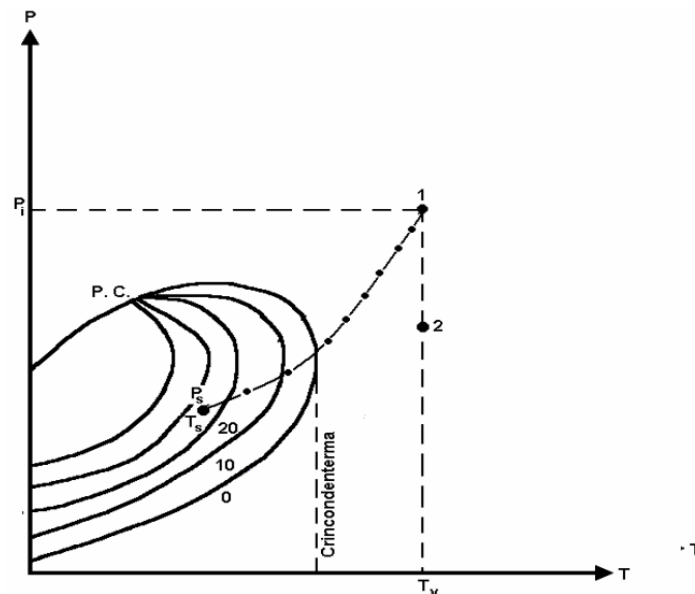


Figura 1.12 Yacimiento de gas húmedo ^[29]

YACIMIENTOS DE GAS SECO

Un último tipo de yacimiento, es el que se conoce como yacimiento de gas seco, cuyo diagrama de fase se representa en la figura. Del punto 1 al punto 2 se muestra la declinación en la presión del yacimiento a una temperatura constante, el punto de la presión y temperatura del separador, al punto 1, simula el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones del separador a medida que el fluido es producido.

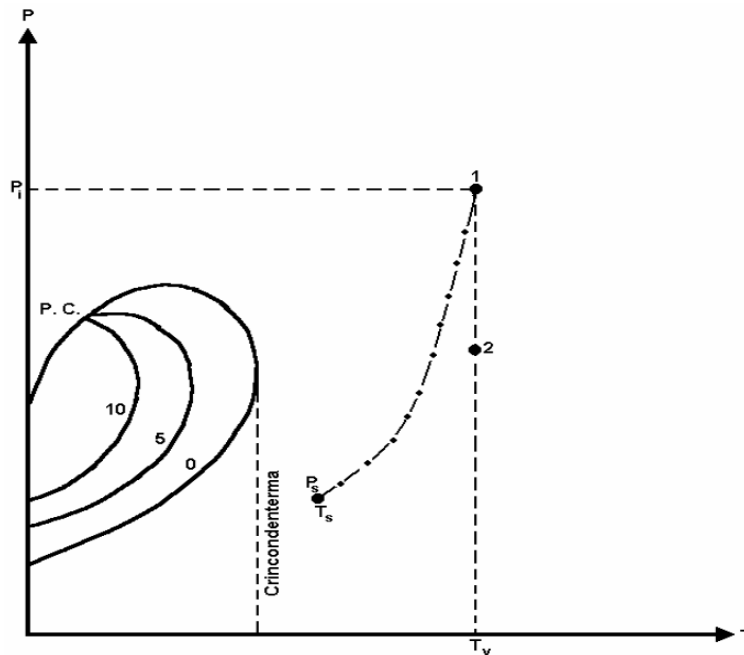


Figura 1.13 Yacimiento de gas seco [29]

1.3 PRODUCTIVIDAD DE POZOS

Sin duda una de las áreas más importantes dentro de la industria petrolera es el estudio de como optimizar al máximo la producción de los hidrocarburos, para ello se necesita gente especialista en el tema que pueda plantear soluciones mediante procesos analíticos que permitan extraer la mayor cantidad de hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie, teniendo en cuenta que el objetivo principal de la productividad de los pozos es recuperar el máximo porcentaje de hidrocarburos mediante la correcta selección de operaciones ya sean técnicamente como económicamente rentables.

Para esto la gente encargada de producir el pozo tiene que conocer los conceptos y las partes fundamentales del Sistema Integral de Producción (SIP), lo que es un Análisis nodal,

analizar el comportamiento del flujo que se tendrá y el régimen con que se comportará el fluido.

Las funciones principales del ingeniero de producción son aplicar las técnicas de análisis e interpretación de datos de producción en pozos para analizar su comportamiento y fundamentar las acciones que permitan mantenerlos en condiciones óptimas de producción, y así alargar al máximo su vida productiva, logrando la máxima recuperación del yacimiento en explotación en forma rentable.

En las operaciones de producción, el ingeniero debe tomar en cuenta lo que el yacimiento le aporta a los pozos productores, este factor es de suma importancia para la optimización del pozo, sistemas artificiales, selección de equipos superficiales y para la selección de los diferentes métodos de explotación del campo.

La productividad de un yacimiento se define como el gasto de aceite o gas que puede entregar a una presión de fondo, lo cual es el factor que afecta mayormente a la productividad de un pozo. La productividad de un yacimiento determina el tipo de terminación, además de los sistemas artificiales de producción a utilizar. Entre los factores de los que depende la productividad de los yacimientos se encuentran los siguientes:

- Presión del yacimiento.
- Espesor y permeabilidad de la zona de interés.
- Tipo de límites y distancia.
- Radio del pozo.
- Propiedades de los fluidos del yacimiento.
- Condiciones de la vecindad del pozo.
- Permeabilidades relativas del yacimiento.

La productividad de un yacimiento puede ser modelada matemáticamente con base en los regímenes de flujo, los cuales son: flujo transitorio, flujo en estado estacionario, y flujo en estado pseudo-estacionario. Una relación analítica entre la presión de fondo del pozo y el gasto de producción puede ser elaborada para un régimen de flujo dado, esta relación es llamada comportamiento de afluencia, o IPR (Inflow Performance Relationship).

Uno de los componentes más importantes de un sistema integral de producción es el yacimiento. En esta área de flujo la pérdida de energía se encuentra en un rango de 10 a 30 % del total (Beggs, 1991). En consecuencia, el flujo hacia el pozo depende de la caída de presión en el yacimiento hasta el fondo del pozo, es decir, la presión del yacimiento menos la presión de fondo fluyendo ($p_y - p_{wf}$). La relación entre el gasto y la caída de presión ocurrida en el medio poroso es muy compleja y depende de los parámetros tales

como propiedades de los fluidos, propiedades de las rocas, saturación de los fluidos contenidos en la roca, daño a la formación, turbulencia y mecanismos de empuje.

1.3.1 Sistema integral de producción (SIP)

Un Sistema Integral de Producción es el conjunto de elementos que transportan los fluidos del yacimiento hacia la superficie, los separa en aceite, gas y agua, enviándolos a las instalaciones de almacenamiento y comercialización.

Los componentes básicos de un sistema integral de producción son:

- Yacimiento
- Pozo
- Estrangulador
- Tubería de descarga
- Separadores y equipo de procesamiento
- Tanque de almacenamiento

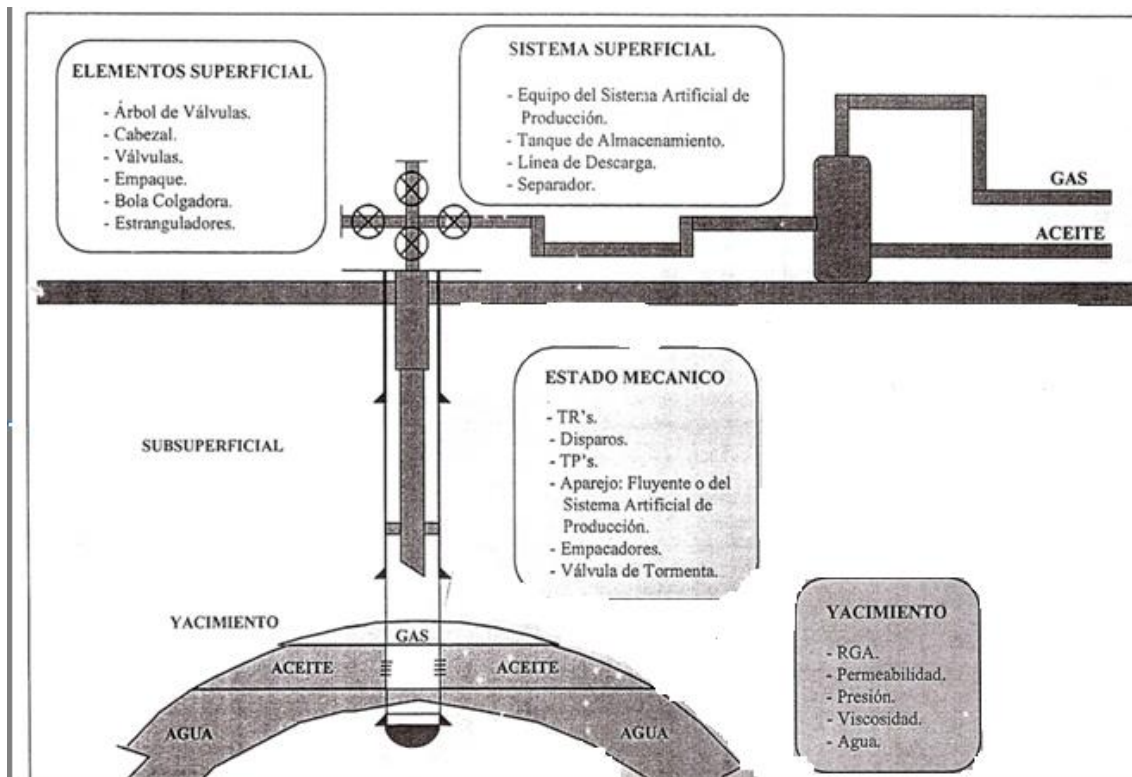


Figura. 1.14 Sistema Integral de Producción.

Para hacer producir un pozo petrolero, el ingeniero de producción debe comprender los principios físicos que rigen el flujo de fluidos (aceite, gas y agua) de la formación al pozo y su ascenso al árbol de válvulas y de este hasta el separador.

1.3.2. Comportamiento de afluencia.

El comportamiento de afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos. Es decir, el comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor. Es por eso que un buen entendimiento de los conceptos, interrelaciones y factores que determinan el comportamiento del flujo en el medio poroso, es primordial para usar apropiadamente los métodos o técnicas que se empleen para obtener el comportamiento presente y futuro de un yacimiento.

Para calcular la caída de presión (abatimiento) en un yacimiento, se requiere una expresión que muestre las pérdidas de energía o presión debido al esfuerzo viscoso o fuerzas de fricción como una función de la velocidad o gasto. Por tanto para poder establecer la ecuación de afluencia para un determinado pozo productor, será necesario aplicar y combinar las siguientes ecuaciones:

- a) Ecuación de conservación de la masa.
- b) Ecuación de movimiento.
- c) Ecuación de estado.

El uso de la Ley de Darcy se debe considerar siempre en la predicción de los gastos de flujo desde el yacimiento hasta la cara del pozo. **Evinger y Muskat (1943)** establecieron la siguiente ecuación, la cual puede ser aplicada para predecir cualquier condición de flujo:

$$q = \frac{Cte (k_a h)}{\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \int_{P_{wfs}}^{P_e} f(p) dp \dots\dots\dots(1.1)$$

Dónde:

Cte: Constante, la cual en unidades de campo es igual a 0.00708

$f(p)$: Alguna función de presión,	[Adimensional]
h : Espesor de la zona productora,	[pie]
k_a : Permeabilidad absoluta,	[mD]
p_e : Presión en la frontera exterior,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
p_{wfs} : Presión de flujo en la pared del pozo,	$\left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right]$
q : Gasto de aceite,	$\left[\frac{\text{bl}}{\text{día}} \right]$
r_e : Radio de drene,	[pie]
r_w : Radio del pozo,	[pie]

A continuación se muestran las diferentes geometrías de flujo presentes en un determinado pozo productor con sus respectivas ecuaciones de afluencia.

Flujo de fluidos de la formación al pozo.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos. Esta capacidad depende del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables tales como: presión, permeabilidad, saturación, daño, etc. También el flujo del yacimiento al pozo se relaciona con el gasto total del pozo, con la producción acumulada total de dicho pozo y del yacimiento para una cierta etapa de la historia de producción.

Los dos sistemas geométricos de mayor interés práctico son los flujos lineal y radial. En el flujo lineal, las líneas de flujo son paralelas y la sección transversal expuesta al flujo es constante. En el flujo radial las líneas de flujo son rectas y convergen en dos dimensiones a un centro común, la sección transversal expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro. Ocasionalmente, el flujo esférico es de interés y en éste las líneas de flujo son rectas y convergen en tres dimensiones hacia un centro común. Estas geometrías de flujo se muestran en la siguiente figura.

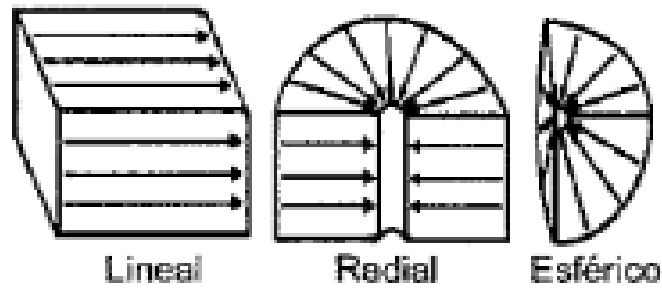


Figura. 1.15 Geometrías de Flujo de fluidos.

En los yacimientos de aceite, gas y agua no se encuentran ninguna de estas geometrías exactamente, pero para fines prácticos pueden esperarse las geometrías de flujo mostradas en la siguiente figura. Los sistemas de flujo en yacimientos también se clasifican en función del tiempo en estacionario o permanente, pseudoestacionario o semi-permanente y variable o no-estacionario, figura (1.16)

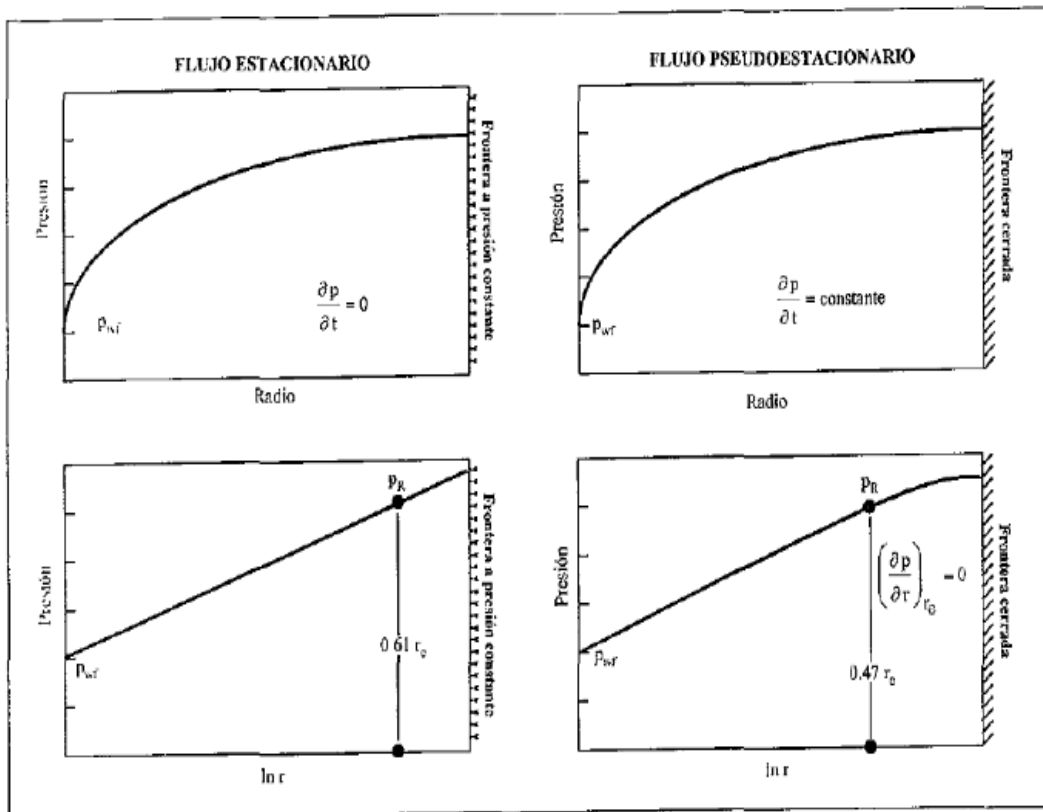


Figura.1.16 Distribución de la Presión bajo condiciones de flujo Estacionario y Pseudoestacionario.

Para el caso de flujo estacionario, considerando condiciones ideales de flujo, esto es, un pozo que penetra completamente un yacimiento homogéneo e isótropo de espesor constante y que produce un líquido ligeramente compresible en flujo radial y bajo condiciones laminares, la solución de la ecuación 2 está dada por:

$$q_o = \frac{7.08 \times 10^3 kh (p_R - P_{wf})}{\mu_o B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 \right]} \dots\dots\dots(1.3)$$

El daño se define como un factor que causa, en o alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación.

Van Everdingen definió el factor de daño:

$$(\Delta p)_s = \frac{141.2qB\mu}{kh} s \dots\dots\dots(1.4)$$

Sumando la ecuación 5 a la ecuación de aproximación logarítmica, desarrollando en unidades prácticas y simplificando se tienen la ecuación para calcular el factor de daño, expresándose de la siguiente manera:

$$s = 1.151 \left[\frac{P_i - P_{1HR}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots(1.5)$$

de los datos graficados de la prueba de presión, P_{1HR} es la presión sobre la línea recta semilogarítmica, una hora después del cierre y m es la pendiente de la recta semilogarítmica, determinada con la ecuación:

$$m = \frac{162.5q_o B_o \mu_o}{kh} \dots\dots\dots (1.6)$$

Hawkins encontró que:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} \dots\dots\dots (1.7)$$

Donde se encuentra que si $s > 0$, indica una reducción en la permeabilidad cercana al agujero (existe daño). Si $s = 0$, no hay daño. Si $s < 0$, indica un aumento de la permeabilidad (estimulación ácida o fracturamiento).

Índice de productividad y comportamiento de flujo.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra.

Índice de Productividad ($p_{wf} > p_b$)

La presión p_{wf} en el fondo del pozo es conocida generalmente como la presión de fondo fluyendo, la diferencia entre esta presión y la presión estática del yacimiento p_{ws} , es la caída de presión en el pozo, la cual puede expresarse como:

$$\Delta p = p_{ws} - p_{wf} \dots\dots\dots (1.8)$$

La relación entre el gasto de producción de un pozo y la caída de presión es conocida como índice de productividad:

$$J = \frac{q}{p_{ws} - p_{wf}} \dots\dots\dots (1.9)$$

Flujo en tuberías de producción.

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

- a) Diseñar las tuberías de producción y líneas de descarga.
- b) Diseñar aparejos de producción artificial (bombeo neumático, mecánico, eléctrico).
- c) Obtener la presión de fondo fluyendo.
- d) Calcular el efecto de los estranguladores sobre el gasto.
- e) Determinar la vida fluyente de los pozos.
- f) Corroborar los datos obtenidos para su ajuste.

Una vez que los fluidos del yacimiento alcanzan el fondo del pozo, estos deberán iniciar un recorrido a través de la tubería de producción, el flujo puede ser en una sola fase en la cual la tubería sólo transporta gas o líquido o en fase de flujo multifásico, en la cual al fluir dos fases simultáneamente, lo pueden hacer en diversas formas, cada una de estas formas

presentan una distribución relativa de una fase con respecto a la otra, constituyendo un patrón o tipo de flujo en las tuberías de producción las cuales se indican en la figura 1.17.

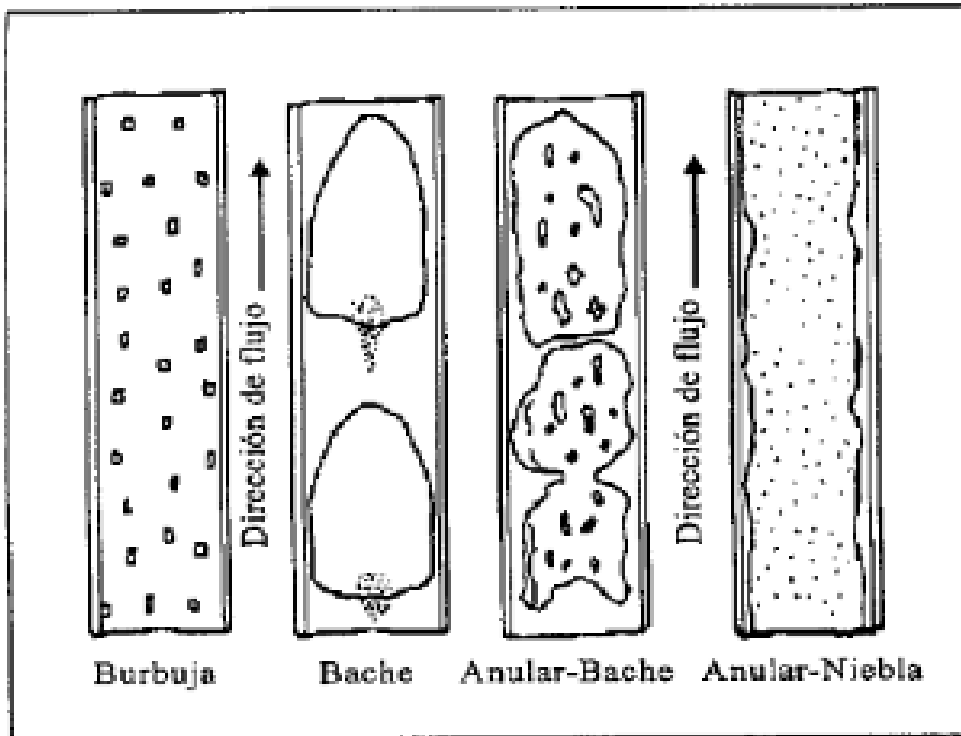


Figura 1.17 Configuraciones Geométricas en Flujo Vertical.

Independientemente de la forma en que se efectúe el transporte de los fluidos a través de tuberías, al igual que en el flujo dentro del yacimiento, se requiere de una cierta cantidad de energía para pasar de un lugar a otro y que es necesario cuantificar.

La ecuación general que gobierna el flujo de fluidos a través de una tubería, se tiene a partir de un balance macroscópico de la energía asociada a la unidad de masa de un fluido, que pasa a través de un elemento del sistema. De acuerdo con la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 = \Delta w_f + \Delta w_s = E_2 \dots\dots\dots (1.10)$$

Sustituyendo en la ecuación anterior la energía de expansión potencial y cinética, considerando despreciables las pérdidas de energía por trabajo externo y positiva la caída de presión en la dirección del flujo, se tiene:

$$\frac{\Delta p}{\Delta L} = \rho \frac{g\Delta h}{g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta v^2}{2g_c \Delta L} + \rho \frac{\Delta w_f}{\Delta L} \dots\dots\dots (1.11)$$

A la ecuación anterior se le acostumbra escribir de la siguiente forma:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_c + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \dots\dots\dots (1.12)$$

Donde:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \text{Gradiente de presión total.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_c = \text{Gradiente de presión de elevación.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} = \text{Gradiente de presión debido a la aceleración.}$$

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f = \text{Gradiente de presión debido a la fricción.}$$

En los experimentos que desarrolló Reynolds, relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, estableció los regímenes de flujo, laminar, turbulento y uno crítico entre los dos.

Osborne Reynolds estableció experimentalmente un parámetro para determinar el régimen de flujo en tuberías. A este parámetro se le conoce como número de Reynolds y esta representado por la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = \frac{dv\rho}{\mu} \dots\dots\dots (1.13)$$

Para cuestiones prácticas, el régimen de flujo está determinado por los siguientes rangos del número de Reynolds:

$$N_{Re} < 2000 \text{ Flujo Laminar.}$$

$$2000 < N_{Re} < 3100 \text{ Flujo Crítico.}$$

$$2000 < N_{Re} > 3100 \text{ Flujo Turbulento.}$$

Otros conceptos importantes en la determinación de las caídas de presión en el flujo de fluidos a través de tuberías son: la rugosidad y el factor de fricción.

La rugosidad de la tubería (ε), es una característica de su superficie, la cual está constituida por deformaciones, formando una superficie homogéneamente distribuida y depende del tipo de material que se emplee en su construcción y terminación.

El valor del factor de fricción (f) es una función de la rugosidad de la tubería (ε) y del número de Reynolds (N_{Re}), esto es:

$$f = f(\varepsilon, N_{Re})$$

Si el flujo es laminar, f depende exclusivamente del número de Reynolds y está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \dots\dots\dots (1.14)$$

para el flujo en la región crítica:

$$f = \frac{N_{Re} - 2300}{2300} \left[\frac{1.3521}{\left(2.3026 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715d} + \frac{2.514}{3100\sqrt{f}} \right) \right)^2} + 0.032 \dots\dots\dots (1.15)$$

en donde f se determina iterativamente, un valor inicial para f puede ser establecido por:

$$f = 0.0056 + 0.5N_{Re}^{-0.32} \dots\dots\dots (1.16)$$

En el caso de flujo completamente turbulento, f es independiente del número de Reynolds y varía únicamente con la rugosidad, y está dado por:

$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.715d} \right) \right]^{-2} \dots\dots\dots (1.17)$$

Cuando el flujo es vertical, las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas por lo que el gradiente de presión debido a la misma generalmente se desprecia, quedando la ecuación 1.12 de la forma siguiente:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L} \right)_f \dots\dots\dots (1.18)$$

El flujo de un pozo petrolero, desde la formación, a través de la tubería de producción y hasta el estrangulador de la línea de descarga, nunca es completamente estable. El gasto de producción, la RGA y la presión de fondo fluyendo varían continuamente. En tanto que sean reducidos los límites de estas fluctuaciones, el sistema de flujo puede considerarse como estable. Cualquier tendencia que indique un incremento en las variaciones, es indicación de inestabilidad y puede tener consecuencias como la muerte del pozo o lo que es más raro, el incremento excesivo de las variaciones de producción. La figura 2.4 muestra los gastos que limitan el flujo estable, si el pozo produce con un gasto menor generalmente estará operando con “cabeceo” o flujo inestable. Las condiciones para tener flujo estable deben ser tales que al regresar a la curva anterior la curva IPR, se obtenga un resultado semejante al de la figura 2.5.

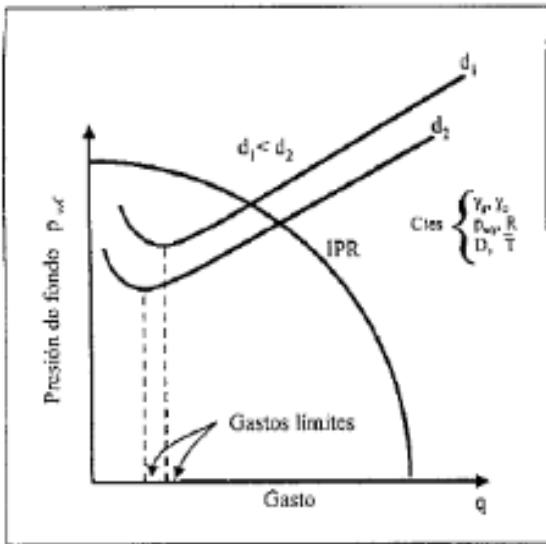


Figura 1.18 Curvas típicas de Gasto vs P_{wf} para diferentes diámetros de TP.

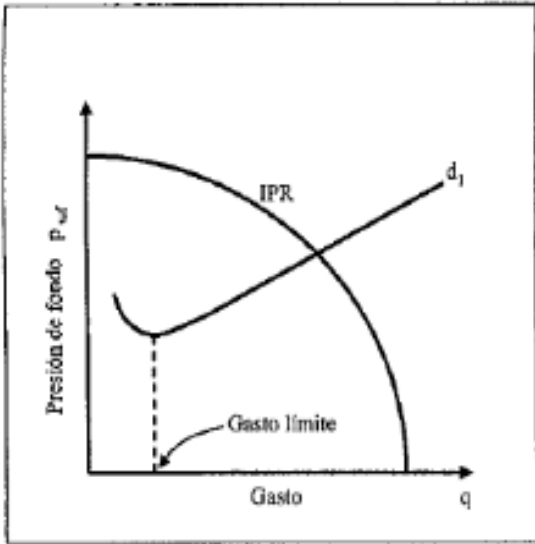


Figura 1.19 Grafico típico de condiciones de flujo estable.

La figura 1.20 muestra la condición en la cual la curva de flujo por la tubería de producción corta a la de IPR en dos puntos. En la posición 2 a la derecha del gasto límite el flujo será estable, mientras que el flujo en la posición 1 no ocurrirá/ a menos que se estrangule la cabeza del pozo, provocando flujo inestable o “cabeceo”. Reducciones al diámetro del estrangulador provocarán un desplazamiento hacia arriba de la curva del flujo por la tubería de producción hasta llegar al caso extremo mostrado en la figura 1.21, donde el pozo dejará de fluir.

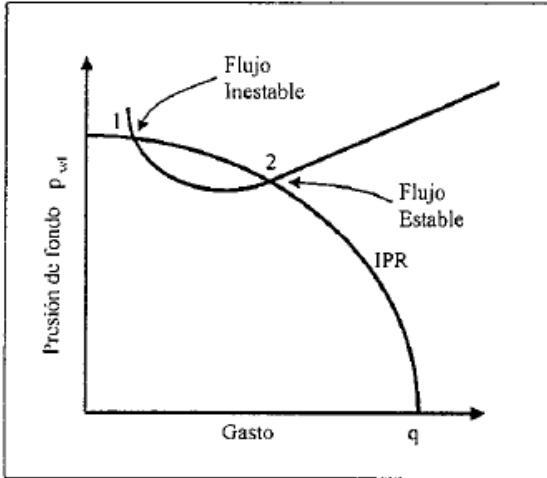


Figura 1.20 Pozo flujovente en la posición 2.

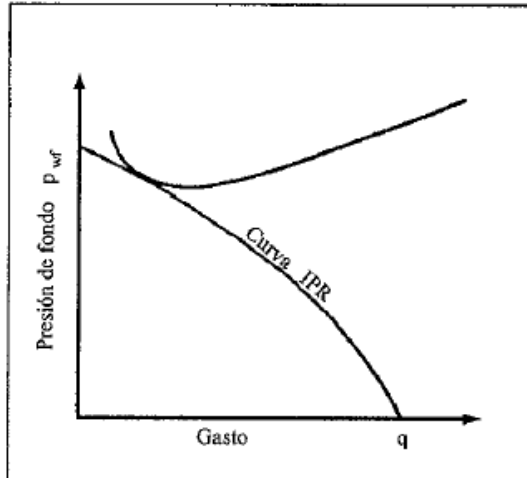


Figura 1.21 Curvas de Comportamiento de Flujo correspondiente a un Pozo "Muerto".

Flujo a través de estranguladores.

Los estranguladores, orificios o reductores, constituyen un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir el flujo y aplicar una contrapresión al pozo.

El control desde la cabeza del pozo con un estrangulador puede ser necesario por alguna de las siguientes razones:

- Mantener un gasto de producción adecuado.
- Mantener una contrapresión suficiente para prevenir la entrada de arena y en algunas ocasiones sirve para regular la depositación de parafina.
- Protección del equipo superficial.
- Prevenir la conificación de gas o de agua.
- Explotar el yacimiento a un gasto más eficiente.

Los principios sobre los cuales se soporta esta teoría son los que se deducen de la ecuación general de balance de energía:

$$\int_1^2 \left(V dp + \frac{g}{g_c} dh + \frac{1}{2} \frac{dv^2}{g_c} + dw_s \right) = 0 \dots\dots\dots(1.19)$$

Esta ecuación indica que para un fluido de una sola fase, que fluye normalmente entre cualesquiera de dos puntos bajo condiciones estacionarias, la suma de energía de expansión, energía potencial, energía cinética y energía debida al trabajo debe ser constante.

En la figura 1.22 se muestran las líneas de corriente de flujo del fluido que pasa a través de un estrangulador, por lo que los límites de integración de la ecuación (1.18) son: a la entrada (1) y a la salida (2) del fluido en el estrangulador.

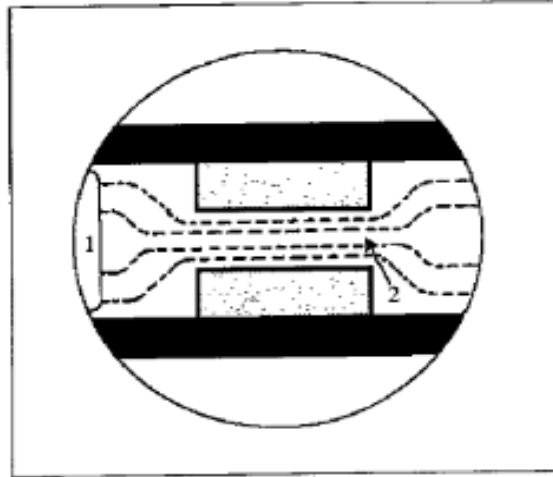


Figura 1.22 Límites de integración y Líneas de Flujo.

Como los estranguladores que se instalan a boca de pozo para controlar la producción, están basados en el principio de flujo crítico, esto es, cuando la presión corriente abajo (p_2) es aproximadamente menor que la mitad de la presión corriente arriba (p_1), la presión después del estrangulador no debe afectar a la presión en la cabeza del pozo y como consecuencia, su comportamiento.

Esto se puede lograr utilizando en número de Mach, que se define como la relación de la velocidad real del fluido (v_f) entre la velocidad de propagación de una onda acústica en el fluido (v_p).

$$M = \frac{v_f}{v_p} \dots\dots\dots(1.20)$$

En función de este número, se definen tres diferentes regímenes de flujo:

Para $M < 1$ el flujo es subsónico (o subcrítico),

Para $M = 1$ el flujo es sónico (o crítico),

Para $M > 1$ el flujo es supersónico (o supercrítico).

Cuando $M = 1$, el área de flujo multifásico a través de estranguladores son válidas únicamente para el flujo crítico. Si existe flujo sónico a través del estrangulador la

presión corriente arriba es independiente de la presión que prevalezca en el sistema de recolección (línea de descarga, separadores, bombeo y tanques de almacenamiento). El control de la producción se logrará cuando las variaciones de presión en el sistema de recolección no se reflejen en la formación productora, provocando variaciones en la producción. Esta situación prevalecerá usando un estrangulador que permita obtener la producción deseada bajo condiciones de flujo sónico.

El flujo crítico de gas ocurre aproximadamente a las mismas condiciones donde la relación de la presión corriente abajo y la presión corriente arriba es $\cong 0.528$. El flujo sónico para gases es diferente que para los líquidos. Se ha determinado que para una mezcla de gas y líquido la velocidad sónica es menor que para una sola fase.

En la figura 1.23 se observa la influencia del diámetro del estrangulador en el gasto de flujo en un pozo fluyente. La presión en la cabeza del pozo, primero se incrementa conforme se reduce el diámetro del estrangulador, ocasionando pequeños gastos de flujo; pero a medida que disminuye se tiene menos resistencia al flujo por lo que el gasto aumenta.

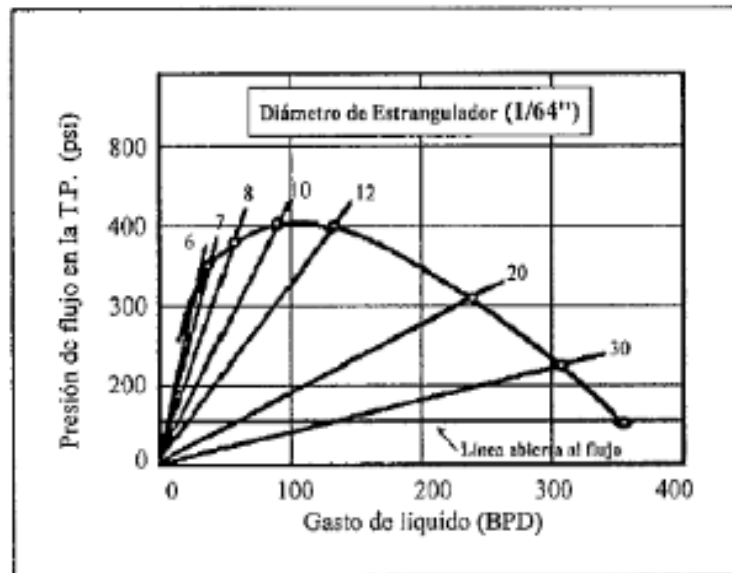


Figura 1.23 Efecto del diámetro sobre el gasto del líquido.

El estrangulador se instala en el cabezal del pozo, en un múltiple de distribución o en el fondo de la tubería de producción. De acuerdo con el diseño de cada fabricante, los estranguladores presentan ciertas características, cuya descripción se proporciona en diversos manuales; se pueden clasificar en estranguladores superficiales y estranguladores de fondo.

CAPÍTULO 2

FACTORES QUE CAUSAN PROBLEMAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD EN LOS POZOS PETROLEROS.

La productividad de un pozo petrolero se puede ver afectada por diversos factores que pueden dividirse en tres problemas principales: problemas de índole mecánico, problemas de índole físico-químicos y problemas de comunicación entre el pozo y el yacimiento.

2.1. IMPUTABLES AL POZO.

2.1.1 Conexiones sub-superficiales de control.

Las conexiones sub-superficiales hacen referencia al Aparejo de producción, los sistemas artificiales de producción, Accesorios y empacadores, por tal motivo es muy importante saber que problemas se pueden presentar en cada una de estas conexiones y así poder darles un buen mantenimiento o repararlas sin tener grandes pérdidas de producción de hidrocarburos.

Aparejo de Producción.

Empecemos diciendo que un aparejo de producción es el medio por el cual se transportan los hidrocarburos hasta la superficie y consiste en la tubería de producción y accesorios adicionales de control, estos deben soportar los esfuerzos Axiales y Triaxiales, y cargas estáticas y dinámicas durante su introducción, producción y vida productiva del pozo.

Con la explotación las condiciones del pozo cambian por lo que existen diferentes tipos de aparejo diseñados de acuerdo a las condiciones del momento, y pueden ser clasificados en: Aparejos para pozos fluyentes o Aparejos que requieren sistemas artificiales como son los de bombeo neumático, mecánico, centrífugo, Bombeo de cavidades progresivas, levantamiento por gas (gas lift) o de efecto jet.

Cabe mencionar que el análisis para las reparaciones de conexiones sub-superficiales entra en lo que son las reparaciones menores, las cuales se explicaran a detalle en un capítulo próximo.

Entre las principales situaciones donde es necesario reemplazar alguno de los componentes del aparejo de producción, están:

- Fallas del empacador por exceso de esfuerzos de tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.
- Camiza deslizante que no puede ser abierta o cerrada por la erosión causada por la arena de formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por la erosión causada por arena deformación.
- Recuperación de un pescado que no pudo ser previamente recuperado mediante trabajos con línea de acero.
- Instalación de mandriles para Bombeo Neumático, no instalados en la terminación original.

Sistemas Artificiales de Producción.

Cuando un yacimiento después de su vida productiva no tiene o no puede mantener una energía de empuje suficiente como para producir a una tasa económicamente justificable, se requiere la ayuda de los sistemas artificiales, lo que conlleva a una RME, en general se puede decir que los SAP son equipos adicionales a la infraestructura del pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento, desde una profundidad determinada. Para la selección de los SAP se necesitan tomar en cuenta diferentes factores como: características de producción (IPR, gasto, porcentaje de agua, RGA); propiedades de los fluidos (viscosidad, densidad, factor de volumen de aceite, etc.); características del pozo (Profundidad, diámetros de las tuberías, tipo de terminación, desviación); tipo y calidad de energía (electricidad, diesel, gas natural, propano); localización (costa afuera, aislada, conjunto de pozos); instalaciones en la superficie (líneas de flujo, cabezales de distribución, presión de separación); problemas operacionales (arenas, parafinas, carbonatos, corrosión, emulsiones, temperatura de fondo).

Debido a todo el proceso para la selección de un SAP, a su vez una vez instalado es muy importante dar el correcto mantenimiento a cada una de las partes de este, pues por

alguna falla en los sistemas artificiales puede volver a declinar la producción que se ha estimado producirá con esta una nueva reparación, algunos ejemplos de los problemas que podemos encontrar en un SAP se encuentran la mayor de las veces en el tipo de bombas que utiliza cada uno de estos sistemas;

Para bombas mecánicas con varillas de succión (bombas de vástago): reparación o sustitución de la bomba en el extremo de la sarta de las varillas de succión, ya que puede existir daño debido al desgaste, presencia de arena o bloqueo por presión ^[1].

Para bombas hidráulicas: recuperar la bomba a través de la tubería de producción para su reparación o sustitución. En algunos casos, se debe limpiar primero la tubería de producción, pues la acumulación de incrustaciones o parafinas puede obstaculizar el paso de la bomba y esto complicaría el proceso de reparación, y por su puesto provocaría una baja productividad del pozo.

Para bombas de cavidades progresivas: este tipo de reparación también incluye el recuperar y reparar el aparejo de producción además de utilizar varillas de succión para realizar la extracción de fluido.

Para levantamiento por gas, se recupera, repara o sustituyen las válvulas de levantamiento por gas que hayan perdido su funcionalidad ya que al perderse su precarga interna porque las piezas elásticas fuelles han perdido su flexibilidad).

Los principales accesorios de los diferentes tipos de SAP'S se muestran esquemáticamente en las siguientes figuras.

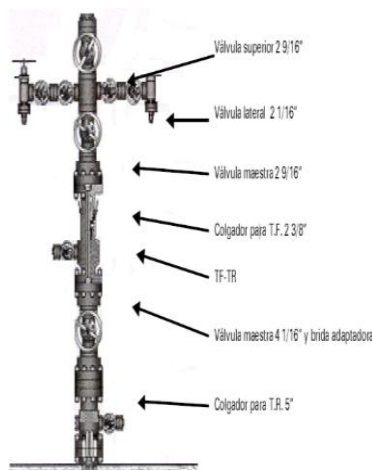


Figura 2.1- Conexiones superficiales para Bombeo Neumático ^[33]

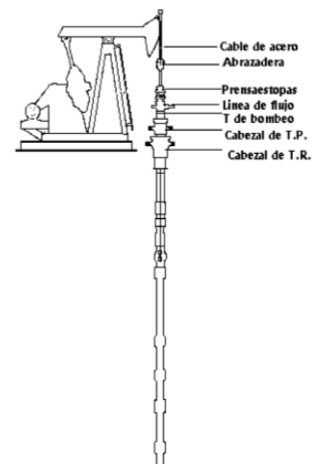


Figura 2.2- Conexiones superficiales de un sistema de Cavidad Progresiva (Rotatorio) ^[33]

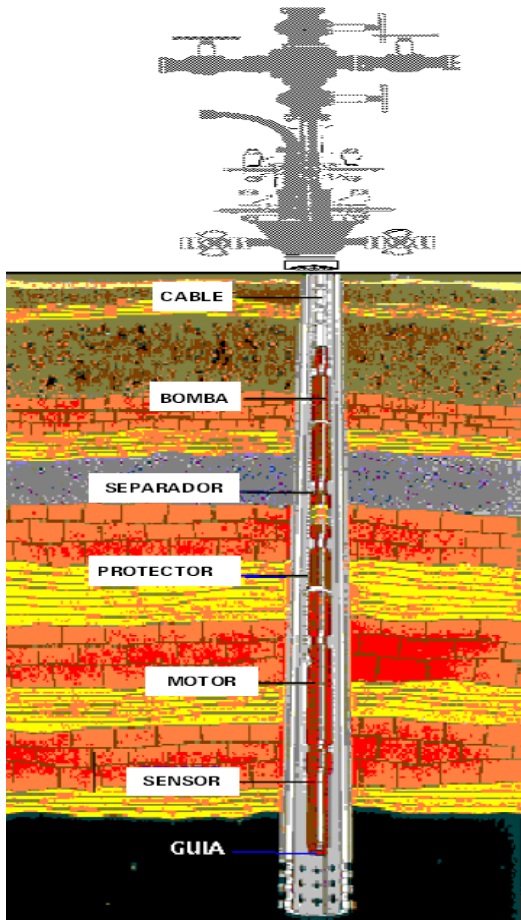


Figura 2.3- Conexiones superficiales de un sistema de bombeo Electrocentrifugo sumergible ^[33]

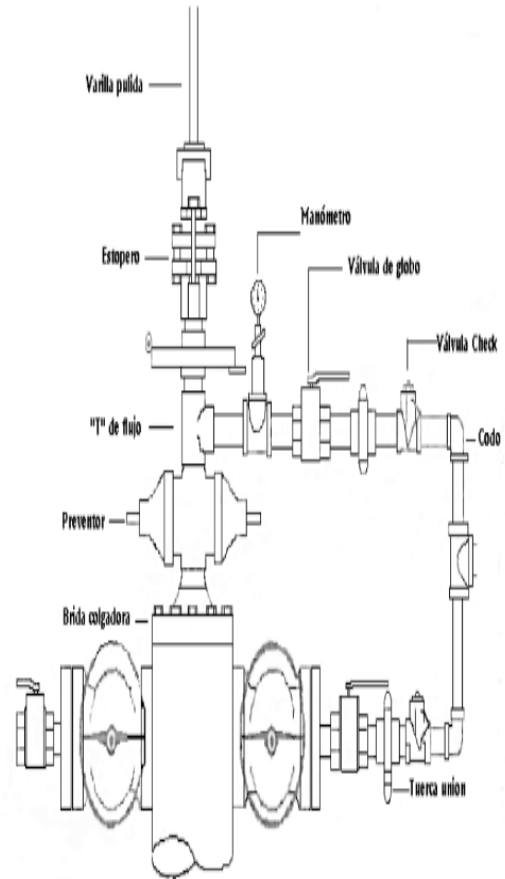


Figura 2.4- Conexiones superficiales de un sistema de Cavity Progressive ^[33]

Accesorios.

Dentro del equipo de control subsuperficial podemos mencionar principalmente:

Las válvulas de seguridad con las cuales se obstruye la tubería de producción en algún punto abajo del cabezal cuando los controles superficiales han sido dañados o requieren ser completamente removidos.

Reguladores y estranguladores de fondo los cuales reducen la presión fluyente en la cabeza del pozo y previene el congelamiento de las líneas y controles superficiales.

Válvulas Check que previenen el contraflujo en los pozos de inyección. Estos instrumentos pueden ser instalados o removidos mediante operaciones con cable. Ya que estos

accesorios son susceptibles al daño, debe pensarse en una buena limpieza antes de instalar un dispositivo de control superficial.

Empacadores de Producción.

El empacador de producción es un mecanismo diseñado para proveer un área de sello entre la TR y la TP. El empacador está también equipado con un sistema de cuñas que asegura que está firmemente anclado a la TR.

Dependiendo del pozo, los empacadores son usados:

- Para proveer una barrera sellante de seguridad al fondo de la tubería de producción tan cerca como sea posible de la zona de producción.
- Para facilitar la reparación de las TP's de producción dañadas sin exponer la zona productora a fluidos dañinos.
- Para proveer un punto de anclaje de la tubería minimizando su movimiento.
- Para asistir en las operaciones de matar al pozo otorgando una barrera de seguridad cerca del yacimiento.
- Para mejorar las condiciones del flujo vertical y prevenir los flujos erráticos.
- Para separar zonas de producción en el mismo agujero.
- Para tapar perforaciones, y adecuarlas perfectamente a cementaciones forzadas, mediante tapones puente.
- Para instalar una bomba en la tubería.
- Para minimizar las pérdidas por calor por el uso de un espacio anular vacío.
- Para asegurar la presión de integridad en la boca del liner.
- Para aislar fugas en la TR.
- Para facilitar las operaciones temporales de servicio al pozo.

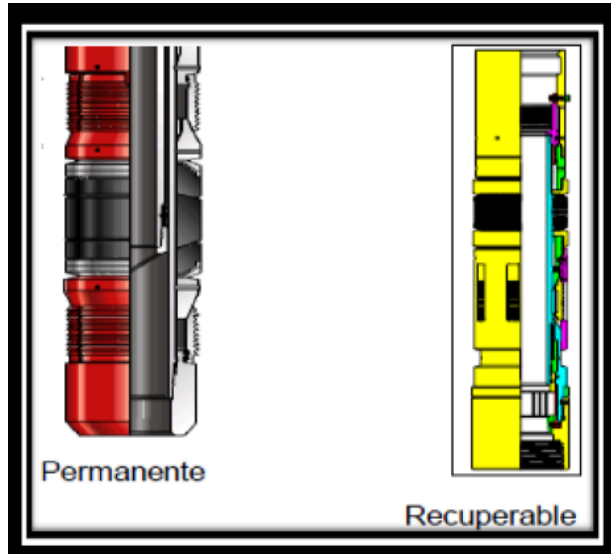


Figura 2.5- Empacadores, permanente y recuperable.

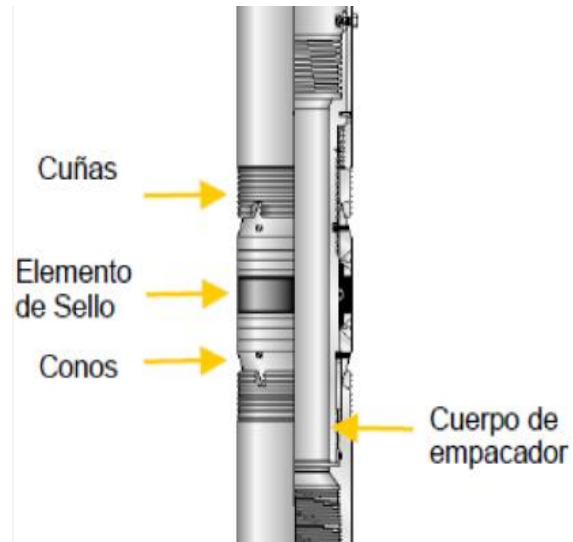


Figura 2.6- Elementos principales del empacador.

2.1.2. Conexiones superficiales de control.

Corrosión.

La corrosión es definida como el deterioro de un material metálico a consecuencia de un ataque químico por su entorno. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción química (oxidación) la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, la salinidad del fluido en contacto con el metal y las propiedades de los metales en cuestión ^[3].

La oxidación es una reacción química en la que un metal o un no metal ceden electrones. Estas dos reacciones siempre se dan juntas, es decir, cuando una sustancia se oxida, siempre es por la acción de otra que se reduce. Una cede electrones y la otra los acepta.

El fenómeno de la corrosión consiste básicamente en dos procesos de transferencia de electrones en lugares físicamente diferentes de la estructura metálica (procesos anódicos y catódicos).

Cuando se presenta en la Tubería de Producción es necesario efectuar una RME.

El proceso de corrosión implica:

- a. Generación y transferencia del catión metálico a la solución.
- b. Transferencia del oxígeno al cátodo metálico.
- c. Transferencia electrónica del metal al oxígeno.
- d. Paso de los electrones del ánodo al cátodo (electro neutralidad metálica).
- e. Difusión de los iones Fe_{2+} y OH^- en el electrolito (electro neutralidad iónica).

Cuando el oxígeno se combina con un metal, puede formar o bien óxidos básicos o peróxidos, estos óxidos se caracterizan por ser de tipo ácido.

En los pozos petroleros además de corrosión por presencia de H_2O , se presenta corrosión por presencia de:

- a).- Por H_2S .- Sulfite stress corrosion cracking (SSCC) (Ácido Sulfhídrico).
- b).- Por CO_2 .- Chloride stress corrosion cracking (SCC) (Dióxido de Carbono).

Parámetros que se deben considerar en el diseño para evitar desgaste por corrosión de la tubería:

- Presión parcial del H_2S y CO_2
- Efecto de la temperatura sobre la resistencia del acero
- Velocidad de Erosión
- PH
- Salinidad del agua

Presión parcial: Se define como el producto de la presión en un punto determinado de la tubería de producción por el % mol de fluido corrosivo (H_2S / CO_2).

Presión parcial por H_2S :

El fenómeno de corrosión (SSCC) se conoce como corrosión amarga y se acentúa ,con el incremento del esfuerzo a la tensión de la tubería y con la presencia de agua, el H_2S reacciona por medio de los átomos de H^+ , los cuales se introducen en el acero, incrementando de presión en los espacios intergranulares, generando fisuras.

$$PPH_2S = \frac{(\% mol - o - PPM)H_2S * Ptpi (psi) \dots \dots \dots (2.1)}{C}$$

Donde:

P_{tpi} = Presión en un punto determinado (i).

C = 100 en % mol.

C = 10,000 en ppm.

Si ppH₂S < 0.05 psi No hay corrosión.

Presión parcial por CO₂:

El fenómeno de corrosión por CO₂ se conoce como corrosión dulce y ocurre cuando el agua de formación tiene contacto con el acero, por lo cual se torna crítico en pozos con alto corte de agua.

$$PPCO_2 = \frac{(\%mol - o - PPM)CO_2 * Ptpi}{B} (psi) \dots\dots\dots(2.2)$$

P_{tpi} = Presión en un punto determinado (i)

B = 100 en % mol

B = 10,000 en PPM

Si ppCO₂:

0- 7 psi, No hay corrosión

7- 30 psi, Posible corrosión

>30 psi, Corrosión

	Presiones Parciales	Corrosión esperada	Acero recomendado
CO ₂	Mayores o iguales a 30 psi	Alta	TRC -95
	Entre 3 a 30 psi	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 3 psi	No se presenta	Cualquier grado
H ₂ S	Mayores a 1.5 psi	Alta	TRC -95
	Entre 0.05 a 1.5 psi	Media	TRC - 95, L - 80
	Menores a 0.05 psi	No se presenta	Cualquier grado

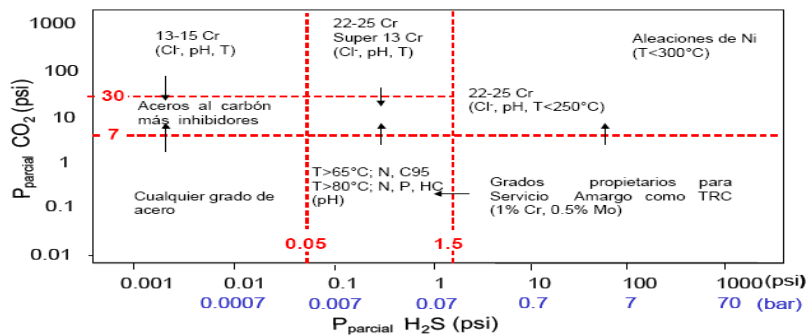
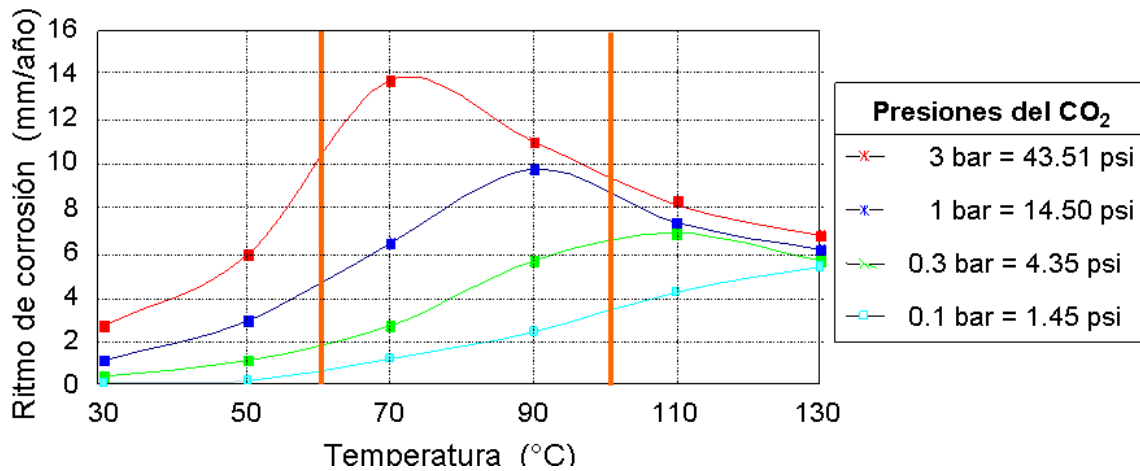


Figura 2.7-Acero recomendado según la presión parcial de H₂S y CO₂.

Efecto de la Temperatura.

El otro fenómeno causado por la temperatura es el efecto de corrosión. La norma NACE indica que el H_2S incrementa su ataque al acero a temperaturas cercanas a $65\text{ }^\circ\text{C}$. A temperaturas mayores, el efecto es menor debido a que disminuye la solubilidad del ácido sulfhídrico en el agua y con esto la velocidad de reacción generada por el hidrógeno. Sin embargo, experiencias en pozos petroleros han indicado que la corrosión por sulfhídrico ocurre hasta a los $100\text{ }^\circ\text{C}$.

El fenómeno por corrosión debido al dióxido de carbono tiene un comportamiento similar al del sulfhídrico con relación a la temperatura. El máximo ritmo de corrosión se presenta a temperaturas entre 70 y $80\text{ }^\circ\text{C}$. Este comportamiento se ilustra en la gráfica 2.1. Es importante considerar estos efectos para hacer una selección adecuada de la tubería de producción a un costo mínimo, pues cuando el ambiente corrosivo no es muy severo, puede ser conveniente colocar tubería especial para corrosión únicamente a partir de la profundidad donde se alcancen los $100\text{ }^\circ\text{C}$ a la superficie ^[4].



Gráfica 2.1- Rango de acción de la corrosión

Velocidad de erosión.

La velocidad de los fluidos de producción es otro factor de pérdida de material o corrosión, presentándose con mayor frecuencia en las conexiones, su velocidad se calcula con la siguiente ecuación.

$$Ver = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \left(\frac{pie}{seg} \right) \dots\dots\dots (2.3)$$

En donde:

C = Constante

Servicio continuo, C = 1

Servicio intermitente, C = 125

Controlado por anticorrosivo continuo, C = 150 - 200

Controlado por anticorrosivo Intermitente, C > 250

Ver = Velocidad de erosión, $\left(\frac{pie}{seg} \right)$

ρ_m = Densidad de la mezcla $\left(\frac{lbm}{pie^3} \right)$.

$$ef = \frac{vf}{Ver} * 100 \dots\dots\dots (2.4)$$

ef= Eficiencia.

Vf= Velocidad del fluido $\left(\frac{pie}{seg} \right)$

Se recomienda que $ef < 90\%$ para evitar desgaste por erosión.

Condiciones para que exista corrosión:

- Presencia de componentes amargos (H₂S, CO₂).
- Agua (ph<5) y gas libre.
- Velocidad fluido mayor a la velocidad de erosión.
- Presión y temperatura.

Riesgos para incrementar la corrosión por:

- Incremento de la Presión parcial de H₂S, CO₂.
- Incremento de la dureza del material (RC > 22).

- Incremento en el tiempo de exposición.
- Incremento en el esfuerzo de tensión.
- Disminución en el pH del agua.
- Disminución en la temperatura (<100°C).

Fugas.

El problema de las fugas en la industria petrolera es complejo, cuando existe en alguna de las tuberías o en cualquier parte de las instalaciones, se pueden sufrir pérdidas importantes de hidrocarburos, de fluidos de terminación o perforación, o lo más importante pueden ocurrir graves accidentes ^[4].

Las fugas en la tubería de revestimiento tienen muchas causas. Entre ellas está la ruptura y el colapso por exceso de presión, fugas en roscas, agujeros por corrosión, fugas por erosión y perforaciones. El tipo de fuga y su gravedad dictara el método de reparación. En primer lugar, la ubicación exacta de los daños deberá ser determinada.

La cementación forzada es probablemente el método más común para el sellado de fugas en la tubería de revestimiento. El cemento es bombeado a través de la fuga, la reparación esta a prueba. A veces es necesario llevar a cabo trabajos de cementación y dejar salir algo de cemento en la tubería de revestimiento hasta que la presión baje. En estos casos, el tapón de cemento es perforado, antes de la reparación es probado ^[2].

Una tubería corta se puede poner para eliminar una sección de fugas de la tubería de revestimiento. Se puede ajustar hasta el fondo del agujero y colgarla en la tubería de revestimiento por encima de la fuga (igual que en un agujero abierto). A la tubería corta colgada se le puede incorporar un empacador para sellar la parte superior, entre la tubería de revestimiento y la tubería corta, mientras que en otros métodos tales como la cementación forzada, dependen totalmente del cemento. La tubería corta reduce el diámetro interior de la tubería de revestimiento, limitando las operaciones y el equipo. Este factor puede descartar el uso de tubería corta en muchos casos.

Si la fuga en el pozo es alta y no es practico o económico poner una tubería corta hasta el fondo del pozo, una “costra” de tubería corta puede ser puesta a través de una breve sección de la tubería de revestimiento, que incluya la fuga. En este método la tubería corta es puesta en las cuñas y colgada con el empacador. En este ensamble se empaca la parte superior e inferior de la sección de la tubería de revestimiento y se aísla la fuga.

También existen otras alternativas como “parches” Pat Flech, que se colocan en la tubería de revestimiento, sin embargo estos parches reducen el diámetro de la TR.

Daños y Fallas en la Tubería de Revestimiento.

La tubería de revestimiento es la defensa principal contra la migración de fluidos no deseada de una zona a otra. La tubería de revestimiento protege a la formación de presiones desde el pozo y al pozo de la presión de formación. Esto permite que se pueda perforar a mayor profundidad con pesos más altos de lodo de perforación. Proporciona apoyo a las paredes del pozo y previene la contaminación proveniente de otras zonas. La tubería de revestimiento también sirve como una barrera para proteger las zonas de formaciones acuíferas. La presión entre tubería de revestimiento y sartas es una indicación de una falla y su causa debe ser determinada.

El deterioro de la tubería de revestimiento es algo muy serio. Una temperatura en la tubería de revestimiento por sobre los 250 °F (121°C) empezará a afectar el rendimiento de esa tubería de revestimiento en un 10%. Un factor de seguridad en el acero vs temperatura debe ser utilizado durante el diseño de la tubería de revestimiento. En algunos pozos las tuberías de revestimiento están expuestas a fluidos corrosivos de la formación. Daños y fatigas, pueden ocurrir debido a la extensa rotación y uso de herramientas dentro de la tubería. Las fugas generalmente inician en las juntas que no fueron apropiadamente conectadas, engrasadas para enroscar o enroscadas.

La tubería de revestimiento puede colapsarse, o un movimiento de formación puede romperla.

Bajo condiciones de control de pozo, las fallas en la tubería de revestimiento pueden ser difícil de identificar porque los síntomas son similares a los de una pérdida de circulación. Las soluciones detalladas bajo pérdida de circulación deben ser investigadas mientras se trata de identificar a esta complicación.

2.2 IMPUTABLES AL YACIMIENTO.

2.2.1. Daño a la formación

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la alteración, natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo a través de la misma, lo cual ocasiona una caída de presión adicional.

El proceso de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede verse agravado por la cementación de las tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño lo propicia el contacto e invasión de materiales ajenos a la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

Los mecanismos que gobiernan el daño a la formación, son:

- 1) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, en este tipo de daño las partículas y materiales ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por:
 - i) La presencia de finos y arcillas de la propia formación.
 - ii) Sólidos de los fluidos de perforación o de terminación.
 - iii) Incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos o parafinas).
 - iv) Depósitos complejos de orgánicos e inorgánicos, entre otros.
- 2) Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultados de una alteración de la saturación de los fluidos o de un cambio de mojabilidad de la roca.
- 3) Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento.

Las operaciones realizadas a pozos durante las cuales se produce daño son:

- Perforación.
- Cementación.
- Terminación.
- Producción.
- Reparación.
- Limpieza.
- Tratamientos de estimulación.
- Recuperación secundaria y/o mejorada.

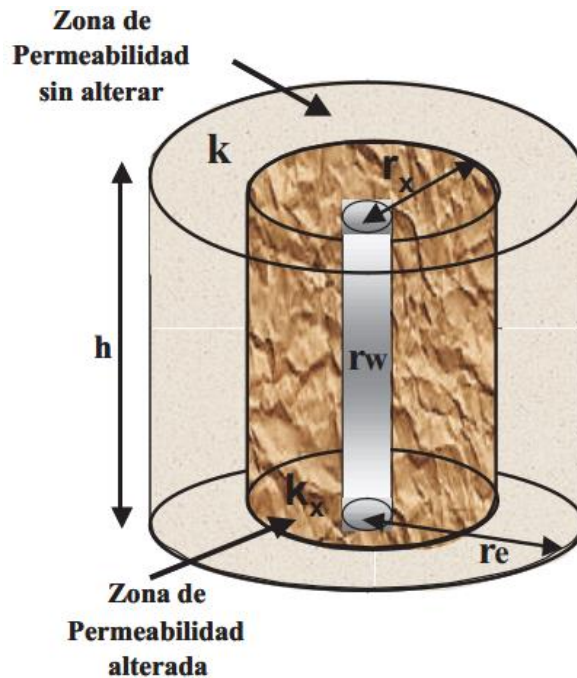


Figura 2.8 Representación esquemática de la zona dañada.

Tipos de daño

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aun cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 pies o más.

La fuente principal de daño a la formación por invasión de fluidos se lleva a cabo en la perforación del pozo. El lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo debido precisamente al filtrado de fluidos. El volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, tiempo de exposición y la presión diferencial.

La invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daños:

Daño por bloqueo de agua.

La invasión de fluidos base agua propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia por la presencia de arcillas en el sistema poroso.

Daño por bloqueo de aceite.

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas o la zona de gas de un yacimiento saturado, causarán reducciones considerables en la permeabilidad relativa al gas. Este problema es más grave que el caso de bloqueo de agua, debido a la mayor densidad del fluido invasor.

Daño por bloque o de emulsiones.

La invasión de fluidos puede entremezclarse con los fluidos con tenidos en la formación ocasionando en algunos casos la formación de emulsiones. Estas emulsiones tiene alta viscosidad, particularmente las emulsione de agua en aceite. La estabilidad de la emulsión es de gran importancia debido a que dependiendo de esta estabilidad pueden o no generar daño a la formación, entre menos estable sea esta emulsión menor el daño. La existencia de agentes activos en la superficie (surfactantes) en los fluidos invasores y la presencia de partículas finas y otros solidos coadyuvan a la estabilización de las emulsiones.

Daño por cambio de mojabilidad.

Está comprobado que en un medio porosos mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundando en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación.

Daño por precipitación secundaria.

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que pueden llegar a ser significantes si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

Daño asociado con la producción.

La producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en la vecindad del pozo. Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos y/o sólidos inorgánicos. Obviamente estos generan obturamientos de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

Daño por invasión de sólidos

Uno de los daños más comunes se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación y reparación.

Estas partículas son forzadas a través del camino tortuoso de los poros de la roca, pudiendo puentearse en las restricciones cuando su tamaño es mayor a $1/3$ del tamaño del área libre al flujo. El puenteamiento causa un obturamiento parcial o total al flujo de fluidos, y en consecuencia, un severo daño a la permeabilidad de la roca la cual se puede ver afectada en un 90% o más. Este daño está limitado a unos cuantos centímetros de la pared del pozo, la profundidad depende principalmente del tamaño relativo de las partículas y los poros.

EVALUACION DEL DAÑO

Para remover el daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

- a) Revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforó, cemento, termino y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación de la zona productora.
Es de especial interés consignar la información específica de los fluidos que han invadido el medio poroso. Esta información debe incluir el tipo de fluido, el pH del sistema, los tipos de surfactantes contenidos, tiempo de exposición, etcétera.
- b) Análisis del comportamiento de producción. Debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales incluirse el análisis de las pruebas de formación y producción realizadas y el análisis de muestras de fluidos producidos.

Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción de los pozos cercanos del mismo yacimiento.

- c) Pruebas laboratorio. La información recopilada y analizada en los puntos A y B servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación y con materiales extraños que han sido perdidos en la roca.
- d) Cuantificación del daño. Con la finalidad de definir la condición de daño en la formación y en las perforaciones es necesaria la cuantificación del mismo. Para ello deberán tomarse datos de producción y realizar pruebas de variación de presión, considerando las pruebas de formación. La aplicación de procedimientos de ingeniería permite cuantificación de daño a la formación y en consecuencia se podrá estimar el efecto del daño.

Los métodos que existen para para cuantificar el daño es el método de Horner, correlacionar con pozos vecinos, registros de resistividad y análisis de núcleos y pruebas de presión, además de las ecuaciones teóricas utilizadas en el análisis nodal.

2.3 INHERENTES A FENÓMENOS FÍSICO-QUÍMICOS.

2.3.1 Precipitación y depositación de orgánicos (parafinas y asfáltenos).

La depositación de material orgánico provoca problemas como la obstrucción al flujo del aceite por taponamiento de las líneas de conducción, lo que da como consecuencia caídas de presión adicional y esto se manifiesta en una reducción de la producción de hidrocarburos. A nivel de yacimiento, la depositación de material orgánico provoca cambios en la mojabilidad del sistema roca fluido; por consiguiente una reducción de la permeabilidad relativa al aceite y reducción de la permeabilidad efectiva de la roca.

Para poder predecir la precipitación del material orgánico, debemos conocer las causas que lo inducen, es decir, saber el comportamiento del aceite crudo a diferentes condiciones de presión y temperatura, así como también conocer las propiedades del aceite como densidad, viscosidad, composición, porcentaje de impurezas, contenido de parafinas y asfáltenos, etc.

2.3.1.1 Asfáltenos

Son compuestos sólidos no cristalinos integrados por una mezcla compleja de compuestos predominante mente de tipo polar, los cuales se definen químicamente como

la fracción del aceite crudo, que es insoluble en alcanos de bajo peso molecular. Tiene una estructura básicamente aromática, se encuentra de manera coloidal en la mezcla de hidrocarburos.

Factores que producen la precipitación de asfáltenos.

Existen evidencias que la desestabilización de los asfáltenos, que causan la floculación y precipitación de asfáltenos, se deben a alteraciones del balance que mantiene a los coloides en solución. Las alteraciones se pueden dividir en varios tipos, termodinámico, químico, eléctrico, mecánicos entre otros.

Disminución o caída de presión: la disminución de la presión provoca que los componentes más livianos se expandan más que los componentes pesados del aceite. El efecto de la presión es más intenso cuando el aceite crudo es rico en componentes ligeros, y también cuando se encuentra por arriba de la presión de burbuja. La separación entre moléculas de la fase líquida del crudo y las micelas de asfáltenos resulta en densidades bajas cuando las interacciones resultan menos atractivas.

Efecto de la temperatura: Al disminuir la presión en el pozo o en el yacimiento, a este fenómeno se le asocia una reducción de la temperatura. Se considera que la temperatura tiene un efecto indirecto en la precipitación de asfáltenos. La temperatura puede afectar la solubilidad de los asfáltenos y resinas la disminución de temperatura puede conducir a la precipitación de asfáltenos.

Inyección de dióxido de carbono: El dióxido de carbono causa la desestabilización del asfáltenos por disminución del pH, por cambios en la composición del pH y por la turbulencia creada. En mayor o menor grado, se ha observado la precipitación de asfáltenos en la mayoría de operaciones cuando se trabaja con dióxido de carbono y este se hace fluir.

Cambio de pH: El cambio de pH del aceite crudo que contiene asfáltenos en solución puede ser provocado por el CO_2 , ácidos minerales o por bacterias de ocurrencia natural que producen ácidos orgánicos. Algunos de los factores pueden presentarse y dar problemas durante diversas etapas de la vida productiva del pozo.

2.3.1.2 Parafinas

Son alcanos de cadena normal o ramificada es un material ceroso. Esta clase de hidrocarburos son esencialmente inertes a reacciones químicas, y por lo tanto resistentes al ataque de bases y ácidos.

Las principales causas de depositación de la parafina son:

Efecto de temperatura: La solubilidad de diferentes parafinas en un solvente dado y una temperatura dada, disminuye conforme el peso molecular y el punto de fusión de las mismas.

Respecto a la temperatura del aceite crudo se puede presentar tres diferentes situaciones de depositación de parafinas.

1. Si tanto la temperatura del crudo como la de la tubería son mayores que la temperatura del punto nube del aceite crudo, no es posible la depositación (la temperatura del punto nube del aceite crudo, es aquella a la que se inicia la generación de los cristales de parafina).
2. Si la temperatura del aceite crudo es mayor que la temperatura del punto nube, pero la temperatura de la tubería es ligeramente menor a la temperatura del punto nube, en caso de que exista depositación será ligera, ocasionada por la capa delgada de aceite, la cual se encuentra en contacto con la tubería.
3. Si la temperatura del crudo y la temperatura de la tubería son menores que la temperatura del punto nube, puede presentarse una depositación severa.

Respecto a la tubería, para que se produzca depositación en ella, su temperatura a través de la cual se transporta el aceite crudo, debe ser menor que su temperatura de punto nube. Cuando el gradiente de temperatura es mayor, la depositación es más severa.

Efecto de la evaporación de los componentes ligeros o volátiles: En los pozos petroleros, cuando el aceite fluye de la formación al pozo, hay una pérdida de componentes líquidos volátiles del aceite debido a cambios de presión y temperatura. Debido a esta pérdida, el aceite reduce su capacidad de mantener en solución cierta cantidad de parafinas presentes en el a una temperatura dada. Esto se debe a dos causas:

1. Por la reducción del volumen de aceite, resultando una menor cantidad de solvente necesario para disolver la misma cantidad de parafinas.

2. Por disminuir la solubilidad de la cera en el aceite, ya que esta es más soluble en los componentes más ligeros del aceite que en los más pesados.

La pérdida de componentes volátiles es un factor que genera la separación de las parafinas del aceite y aunque no es tan importante como el efecto de la temperatura, es bajo ciertas condiciones un factor mayor en la depositación de la parafina.

Problemas ocasionados por la depositación de parafinas.

La depositación puede llevarse a cabo en el yacimiento, en la tubería de producción, línea de escurrimiento y en las instalaciones superficiales de separación y almacenamiento. Además causa problemas tanto en pozos fluyentes como aquellos que se encuentren produciendo con un sistema artificial de producción.

En el yacimiento la depositación puede presentarse en la cara misma de la formación. Esto parece difícil puesto que la temperatura de la formación generalmente es mayor a la temperatura del punto de nube sin embargo la caída de presión en la vecindad del pozo, puede ser de tal magnitud que provoque la expansión y liberación de burbujas de gas las cuales proporcionan un buen centro para la aglutinación de los cristales de cera.

La depositación de la parafina en la cara de la formación reduce la permeabilidad de esta y por lo tanto su capacidad de aportación. De manera que el gasto que aporta la formación es menor a la que pudiera ser si la depositación no se hubiera llevado a cabo.

La depositación de parafina en la tubería de producción origina múltiples problemas: reducción de áreas efectiva al flujo, aumento en la caída de presión por efecto de fricción y contrapresión excesiva hacia la formación.

2.3.2 Hidratos de Metano.

Los hidratos de gas son compuestos sólidos cristalinos en apariencia muy semejantes al hielo, originados por la mezcla física de agua y gases ligeros (metano, etano, propano, butano, dióxido de carbono, entre otros) a partir de condiciones de temperatura cercanas al punto de congelación del agua (entre 1-4 °C) y presiones elevadas (2090-2940 psi.).

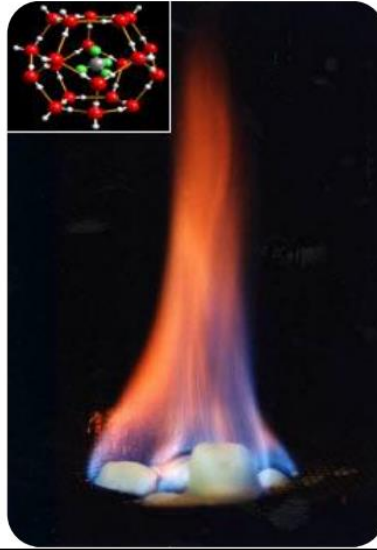


Figura 2.9 Hidratos de gas

Los hidratos de gas causan taponaduras en la tuberías lo que puede producir daño en las tuberías el control correcto de este tipo de problemas es evitando su depositación con inhibidores termodinámicos.

CAPÍTULO 3

HERRAMIENTA DE DIAGNÓSTICO PARA LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO PETROLERO.

El poder tener una buena estimación de la productividad de un pozo petrolero requiere de una buena información para analizar su comportamiento, existen gran variedad de pruebas que se deben realizar previamente, para poder entender cuál será el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento y así obtener una óptima producción del pozo, técnicas como el análisis PVT, las pruebas de presión y los registros de producción son algunas de las herramientas que utilizamos para una buena estimación de la productividad, técnicas que se explicaran en este capítulo.

3.1 MUESTREO Y ANÁLISIS PVT

El principal propósito de muestreo es obtener las características de los fluidos del yacimiento, esto con el fin de optimizar la producción. El análisis de los fluidos permite conocer las propiedades del agua de formación, estas se contemplan debido al impacto económico negativo en los proyectos. Con las técnicas de análisis PVT, se puede evaluar el potencial de acumulación de incrustaciones (asfáltenos, parafinas) y predecir su comportamiento durante el tiempo de producción, con esta información, además de otra, realizar planes estratégicos y evitar problemas de aseguramiento de flujo.

Los métodos para muestreos los fluidos del yacimiento se dividen en dos categorías generales: el muestreo de fondo y el muestreo en superficie. Estos no pueden ser considerados procesos simples o rutinarios, ya que cada yacimiento tiene características propias.

Es deseable tener cierto tipo de características en la producción de los pozos, durante la planeación del muestreo:

1. Que no exista producción de agua.
2. La relación de gas-aceite y la densidad del aceite sea similar al de pozos vecinos.
3. Índice de productividad que permita mantener la presión en la cara de la formación por arriba de la presión de saturación.
4. Gasto volumétrico constante.

Recomendaciones generales e información importante de un muestreo:

- Condiciones mecánicas e integral del pozo (estado mecánico del pozo, reportes de perforación, etc.)
- Volumen de muestras requerido para las pruebas: de 500 a 2000 cm^3 .
- Selección del punto del muestreo (de preferencia al nivel medio del yacimiento).
- Evaluación y selección del método de muestreo (fondo o superficie), para cualquier tipo de fluido.

3.1.1. Muestreo de fondo

El muestreo de fondo tiene como objetivo obtener muestras de fluidos del yacimiento tal y como existen a las condiciones originales del yacimiento, es decir antes de que el yacimiento sea puesto a producir.

Normalmente esta muestra de fondo se obtiene en el pozo descubridor. En casos especiales, puede resultar conveniente tomar muestras de fondo cuando el yacimiento ya ha sido puesto a producir, siempre y cuando existan bases para suponer que el fluido contenido en el pozo es representativo del fluido original.

El muestreo de fondo es una operación de gran relevancia, debido a la información obtenida del análisis PVT de las muestras, se utilizan para realizar cálculos de importancia, tanto técnicos como económicos, para la administración eficiente de la explotación de los yacimientos los cálculos que cobran relevancia son:

- Reservas de aceite y gas.
- Predicción del comportamiento del yacimiento.
- Vida fluyente del pozo.
- Condiciones óptimas de separación.
- Diseño de baterías de separación y recolección.
- Diseño de plantas de tratamiento, proceso y refinación.
- Diseño de métodos de recuperación de hidrocarburos.

En general se puede decir que existen dos tipos de muestreadores de fondo, los de circulación y los de admisión, la medición se puede hacer a condiciones estáticas o dinámicas, corriendo un muestreador por medio de un cable de acero. El muestreador aproximadamente tiene 7.11 pies de longitud y 1.5 pulgadas de diámetro y almacena un volumen de 650 cm^3 .

Luego de que el muestreador ha sido bajado en el pozo hasta la zona productora, las válvulas del muestreador, las cuales han sido abiertas con antelación, son cerradas por un mecanismo de cerrado. La muestra atrapada es llevada a superficie, donde se mide la presión en el muestreador para indicar si este fue apropiadamente cerrado o no en el

pozo. La presión en el muestreador debe ser ligeramente menor que la presión de fondo a la cual la muestra es recolectada.

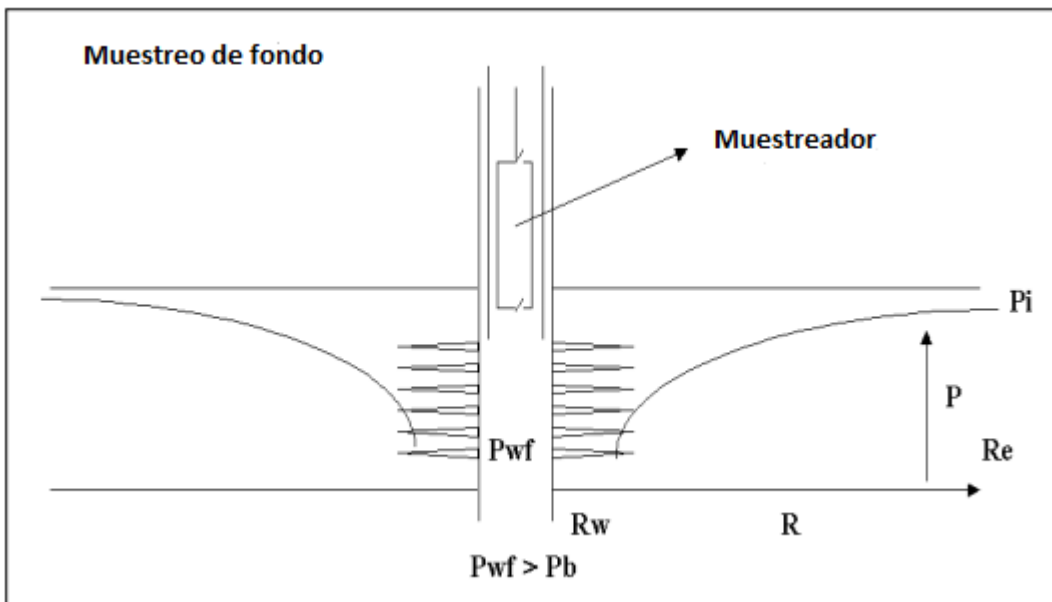


Figura 3.1 Esquema del muestreo de fondo

El pozo debe acondicionarse dejándolo producir hasta que el aceite no representativo haya sido desplazado por el original. El acondicionamiento apropiado de un pozo que está produciendo, consiste en una serie de cambios de gastos en forma secuencial, como se explica a continuación:

- Observar y medir el gasto de producción del pozo antes de iniciar el muestreo para establecerlas como condiciones iniciales o de referencia.
- Medir la presión de fondo fluyendo del pozo.
- Asegurar que los gastos de aceite y gas sean constantes.
- Reducir el diámetro de estrangulador del pozo.
- Medir la relación gas-aceite periódicamente hasta que se haya estabilizado.
- Repetir el procedimiento de reducción del estrangulador y mediciones de la relación gas-aceite.
- Graficar el diámetro del estrangulador contra el gasto de aceite y contra la relación gas-aceite, para determinar el diámetro óptimo para el acondicionamiento. La grafica debe mostrar que la relación gas-aceite permanece constante con respecto al gasto, al menos con los dos últimos estranguladores, para asegurar que el pozo se encuentra estabilizado.

Cuando un pozo ha sido seleccionado para la toma de muestras de fondo, el criterio para determinar si el pozo está limpio debe de ser más estricto, lo cual se logra observando que el fluido producido no con tenga residuos de las sustancias utilizadas durante la perforación, terminación y también sea el caso de estimulación.

Para cumplir con los requisitos anteriores se deben satisfacer las siguientes condiciones:

- El contenido del lodo debe ser menor que 0.5%.
- El contenido de agua debe ser menor que 5%.
- La salinidad del agua debe ser igual a la salinidad de agua de formación.
- Si el pozo se acidifico, el pH debe ser igual a 7
- El volumen de líquido producido debe ser de 5 a 10 veces el volumen del pozo.
- Si el tiempo de producción ha sido menor a 12 horas para tener los requisitos anteriores, se recomienda que se deje fluir el pozo un tiempo adicional igual a la mitad del tiempo en que se consideró que estaba limpio.

El muestreo de fondo es recomendable cuando se tiene la certeza que el fluido en el fondo del pozo tiene las misma composición y características del fluido contenido en el yacimiento en la zonas alejadas del pozo.

Se realiza en estos casos:

- a) Yacimiento de aceite bajosaturados.
- b) Yacimientos donde la presión de fondo sea igual a la presión de saturación, cuando se le ha aplicado un proceso de estabilización del pozo.

3.1.2 Muestreo en superficie.

El objetivo del muestreo en superficie el objetivo es obtener muestras del fluido contenido en el yacimiento cuando las condiciones mecánicas del pozo o de explotación no permitan el muestreo de fondo.

Con este método se obtienen muestras de gas y líquido que están siendo producidos en los separadores, al mismo tiempo que se efectúan medidas de los gastos de gas y aceite en el separador que prevalecen durante las operaciones de muestreo. Cuando se emplean sistemas de separación de etapas múltiples, las muestras se obtienen del separador de alta presión.

Las muestras deben obtenerse tan pronto como se haya estabilizado el pozo, también las muestras de gas y liquido deben recuperar se prácticamente al mismo tiempo, porque pueden ocurrir cambios significativos en las condiciones de separación, particularmente

en la temperatura. Dichas muestras son posteriormente recombinadas en el laboratorio para reproducir una muestra que sea representativa del yacimiento.

Para tener éxito en las muestras de superficie se depende de datos precisos de la relación gas-aceite (RGA), ya que estos son la base para recombinar en la proporción debida el aceite y el gas obtenidos en la superficie, para reconstruir una muestra con las mismas características de hidrocarburos del yacimiento.

Es importante el acondicionamiento del pozo y la toma de toda la información que se menciona a continuación:

- ✓ Presión del Separador.
- ✓ Temperatura del Separador.
- ✓ Gasto de gas
- ✓ Gasto de aceite
- ✓ RGA

Procedimiento de Recombinación.

1. Control de calidad de las muestras de gas

Para el caso de la muestra del gas se debe considerar:

- La presión de apertura, debe ser muy cercana a la presión de muestreo.
- Análisis composicional del gas, el gas debe de estar libre de contaminación con aire.
- Compresión del gas. Se realiza para tener el gas a alta presión para facilitar la mezcla con el aceite.

2. Control de calidad de las muestras de aceite.

Para el caso de la muestra del aceite se debe considerar:

- La presión de apertura, puede registrar un valor menor que la presión de muestreo, debido a la compresión térmica.
- La presión de saturación a la temperatura de separación, debe de dar un valor muy cercano a la presión de muestreo.

3. Cálculos de recombinación –Datos necesarios

- RGA del yacimiento.
- Volumen de aceite a recombinar.
- Presión y factor de compresibilidad del gas.

4. Preparación de la celda de recombinación.

5. Inyección de los volúmenes de gas y aceite calculados.

6. Ajuste de las condiciones de la celda a las del yacimiento.

7. Presurizar y agitar.

- Se debe presurizar la muestra por encima de la presión del yacimiento, y agitar constantemente buscando la mezcla homogénea de las dos fases.
8. Comprobación del resultado final.
- a. Si el objetivo es la RGA del yacimiento entonces se debe realizar una liberación instantánea.
 - Si la RGA es más baja de la esperada, se inyecta gas, y se repiten los pasos anteriores, hasta lograr la homogenización, y se realiza una nuevamente una liberación instantánea para obtener la RGA, se repite este proceso hasta alcanzar la RGA esperada.
 - Si la RGA es superior que la esperada, se procede a inyectar aceite, se homogeniza la muestra y se realiza nuevamente la liberación instantánea para cotejar la RGA, se repiten los pasos anteriores hasta alcanzar la RGA esperada.
 - b. Si el objetivo es la presión de saturación entonces se debe realizar una relación Presión-Volumen.
 - Si la $P_{sat} < P_{esperada}$ entonces se inyecta gas, se homogeniza la muestra y se realiza nuevamente relación Presión-Volumen. Se repite el proceso anterior hasta alcanzar la presión de saturación buscada.
 - Si la $P_{sat} > P_{esperada}$ entonces se inyecta aceite, se homogeniza la muestra y se realiza nuevamente relación Presión-Volumen. Se repite el proceso anterior hasta alcanzar la presión de saturación buscada.

3.1.3 Análisis PVT.

El objetivo de los análisis PVT es el de simular el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos tanto a condiciones de yacimiento como a las de superficie.

Actualmente, existen cuatro procedimientos de laboratorio para los análisis PVT

- Separación diferencial a volumen constante.
- Separación diferencial.
- Separación flash (prueba de agotamiento a composición constante).
- Simulación de las condiciones de operación de los separadores de campo.

Los tres primeros tratan de simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y el último en la superficie.

3.1.3.1 Separación diferencial a volumen constante

Esta técnica de separación consiste en que durante el agotamiento de la presión se extrae solo una parte del gas liberado, manteniendo al final de cada etapa un volumen igual al ocupado por la muestra a la presión de saturación; dicho volumen estará formado por aceite y gas disuelto más un casquete de gas cada vez mayor. Este experimento se aplica a fluidos del tipo de aceites volátiles y condensados.

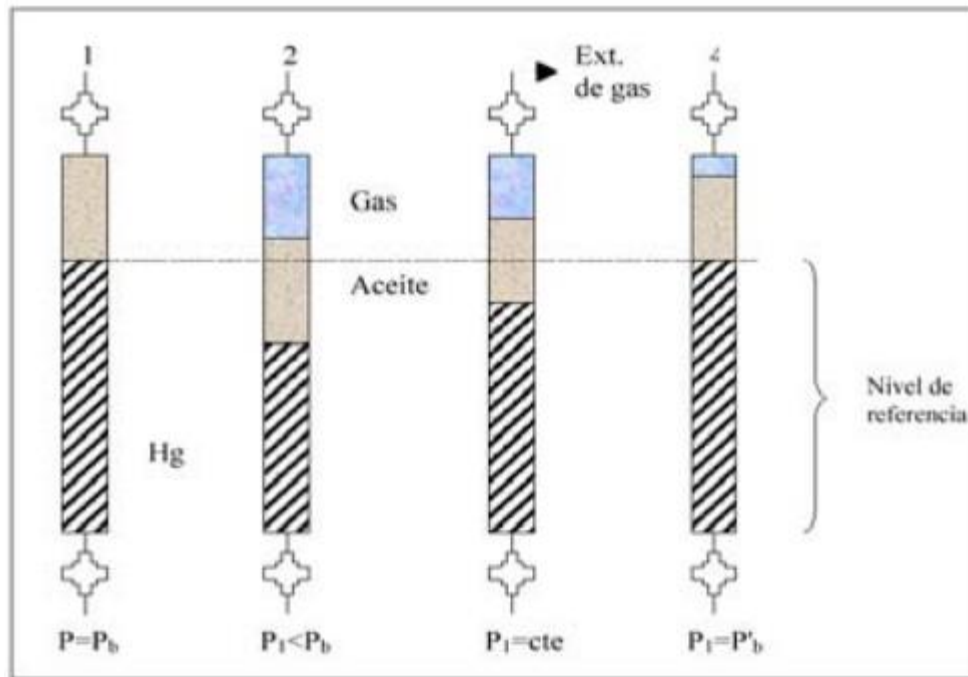


Figura 3.2 Separación diferencial a volumen constante

La información que se obtiene es:

- La presión de saturación, ya sea punto de burbuja o punto de rocío.
- La compresibilidad del gas extraído o producido en cada etapa.
- La saturación de líquido como fracción del volumen de la celda.
- La composición del gas extraído en cada etapa.
- El peso molecular y la densidad relativa de la fracción pesada del gas en cada etapa.
- La composición del líquido en la última etapa de presión.
- El peso molecular del líquido en la última etapa de presión.
- La viscosidad del líquido.

3.1.3.2 Separación diferencial

En esta técnica, el gas liberado mediante la reducciones de la presión es removido del contacto con la fase líquida inmediatamente después que ocurre la separación, con lo cual la composición y la masa del sistema cambia constantemente.

Durante el depresionamiento, desde la presión inicial se lleva a cabo la extracción del gas que se libere a presiones menores que la de saturación, dejando como aceite residual en cada etapa de agotamiento el aceite, el aceite con su gas disuelto a ese valor de presión. El gas removido se conserva, se cuantifica y se mide su gravedad específica. Este proceso continuara hasta agotar totalmente el gas disuelto.

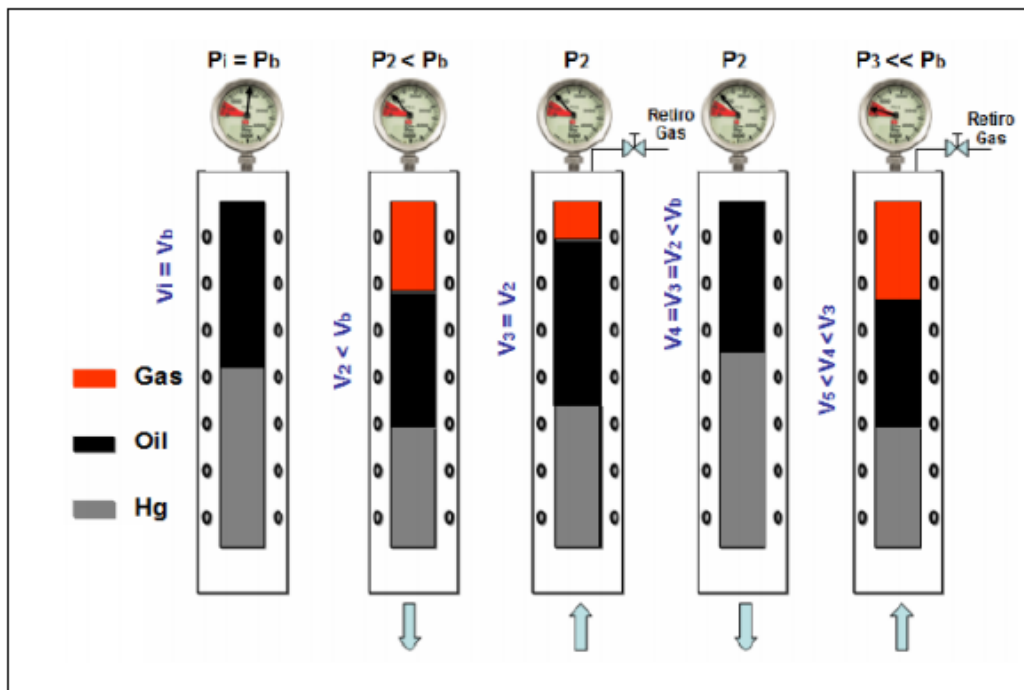


Figura 3.3 Separación diferencial

La información que se obtiene con esta prueba:

- El volumen de relativo al volumen de aceite residual.
- El volumen de gas liberado durante cualquier decremento de presión, el cual puede ser convertido a una relación de gas disuelto.
- Densidad del aceite
- Factor de compresibilidad del gas
- Densidad del gas
- La viscosidad del aceite

3.1.3.3 Separación Flash.

Se define como el proceso en el cual, todo el gas liberado de una mezcla de hidrocarburos, permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de la que se separa y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema variando el volumen total ocupado por la muestra.

Los experimentos a una composición constante son realizados a condensados o aceite crudo para simular las relaciones de presión y volumen de los sistemas de hidrocarburos. El análisis se realiza para determinar la presión de saturación, coeficiente de compresibilidad isotérmico del fluido en una fase cuando se excede la presión de saturación, factor de compresibilidad de la fase gaseosa y el volumen total de hidrocarburos en función de la presión.

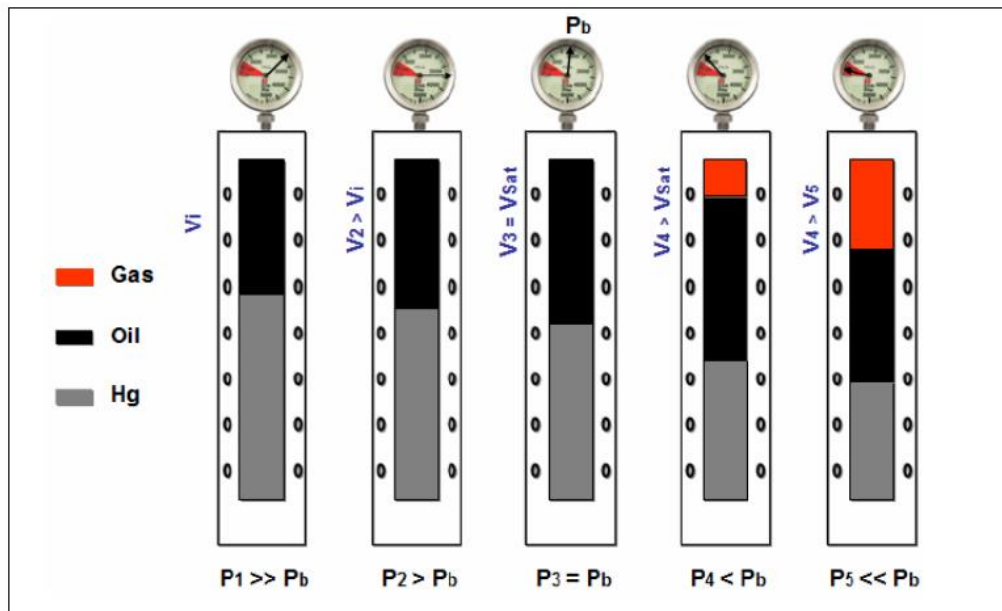


Figura 3.4 Separación Flash

Información que esta prueba nos proporciona:

- La presión de saturación
- La compresibilidad de líquido a presiones superiores a la presión de saturación
- El volumen relativo al volumen de fluido (aceite o gas) a la presión de saturación
- La compresibilidad de la fase líquida, cuando los componentes ligeros han sido liberados.
- El factor de compresibilidad del gas liberado.

3.1.3.4 Simulación de las condiciones de operación de los separadores de campo.

Este tipo de pruebas se efectúan para determinar las condiciones óptimas de operación a las cuales deben manejarse los separadores. Las muestras de fluido del yacimiento se pasan por una o varias etapas de separación, cambiando las condiciones de presión y temperatura. Como resultado se obtiene un juego de valores para estos parámetros, con los cuales tendrá la máxima recuperación de líquidos en el tanque de almacenamiento.

El propósito de un experimento de separador es obtener una idea acerca de las cantidades volumétricas y relativas de gas y aceite producidos de un yacimiento.

Un estudio de separadores en etapas te proporciona a esta información:

- El encogimiento del aceite al llevarlo a las condiciones de superficie, como resultado de la liberación del gas.
- La densidad del aceite residual y la densidad del gas liberado.
- Para el caso de gas y condensado la cantidad de líquido recuperado a condiciones de tanque.
- Relación gas-líquido a cada etapa de presión.
- Relación gas-líquido total.

3.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN.

Un registro es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Constituyen una de las informaciones básicas obtenidas durante la perforación, terminación y reparación de un pozo petrolero, ya que permiten determinar propiedades físicas de las rocas tales como litología, porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, etc.

Los registros de producción se pueden clasificar de acuerdo a su principio de funcionamiento como:

- Registros de resistividad.
- Registros acústicos.
- Registros radioactivos.
- Registros mecánicos

Los registros de Producción son los registros que se pueden tomar después de que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor, es decir, después de la terminación inicial del pozo ^[Nieto 1982], para determinar la variación de algún parámetro del pozo o del yacimiento con la profundidad, con el fin de identificar problemas en los mismos. Estos registros han permitido conocer,

cada vez con mayor detalle, el comportamiento no sólo de los pozos sino también de las formaciones.

Los registros de producción (algunas veces abreviados como **PL** por las siglas en inglés de “productionlogs”) ayudan a determinar cuatro características básicas del Sistema Integral de Producción, de acuerdo con Strubhar (1972), estas cuatro condiciones son:

i. Estado mecánico del pozo. Tuberías, empacadores, tapones, válvulas y todos los componentes que integran el pozo deben funcionar correctamente, los PL ayudan a detectar fugas, daños de corrosión y diversos daños en otros dispositivos.

ii. Integridad de la cementación. Si no hay una buena cementación, es posible que se produzca migración de fluidos; por lo que la determinación de si existe o no un correcto sello hermético entre la TR y las paredes del pozo, se puede lograr con los registros de producción.

iii. Comportamiento del pozo. Aspecto muy amplio y en donde los PL encuentran mayor aplicación, ayudan a establecer que disparos están contribuyendo, de dónde vienen los fluidos que se están produciendo o cuál es el perfil de inyección.

iv. Evaluación de las formaciones. Localización de contactos agua-aceite-gas y determinación de saturaciones y otros parámetros petrofísicos a través de la TR pueden ser logrados con PL.

A continuación se mencionaran algunos de los principales registros de producción.

3.2.1 Registros de Temperatura.

La de temperatura, fue probablemente la primera herramienta empleada para evaluar la producción; originariamente utilizada para localizar entradas de aceite y de gas, a mediados de la década iniciada en 1930.

Consiste en la medición del gradiente de temperatura dentro de un pozo, que se interpreta mediante la localización de anomalías o desviaciones respecto de un gradiente de referencia, que por lo general es el gradiente geotérmico. La herramienta utiliza un termómetro especial el cual arroja lecturas continuas de temperatura, esta herramienta tiene un termistor el cual es sensible a los cambios de temperatura. Este registro puede emplearse para diseñar una estimulación que elimine el daño, es de suma importancia ya que el conocimiento de las temperaturas del pozo se requiere para detectar

correctamente el movimiento de fluidos, diferenciación entre entradas de gas o líquido, localización de canales y fracturas y evaluación de pozos inyectores entre otras aplicaciones.

Efecto Joule-Thompson.

El registro de temperatura muestra anomalías causadas por el efecto Joule-Thompson, proceso que se refiere a cambios en la temperatura presentados cuando un gas se expande mientras fluye a través de una restricción (como una válvula, un estrangulador o disparos), manteniendo una entalpía constante (no existe transferencia de calor).

La ecuación 3.1 define el cambio en la temperatura conforme la presión cambia, dicha ecuación es válida cuando los cambios de presión son pequeños y adiabáticos, es decir, no existen entradas ni salidas de calor.

$$\Delta T = \left[T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right) - V \right] \frac{\Delta P}{C_p} \dots\dots\dots(3.1)$$

ΔT = Cambios en la temperatura.

ΔP = Cambios en la presión.

T = Temperatura.

V = Volumen.

C_p = Capacidad calorífica.

El cambio puede ser positivo o negativo. Para cada gas, existe un punto de inversión que depende de la temperatura y la presión, sobre el cual al expandirse el gas causa un aumento de temperatura (“heating”), y por debajo, la expansión del gas causa un enfriamiento (“cooling”).

Gradiente Geotérmico

Se trata del incremento de la temperatura con la profundidad generado por el flujo continuo de calor proveniente del interior de la Tierra, generalmente aplicable para profundidades mayores a los 200 metros.

La temperatura en un pozo se incrementa con la profundidad. El índice actual de incremento dependerá del tipo de formación y su conductividad térmica. Para los

registros de producción se considera que este perfil es lineal y se llama “perfil geotérmico”. Si T_0 es la temperatura inicial, la temperatura a una profundidad en el agujero está dada por:

$$T = GZ + T_0 \dots\dots\dots (3.2)$$

donde:

G = Gradiente geotérmico, $\left[\frac{^{\circ}F}{100pies} \text{ ó } \frac{^{\circ}C}{100m} \right]$

Z = Profundidad [*pies ó metros*]

T = Temperatura del agujero a una profundidad z , [$^{\circ}F$ ó $^{\circ}C$]

El rango típico del gradiente geotérmico es de 0.5 a 2.90 $\left[\frac{^{\circ}F}{100pies} \right]$ ó de 0.9 a 2.7 $\frac{^{\circ}C}{100m}$.

Funcionamiento de la herramienta.

Las herramientas de temperatura usadas actualmente, están basadas en elementos (por lo general filamentos metálicos) con resistencias que varían con los cambios de temperatura que se tienen a diferentes profundidades. Este elemento de resistencia variable está conectado con un circuito de corriente constante de manera tal que un valor de voltaje proporcional a la temperatura pueda obtenerse. Dicho voltaje controla un oscilador eléctrico, cuya frecuencia se transmite a la superficie, donde nuevamente se convierte a voltaje y se registra.

La precisión absoluta de estos instrumentos no es tan alta, del orden de $\pm 2.5[^{\circ}C]$ ($\pm 5[^{\circ}F]$), la resolución en cambio si es buena, generalmente de $0.025[^{\circ}C]$ ($\pm 0.05[^{\circ}F]$) o incluso más pequeña.

La variación de conductividad eléctrica de un delgado cable que acompaña los cambios en la temperatura ambiente es la base de la mayoría de las mediciones de las herramientas de temperatura. En la figura 3.5 se muestra un esquema de la herramienta.

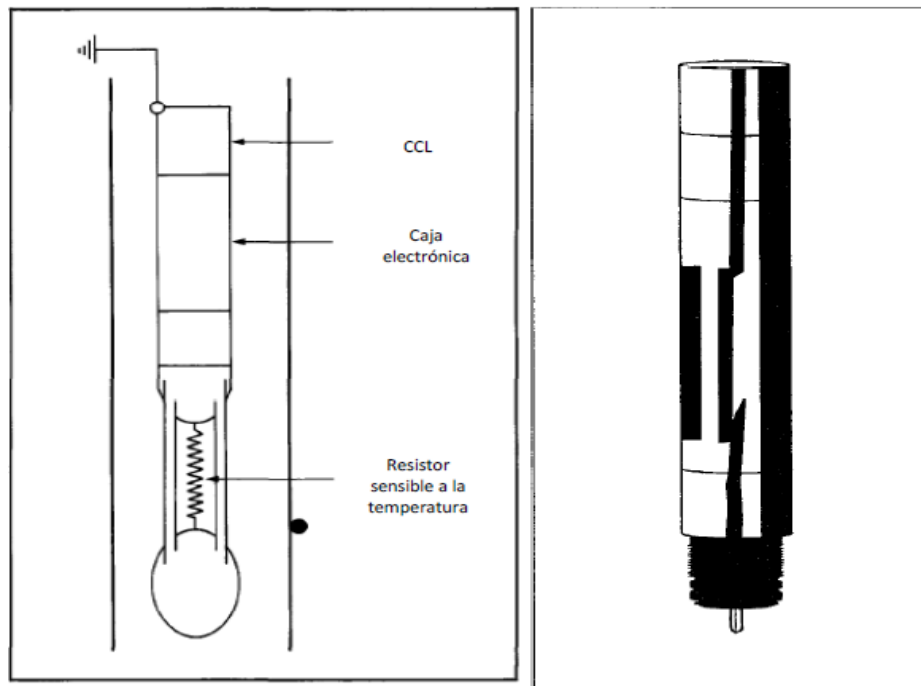


Figura 3.5 Esquema de la herramienta de temperatura.

Operación de la herramienta.

Los registros de temperatura modernos se graban usualmente al mismo tiempo que otros registros de producción durante cada paso a través del intervalo de interés, esto quiere decir, que se corre en las direcciones hacia arriba y hacia abajo (necesario para los medidores de flujo). Después de varias corridas, la temperatura puede llegar a ser un tanto engañosa con respecto a los detalles. Como resultado, el mejor registro de temperatura es tomado durante la primera corrida hacia abajo en el pozo.

El registro se obtiene de forma continua a velocidades de cable de 6 a 9 [m/min] (20 a 30 [ft/min]) y si se hace junto con otras herramientas, el de temperatura deberá ser el primer registro grabado de manera que la temperatura del pozo no se vea afectada por el movimiento de las herramientas. *Si el registro se corre de forma ascendente, las anomalías serán mayores y se reducirá la resolución vertical* (Hill, 1990).

Aplicaciones e interpretación.

El registro de temperatura tiene diversas aplicaciones, particularmente cuando se corre junto con otros sensores. Algunas de estas aplicaciones son:

- Detección de la producción de gas por la vía del efecto de congelación de expansión de gas (en o detrás de la TR).
- Evaluación cualitativa de flujo de fluido como se indica por el cambio en el gradiente geotérmico.
- La información de temperatura (T) para las ecuaciones PVT. La información de la temperatura es crítica para la determinación de la expansión/ compresión, RGA y el encogimiento del aceite del agujero a las condiciones superficiales y viceversa.
- Evaluación de fracturas.
- Evaluación de la integridad mecánica de la terminación.

Herramienta diferencial radial

La herramienta de temperatura diferencial radial (“Radial Differential Temperature”) mide variaciones laterales de la temperatura alrededor del pozo, tras la tubería de revestimiento.

Normalmente se compone de dos sensores, distanciados 180° y situados en dos brazos retráctiles que podrán colocar los sensores pegados a la pared de la T.R., de manera que el movimiento de los fluidos afecte lo menos posible las mediciones.

La Figura 3.6 muestra la geometría del agujero y los puntos en los cuales se mide la temperatura tanto por la herramienta RDT (por sus siglas en inglés) como por la convencional de temperatura. La temperatura diferencial radial es la diferencia entre T_{w2} y T_{w1} , medida a una misma profundidad, en ella, los brazos girarán a una velocidad aproximada de 0.25 revoluciones por minuto. Por otra parte, la herramienta convencional mide T_f , la temperatura de los fluidos dentro del pozo.

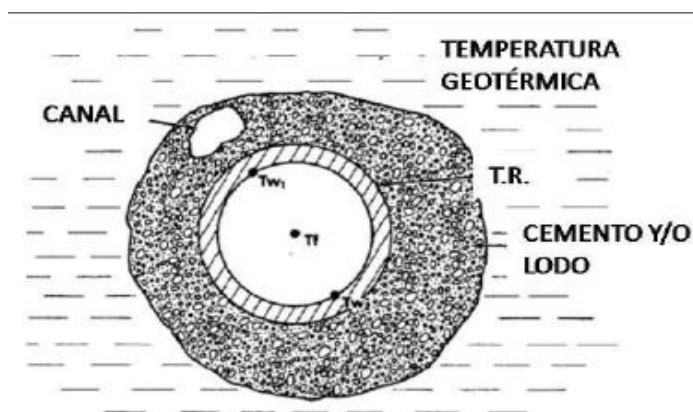


Figura 3.6 Mediciones de temperatura hechas por la herramienta de temperatura radial.

3.2.2 Registro de flujo (Molinete)

El molinete es un velocímetro tipo hélice que se utiliza para medir la velocidad de los fluidos en el fondo del pozo. Su principio básico de operación consiste en dos partes principales, una rueda provista de un dispositivo mediante el cual el fluido en movimiento la hace girar, y un mecanismo que permite contar o medir el número de vueltas que da esta rueda.

La velocidad de la propela está en función de la velocidad del fluido producido o inyectado, previamente a la operación de esta herramienta se deben realizar varias corridas de calibración, con la finalidad de que la herramienta opere en condiciones óptimas.

Los molinetes pueden clasificarse en dos grandes grupos, los de flujo continuo, y los que emplean empacador, se diferencian en que en los primeros, sólo una fracción del flujo total pasa a través de la herramienta, en los segundos, se obliga a que todo el flujo sea medido.

Los registros arrojan gráficas llamadas perfiles de producción o inyección, según el pozo que se trate. Su correcta interpretación permite determinar el rango del flujo de fluido y las condiciones de cómo este fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

Características y funcionamiento de las herramientas

Dentro de las herramientas que intervienen en la familia de los *Registros de Producción*, los de medidores de flujo que se incluyen son:

Los de medición continúa.

Este dispositivo mide la velocidad de los fluidos dentro del pozo, con la cual es posible determinar el gasto volumétrico del flujo. Se caracteriza porque sólo una parte del total de los fluidos producidos atraviesa la sección de medición en la herramienta, que se encuentra inmersa en el centro de la columna de fluido, lo cual se logra con el uso de centralizadores.

En uno de los extremos de la flecha, se encuentra adaptado un imán que genera una señal de corriente alterna en una bobina a medida que gira la propela. La frecuencia medida es

función de la velocidad de la hélice y ésta, a su vez es función lineal de la velocidad del fluido respecto a la sonda, dicha señal es grabada continuamente contra la profundidad por el equipo en superficie, la siguiente figura muestra el esquema de la herramienta.

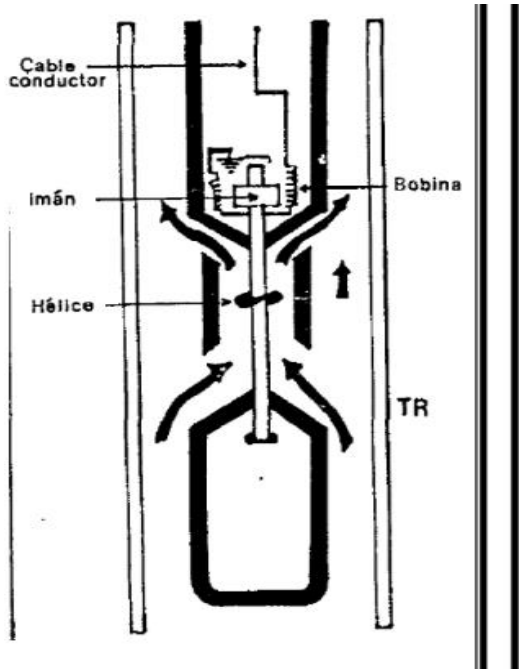


Figura 3.7 Medidor de flujo continuo y diámetro pequeño. (Ortega, 1999)

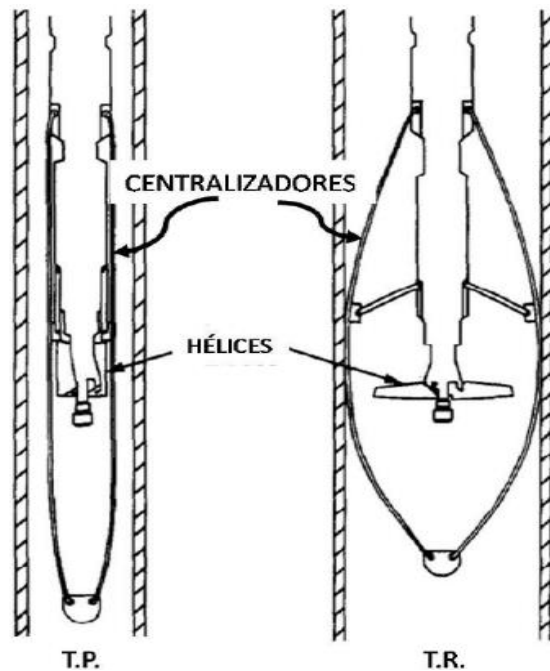


Figura 3.8 Medidor de flujo continuo y diámetro total. (Schlumberger, 1989)

Medidor con obturador (empacador)

Los molinetes con empacador (“diverter flow meters”) son dispositivos empleados para medir la velocidad de los fluidos en pozos productores o inyectoros en los cuales, no es sólo una fracción de fluido la que circula por los medidores, como en el caso de los molinetes de flujo continuo, sino que el total es desviado y obligado a pasar a través de la hélice. Diversas técnicas para lograr esto han sido empleadas, una de las primeras se trató del molinete con empacador sencillo (“packer flow meter”), que empleaba un empacador de hule que sellaba contra las paredes del pozo, al inflarse con los mismos fluidos dentro del pozo; sin embargo, presentaban diversas dificultades operacionales, como el que los obturadores tendieran a dañarse durante su recorrido a través de la tubería.

Surgió entonces el molinete con empacador inflable, que básicamente ofrecía la misma respuesta deseable de su antecesor, pero sin las deficiencias operativas. Esta herramienta consta principalmente de una jaula retráctil que contiene un anillo empacador, la jaula

cerrada es llevada a través de la T.P. (y otras restricciones) y, al llegar a la T.R. se abre, permitiendo que el anillo selle contra la pared del agujero conduciendo el gasto total hacia la sección de medición. En esta sección se tiene una hélice o propela cuyo eje gira sobre pivotes de baja fricción. En el extremo de este eje se encuentra acoplado un pequeño imán, el cual genera una corriente en una bobina al ser movida la propela por el flujo. La frecuencia de la señal generada en la bobina es medida y graficada.

Este tipo de medidores son corridos estáticamente a las diferentes profundidades de interés; la jaula que contiene el obturador es retraída y movida de una a otra posición para realizar la medición. En la Figura 3.xx se presenta un ejemplo.

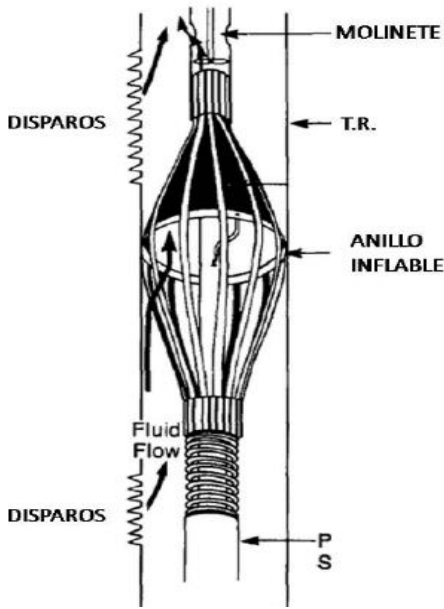


Figura 3.9 Medidor con empacador. (Schlumberger, 1989)

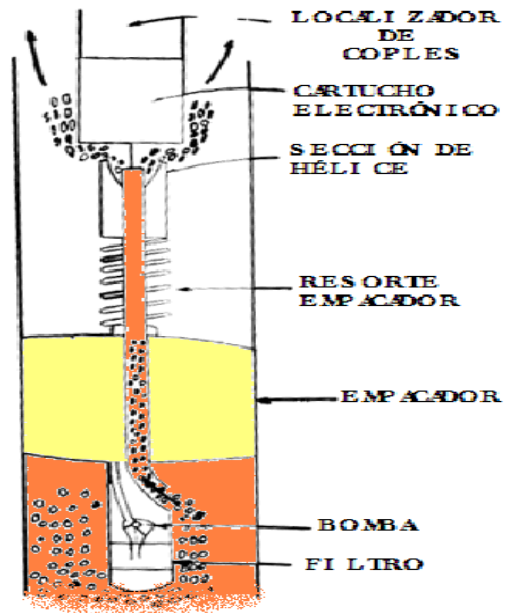


Figura 3.10 Medidor con obturador.

Los molinetes de medición continua tienen buen resultado en flujo monofásico y altos gastos, los de caudal total ofrecen buen resultado en flujo multifásico a altos y bajos gastos, al igual que los que emplean obturador anular, sólo que los primeros presentan buena respuesta para un mayor rango de viscosidades. Al correr la herramienta de molinete, se deben tener en consideración ciertos lineamientos que permitan obtener información verdaderamente útil.

Operación del molinete

Al correr la herramienta de molinete, se deben tener en consideración ciertos lineamientos que permitan obtener información verdaderamente útil. Debe verificarse el correcto funcionamiento de la herramienta antes de la corrida y que las condiciones de pozo para emplear el molinete, sean las adecuadas. Otras de las observaciones pertinentes son:

1. Fricción. Hay que revisar que el molinete gire libremente ya que la fricción provoca una no-linealidad en la respuesta de la herramienta. Los molinetes de flujo continuo están suspendidos sobre baleros, los cuales deben estar ajustados de manera tal que las aspas del molinete giren con la menor fricción posible. Los baleros deben revisarse constantemente, para asegurar que no están sucios ni rotos.
2. Electrónica en superficie. Se hace girar la hélice en superficie y se observa la respuesta, la cual debe ser lógica. Algunos molinetes pueden girar en ambos sentidos de las manecillas del reloj, obteniéndose una respuesta positiva en un sentido y negativa en el otro, se debe tener cuidado en este punto y corroborar que se está teniendo la respuesta correcta para cada caso.

3.2.3 Registro de ruido

Los registros de ruido es una simple medición de sonido audible y utilizan micrófonos para detectar el movimiento de los fluidos en el agujero. Estos movimientos de los fluidos son característicos por la caída de presión y el flujo. Si estos factores son grandes, generan turbulencia y el flujo puede ser detectado aun si este se encuentra detrás del revestimiento.

Existen básicamente dos tipos de estudios de ruido disponibles.

El registro de ruido estacionario esta medición se hace con un micrófono que graba la amplitud y el espectro de frecuencia del sonido en varias estaciones del agujero. Este registro no se corre de manera continua debido a que el cable y la herramienta provocan ruido en su recorrido y esto perturbará la señal que intentara medir. Se utiliza una herramienta de frecuencias múltiples frecuencias para realizar la lectura.

El registro de ruido continuo se enfoca en frecuencias suficientemente altas para no ser afectadas por el ruido que provoca la herramienta y el cable en el recorrido. La información que suministra está limitada solo a la amplitud, su principal aplicación es

localizar entradas de gas y fugas en la tubería de revestimiento. La herramienta de audio es un dispositivo de frecuencia simple.

Funcionamiento de la herramienta.

La herramienta consiste en un traductor que convierte el sonido en una señal eléctrica. La señal es amplificada y transmitida a través de un cable por cartuchos eléctricos. La herramienta no emite ningún sonido, esta solo responde al sonido originado dentro o alrededor del pozo. El ruido en un pozo es una función de la aceleración o turbulencia de un fluido moviéndose de un lado a otro debido a una presión diferencial. Los ruidos pueden ser caracterizados y categorizados en diferentes grupos examinando su espectro de frecuencia total de la señal. La información del espectro de frecuencia puede ser muy útil para determinar canalizaciones detrás de la T.R., T.P. y perforaciones.

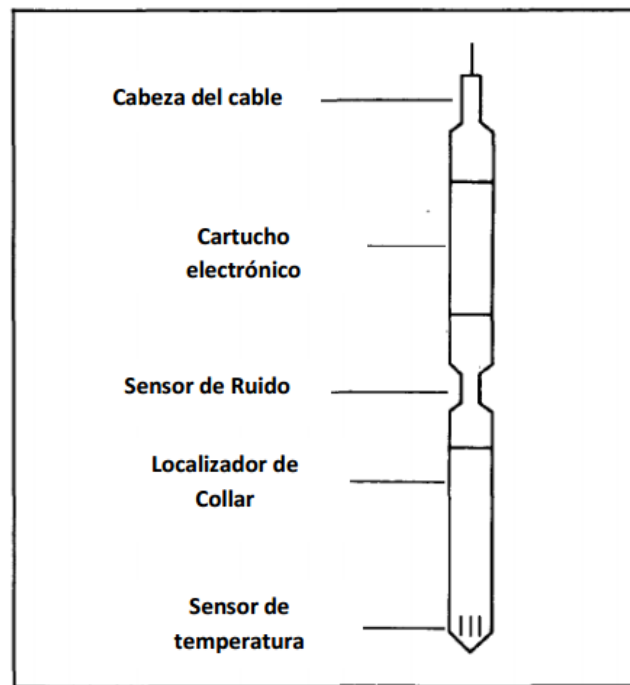


Figura 3.11 Combinación de herramientas de ruido y temperatura

Cuando las mediciones son estacionarias, es prudente esperar cerca de un minuto después de parar la herramienta para que esta se estabilice antes de grabar la señal del sonido. Las herramientas se corren sin centralizadores, de tal manera que la herramienta esta recargada sobre la pared de la tubería cuando las mediciones se están haciendo.

Principio de operación.

La amplitud del ruido es un indicador de la profundidad del flujo anormal. La figura 3.12 Muestra un canal detrás de la tubería con un flujo moviéndose de la zona A hasta la zona C. El ruido está asociado al flujo y a la caída de presión. En el esquema las caídas de presión más altas se observan en la zona A que es la entrada, en la restricción en la zona B y una zona de baja presión en la zona C. El total de la amplitud de sonido se muestra a la derecha del esquema se puede observar dos cosas, que la amplitud localiza la profundidad de los eventos ruidosos y el evento ruidoso no es necesariamente una entrada de fluidos, pero puede ser una restricción en el canal.

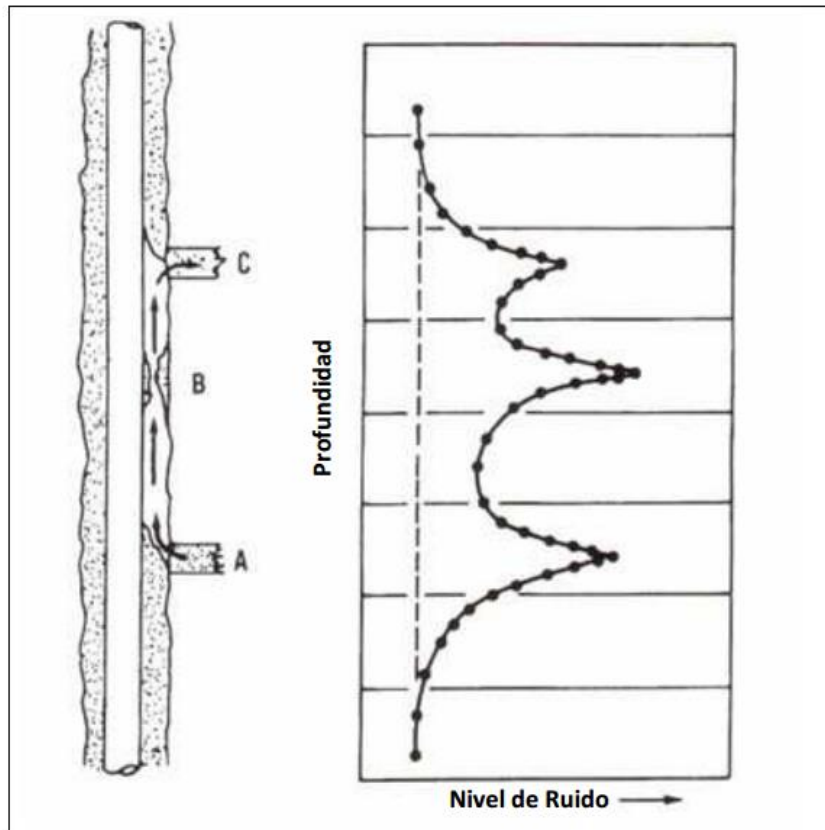


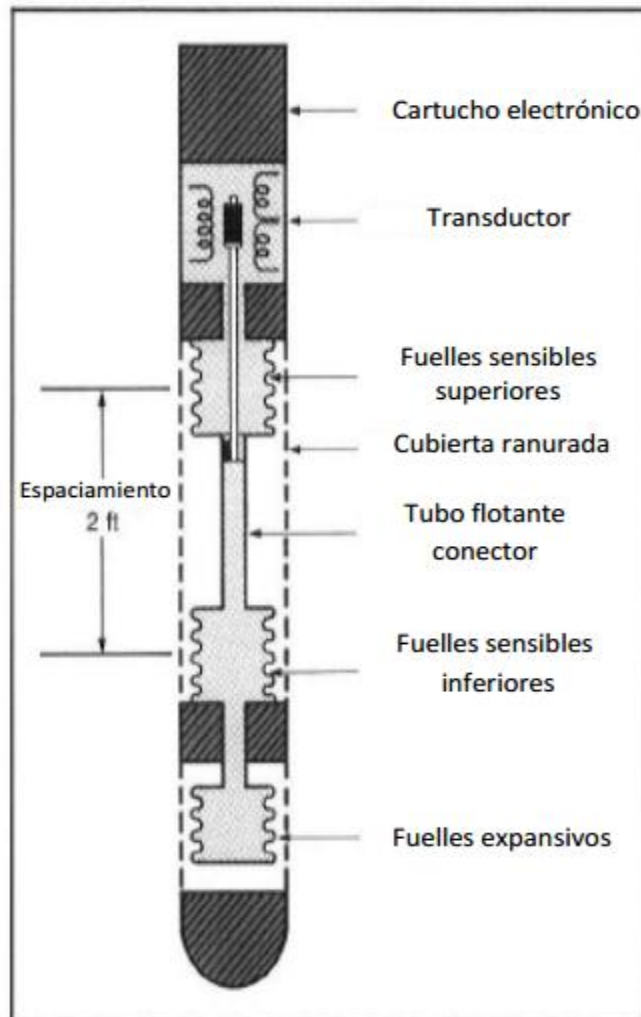
Figura 3.12 Separación diferencial a volumen constante

3.2.4 Registro de Gradiomanómetro.

El gradiomanómetro es una herramienta diseñada para medir cambios en el gradiente de presión con exactitud. Su funcionamiento se basa en determinar la diferencia de

presión de dos puntos en la columna de fluido con lo cual puede determinar la densidad del fluido que encuentra dentro de estos dos puntos.

La herramienta consiste de tres fuelles llenos de keroseno con un tubo conector flotante entre dos fuelles sensores. Los fuelles se comprimen con la presión y una varilla se mueve en proporción a la diferencia en compresión entre los dos juegos de fuelles. Un embolo magnético al final de la varilla genera una señal proporcional al movimiento de la varilla en una bobina traductora. La salida de la bobina esta calibrada en términos de la densidad del fluido



**Figura 3.13 Esquema fundamental del
gradiomanómetro**

En pozos desviados las lecturas del gradiomanómetro deben ser divididas por el coseno del Angulo de desviación del agujero. Se debe hacer notar que las lecturas del

gradiomanómetro no es únicamente función de la densidad del fluido; la relación verdadera es:

$$\rho_{Gr} = \rho_f(1.0 + K + F) \dots\dots\dots (3.3)$$

Donde K es un término cinético y F es un término de fricción. Empíricamente se ha determinado que para gastos menores a 2000 barriles diarios, el término es despreciable; para gastos mayores la figura 3.14 ofrece factores estimados. El término cinético puede ser detectado cuando la velocidad del fluido a través del fuelle superior es considerablemente diferente a la velocidad a través del fuelle inferior.

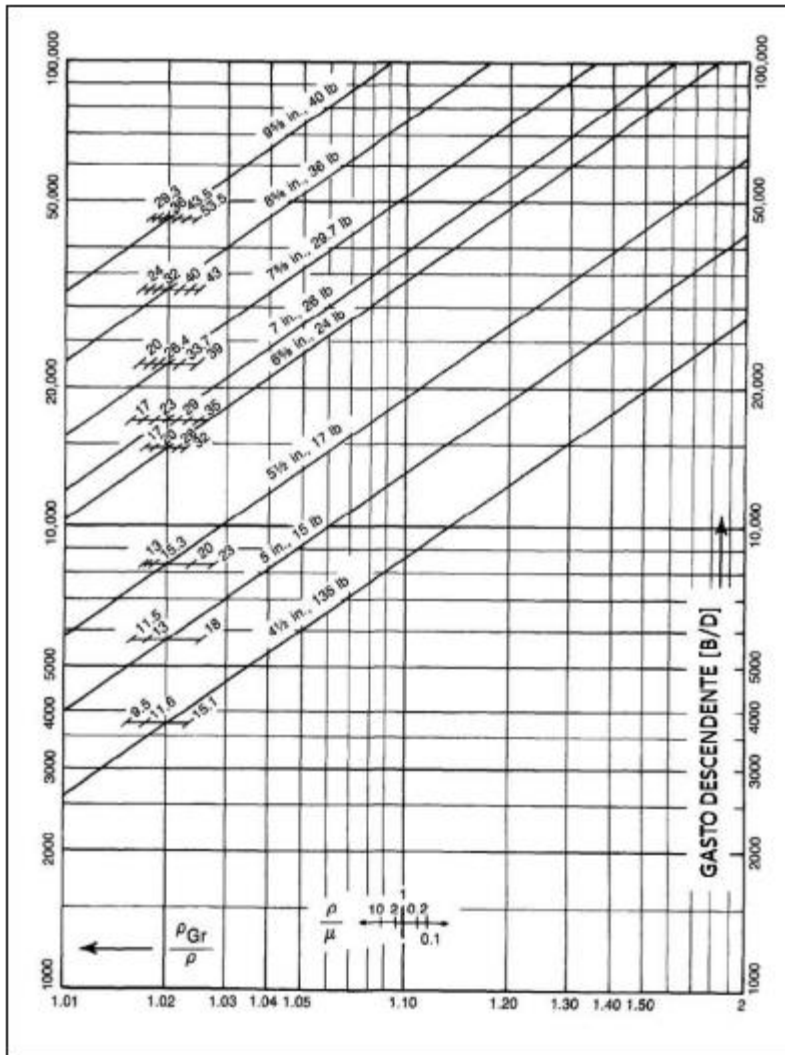


Figura 3.14 Factores de corrección estimados para obtener las pérdidas de presión por fricción

La herramienta está diseñada para arrojar una curva directamente en (g/cm^3); por lo general junto a elle se graba una segunda curva llamada Gradiomanómetro amplificado, la cual permite ver cambios de una forma más pronunciada; tendrá cinco veces más sensibilidad que la lectura de curva normal, para determinar valores absolutos en la primera. La figura 3.15 muestra un típico registro de gradiomanómetro.

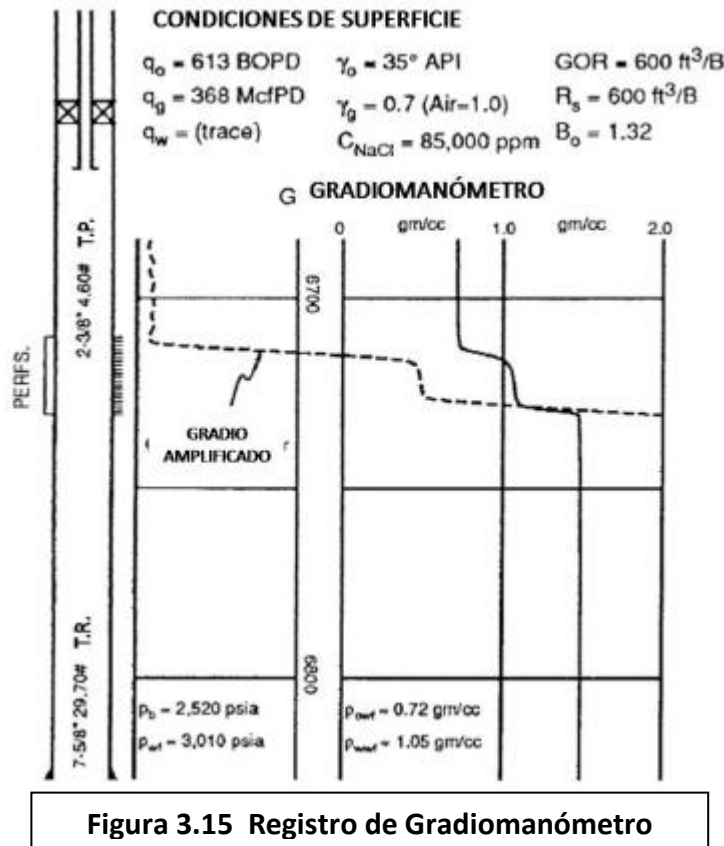


Figura 3.15 Registro de Gradiomanómetro

3.3 PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas permiten realizar un análisis de los fluidos y determinar algunas características del yacimiento de manera indirecta. Así mismo, las pruebas constituyen la única manera de obtener información real del comportamiento dinámico del yacimiento en condiciones reales [1].

En general, los objetivos de las pruebas de presión son los siguientes:

- Evaluar la condición del pozo y la caracterización del yacimiento.
 - Comunicación entre pozos
- Obtener los parámetros del yacimiento para la descripción del yacimiento.
 - Permeabilidad del yacimiento
 - Presión promedio o inicial del yacimiento
 - Tamaño del yacimiento
- Determinar si toda la longitud de perforación del pozo de aceite es también una zona productora.
- Estimar el factor de daño y el daño durante la terminación en un pozo de aceite. Basados en la magnitud del daño, una simulación con respecto a la simulación puede ser tomada.

Se deben determinar las condiciones operacionales las cuales dependen de:

- Tipo de pozo (productor o inyector)
- Estado del pozo (activo o cerrado).
- Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples).
- Declinación, restauración, tasas múltiples.
- Presencia o no de un sistema de levantamiento (requerimientos de completación).

Tipo de prueba	Parámetro obtenido
Pruebas de Presión DST (DrillStem Test)	<ul style="list-style-type: none"> • Comportamiento del yacimiento • Permeabilidad • Daño • Longitud de fractura • Presión del yacimiento • Límites del yacimiento • Fronteras
Prueba de declinación de presión (Draw Down)	<ul style="list-style-type: none"> • Comportamiento del yacimiento • Permeabilidad • Daño • Longitud de fractura • Límites del yacimiento • Fronteras
Prueba de restauración de presión (Build Up Test)	<ul style="list-style-type: none"> • Comportamiento del yacimiento • Permeabilidad • Daño • Longitud de fractura • Presión del yacimiento • Fronteras
Prueba de disipación de presión (Fall Off)	<ul style="list-style-type: none"> • Movilidad en varios bancos • Daño • Presión del yacimiento • Longitud de fractura • Ubicación del frente • Fronteras
Prueba de pulso o interferencia	<ul style="list-style-type: none"> • Comunicación entre pozos • Comportamiento del tipo de yacimiento • Porosidad • Permeabilidad inter pozos • Permeabilidad vertical
Prueba de gastos escalonados (Step Rate Test)	<ul style="list-style-type: none"> • Gradiente de fractura de la formación • Presión de fondo de inyección

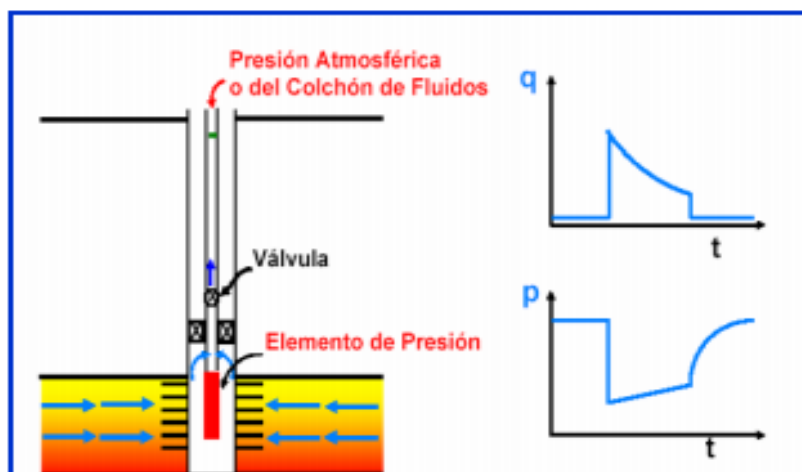
Tabla 3.1 Diferentes pruebas de presión y los datos obtenidos de cada una.

3.3.1 Pruebas de Presión DST (DrillStem Test)

Una prueba de presión DrillStem Test es un aparejo de producción de prueba en el cual se utilizan herramientas especiales colocadas en el aparejo de prueba. Esta prueba generalmente se usa para probar pozos nuevos. En un DST, el pozo es abierto a flujo a través de una válvula ubicada en el fondo de la herramienta de prueba, y el fluido de yacimiento fluye hacia superficie por la tubería de Producción. Una prueba común es una secuencia de períodos de tiempo de cierre de acuerdo a las necesidades de evaluación que se requieran practicar en el pozo.

Con la prueba DST permite evaluar los siguientes aspectos del yacimiento:

- **Productividad**
Permite evaluar el potencial de la arena productora, con distintos reductores, evaluar efectos de turbulencia (daño), presión de fondo fluyentes, y otros efectos en la cara de la arena (resistencia inercial y despojamiento capilar).
- **Propiedades de Yacimiento**
Con el cierre para restauración de presión, permite evaluar la presión promedio de la formación, permeabilidad, capacidad de la formación, skin, efectos de barrera o límites de yacimiento.
- **Muestreo de fluidos**
Con las muestras de fluido en fondo permite caracterizar en fluido original de yacimiento, la cual juega un papel importante en la estimación de fluidos originales en sitio, monitoreo y estudios de yacimiento, diseño de las facilidades de superficie, etc.

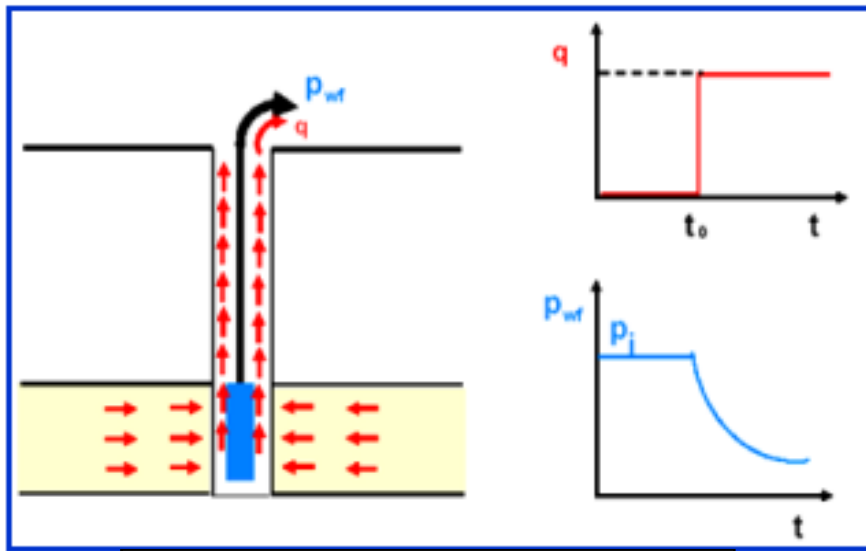


Gráfica 3.1. Prueba Drill Stem Test (DST)

3.3.2 Prueba de declinación de presión (Draw Down).

La prueba de declinación es realizada en un pozo productor, comenzando idealmente con una presión uniforme en el yacimiento. La tasa y la presión son registradas como funciones del tiempo. Los objetivos de la prueba de agotamiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunas ocasiones el volumen del yacimiento.

Las pruebas de declinación de presión es un buen método para pruebas de límites de yacimiento, ya que el tiempo requerido para observar una respuesta de límite es largo, y fluctuaciones operacionales en la tasa de flujo son menos significantes sobre longitudes de tiempo.



Gráfica 3.2. Prueba de declinación de presión

Para flujo de estado no estable

$$(P_i - P_{wf})_{real} = \frac{162.6Q_o B_o \mu_o}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_o c_f r_w^2} \right) - 23.3 + 0.87s \right] \dots\dots\dots(3.4)$$

Esta ecuación se puede arreglar así

$$P_{wf} = - \frac{162.6Q_o B_o \mu}{kh} * \left[\log(t) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_f r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s \right] \dots\dots\dots(3.5)$$

Relación lineal entre P_{wf} y $\log(t)$, ecuación en forma de línea recta:

$$P_{wf} = a + m \log(t) \dots\dots\dots(3.6)$$

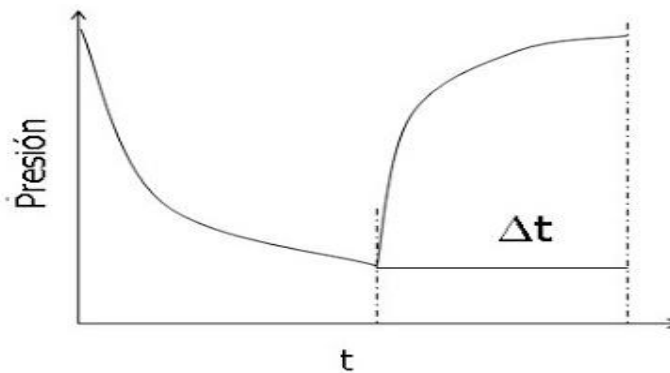
Donde:

$$a = P_i - \frac{162.6Q_oB_o\mu_o}{kh} \left[\log\left(\frac{h}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87s \right]$$

$$m = - \frac{162.6Q_oB_o\mu_o}{kh}$$

3.3.3 Prueba de restauración de presión (Build Up Test)

Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del yacimiento sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del yacimiento se estabilice. La prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el yacimiento varía en función del tiempo.



Gráfica 3.3. Prueba de restauración de presión

El tiempo de flujo (t_p) se define así:

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o} \dots\dots\dots(3.7)$$

Donde:

N_p = Producción Acumulada de Petróleo, BN

Q_o = Gasto estabilizado antes del cierre, BN/Día

Se establece que para que para flujo de estado no estable se cumple la siguiente ecuación (Ecuación Horner, 1951):

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6Q_o\mu B}{kh} \left[\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right] \dots\dots\dots(3.8)$$

Donde

P_{ws} = Presión de fondo durante el cierre

Δt = Tiempo de cierre en horas

La ecuación de Horner sugiere que la relación entre P_{ws} y $(t_p+\Delta t)/\Delta t$ es una línea recta en escala semi-log

$$P_{ws} = a - m \log[(t_p + \Delta t)/\Delta t] \dots\dots\dots(3.9)$$

Donde:

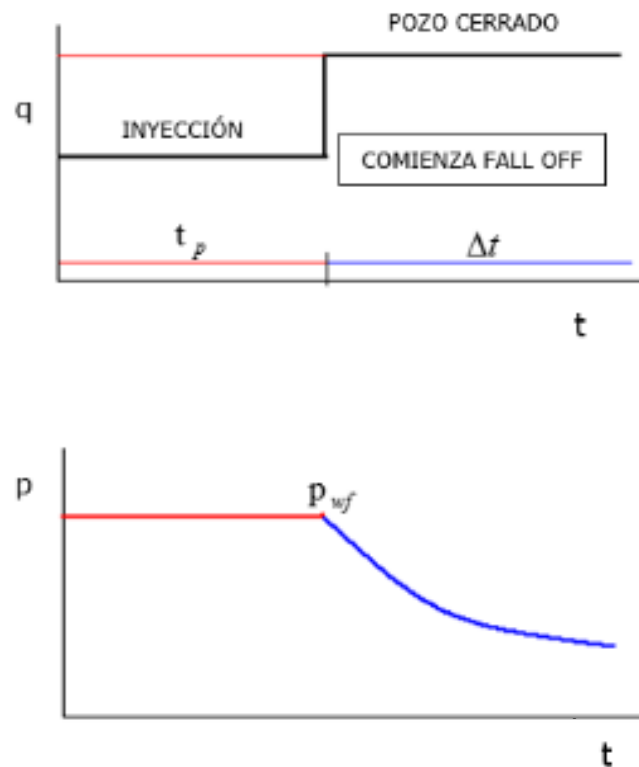
$$a = P_i \text{ Intersección}$$

$$m = \frac{162.6Q_oB_o\mu_o}{kh} \text{ Pendiente}$$

3.3.4 Prueba de Disipación de Presión (Fall Off)

Son pruebas de disipación de presión que se utilizan como herramienta para el seguimiento de pozos inyectoros de agua utilizados como pozos de disposición o asociados a proyectos de recuperación mejorada. Básicamente se utilizan para estimar propiedades y condiciones en las zonas cercanas al pozo inyector.

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar el pozo ^[4].



Gráfica 3.4. Prueba de Disipación de Presión (Fall Off)

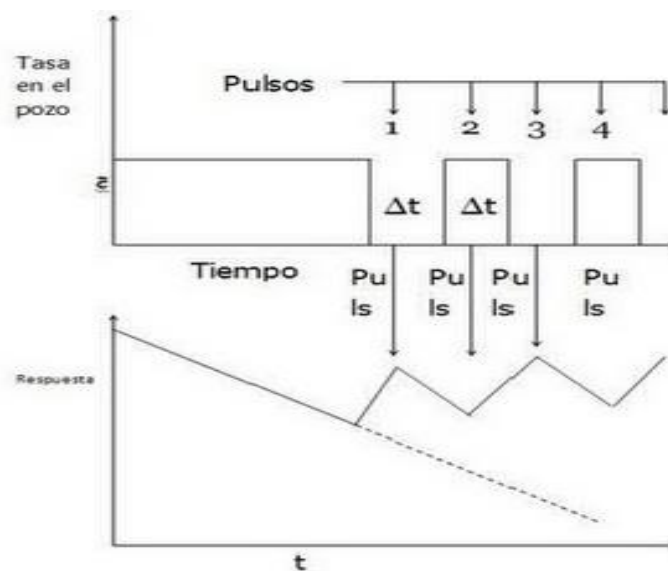
3.3.5 Prueba de pulso o interferencia

Las pruebas de interferencia tienen dos grandes objetivos. Estas pruebas son usadas para (1) determinar si dos o más pozos están comunicados entre sí y (2) puede proveer una estimación de la permeabilidad, porosidad y compresibilidad, en las inmediaciones de los pozos probados. Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo cualquiera (pozo de observación).

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

Las pruebas de pulso constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre.

En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación. Se caracteriza porque son pruebas de corta duración y los tiempos de flujo deben ser iguales a los tiempos de cierre.



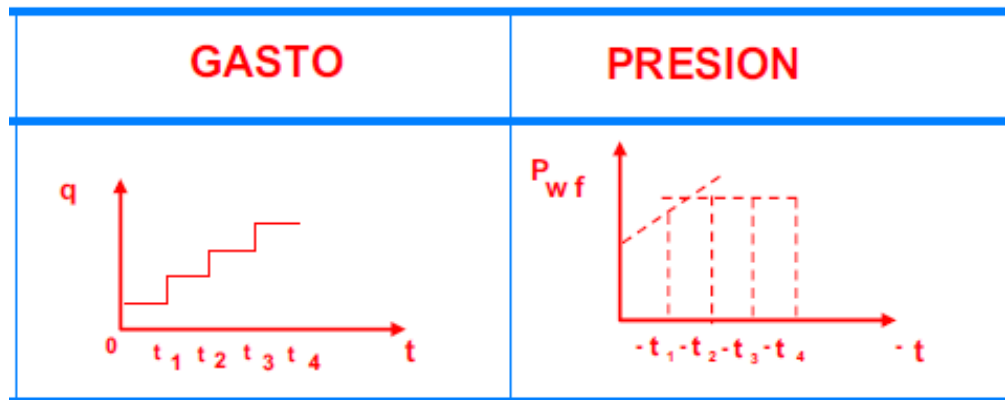
Gráfica 3.5. Prueba de pulso.

3.3.6 Pruebas de Gastos Escalonados (SRT)

Una prueba SRT es una prueba llevada a cabo en un pozo inyector para determinar el gradiente de fractura de la formación, el gasto de inyección dentro del pozo es incrementado a manera de paso sobre intervalos iguales de tiempo cada vez que la presión de fondo de inyección es medida. Los datos de presión y de gasto de inyección pueden ser analizados para determinar el gradiente de fractura de la formación ^[2].

El procedimiento para realizar la prueba es el siguiente:

- Cerrar el pozo y permitir que la presión de fondo se estabilice (si no es posible cerrar el pozo, o no es práctico, estabilizarlo a un gasto bajo). Medir la presión estabilizada.
- Abrir el pozo a un bajo gasto de inyección y mantener ese gasto durante un tiempo previamente definido. Registrar la presión al final del periodo de flujo.
- Incrementar el gasto de inyección, y al final del intervalo de tiempo (que es igual al tiempo del punto anterior), registrar la presión.
- Repetir el punto anterior para un número de incrementos hasta que la presión de fractura es visible en la gráfica de la prueba de gastos escalonados.



Gráfica 3.6. Gráfica de una prueba de presión a gastos escalonados ^[2].

CAPÍTULO 4

REPARACIONES MENORES EN POZOS PETROLEROS.

Las reparaciones menores son trabajos de rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés.

A continuación se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos:

- Reacondicionamientos de aparejos de producción o inyección.
- Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño.
- Limpieza de pozo:
 - ✓ Aparejo de producción o inyección.
 - ✓ Fondo del pozo.
- Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.
- Inducciones.
- Mantenimiento a conexiones superficiales.

4.1 REACONDICIONAMIENTO DE APAREJOS DE PRODUCCION.

Durante la explotación de los yacimientos la optimización en la recuperación de los hidrocarburos es un factor importante, ya sea por energía propia del yacimiento o con ayuda de sistemas artificiales de producción, el correcto funcionamiento del pozo es de vital importancia para dicha optimización.

El aparejo de producción es un conjunto de accesorios y tuberías que se introducen al pozo para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan de manera controlada.

Existen diferentes tipos de aparejos de producción entre los más usuales podemos mencionar:

- Fluyentes
- Inyectores
- De bombeo neumático

- De bombeo mecánico
- De bombeo electro-centrífugo sumergible
- De bombeo de cavidades progresivas
- Sarta de velocidad
- Con embolo viajero

Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención, ya sea en la terminación y/o reparación del pozo.

El reacondicionamiento del aparejo de producción consiste en adaptar dicha sarta a las condiciones y requerimientos que requiera el pozo para optimizar la producción, ya sea cambiando el diámetro del aparejo de producción de un pozo fluyente o implementando un sistema artificial de producción.

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Para realizar la selección de un sistema artificial de producción (SAP) es necesario tomar en cuenta el tipo de terminación realizada en el pozo, el tipo de energía disponible, la localización, características de producción, las propiedades de los fluidos, características del empuje predominante en los yacimientos, características de las instalaciones en superficie y problemas de operación entre otros.

A continuación se describirán algunos de los diferentes tipos de aparejos disponibles para su instalación:

4.1.1 Aparejos para pozos fluyentes.

Un pozo fluyente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, estrangulador y separador.

Se compone, principalmente de un empacador permanente o recuperable, una válvula de circulación y la tubería de producción. Se emplea si las condiciones de presión del yacimiento son suficientes para hacer llegar los hidrocarburos a la superficie y hacerlos llegar al separador.

El diseño de este tipo de aparejos está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a los programas de explotación del pozo. La figura 4.1 muestra un estado mecánico de este tipo, para un pozo costa afuera donde se requiere, además, una válvula de control de presión subsuperficial (válvula de tormenta).

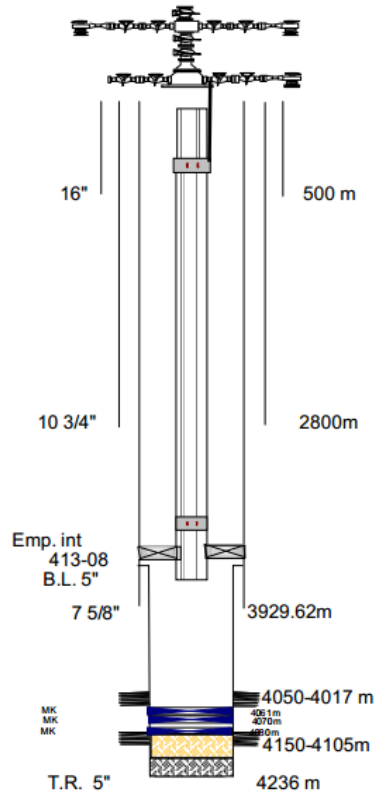


Figura. 4.1 Estado mecánico de un pozo con aparejo fluyente.

4.1.2 Aparejos para pozos inyectoros.

Su distribución mecánica es semejante a los fluyentes. Constituyen el medio para hacer llegar los fluidos de inyección de la superficie al yacimiento. Se emplean para mantener la energía del yacimiento e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

4.1.3 Aparejos para pozos de bombeo neumático.

El bombeo neumático es un método de levantamiento artificial mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo) o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente).

Estos aparejos se componen de manera similar a los aparejos de producción fluyentes, la diferencia de que se le instalan válvulas de inyección de gas, distribuidas de manera estratégica en la tubería de producción. La figura 4.2 muestra un estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo neumático.



Figura. 4.2 Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo neumático

Las ventajas y desventajas del este tipo de sistema artificial de producción son:

Ventajas

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de presión.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Adaptable a pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

Desventajas

- Requiere fuente de gas
- Altos costos operativos al manejar gases amargos
- Requieren niveles de líquidos altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión
- La TR debe soportar una alta presión de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.

4.1.4 Aparejos para pozos con bombeo mecánico.

Consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba que succiona aceite debido a un movimiento recíprocante de un embolo, generado en superficie a través de una sarta de varillas metálicas, por una viga oscilante (balancín) accionada por un motor o unidades superficiales actuadas hidráulicamente o neumáticamente. La figura 4.3 ejemplifica el tipo de aparejo mencionado.

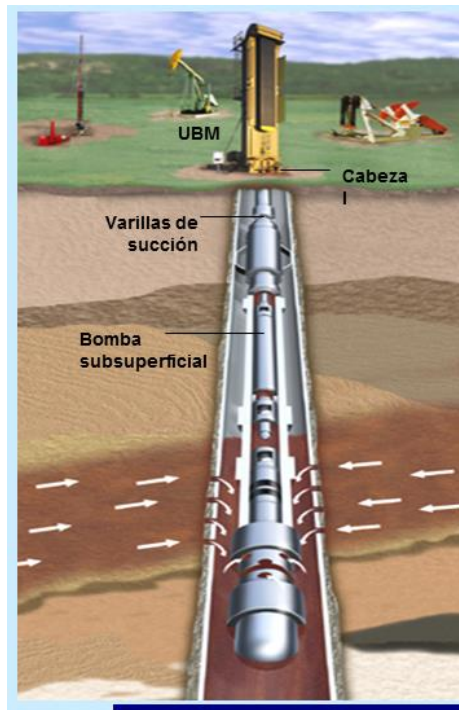


Figura 4.3 Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo mecánico

Las ventajas y desventajas del este tipo de sistema artificial de producción son

Ventajas

- Diseño simple
- Baja inversión para producciones de volúmenes bajos y profundidades someras a intermedias (2400 m)
- Permite producir con niveles de fluido bajos.
- Adaptable a pozos con problemas de corrosión e incrustaciones.

Desventajas

- Debido a las características de las varillas se lima al bombeo mecánico a profundidades mayores y volúmenes altos de producción
- Problemas en pozos desviados.
- Para reparaciones de la bomba, las varillas deben ser extraídas.

4.1.5 Aparejos para pozos con bombeo electrocentrífugo.

Este sistema consiste en extraer los hidrocarburos mediante el equipo eléctrico superficial (transformador, tablero de control, cable superficial) y subsuperficial (bomba centrífuga, motor eléctrico, protector de motor, cable sumergible, separador de gas).

El transformador proporciona el voltaje requerido por el motor, mientras que el tablero controlará que no exista variación en el voltaje y en la corriente eléctrica que será conducida por el cable.

Los accesorios subsuperficiales forman parte del aparejo. El cable conduce la energía eléctrica que acciona el motor de la bomba centrífuga que a su vez envía el líquido a la superficie. El gas libre afecta a la bomba por lo que se requiere instalar un separador de fondo.

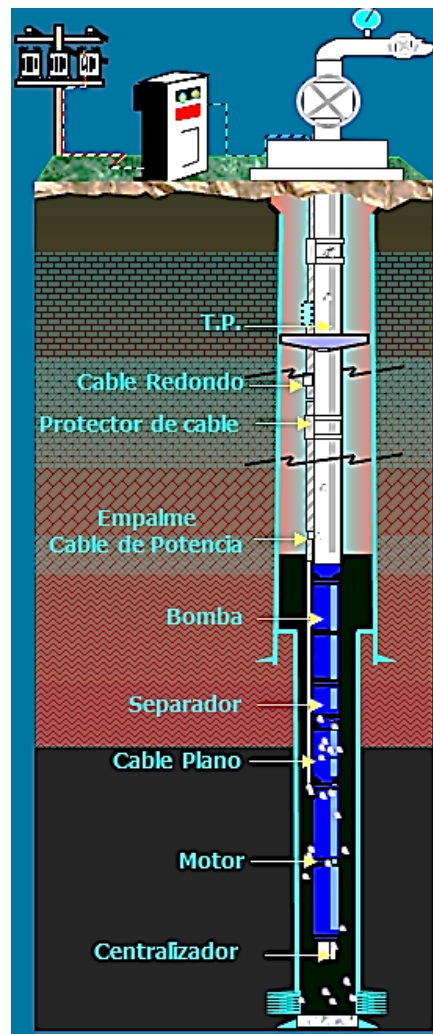


Figura. 4.4 Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo electro-centrífugo

Las ventajas y desventajas del este tipo de sistema artificial de producción son

Ventajas

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.

Desventajas

- El cable es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Requiere fuentes económicas suministro de energía eléctrica.
- de los problemas de incrustaciones son fatales para la operación
- mal manejo en alto porcentaje de arena o gas.

4.1.6 Aparejo para pozos con sarta de velocidad

Su función es reducir el área efectiva de flujo del pozo sin necesidad de recuperar el aparejo de producción fluyente. Se coloca una tubería flexible colgada dentro de la tubería de producción al mismo tiempo que se bombea gas (N_2), incrementando la energía de los hidrocarburos por efecto de la reducción del área efectiva de flujo. La figura 4.5 muestra un ejemplo de este tipo de aparejos.

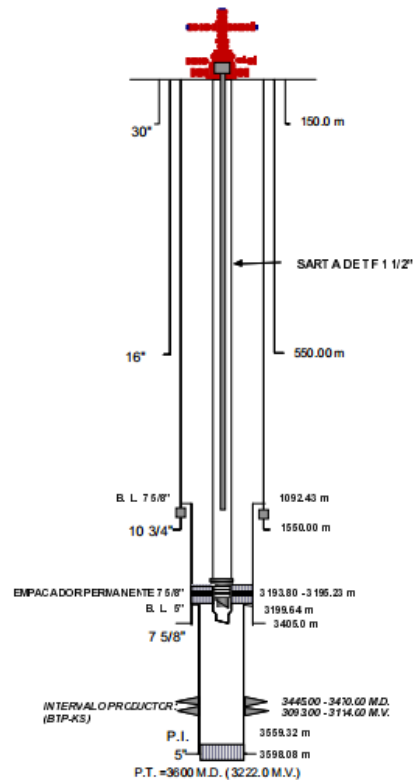


Figura. 4.5 Estado mecánico de un pozo con sarta de velocidad

4.2 CAMBIOS DE APAREJO O EMPACADOR POR COMUNICACIÓN O DAÑO.

Debido a las condiciones y requerimientos de optimización de la producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores que pueden ocasionar fallas o deterioro de alguno de los componentes que constituyen el aparejo de producción. Esta situación puede reducir los niveles de producción o impedir el control eficiente de la explotación.

Entre las principales situaciones donde es necesario remplazar alguno de los componentes de la sarta de producción; están:

- Falla de alguna de las empaquetaduras por exceso de esfuerzo tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.
- Mangas deslízate que no puede ser abierta o cerrada por la erosión causada por la arena de la formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por erosión causada por la arena de la formación.

- Recuperación de un pescado que no puede ser previamente recuperado mediante trabajos de línea de acero.

La mayoría de estas fallas se resuelve cambiando el aparejo de producción recuperándolo y cambiando la tubería o los accesorios dañados. El empacador, se puede eliminar por molienda o pesca, cuando es permanente, o sacar con el aparejo de producción si es recuperable. Posteriormente se coloca otro, cambiando un poco la profundidad de anclaje, debido a que la tubería de revestimiento en ese punto tiene marcas de cuñas del antiguo empacador o efectos de la molienda.

El diseño del nuevo aparejo debe efectuar un análisis y selección cuidadosa de los materiales del nuevo aparejo o empacador para evitar que el problema se repita (materiales especiales con mayor resistencia a los esfuerzos, H_2S, CO_2 , arena).

4.3 LIMPIEZA DE POZO.

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafinitas, presentes en mayor o menor proporción, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

A su vez el movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es indudablemente un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros en el mundo, exceptuando los campos maduros, las arenas bien consolidadas o carbonatos.

Los problemas que generan la precipitación de parafinas y/o asfáltenos y el arenamiento en el pozo se pueden evitar con la limpieza del pozo estas pueden ser la limpieza del aparejo de producción o a el fondo del pozo.

4.3.1 Limpieza del fondo del pozo.

Esta operación consiste en circular un fluido lavador que limpie los sedimentos y escombros del fondo del pozo y llevarlos a la superficie la operación se puede realizar ya sea con el equipo de reparación o tubería flexible

Con el equipo de reparación se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido circulante e instalar el aparejo de producción.

Con el equipo de tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación pero se evitan una mayor posibilidad de pescados, ni olvidar hacer previamente un análisis de compatibilidad entre los fluidos de limpieza y los producidos por el pozo.

4.3.2 Limpieza del aparejo de producción.

Existen tres métodos para la remoción de precipitados de materia orgánica son los siguientes:

- Mecánicos
- Térmicos
- Químicos

Sin embargo, en ocasiones se emplean combinaciones de estos. La selección de uno u otro método para la remoción de un depósito en particular depende de las características de éste y del lugar donde se encuentre.

Dependiendo de la magnitud del depósito, pueden emplearse los métodos mecánicos. Básicamente estos consisten en el raspado físico de la tubería empleando herramientas. Estas herramientas se sostienen por línea de acero desde la superficie y aplicando un movimiento de vaivén se logra raspar a la tubería y remover el depósito. La aplicación de métodos térmicos consiste en la inyección de fluidos (agua, aceite o vapor) a alta temperatura, por el espacio anular adicionando un agente químico solvente.

Es necesario aclarar que un agente químico puede ser sumamente efectivo para ciertos crudos, mientras en otros no. La razón de este comportamiento es la interacción entre las fracciones pesadas del crudo y los componentes activos del agente. Como la cantidad y tipo de dichas fracciones varía de un crudo a otro, incluso para aquellos provenientes de un mismo campo, la eficiencia del agente químico depende de la composición de aceite de ahí la importancia de realizar previamente un análisis de compatibilidad de fluidos.

4.3.2.1 Métodos Mecánicos.

El uso de métodos mecánicos es recomendable si la dureza y cantidad del depósito es grande y su remoción solo es posible mediante el raspado físico llegando a usar motores de fondo con molinos conducidos con tubería flexible. Por otro lado, la localización, consistencia del depósito y las condiciones climatológicas del lugar son los principales parámetros que deben ser considerados para la selección de este método correctivo.

Los métodos mecánicos solo alivian el problema por un tiempo y en un lugar específico. Debido a que fundamentalmente la acción de estos métodos se reduce a remover el

depósito, este transportado por la corriente de hidrocarburos a otro lugar y existe la posibilidad de que vuelva a depositarse.



Figura. 4.6 Escariador, utilizado para la remoción de depósitos en la tubería.

4.3.2.2 Métodos Térmicos.

Estos métodos consisten en la elevación de la temperatura de la instalación afectada, esta operación disuelve el depósito, mantiene a la parafina en solución y evita la aglutinación de los cristales de cera mientras que la tubería permanezca caliente.

Los fluidos a alta temperatura que se emplean son: aceite, agua y vapor para su inyección requiere de una unidad calentadora y una bomba, preferentemente portátiles, además de otros dispositivos. Los resultados obtenidos con estos métodos pueden considerarse como buenos, ya que su operación va encaminada a la disolución del depósito y a mantenerlo en solución en el aceite, hasta llevarlo a un lugar donde la parafina sea retirada.

Cuando un tratamiento va encaminado a retirar la parafina depositada, la inyección de los fluidos a alta temperatura y presión se realiza desde superficie por el espacio anular entrando a la tubería de producción por medio de una camisa de circulación colocada en la parte inferior de la tubería de producción. La camisa debe estar colocada debajo de la profundidad a la cual el aceite alcanza su punto de nube. Esto es con objeto de toda la parafina depositada queda sujeta al tratamiento y ser removida.

Los fluidos a alta temperatura, al pasar por el espacio anular calientan la superficie exterior de la tubería de producción reduciendo la consistencia del depósito y la adherencia de este en la superficie interna de la tubería de producción. La fluido calientes

entran a la tubería de producción donde se combinan con los fluidos que aporta la formación, por lo tanto la temperatura de flujo dentro de la tubería aumenta, lo que ablanda y disuelve el depósito que es retirado por la corriente de fluidos.

4.3.2.3 Método Químico.

Los métodos químicos se utilizan para prevenir y corregir la depositación. Pueden ser aplicados en la cara de la formación, en la tubería de producción. La selección del agente químico, su concentración y el tiempo por el cual debe emplearse es función de:

- Localización del punto donde se inicia la depositación.
- Equipo instalado y disponible para realizar el tratamiento.
- Magnitud de la depositación y su historia
- Comportamiento del crudo y análisis del depósito en el laboratorio bajo diversas pruebas.

En términos generales, el empleo de agentes químicos es recomendable cuando el tamaño del depósito no es grande, en caso contrario aunque son capaces de retirar el depósito, la cantidad de agente químico, solvente y su costo comparado con la aplicación de otros métodos, hacen su aplicación poco atractiva. Además el empleo de buenos solventes es difícil, ya que el manejo de algunos de ellos requiere de muchas precauciones, pues son productos nocivos a la salud del personal que los opera.

Básicamente el diseño de un programa de tratamiento se resume en tres pasos:

- Selección del agente químico y su concentración en el aceite crudo.
- Determinación del tiempo de contacto
- Determinación de la frecuencia del tratamiento

En gran parte el éxito de un tratamiento empleando productos químicos depende de la correcta selección del aditivo. Para esto no existe regla si no que es necesario llevar a cabo una serie de pruebas tanto en laboratorio como en campo, antes de definir el tipo y combinarse para obtener un resultado eficiente y económico.

La eficiencia de un tratamiento empleando agentes químicos depende de la temperatura de la corriente de fluidos y del tiempo contacto entre el aditivo y el depósito. Cualquier tratamiento debe garantizar que el tiempo de contacto sea suficiente para penetrar, suavizar y remover el material acumulado y deja una película protectora sobre la superficie de contacto.

4.4 CORRECCION DE ANOMALÍAS DE LA TR

Las principales fallas observadas en las TR son desprendimiento, rotura o colapso. Las causas que las originan pueden ser fatiga o desgaste, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos sobre la TR.

Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo.

Existen dos formas de resolver este problema:

- a) Efectuando una recementación a la anomalía utilizando un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que está obturado.
- b) Aislando la anomalía con una TR de menor diámetro.

4.4.1 Descripción de la cementación forzada.

Es el proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. Ésta es una medida correctiva a una cementación primaria defectuosa ^[3].

Objetivos de las cementaciones forzadas

- a. Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
- b. Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta, o en la zapata de una tubería cementada, que manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo. Esta prueba consiste en la aplicación al agujero descubierto, inmediatamente después de perforar la zapata, de una presión hidráulica equivalente a la carga hidrostática, que ejercerá el fluido de control con el que se perforará la siguiente etapa. Esto se realiza durante 15 a 30 minutos, sin abatimiento de la presión aplicada.
- c. Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
- d. Reducir la relación gas-aceite.
- e. Sellar un intervalo explotado.
- f. Sellar parcialmente un intervalo que se seleccionó incorrectamente.
- g. Corregir una canalización en la cementación primaria.
- h. Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.

El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr el propósito. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Los problemas que soluciona una

cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar zonas productoras.

Una cementación forzada diseñada de forma adecuada, tiene como resultado la construcción de un sello sobre los agujeros abiertos en la formación y la tubería de revestimiento, dicho enjarre forma una pared casi impermeable. En los casos en que la lechada es colocada dentro de un intervalo fracturado, los sólidos del cemento deben desarrollar un enjarre sobre las caras de la fractura.

Para llevar a cabo los trabajos de cementación a presión, casi siempre se requiere del empleo de un retenedor de cemento, según sea el caso con el objetivo de aislar el espacio anular del pozo, por medio de este se deja directamente comunicada la zona donde se requiere hacer la inyección del cemento con la sarta de trabajo, se obtiene un rango mayor en la presión de operación y mayor seguridad de confinamiento de la lechada.

Cabe señalar que previo al trabajo de una cementación forzada es indispensable realizar una prueba de admisión, lo que permitirá efectuar un diseño adecuado de la cementación.

4.4.2 Técnicas de Cementación a Presión.

Cementación a baja presión.

El objetivo de esta cementación forzada es de llenar las cavidades de los baleos y espacios vacíos. El volumen de cemento generalmente es pequeño porque la lechada no es bombeada dentro de la formación. Además es necesario un preciso control de la presión hidrostática de la columna de cemento porque un fracturaría a la formación.

En cementaciones a baja presión los baleos y canales deben estar libres de lodo u otros sólidos. Se puede bombear continuamente.

Cementación a alta presión.

Hacemos pequeñas fracturas sin expandirlas para que acepten el fluido viscoso con alto contenido de sólidos. El desplazamiento de la lechada de cemento detrás de la cañería de revestimiento se consigue fracturando la formación en los baleos o cerca de ellos. Debe ser llevada a cabo solo si los baleos no pueden ser limpiados o la permeabilidad de la formación no permite la entrada de agua durante la prueba de inyektividad.

Cementos con tapón balanceado.

Este método consiste en balancear un tapón de cemento, subir la tubería y lavarla mediante circulación para luego anclar el packer y aplicar presión por directa, para forzar el cemento dentro de los baleos y en áreas de cemento defectuoso.

Diseño de la lechada de cemento para cementaciones forzadas.

Varía en función de la terminación que se emplea para la ejecución del trabajo.

Filtrado Alto: 100 cc/30min

Filtrado Moderado: 50-100 cc/30min

Filtrado Bajo: 20-50 cc/30min

La viscosidad debe controlarse para tener oportunidad de inyectar la lechada dentro de los espacios vacíos. El tiempo de fraguado debe ser suficiente para preparar la lechada, bombear al pozo por circulación hasta dejar en el extremo inferior de la sarta de trabajo. Luego se debe empacar y efectuar la inyección hasta alcanzar la presión deseada acorde a la técnica empleada, y descargar presión, desempacar y circular de manera inversa hasta eliminar la lechada sobrante.

Herramientas auxiliares para la cementación forzada

Las herramientas son los empacadores recuperables o empacadores permanentes molibles y los retenedores de cemento. Cuando se opera con un empacador recuperable se ancla y se mantiene pendiente su empacamiento para poder colocar por circulación directa hasta la ubicación de la herramienta o a la profundidad de trabajo, entonces se empaca para dar inicio a la inyección. Cuando se opera con un empacador permanente, se baja con la sarta de trabajo o cable hasta la profundidad programada. El packer se ancla con vueltas de la sarta de trabajo a la derecha y para empacarlo primero se le aplica tensión lentamente debido a que las cuñas superiores son las primeras en liberarse.

4.5 INDUCCIONES.

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismo a la superficie, se realizan varias actividades para disminuir la presión hidrostática a favor del yacimiento y permitir que éstos se manifiesten. Estas secuencias operativas se denominan métodos de inducción^[1].

Podemos encontrar varios métodos para inducir un pozo, la aplicación de cada método dependerá de las características y el estado mecánico del pozo. Los más comunes son los siguientes:

4.5.1 Inducción Mecánica.

Es el método más antiguo conocido en la industria petrolera. Consiste en deslizar una barra pesada provista de un elemento de empaque o capas, a través del aparejo de producción. En su viaje ascendente, y debido al peso del fluido, las copas se ajustan al diámetro interior del aparejo, permitiendo con esto el desalojo del fluido que se encuentre por encima de ellas.

La longitud aproximada que se vacía en cada viaje es de 150 m. si el fluido desalojado es agua, pero a medida que aumenta la densidad del fluido, disminuye la longitud vaciada.

Las principales desventajas de este método son:

- Alto riesgo operativo por no utilizar equipo de control.
- No se puede emplear en aparejos de producción combinados.
- La presión de trabajo de las copas es muy baja (10 a 15 kg/cm²)
- El primer flujo del pozo es a cielo abierto.
- El daño ecológico por derrames es considerable.

4.5.2 Inducción por desplazamiento o a través de la camisa o válvula de circulación.

Este método consiste en abrir la camisa de circulación y desplazar los fluidos contenidos en el aparejo de producción hacia el espacio anular por fluidos de menor densidad. Posteriormente cerrar la camisa, probar hidráulicamente el cierre de la misma y aforar el pozo a la batería con el estrangulador adecuado, en función de la presión final de bombeo y del fluido desplazante.

Como fluido desplazante se utiliza comúnmente agua dulce, salmueras sódicas o cálcicas y nitrógeno gaseoso. La elección depende de la densidad del fluido de control.

Los parámetros requeridos para efectuar con eficiencia y seguridad una inducción son:

1. Presión final de bombeo. El conocimiento de este parámetro permitirá seleccionar adecuadamente el equipo de bombeo y la presión de prueba de las conexiones superficiales, con el fin de evitar riesgos innecesarios durante el desarrollo operativo de la inducción.

2. Volumen de fluido para desplazar. La obtención previa de este parámetro evitará que se generen operaciones inconclusas y anómalas por falta de fluidos y sobre- desplazamiento del mismo.

El cálculo de estos parámetros para fluidos líquidos (agua dulce, salmueras) es simple y ampliamente conocido. Sin embargo, el manejo de gases es más complicado y requiere mayor atención.

Este método se explica con claridad con un ejemplo de cálculo de manera tradicional y analítica.

Ejemplo 1.

Se requiere efectuar un desplazamiento del fluido de lavado por nitrógeno a través de la camisa de circulación, en un pozo con las siguientes características:

- Profundidad de la camisa 5280m (17318 pies)=L
- Profundidad de los disparos 5800 m.
- Temperatura a nivel de disparos 147 °C
- Extremo del aparejo combinado 5310 m.
- Longitud de TP de 2 3/8" 4.6 lb/pie 1500 m (Cap. 2.019 l/m)
- Longitud de TP de 3 1/2" 9.2 lb/pie 3200 m (Cap. 4.54 l/m)
- Longitud de TP de 3 1/2" 12.7 lb/pie 600 m (Cap. 3.831 l/m)
- Densidad del fluido de lavado 1.0 gr/cm³=d

Calcular la presión final de bombeo y el volumen necesario de nitrógeno para efectuar el desplazamiento.

Símbolo químico	N
Peso atómico	14.0067
Peso molecular del N ₂	28.016
Densidad a 20 ° C	0.001165 gr/cc
Punto de ebullición	-196.8 °C
Temperatura crítica	-147.1 °C
Presión crítica	34.61 kg/cm ²
Punto de vaporización	29.81 °C
1 kg de líquido rinde	0.861 m ³ de gas a condiciones normales
Pureza	
Contenido humedad	2.5 ppm (v)
Toxicidad	NULA
Combustibilidad	NULA

Tabla 4.1. Propiedades del Nitrógeno.^[15]

Método Tradicional

Paso 1. Calcular la presión hidrostática ejercida por el fluido hasta la camisa de circulación:

$$Ph = 1.422(Lxd) \dots\dots\dots(4.1)$$

$$Ph = 1.422(5280x1) = 7508 \text{ psi}$$

Paso 2. En la tabla 4.2 localice el valor más cercano a 17318 pies (17000 pies); éste es de (7241 psi) y en la parte superior de esta columna encontrará el valor de 5000 psi, que corresponde a la presión en la cabeza.

Paso 3. De la tabla 4.3, con una profundidad de 17318 pies y una $P_w > 4000$ psi, encontramos el factor de peso del nitrógeno F_c de 1.4077. Dividiendo la presión de fondo calculada entre 1.4077 nos dá la presión en la cabeza ó presión final de bombeo:

$$P_{fb} = \frac{Ph}{F_c} = \frac{7241}{1.4077} = 5333 \text{ psi} \dots\dots\dots(4.2)$$

Paso 4. Obtener el factor de volumen del nitrógeno. En la tabla 4.4 se localiza el valor más cercano a 5333 psi (5300 psi), y a 17318 pies (18000 pies); en su intersección se encuentra el valor de $265.9 \text{ m}^3/\text{m}^3$, que corresponde al factor de volumen buscado.

Paso 5. Calcular el volumen del nitrógeno necesario. Para esto se debe conocer el volumen total del aparejo hasta la camisa y multiplicarlo por el factor de volumen encontrado en el paso anterior:

$$V_{N_2} = V_{ip} x F_v \dots\dots\dots(4.3)$$

$$V_{N_2} = (2.019x1500 + 4.54x3.200 + 3831x600) = 19855L$$

$$V_{N_2} = 19855x265.9 = 5280 \text{ m}^3$$

Prof (pies)/Pw (psia)	500	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000
500	509	1017	1527	2036	2547	3059	3572	4080
1000	517	1035	1553	2073	2594	3117	3644	4171
1500	526	1052	1580	2109	2641	3175	3715	4240
2000	534	1070	1606	2145	2687	3233	3785	4317
2500	543	1087	1633	2181	2733	3291	3855	4399
3000	552	1104	1659	2217	2780	3348	3925	4481
3500	560	1122	1685	2253	2825	3405	3994	4567
4000	569	1139	1712	2289	2871	3462	4069	4657
4500	577	1156	1738	2324	2917	3518	4142	4750
5000	586	1174	1764	2360	2962	3574	4216	4846
5500	595	1191	1791	2395	3008	3630	4291	4945
6000	603	1208	1817	2431	3053	3686	4366	5046
6500	612	1226	1843	2466	3098	3742	4441	5149
7000	621	1243	1869	2501	3143	3797	4516	5254
7500	629	1260	1895	2537	3187	3852	4591	5361
8000	638	1278	1921	2572	3232	3906	4666	5470
8500	647	1295	1947	2607	3276	3961	4741	5580
9000	655	1312	1974	2642	3321	4015	4816	5691
9500	664	1329	2000	2677	3365	4069	4891	5804
10000	673	1347	2026	2712	3409	4123	4966	5918
10500	681	1364	2051	2746	3453	4177	5041	6034
11000	690	1381	2077	2781	3497	4230	5116	6151
11500	699	1399	2103	2816	3541	4284	5191	6269
12000	707	1416	2129	2851	3585	4337	5266	6388
12500	716	1433	2155	2885	3629	4390	5341	6508
13000	725	1451	2181	2920	3672	4443	5416	6629
13500	734	1468	2207	2954	3716	4496	5491	6751
14000	742	1485	2232	2989	3759	4549	5566	6874
14500	751	1502	2258	3023	3802	4602	5641	6998
15000	760	1520	2284	3057	3845	4655	5716	7123
15500	769	1537	2310	3092	3888	4708	5791	7249
16000	777	1554	2335	3126	3931	4761	5866	7375
16500	786	1572	2361	3160	3974	4814	5941	7502
17000	795	1589	2387	3193	4013	4867	6016	7629

Prof (pies)/Pw (psia)	4500	5000	5500	6000	6500	7000	7500	8000
500	4566	5071	5575	6080	6584	7088	7591	8095
1000	4631	5141	5650	6159	6667	7175	7682	8190
1500	4696	5211	5725	6238	6750	7262	7773	8284
2000	4761	5281	5799	6316	6833	7348	7863	8377
2500	4825	5350	5873	6394	6915	7434	7952	8470
3000	4889	5419	5946	6472	6996	7519	8041	8562
3500	4953	5487	6019	6549	7078	7604	8130	8653
4000	5017	5555	6092	6626	7158	7689	8218	8744
4500	5080	5623	6164	6703	7239	7773	8305	8835
5000	5143	5691	6236	6779	7319	7857	8392	8925
5500	5205	5758	6308	6855	7399	7940	8479	9015
6000	5267	5825	6379	6930	7478	8023	8565	9104
6500	5330	5892	6450	7005	7557	8106	8651	9193
7000	5391	5958	6521	7080	7636	8188	8737	9282
7500	5453	6024	6591	7155	7714	8270	8822	9370
8000	5514	6090	6662	7229	7792	8351	8906	9457
8500	5575	6156	6732	7303	7870	8433	8991	9544
9000	5636	6221	6801	7376	7947	8513	9075	9631
9500	5697	6287	6871	7450	8025	8594	9158	9718
10000	5758	6352	6940	7523	8101	8674	9241	9804
10500	5818	6416	7009	7596	8178	8754	9324	9890
11000	5878	6481	7078	7669	8254	8833	9407	9976
11500	5938	6545	7146	7741	8330	8913	9489	10061
12000	5998	6609	7214	7813	8406	8992	9571	10146
12500	6057	6673	7282	7885	8482	9070	9653	10230
13000	6117	6737	7350	7957	8557	9149	9735	10315
13500	6176	6801	7418	8029	8632	9227	9816	10399
14000	6235	6864	7485	8100	8707	9305	9897	10483
14500	6294	6927	7553	8171	8781	9383	9977	10566
15000	6353	6990	7620	8242	8855	9460	10058	10649
15500	6411	7053	7687	8313	8929	9537	10138	10732
16000	6470	7116	7753	8383	9003	9614	10218	10815
16500	6528	7179	7820	8454	9077	9691	10298	10898
17000	6586	7241	7886	8524	9150	9768	10377	10980

Tabla 4.2 Presión de fondo de una columna de nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad. ^[15]

Prof (pies)/Pw (psia)	8500	9000	9500	10000
500	8598	9101	9604	10106
1000	8696	9201	9707	10212
1500	8793	9301	9809	10317
2000	8889	9400	9911	10421
2500	8985	9499	10012	10525
3000	9080	9597	10113	10628
3500	9174	9694	10213	10730
4000	9268	9791	10312	10832
4500	9362	9887	10411	10934
5000	9455	9983	10509	11034
5500	9547	10078	10607	11135
6000	9640	10173	10705	11235
6500	9731	10267	10802	11334
7000	9823	10361	10898	11433
7500	9913	10455	10994	11531
8000	10004	10548	11090	11630
8500	10094	10641	11185	11727
9000	10184	10733	11280	11824
9500	10273	10825	11374	11921
10000	10362	10917	11469	12018
10500	10451	11008	11562	12114
11000	10539	11099	11656	12210
11500	10627	11189	11749	12305
12000	10715	11280	11841	12400
12500	10802	11370	11934	12495
13000	10889	11459	12026	12589
13500	10976	11549	12118	12683
14000	11062	11638	12209	12777
14500	11148	11726	12300	12871
15000	11234	11815	12391	12964
15500	11320	11903	12482	13057
16000	11405	11991	12572	13149
16500	11490	12078	12662	13241
17000	11575	12166	12752	13333

Continuación Tabla 4.2 Presión de fondo de una columna de nitrógeno, teniendo la presión de superficie y la profundidad. ^[15]

Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)
100	1.0038	1.0024	4100	1.1521	1.0983
200	1.0075	1.0048	4200	1.1558	1.1007
300	1.0113	1.0072	4300	1.1594	1.1031
400	1.0150	1.0096	4400	1.1631	1.1055
500	1.0188	1.0120	4500	1.1668	1.1079
600	1.0226	1.0144	4600	1.1705	1.1103
700	1.0263	1.0168	4700	1.1742	1.1127
800	1.0301	1.0192	4800	1.1778	1.1151
900	1.0338	1.0216	4900	1.1815	1.1175
1000	1.0376	1.0240	5000	1.1852	1.1200
1100	1.0413	1.0288	5100	1.1889	1.1223
1200	1.0451	1.0312	5200	1.1926	1.1247
1300	1.0489	1.0336	5300	1.1962	1.1271
1400	1.0526	1.0360	5400	1.1999	1.1295
1500	1.0564	1.0384	5500	1.2036	1.1319
1600	1.0601	1.0408	5600	1.2072	1.1343
1700	1.0638	1.0432	5700	1.2108	1.1367
1800	1.0674	1.0456	5800	1.2144	1.1391
1900	1.0711	1.0480	5900	1.2180	1.1415
2000	1.0748	1.0504	6000	1.2216	1.1439
2100	1.0785	1.0528	6100	1.2252	1.1463
2200	1.0822	1.0552	6200	1.2288	1.1487
2300	1.0858	1.0576	6300	1.2324	1.1511
2400	1.0895	1.0600	6400	1.2360	1.1535
2500	1.0932	1.0624	6500	1.2396	1.1559
2600	1.0969	1.0648	6600	1.2431	1.1583
2700	1.1006	1.0671	6700	1.2466	1.1607
2800	1.1042	1.0695	6800	1.2502	1.1631
2900	1.1079	1.0719	6900	1.2537	1.1655
3000	1.1116	1.0743	7000	1.2572	1.1679
3100	1.1153	1.0767	7100	1.2607	1.1703
3200	1.1190	1.0791	7200	1.2642	1.1727
3300	1.1226	1.0815	7300	1.2678	1.1751
3400	1.1263	1.0839	7400	1.2713	1.1775
3500	1.1300	1.0863	7500	1.2748	1.1799
3600	1.1337	1.0887	7600	1.2783	1.1823
3700	1.1374	1.0911	7700	1.2818	1.1847
3800	1.1410	1.0935	7800	1.2854	1.1871
3900	1.1447	1.0959	7900	1.2889	1.1895
4000	1.1484	1.0959	8000	1.2924	1.1919

Tabla 4.3 Factor para determinar el peso de una columna de nitrógeno. ^[15]

Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)	Prof. (pies)	Pw<4000 (psia)	Pw>4000 (psia)
8100	1.2960	1.1943	12600	1.4551	1.3022
8200	1.2996	1.1967	12700	1.4586	1.3046
8300	1.3032	1.1991	12800	1.4622	1.3070
8400	1.3068	1.2014	12900	1.4657	1.3094
8500	1.3104	1.2038	13000	1.4692	1.3118
8600	1.3140	1.2062	13100	1.4726	1.3142
8700	1.3176	1.2086	13200	1.4761	1.3166
8800	1.3212	1.2110	13300	1.4795	1.3190
8900	1.3248	1.2134	13400	1.4830	1.3214
9000	1.3284	1.2158	13500	1.4864	1.3238
9100	1.3319	1.2182	13600	1.4898	1.3262
9200	1.3354	1.2206	13700	1.4933	1.3286
9300	1.3390	1.2230	13800	1.4967	1.3310
9400	1.3425	1.2254	13900	1.5002	1.3333
9500	1.3460	1.2278	14000	1.5036	1.3357
9600	1.3495	1.2302	14100	1.5070	1.3381
9700	1.3530	1.2326	14200	1.5105	1.3405
9800	1.3566	1.2350	14300	1.5139	1.3429
9900	1.3601	1.2374	14400	1.5174	1.3453
10000	1.3636	1.2398	14500	1.5208	1.3477
10100	1.3671	1.2422	14600	1.5242	1.3501
10200	1.3706	1.2446	14700	1.5277	1.3525
10300	1.3742	1.2470	14800	1.5311	1.3549
10400	1.3777	1.2494	14900	1.5346	1.3573
10500	1.3812	1.2518	1500	1.5380	1.3597
10600	1.3847	1.2542	15100	1.5414	1.3621
10700	1.3882	1.2566	15200	1.5449	1.3645
10800	1.3918	1.2590	15300	1.5483	1.3669
10900	1.3953	1.2614	15400	1.5518	1.3693
11000	1.3988	1.2638	15500	1.5552	1.3717
11100	1.4023	1.2662	15600	1.5586	1.3741
11200	1.4058	1.2686	15700	1.5621	1.3765
11300	1.4094	1.2710	15800	1.5655	1.3789
11400	1.4129	1.2734	15900	1.5690	1.3813
11500	1.4164	1.2758	16000	1.5724	1.3837
11600	1.4199	1.2782	16100	1.5758	1.3861
11700	1.4234	1.2806	16200	1.5793	1.3885
11800	1.4270	1.2830	16300	1.5827	1.3909
11900	1.4305	1.2854	16400	1.5862	1.3933
12000	1.4340	1.2878	16500	1.5896	1.3957
12100	1.4375	1.2902	16600	1.5927	1.3981
12200	1.4410	1.2926	16700	1.5958	1.4005
12300	1.4446	1.2950	16800	1.5990	1.4029
12400	1.4481	1.2974	16900	1.6021	1.4053
12500	1.4516	1.2998	17000	1.6052	1.4077

Continuación tabla 4.3 Factor para determinar el peso de una columna de nitrógeno.^[15]

Psup (psia)	Profundidad en pies									
	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000	18000	
1100	73.24	73.21	73.17	73.14	73.11	73.08	73.06	73.04	73.02	
1200	79.76	79.70	79.64	79.58	79.52	79.47	79.42	79.38	79.33	
1300	86.27	86.19	86.10	86.02	85.94	85.87	85.80	85.73	85.65	
1400	92.79	92.68	92.57	92.46	92.35	92.25	92.15	92.05	91.96	
1500	99.31	99.17	99.03	98.89	98.76	98.63	98.51	98.39	98.27	
1600	105.59	105.42	105.24	105.07	104.91	104.75	104.60	104.45	104.29	
1700	111.88	111.67	111.46	111.26	111.05	110.87	110.69	110.50	110.31	
1800	118.16	117.92	117.67	117.44	117.20	116.98	116.76	116.54	116.32	
1900	124.45	124.17	123.89	123.62	123.34	123.09	122.84	122.59	122.34	
2000	130.73	130.42	130.10	129.79	129.49	129.20	128.92	128.64	128.36	
2100	136.70	136.36	136.01	135.67	135.32	135.01	134.69	134.37	134.05	
2300	148.63	148.23	147.81	147.40	146.99	146.61	146.22	145.83	145.44	
2400	154.60	154.16	153.72	153.27	152.82	152.40	151.98	151.56	151.14	
2500	160.57	160.10	159.62	159.13	158.65	158.18	157.73	157.28	156.83	
2600	166.15	165.66	165.15	164.64	164.13	163.65	163.16	162.67	162.18	
2700	171.73	171.21	170.68	170.14	169.60	169.09	168.57	168.05	167.53	
2800	177.31	176.77	176.20	175.64	175.08	174.54	173.99	173.44	172.89	
2900	182.89	182.32	181.73	181.14	180.55	179.98	179.40	178.82	178.24	
3000	188.47	187.88	187.27	186.65	186.03	185.42	184.80	184.19	183.59	
3100	193.61	193.00	192.39	191.68	190.81	189.98	189.16	188.38	187.59	
3200	198.75	198.13	197.51	196.71	195.59	194.54	193.52	192.57	191.59	
3400	209.03	208.39	207.74	206.76	205.16	203.66	202.25	200.94	199.58	
3500	214.17	213.53	212.86	211.78	209.94	208.22	206.61	205.13	203.58	
3600	218.40	217.39	216.38	215.08	213.20	211.45	209.81	208.30	206.75	
3700	222.62	221.26	219.90	218.38	216.46	214.68	213.01	211.47	209.93	
3800	226.85	225.13	223.41	221.68	219.73	217.91	216.21	214.63	213.10	
3900	231.07	229.00	226.93	224.98	222.99	221.14	219.41	217.80	216.28	
4000	235.30	232.79	230.45	228.28	226.25	224.37	222.61	220.97	219.45	
4100	239.40	236.93	234.45	232.24	230.17	228.24	226.45	224.77	223.22	
4200	243.50	240.98	238.46	236.20	234.09	232.12	230.29	228.58	226.99	
4300	247.61	245.03	242.46	240.15	238.00	235.99	234.13	232.38	230.75	
4400	251.71	249.09	246.47	244.11	241.92	239.87	237.97	236.19	234.52	
4500	255.81	253.05	250.47	248.07	245.84	243.75	241.81	239.99	238.29	
4600	259.65	256.84	254.22	251.78	249.51	247.38	245.41	243.55	241.82	
4700	263.49	260.63	257.97	255.48	253.18	251.01	249.00	247.11	245.35	
4800	267.33	264.42	261.71	259.19	256.84	254.65	252.60	250.68	248.88	
4900	271.17	268.21	265.46	262.89	260.51	258.28	256.19	254.24	252.41	
5000	275.01	272.00	269.21	266.60	264.18	261.91	259.79	257.80	255.94	
5100	278.61	275.56	272.73	270.08	267.62	265.32	263.17	261.15	259.26	
5200	282.21	279.12	276.24	273.56	271.06	268.73	266.54	264.49	262.58	
5300	285.81	282.68	279.76	277.04	274.50	272.14	269.92	267.84	265.90	
5400	289.41	286.24	283.27	280.52	277.94	275.55	273.29	271.18	269.22	
5500	293.01	289.79	286.79	284.00	281.39	278.96	276.67	274.53	272.54	

Tabla 4.4 Factor de volumen para determinar los m³ de Nitrógeno por m³ de líquido.

[15]

4.5.3 Inducción por empuje o implosión.

Como se mencionó anteriormente, los métodos de inducción tienen como función principal reducir al máximo la fuerza ejercida hacia la formación por la presión hidrostática de los fluidos contenidos en el pozo.

El método de inducción por empuje o implosión consiste en inyectar los fluidos contenidos en el pozo, más un determinado volumen de nitrógeno, hacia la formación a través del intervalo abierto. Debido a que el nitrógeno es un gas inerte no reacciona con la formación, y al ser descargado, produce un efecto de succión. Así arrastra en su viaje de retorno cantidades considerables de sólidos y aunado a la disminución casi total de la presión hidrostática, aumentará la aportación de los fluidos de formación hacia el pozo.

Sin embargo, para poder utilizar este método se deben tomar en cuenta dos aspectos importantes:

- a) La presión de inyección.
- b) Los fluidos contenidos en el pozo.

Ambos aspectos deberán ser bien estudiados. Si no se conocen profundamente será imposible utilizar este método.

Los parámetros requeridos para efectuar una implosión son los siguientes:

1. La presión final de inyección (Pfi)
2. Capacidad total del pozo (Vtp)
3. Volumen de Nitrógeno para efectuar el desplazamiento hasta el intervalo (VN2d)

4.5.4 Inducciones con Tubería Flexible TF.

El objetivo es aligerar la carga hidrostática generada por los fluidos en el pozo, mediante el desplazamiento con nitrógeno.

Consideraciones de diseño:

- La geometría del pozo
- El nivel de fluido
- Las condiciones del aparejo de producción
- Conexiones superficiales
- Datos del yacimiento
- Densidad de fluido en el pozo
- Presión y temperatura de fondo

- Las características de la tubería flexible.
- Las norma de seguridad del área.
- Además se requiere conocer el comportamiento de nitrógeno.
- Determinar el volumen óptimo de acuerdo con el tiempo de operación.

La inducción puede ser continua o en forma intermitente esto depende de la capacidad de aportación del pozo.

La inducción continúa:

Es el método más utilizado, consiste en bajar la TF con circulación, a una velocidad y gasto constante.

Iniciando el desplazamiento de fluidos cuando la tubería flexible por abajo del nivel de fluido.

Se continúa bombeando hasta la profundidad programada (punto máximo de inyección).

La inyección intermitente.

Es similar al anterior, con la variante de no bombear N_2 , hasta la profundidad predeterminada.

La presión de bombeo es mayor que la presión hidrostática de la columna del fluido dentro del pozo.

El volumen de N_2 a bombear es equivalente al volumen total del pozo, multiplicado por el factor de volumen.

4.6 MANTENIMIENTO A CONEXIONES SUPERFICIALES.

Los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en óptimas condiciones ^[1].

Con la operación y el paso del tiempo éstas se van deteriorando, requiriendo inicialmente mantenimiento preventivo, hasta llegar finalmente al mantenimiento correctivo que es cuando se sustituye el accesorio o elemento ^[1].

Esta labor también se contempla como de mantenimiento menor y puede efectuarse de acuerdo al riesgo y necesidades implícitas en la operación utilizando equipo convencional o herramientas especiales ^[1].

Así podemos contar entre estas operaciones principalmente cambio de cabezal, de medio árbol de válvulas, solo de válvulas, de yugos opresores de colgador de tubería y de anillos metálicos, a continuación se darán algunos ejemplos de mantenimiento a conexiones superficiales.

Ejemplo 1:

Cambio de válvula del cabezal por la siguiente problemática:

La válvula no abre o cierra (su mecanismo no funciona).
El maneral gira sin abrir la válvula (perno roto).

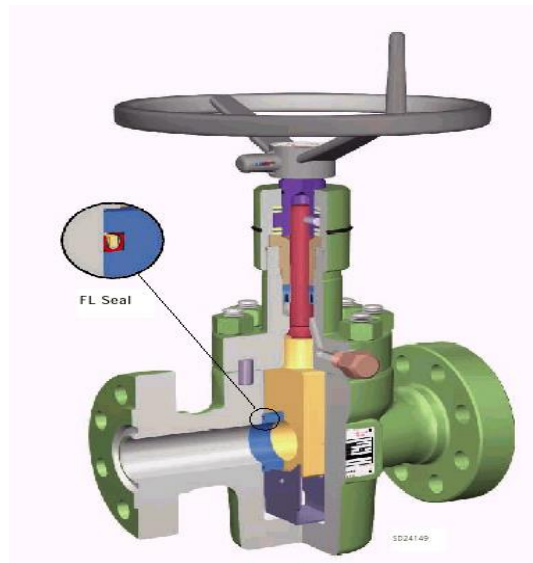


Figura 4.7 Válvula mecánica de árbol de producción o laterales de cabezal.

[15]

Procedimiento operativo

1. Si la válvula no abre se podrá reparar o cambiar utilizando un lubricador o herramienta para perforar la compuerta.
2. Verificar el funcionamiento interno del mecanismo de la válvula.
3. Operar hasta abrir o cerrar la válvula.
4. Si el volante de la válvula no gira se procede a cambiar rodamientos dañados.

5. Si el volante de la válvula gira, el perno del vástago está roto, entonces cambiar el perno.

Ejemplo 2:

Secuencia para cambio de cabezal de producción:

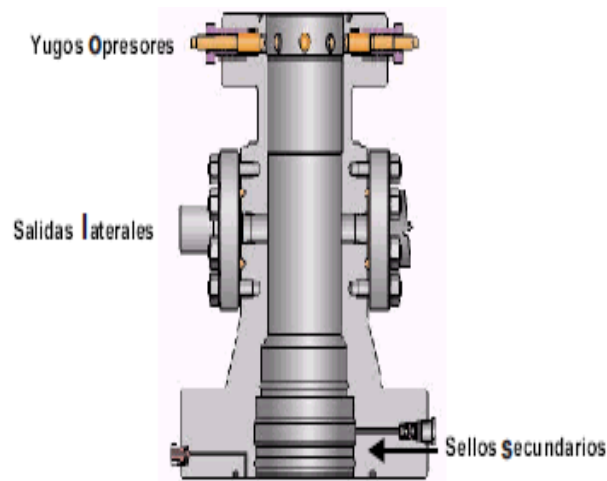


Figura 4.8 Cabezal de producción ^[15]

Procedimiento operativo

1. Si el colgador de tubería de producción no despega del cabezal:
 - a) Asegurar que el pozo no tiene presión, es decir está controlado.
 - b) Verificar los yugos del cabezal estén retraídos en un 100%.
 - c) Tensionar el aparejo de producción lo máximo permisible, de acuerdo con la resistencia a la tensión de la tubería de producción.
 - d) Si el pozo lo permite, represionar por espacio anular para ejercer una fuerza adicional a la tensión.
 - e) Colocar sobre la bola colgadora algún solvente (diésel, aflojatodo).
2. Si no se logró recuperar el colgador:
 - a) Preparar un nuevo cabezal similar al instalado.
 - b) Si el pozo no tienen circulación, colocar tapón de sal y probarlo con 70 kg/cm².
 - c) Si el pozo tiene circulación, circular un tiempo de atraso.

d) Observa que el pozo este controlado.

Ejemplo 3:

Procedimiento para un cambio de cabezal de producción por daño (sellos secundarios en malas condiciones, pistas de anillo metálico dañadas, tazón dañado).

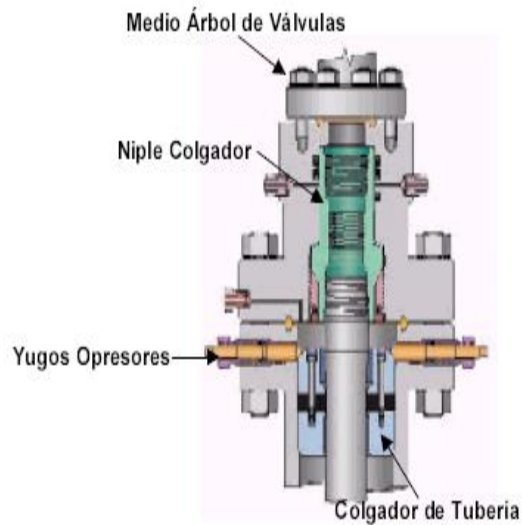


Figura 4.9 Cabezal de producción de un pozo productor terrestre. ^[15]

Procedimiento operativo

- a) Asegurar que el pozo no tiene presión, es decir esta controlado.
- b) Introducir tapón ciego recuperable (de acuerdo con el diámetro y libraje de la última TR que se tenga).
- c) Anclar y probar hermeticidad con 1000 psia.
- d) Desmantelar piso falso, mesa rotatoria y cartabones.
- e) Colgar 2 estrobos de acero de 1" * 15 metros cada uno en polea viajera.
- f) Desmantelar conjunto de preventores y líneas superficiales.
- g) Eliminar 100% los brillos y el cabezal de producción.
- h) Probar hermeticidad de los sellos secundarios y el anillo por el orificio de prueba.
- i) Si la prueba es satisfactoria, desmantelarlas maniobras de los estrobos.
- j) Instalar las válvulas laterales del cabezal, previa revisión de la pista de sellos.

CAPÍTULO 5

REPARACIONES MAYORES EN POZOS PETROLEROS

Es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de flujo de la zona productora o de inyección.

Este tipo de operación tienen un alto costo y presentan producción diferida, por lo cual, la selección del pozo candidato tienen una gran importancia así como un análisis y un buen diagnóstico de la problemática a la que se enfrenta.

Algunas de estas actividades son:

- Estimulaciones matriciales
- Fracturamientos hidráulicos y/o ácidos
- Cambios de intervalos productores
- Redisparo

5.1 ESTIMULACIONES

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Esta consiste en inyectar fluidos de tratamiento a gasto y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el restableciendo lo mejor posible las condiciones de flujo.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas y vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

El éxito de este tipo de operaciones depende principalmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes como son: la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etcétera.

Dependiendo de la interacción entre las soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

- a) La estimulación matricial no reactiva (o no ácida).
- b) La estimulación matricial reactiva (acidificación matricial)

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no debe aplicarse, solo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe la posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriendo el riesgo de no remover el daño, y si de agravarlo.

5.1.1. ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

Esta estimulación es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente surfactantes.

Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos de orgánicos, etc. Si el daño no es identificado en la formación no se debe de aplicar la estimulación matricial no reactiva.

La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca; manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. El éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante.

SURFACTANTES

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas formados por dos grupos químicos, uno afín al agua (hidrofilico) y la otra afín al aceite el (lipofilico).

Dada su estructura tienden a orientarse en un líquido, el grupo hidrofílico es más soluble en el agua que el grupo lipofílico, entonces las moléculas del surfactante se orientarán en la interfase agua-aire con el grupo afín al aceite el aire y el grupo afín al agua en el agua.

Clasificación	Descripción	Carga soluble en el agua	Grupo químico	Aplicaciones
Aniónicos	Surfactantes con carga negativa asociado a un metal inorgánico	Negativa	Sulfatos Sulfonatos Fosfatos Sulfoxinatos	No emulcificantes retardadores No emulcificantes limpiadores
Catiónicos	La cabeza polar cuenta con un anión inorgánica para la carga	Positiva	Óxidos de animas Sales de animas Animas cuaternarios	No emulcificantes Inhibidores de corrosión Bactericidas
No-iónicos	No exhibe enlaces iónicos. Su capacidad interfacial es diferencia de electronegatividades	Sin carga	Alcoholes etoxilados Ácidos esteáricos etoxilados Sulfoxidos	No emulcificantes Inhibidores de corrosión Espumante
Anafotéricos	Puede tener ambas cargas en la molécula (aniónica y catiónica)	La carga depende del pH del sistema	Imidazolina Betainas Sulfobetinas Amino ácidos Lecitinas	Viscosificantes Inhibidores de corrosión

TABLA 5.1

LA APLICACIÓN DE LOS SURFACTANTES EN LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA

El uso de los surfactantes para tratamientos de pozos se ha hecho en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no acida, la acción de los surfactantes se manifiestan principalmente en los siguientes fenómenos:

a) Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.

La acción bajotensora de los surfactantes permiten reducir las fuerzas capilares en el medio poroso. Este efecto tiene mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas causan que los hidrocarburos no fluyan con la energía disponible.

b) Mojamiento de la roca

Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, este se adhiere a la pared del poro incrementando la película que moja la roca disminuyendo el área libre al flujo que produce una película de agua absorbida en la pared del poro. Todo esto trae como consecuencia una reducción en la permeabilidad a los hidrocarburos.

c) Rompimiento de emulsiones

Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gota en otro fluido inmiscible. El líquido disperso constituye la fase discontinua, y el otro líquido la fase continua. Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la película, o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas.

SELECCIÓN DE SURFACTANTES EN LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

La selección de los surfactantes adecuados permite tanto prevenir como remover determinados tipos de daños de las formaciones. En ambos casos la selección de los surfactantes deben efectuarse pruebas de laboratorio similares a las descritas en el API RP-42.

En todos los casos es recomendable que los fluidos y productos químicos que se utilizaran en las diferentes operaciones de los pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, y de ser posible con núcleos representativos. Si en estas pruebas se promueve un daño, es posible suponer que pueda presentarse en la formación. En estas condiciones deben seleccionarse a través de pruebas de laboratorio, surfactantes que permitan prevenir el daño.

Requerimiento de los surfactantes

Un surfactante debe de cumplir con los requisitos siguientes:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las existentes.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- No hinchar o dispersar las arcillas de la formación.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento.
- Ser compatible con los fluidos de tratamiento y los fluidos de la formación.
- Ser solubles en el fluido de tratamiento a temperatura del yacimiento.

Generalmente es difícil diagnosticar con seguridad el daño de un pozo. No obstante, suponiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible de remediarse con un tratamiento matricial no reactivo con surfactante, lo siguiente etapa es planear el tratamiento bajo para eliminar el daño existente, sin causar daño adicional. El programa de estimulación debe incluir medidas prácticas para proporcionar un fluido de acarreo limpio para el surfactante, incluyendo un sistema de mezclado y manejo apropiados.

Antes del tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y las perforaciones para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfáltenos, arena, limo y otros materiales.

Fluidos de tratamiento

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares.

En los tratamientos de estimulación en que se utilizan fluidos oleosos como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea aceite diesel, xileno, aromáticos pesados, o kerosina con 2 o 3% en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite.

Para tratamientos donde se usa agua como fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2% de KCL o agua salada limpia, con 2 o 3% de surfactante soluble o dispersable en agua.

La utilización de alcoholes, solventes mutuos o soluciones micelares, como fluido base en la estimulación matricial no reactiva, han demostrado su efectividad, sobre todo en la remoción de bloqueos de agua, aceite o emulsión y depósitos de orgánicos. En general los alcoholes o los solventes mutuos se utilizan al 10% mezclado con fluidos acuosos u oleosos, según este indicado.

En lo general la estimulación matricial no reactiva es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen. Sin embargo en casos especiales es posible contemplar el uso de mayores concentraciones de surfactantes en el fluido base.

5.1.2 ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA (ACIDIFICACIÓN MATRICIAL)

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, consiste en la inyección a la formación soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de fractura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y los propios sólidos de la roca.

El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las operaciones de perforación y terminación en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no solo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Este incremento se debe al aumento de la permeabilidad natural de la formación, al lograr disolver parte de los sólidos de la roca.

La estimulación acida consiste en inyectar a la formación un fluido que reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca. Este tipo de reacción entre un fluido y un sólido se conoce como reacción heterogénea y se presenta cuando dos moléculas se ponen en contacto y tienen suficiente energía para vencer la barrera de activación.

Los mecanismos implicados en una reacción heterogénea pueden comprenderse estudiando:

I. La estequiometria de la reacción.

Esta describe el número de moléculas requeridas para disolver una cantidad de sólidos, es decir, la estequiometria concierne con la acción molecular entre los reactantes, para dar productos de reacción.

Conociendo la estequiometria, la cantidad disuelta por volumen de ácido puede calcularse fácilmente, proporcionando el poder de disolución del ácido. La estequiometria es determinada cuando el sólido y el líquido están bien definidos, como el caso de las reacciones entre caliza o dolomía y ácido clorhídrico. Para minerales mas complejos, como mezcla de arcillas que forman varios productos en la reacción con ácido fluorhídrico, la estequiometria se basa en valores promedio que pueden utilizarse.

II. El equilibrio termodinámico de la reacción.

El equilibrio de la reacción es del tipo termodinámico y se alcanza en lo general antes de que el ácido haya reaccionado totalmente. La reacción entre un ácido y un mineral conlleva a la formación de otros productos y esto prosigue hasta alcanzar un equilibrio, punto en el cual cesa.

El equilibrio depende de las condiciones termodinámicas en que se realiza la reacción y por supuesto de los reactantes implicados.

III. La velocidad de reacción

El estudio de las velocidades de reacción se llama cinética química y es de trascendental importancia debido a que establece el tiempo requerido para que el ácido vaya de una concentración inicial hasta una concentración final. Considerando este tiempo conjuntamente con la geometría dentro de la cual ocurre la reacción y las condiciones de equilibrio de la misma, es posibles estimar la penetración que tiene el ácido en a la formación.

La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan con respecto al tiempo. Para determinar la velocidad de reacción, es suficiente conocer como varia con el tiempo la cantidad de una sustancia participantes en la reacción.

En la estimulación reactiva de pozos, la velocidad de reacción está gobernada tanto por la rapidez con que la que el ion hidrogeno es transportado a la superficie sólida, como la rapidez con la que se realiza la reacción, una vez que el ion hidrogeno alcanza las moléculas del mineral.

En reacciones heterogéneas la cinética limitada por la superficie está dada por:

$$V_s = KAC^m \dots\dots\dots (5.1)$$

Dónde:

$V_s =$ Velocidad de reacción en la superficie $\left(\frac{\text{moles}}{\text{seg}}\right)$

$C =$ Concentración del reactante en fase líquida $\left(\frac{\text{moles}}{\text{lt}}\right)$

$K =$ Constante de velocidad de reacción (variable)

$A =$ area del solido (cm^2)

$m =$ Orden de la reacción (adimensional)

La ecuación es válida cuando la concentración del fluido reactivo es uniforme; es decir, cuando la concentración en la interfase líquido-sólido es igual a concentración en todo el volumen del líquido.

En el caso de cinética limitada por la difusión o transferencia de masa, la velocidad de reacción, V_d , está dada por la ley de Nernst:

$$V_d = \frac{0.001DAC}{\delta} \dots\dots\dots (5.2)$$

Dónde:

$V_s =$ Velocidad de reacción limitada por difusión $\left(\frac{\text{moles}}{\text{seg}}\right)$

$C =$ Concentración de difusión del reactante $\left(\frac{\text{moles}}{\text{lt}}\right)$

$A =$ area del solido (cm^2)

$\delta =$ Espesor de la capa limite donde la concentración del reactante varia de C a cero en la interfase (cm).

En rocas productoras de hidrocarburos se presenta un gran rango de reactividades entre ácidos y minerales; en general:

- A) Para caliza y ácido clorhídrico se presenta una cinética de reacción limitada por transferencia de masa.
- B) Para dolomías y HCl, la cinética está limitada por reacción en superficie a baja temperatura. A temperaturas altas la cinetica en estos casos cambia a ser limitada por difusión.
- C) Con el ácido fluorhídrico la cinética para las rocas silíceas es casi siempre limitada por reacción en superficie.

FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE REACCION.

Entre los factores que afectan la velocidad de reacción están:

Relación área/volumen.

Este factor es el que más afecta la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre el área mojada por el ácido al volumen de este, es decir, entere mayor sea el área de superficie de la roca expuesta al ácido, este se gasta más rápidamente.

Temperatura.

Cuando la temperatura se incremente el ácido reacciona más rápidamente con la roca. Esto debido a dos efectos principalmente: a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones hidrogeno tienen mayor movilidad y alcanzan la superficie del sólido más rápidamente. Asimismo, a mayor temperatura la viscosidad de la solución disminuirá facilitando por tanto el transporte de los iones hacia la superficie del sólido.

Tipo y concentración de ácido.

Entre más completamente un ácido se ionice en iones hidrógeno y un anión, el ácido es más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción. Esto significa que a mayor concentración, mayor cantidad de iones hidrogeno podrán estar en contacto con la superficie sólida.

Velocidad de flujo.

El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente aumenta la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo en que el ácido se gasta. Esto es debido principalmente a que a mayores velocidades de flujo se removerán más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre los iones hidrogeno y esta superficie.

Sin embargo, si la velocidad es suficiente mente alta para un mismo tiempo una menor cantidad de iones hidrogeno tendrán oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, lográndose mayor tiempo de gastado y por tanto mayor penetración.

Composición de la roca.

La composición física y química de la roca influyen la reacción del ácido. La mayoría de las formaciones contienen materiales que son insolubles en determinados ácidos. Además, la distribución de estos materiales en contraste con los materiales solubles afectará fuertemente la velocidad de reacción. Por ello dos formaciones de la misma permeabilidad, mineralogía y solubilidad al ácido puede responder en forma distinta a una acidificación.

Viscosidad.

La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrogeno hacia la interfase líquido-roca y por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido por la temperatura, por la disminución intrínseca de la viscosidad.

Ácidos

Los ácidos son sustancias que se ionizan en un ion hidrogeno y en un anión cuando se encuentran en solución en el agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que reaccionan con los minerales disolviéndolos. Entre más completa y rápida sea la disolución del compuesto en agua, en iones hidrogeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido y este será un ácido fuerte. Por el contrario si se tiene parcial y lenta ionización, el ácido será débil. Los ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor a 7.

En la estimulación matricial reactiva de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones. Estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes (ácido y minerales), para dar productos de reacción. El conocimiento del cómo, cuándo y dónde se lleva a cabo las reacciones químicas es imprescindible para la selección y el diseño de una acidificación matricial. Este conocimiento se basa en el estudio de la estequiometría, el equilibrio y la velocidad de reacción.

No todos los ácidos que se conocen son susceptibles de ser utilizados en una estimulación de pozos. Un ácido para este caso requiere principalmente que los productos de reacción sean compuestos solubles en agua y removibles de la formación; además de ser controlables sus efectos dañinos, ser seguros de manejarse, encontrarse en grandes cantidades y tener bajo costo.

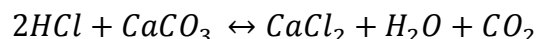
Entre los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. También se emplea la mezcla entre estos ácidos de uso menos común, solo aplica en condiciones específicas, se utilizan otros ácidos como el sulfámico y cloroacético.

Ácido Clorhídrico (HCl)

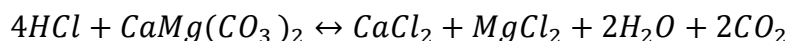
El ácido clorhídrico es el más utilizado para la estimulación de pozos, es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua. La característica de que el cloruro de hidrogeno se disocia en agua rápidamente, le da la condición de ácido fuerte. Su amplio uso es debido a esta propiedad ya que es el ácido que permite el mayor volumen de roca calcárea disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua. la principal desventaja de este ácido es su alta corrosividad que puede ocasionar un daño severo a las tuberías del pozo y al equipo de acero.

La estequiometria de las reacciones entre el ácido clorhídrico y los minerales de las rocas calcáreas, son los siguientes:

Para caliza (mineral calcita):



Para dolomía (mineral dolomita):

Ácido Fluorhídrico (HF)

El ácido fluorhídrico es el único ácido que permite la disolución de minerales silícicos como arcillas, los feldspatos, el cuarzo, etc. A causa de la mayor área superficial de las arcillas, el HF reacciona preferentemente con estos minerales antes que con los otros. Además de atacar estos compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación; en estos casos, los productos de reacción resultan en precipitados insolubles, lo cual debe de evitarse en todo lo posible.

En la industria petrolera para la estimulación de pozos, el ácido fluorhídrico generalmente se utiliza en solución con ácido clorhídrico.

Ácido Acético.

Su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en el agua es parcial y ocurre lentamente. Esto propicia que reaccione lentamente con los carbonatos y el acero, por lo que es utilizado como ácido retardador y es indicado en una estimulación de caliza y dolomías, con altas temperaturas.

Ácido fórmico

Es más fuerte que el ácido acético y su principal uso es estimulación de rocas calcáreas en pozos con alta temperatura.

Aditivos.

Los aditivos son utilizados como medida de seguridad y para evitar reacciones indeseables o daños por incompatibilidad con la formación y/o los fluidos por parte del ácido. La mayor parte de los aditivos son surfactantes.

Los aditivos deben seleccionarse para las condiciones de cada pozo, en cuanto al tipo y la concentración de los mismos. La selección en lo general debe de ser cuidadosa, ya que los aditivos representan el mayor costo de la estimulación.

Los problemas más importantes que el ácido propicia son:

- a) Corrosión del acero del equipo de bombeo y equipo subsuperficial y superficial del pozo.
- b) Daño de la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etcétera.

Para intentar reducir estos problemas se utilizan los siguientes aditivos:

- 1) Inhibidores de corrosión.
- 2) Agentes no emulsionantes.
- 3) Agentes controladores de fierro.
- 4) Agentes asfálticos.
- 5) Agentes de suspensión.
- 6) Agentes penetrantes.
- 7) Agentes reductores de fricción.

Los ácidos y sus aditivos en general son sustancias peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener instructivos sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo.

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, normalmente se utiliza bajo las tres técnicas siguientes:

1. Tratamiento de limpieza.
2. Acidificación matricial en areniscas.
3. Acidificación matricial en rocas calcáreas.

Tratamientos de limpieza

El objetivo básico de los tratamientos de limpieza es eliminar las obstrucciones presentes en el pozo y en las operaciones de perforación, terminación y remover el daño en la vecindad inmediata al pozo.

El fluido de tratamiento con propósito de limpieza es usualmente el ácido clorhídrico entre el 5 y 15% de concentración en peso, independientemente del tipo de formación.

En el caso de alta temperatura, cuando se tienen aleaciones especiales en los accesorios del pozo o cuando es necesario dejar el ácido en el pozo por periodos largos de tiempo, deben de emplearse los ácidos orgánicos.

ACIDIFICACION MATRICIAL EN ROCAS CALCÁREAS.

Los objetivos principales de la estimulación son remover o sobre pasar el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación. Esta técnica tiene buenos resultados sobre todo en pozos de alta productividad, siendo el único recurso en yacimientos altamente permeables.

La acidificación matricial en carbonatos puede considerarse como un proceso mucho más sencilla que una acidificación en formaciones areniscas, esto es debido a que la mayoría de los productos de reacción tanto en calizas como en dolomías son solubles en ácidos gastados.

ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENAS.

Los principales objetivos de este tipo de estimulación son eliminar el daño de formación en la vecindad del pozo, debido principalmente a la invasión de partículas sólidas, y al hinchamiento, dispersión, migración de arcillas e incrementar la permeabilidad natural de la formación en la zona vecina al pozo.

Este tipo de estimulaciones se utiliza comúnmente la mezcla de HCl-HF. En formaciones con alta temperatura puede utilizarse mezclas de HF-ácidos orgánicos. Dadas las características de reacción de HF estos tratamientos están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 pies de la pared del pozo.

Esta técnica de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento.

Fluido de prelavado: siempre se bombea por delante de HF, proporciona un barrido entre la mezcla del ácido vivo y gastado y los fluidos de la formación, este barrido reduce la posibilidad de formar fluosilicatos y fluoaluminatos de potasio. Los más comunes son (básicamente son los mismos para el fluido de desplazamiento): ácido clorhídrico, cloruro

de amonio, diesel, kerosina y aceite. Estos se seleccionan en función de la temperatura y la composición mineralógica de la roca.

Fluido de tratamiento: removerá el daño por arcillas, para completar esto, el sistema ácido deberá contener iones de fluoruro. Los surfactantes en el fluido de tratamiento para el yacimiento de areniscas deben ser de este tipo no iónico-aniónico y/o aniónico.

Fluido de desplazamiento: se utiliza por desplazar el HF, asegura que la mayoría del HF reaccione con la formación y contribuirá los resultados del tratamiento. El cloruro de amonio es el más común y uno de las pocas sales que no reaccionan con el HF o con el HF gastado, el diesel también se utiliza en pozos de aceite.

5.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación de pozos el cual tiene como objetivo principal incrementar la productividad de un pozo, a través de un fracturamiento se puede incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca, este proceso relaciona tres aspectos de la perforación:

- Presiones de inyección en pozos.
- Pérdidas de circulación.
- Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

Existen cuatro casos básicamente en los cuales se puede aplicar este método.

- 1) Cuando el yacimiento se compone de una roca homogénea de baja permeabilidad. En éste caso la fractura que se creará, puede ser incluso mayor que el radio de drenaje y ayudará a los fluidos a moverse más rápido a través de ella.
- 2) Para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo. Para este caso se requiere de un tratamiento de bajo volumen, suficiente para conectar al pozo con la formación de permeabilidad inalterada.
- 3) Cuando la fractura generada actúa como una línea de captación, conectando los sistemas permeables, que de alguna forma, se encuentran aislados por barreras impermeables.
- 4) Aplicado en la recuperación secundaria, ayuda en el mejoramiento del índice de inyectividad J_i del pozo, y en la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drenaje del pozo productor, incrementando así la eficiencia del proyecto de inyección de gas o de agua.

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drene de fluidos del yacimiento.

El efecto de incremento de drene de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar un apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura. Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación.

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico el bombeo del fluido se debe realizar de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego, a=se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.

Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

1. Presión,
2. Gasto,
3. Dosificación del apuntalante,
4. Dosificación de aditivos,
5. Condiciones del fluido fracturante.

(control de calidad).

Durante el proceso se deben monitorear en superficie las presiones siguientes:

- a) Presión de rotura: es el punto en que la formación falla y se rompe.
- b) Presión de bombeo: es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.

c) Presión de cierre instantánea (P_{ci}): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

Además de la presión, también se debe registrar el gasto de operación, el cual está relacionado con el tiempo de bombeo, representando el volumen total de fluido, el cual incide directamente en el tamaño de la fractura creada. Por otra parte, el gasto relacionado con la presión resulta en la potencia hidráulica necesaria para el bombeo. De aquí la importancia de registrar los volúmenes de gasto y la presión durante la operación.

5.2.1 CONCEPTOS BÁSICOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Esfuerzos.

Supongamos un plano cualquiera, el cual está sujeto a una fuerza F , donde la fuerza F somete al plano de área A , a dos fuerzas que son:

Esfuerzo normal:

$$\sigma = \frac{F \operatorname{sen} \theta}{A} \dots\dots\dots (5.3)$$

Siendo $F \operatorname{sen} \theta$ la componente de la fuerza perpendicular al plano.

Esfuerzo cortante:

$$\tau = \frac{F \operatorname{cos} \theta}{A} \dots\dots\dots (5.4)$$

Siendo $F \operatorname{cos} \theta$ la componente de la fuerza en la dirección del plano.

Por lo tanto se observa que un esfuerzo es el cociente entre una fuerza y el área sobre la cual actúa, en consecuencia sus unidades serán:

$$\text{Esfuerzo} = \frac{F}{A}$$

Cuando se encuentre el caso de que la fuerza F esté dirigida hacia el plano, los esfuerzos generados son de compresión y si están en sentido contrario son de tensión. En la mecánica de rocas, los esfuerzos de compresión son tomados por convención como positivo y los de tensión como negativos. En el caso de que la fuerza sea aplicada en forma

perpendicular al plano, no existe componente en la dirección del plano y por lo tanto no genera esfuerzo cortante. En este caso, el esfuerzo se le denomina “Esfuerzo Principal”.

Deformaciones.

Cuando un cuerpo esta sujeto a un esfuerzo, éste puede sufrir dos tipos de deformaciones, ya sea en sentido axial o longitudinal (δ), o en sentido radial o transversal (ε).

Deformación unitaria: es la relación entre la deformación absoluta sufrida por un cuerpo entre su dimensión original (adimensional).

$$\text{Deformación Unitaria} = \frac{\text{Dimensión final} - \text{Dimensión inicial}}{\text{Dimensión inicial}}$$

Axial o Longitudinal

$$\delta_o = -\frac{\Delta L}{L_o} \dots\dots\dots (5.5)$$

Radial o Transversal

$$\varepsilon_o = -\frac{\Delta r}{r_o} \dots\dots\dots (5.6)$$

De esto se puede definir la **relación de Poisson** (ν), como la relación entre la deformación unitaria transversal y la deformación unitaria longitudinal:

$$\nu = \frac{\varepsilon_o}{\delta_o} \dots\dots\dots (5.7)$$

donde ε_o es la expansión lateral de la roca y δ_o es la contracción longitudinal o axial de la roca cuando se somete a compresión.

Esta relación se toma como constante para un material dado dentro de un margen de comportamiento elástico y su valor varia de 0.1 a 0.4, en la siguiente tabla encontramos valores típicos de la relación de Poisson para diferentes tipos de rocas.

Tipo de roca	ν (adimensional)
Arenisca	0.15 – 0.25
Calizas	0.20 – 0.30
Margas	0.40 – 0.45
Roca de sal	0.30 – 0.40

Módulo de Young

Si una roca es sometida a esfuerzos crecientes, esta sufre deformaciones directamente proporcionales a la magnitud del esfuerzo teniendo un comportamiento elástico, con lo cual podemos definir el Modulo de Young (E), este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo (σ) y deformación (δ), los cuales relacionan la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación:

$$\sigma = E\delta \dots\dots\dots(5.8)$$

donde E es el primer parámetro elástico conocido como Módulo de Elasticidad (Young).

El Módulo de Young es una medida de la dureza de la roca o de su resistencia a deformarse.

Este parámetro es una propiedad intrínseca de los materiales, y sus dimensiones están dadas por (F/L^2) .

Un daño irreversible se produce a medida que se incrementa el esfuerzo, a esta magnitud de esfuerzo se le denomina Limite Elástico, si continúa aumentando el esfuerzo se producirá la ruptura de la roca. Si el esfuerzo fue compresional, será RESISTENCIA a la COMPRESIÓN de la roca (R_c). En caso de que el esfuerzo fuese tensional será a RESISTENCIA a la TENSION de la roca (R_t).

En el caso de que el esfuerzo de ruptura se alcance inmediatamente después de presentarse el límite elástico, se dice que el material tiene un tipo de FALLA FRÁGIL, en caso contrario, el tipo es de FALLA DÚCTIL.

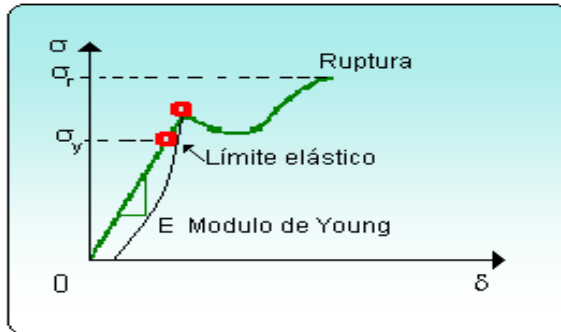


Figura 5.1 Comportamiento del acero bajo cargas.

La ecuación 5.8 se puede generalizar a un espacio tridimensional de la siguiente forma:

$$\sigma_i = 2G \left[\varepsilon_i + \frac{\nu}{1-2\nu} (\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3) \right] \dots\dots\dots (5.9)$$

Donde i = 1, 2, 3 (en los ejes x, y, z), y G es el módulo de Young de Rigidez o de corte, y esta dado por:

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \dots\dots\dots (5.10)$$

El módulo de Elasticidad y la relación de Poisson, constituyen la propiedad mecánicas fundamentales de todo material. Estos parámetros pueden estimarse de registros sínicos, conociendo la densidad del material, ρ.

Esfuerzos insitu.

En condiciones naturales, una cuenca sedimentaria, se va formando por la aportación de sedimentos, propiciando que cualquier elemento en cualquier posición se encuentre sujeto al peso de los sedimentos que sobreyacen, generándose un ESFUERZO VERTICAL, ESFUERZO DE SOBRECARGA O PRESIÓN DE SOBRECARGA. El esfuerzo generado por el peso de los sedimentos induce ESFUERZOS HORIZONTALES, que dependen del comportamiento elástico de la roca y de las condiciones laterales de frontera.

Esfuerzo vertical Σ₁.

$$\Sigma_1 [\text{kg/cm}^2] = 0.1 * \rho_s (\text{gr/cm}^3) * D(\text{m}) \dots\dots\dots (5.11)$$

Donde (ρ_s) es densidad promedio de los sedimentos.

Si elemento se encuentra en una zona donde no existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán iguales. $\sum_2 = \sum_3$, y su desplazamiento o deformación lateral es nula.

$$\varepsilon_2 = \varepsilon_3 = 0$$

y

$$\sum_2 = \sum_3 = \sum_1 [\nu / (1 - \nu)].$$

Si el elemento ahora si se encuentra en una zona donde existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán diferentes.

$\sum_2 \neq \sum_3$, y solo se podrá estimar el menor de los esfuerzos considerando que $\sum_2 > \sum_3$

$$\sum_3 = \sum_1 [\nu / (1 - \nu)], \text{ y } \sum_2 = \sum_3 + \sum_{\text{TTECTÓNICO}}$$

De acuerdo a la Ley Terzaghi.

Esfuerzo principal efectivo vertical σ_1 .

$$\sigma_1 = \sum_1 - \alpha P_p \dots\dots\dots (5.12)$$

Donde (α) se conoce constante poroelástica y su valor varia de 0 a 1. Adquiriendo un valor de 0.85 a 1 para areniscas y de 1 para calizas. Para fines prácticos se toma con un valor de 1. P_p es la presión de poro.

Si elemento se encuentra en una zona donde no existen fuerzas tectónicas, los esfuerzos horizontales serán iguales.

$$\sigma_2 = \sigma_3 = \sigma_1 [\nu / (1 - \nu)]$$

Si el elemento ahora si se encuentra en una zona donde existen fuerzas tectónicas:

$$\sigma_3 = \sigma_1 [\nu / (1 - \nu)], \text{ y } \sigma_2 = \sigma_3 + \sum_{\text{TTECTÓNICO}}$$

Esfuerzos alrededor del pozo.

Kirsch consideró un gran bloque con un agujero en el centro con comportamiento elástico y sujeto a los esfuerzos σ_1 , σ_2 y σ_3 , y el agujero en la dirección σ_1 . La solución determina el

estado de esfuerzos de cualquier elemento, en función de su posición en coordenadas polares y de los esfuerzos efectivos, tangencial (σ_α), radial (σ_r), y cortante ($\tau_{r\alpha}$)

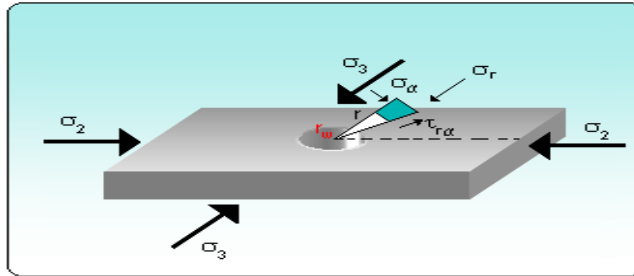


Figura 5.2 Esfuerzos alrededor del pozo.

$$\sigma_\alpha = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4}\right) \cos 2\alpha \dots\dots\dots (5.13)$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{r_w^2}{r^2}\right) - \frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} \left(1 + \frac{3r_w^4}{r^4} - \frac{4r_w^2}{r^2}\right) \cos 2\alpha \dots\dots\dots (5.14)$$

$$\tau_{r\alpha} = \frac{\sigma_3 - \sigma_2}{2} \left(1 - \frac{3r_w^4}{r^4} + \frac{2r_w^2}{r^2}\right) \text{sen } 2\alpha \dots\dots\dots (5.15)$$

Para $r = r_w$

$$\sigma_\alpha = \sigma_2 + \sigma_3 - 2(\sigma_2 - \sigma_3) \cos 2\alpha \dots\dots\dots (5.16)$$

Para diferentes posiciones σ_α varía, dependiendo del valor del ángulo α , y dado que el $\cos(2\alpha)$ es una función periódica los valores diametralmente opuestos toman la misma magnitud.

α	σ_α
0°	$3\sigma_3 - \sigma_2$
45°	$\sigma_2 + \sigma_3$
90°	$3\sigma_2 - \sigma_3$

Dado que $\sigma_2 > \sigma_3$, los elementos con el mismo esfuerzo radial estarán posesionados a 0° y 180° y con el máximo a 90° y 270°.

Presión de Fractura.

La presión de fractura (Pef) es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla. Puede variar durante la operación.

Deberá ser suficientemente elevada para vencer los esfuerzos mínimos confinantes en la pared del agujero y la propia resistencia a la tensión de la roca (RTH para fracturas horizontales y RTV para fracturas verticales).

La energía de presión se transmite al inyectar al pozo un fluido, llamado FLUIDO FRACTURANTE. Esta energía se disipa en forma de ondas por lo que el valor de presión de fractura depende, además de los esfuerzos confinantes y la resistencia a la tensión, de los siguientes factores:

- Condiciones de frontera (deformación plana, rígido o esfuerzo plano, deformables).
- Penetración del fluido (relación $K/\mu < 10^{-11}$ fluido penetrante (cgs)).
- Entrada de fluido (esférica o radial circular).

Para el caso general de esfuerzo plano, fluido penetrante y entrada radial circular la presión de fracturamiento será:

Para fracturas horizontales.

$$P_{FH} = (\sigma_1 + R_{TV}) + P_P \dots\dots\dots (5.17)$$

Para fracturas verticales.

$$P_{FV} = \frac{1}{1+\nu} (2\sigma_3 + R_{TH}) + P_P \dots\dots\dots (5.18)$$

Orientación de la fractura.

Las fracturas inducidas hidráulicamente presentan dos orientaciones dependiendo de la dirección que requiere la menor cantidad de energía de presión, esta dirección es perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo principal.

Para fracturas horizontales

Si $P_{FH} < P_{FV}$

La fractura será horizontal normalmente se presentan arriba de los 600 m de profundidad.

Si $P_{FH} > P_{FV}$ la fractura será vertical.

Fluidos fracturantes.

El fluido fracturante es un fluido que permite transmitir presión hidráulica a la formación hasta lograr su fractura. Después el fluido fracturante penetra a la formación, ampliando y extendiendo la fractura. El primer volumen debe ser pequeño y de baja viscosidad para favorecer la creación de la fractura. Atrás deberá ir un fluido que favorezca la extensión de la fractura creada.

Lo anterior se logra con fluidos de propiedades especiales. Normalmente se aprovecha para el inicio del fracturamiento el propio fluido del pozo.

Pueden ser de base agua o aceite. Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son las siguientes:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

Las funciones básicas del fluido fracturante en un fracturamiento hidráulico convencional son:

- Mantener abierta la fractura y propagarla.
- Transportar el sustentante y distribuirlo en la fractura.

Tipos de fluidos fracturantes.

1. Fluidos convencionales.
 - Base agua.
 - Base aceite.
2. Fluidos complejos.
 - Dispersiones (emulsiones agua en aceite)
 - Base agua.
 - Base.

3. Fluidos especiales.
 - Espumas.
 - Combinados.
 - Ácidos.
 - Gases y alcoholes.

Agente sustentante.

Junto con el fluido fracturante se introduce a la formación un agente sustentante, a fin de mantener abierta la fractura al terminar el tratamiento y establecer un conducto de alta permeabilidad entre la formación y el pozo.

El sustentante que se utiliza generalmente son arenas de sílice, fragmentos de cáscara de nuez y perlas de vidrio de alta resistencia a la compresión.

Geometría.

La geometría de una fractura vertical está caracterizada por una longitud, una altura y una amplitud. Ver la Figura 5.7.

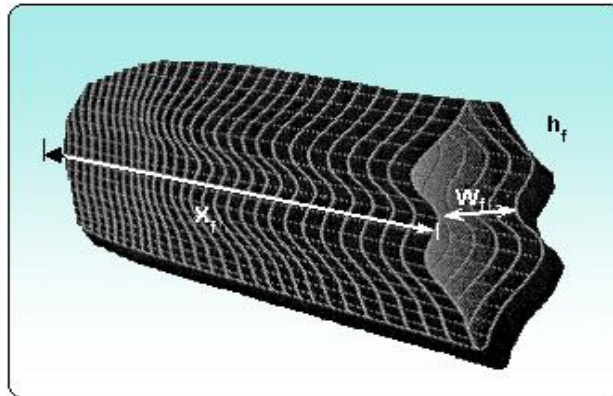


Figura 5.3 Geometría vertical de una fractura.

Considera que una fractura inicia su desarrollo en el tiempo $t = 0$. El fluido inyectado hará que la fractura se extienda en tres dimensiones X, Y y Z. Ver la Figura 5.8.

La magnitud en cada dimensión está controlada por los siguientes factores:

- La caída de presión entre el pozo y el extremo de la fractura es la energía disponible para desarrollar la **altura**, **amplitud** y **longitud** de la fractura.

- Considerando la roca homogénea, clástica e isotrópica, la fractura se propagará siempre y cuando alcance el factor de intensidad de esfuerzo crítico (K_{IC}), el cual dependerá de la geometría de la fractura y de la energía de presión aplicada.

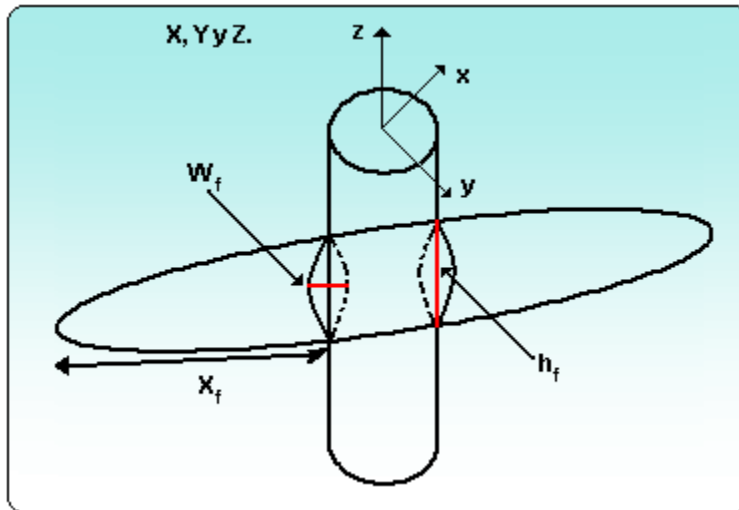


Figura 5.4 Magnitudes de una fractura vertical.

Si se desarrolla la fractura a lo largo del eje X, K_{IC} será:

$$K_{IC} = 1.25 * \Delta P_C * \sqrt{h_f} \dots\dots\dots(5.19)$$

Donde:

$$\Delta P_C = P_f - \sigma_3$$

- La longitud de la fractura se desarrollará dependiendo principalmente del volumen de fluido que queda disponible en la fractura.

5.3 FRACTURAMIENTO ACIDO.

El fracturamiento ácido es un proceso de estimulación que combina la acidificación matricial con la fractura hidráulica, de tal forma que el ácido inyectado tienda a grabar la roca de una manera no uniforme, creando con ello, los canales conductivos luego de que la fractura se cierra.

El objetivo básico de la fractura ácida es el mismo que la fractura apuntalada, es decir, la creación de un canal de alta conductividad que permita el drenado eficiente del yacimiento; la gran diferencia, es como se alcanza ese objetivo.

El proceso de fracturamiento ácido sucede de dos maneras:

- 1.- La generación y propagación de una fractura hidráulica mediante un fluido viscoso, el cual mantiene abierta dicha fractura (similar al fracturamiento con apuntalante).
- 2.- Una vez creada y propagada la fractura, se coloca el ácido dentro de ella para que este reaccione con las caras de la roca para la disolución de la misma, con la finalidad de realizar un grabado en ellas y obtener los canales conductivos necesarios para la aportación de los fluidos de la formación (similar a una estimulación matricial).

El problema principal en este tipo de tratamientos es la longitud que el ácido puede viajar a lo largo de la fractura y grabar adecuadamente las caras de la misma, antes de que este se gaste. La longitud de la fractura grabada será función del tipo, volumen, concentración y velocidad de reacción del ácido, así como de la temperatura y pérdida de fluido en la formación.

Este tipo de tratamiento está limitado a formaciones limpias altamente solubles (calizas y dolomías), no siendo candidatos carbonatos sucios con solubilidades menores del 70% en Ácido Clorhídrico (HCL) debido a las siguientes razones:

- a). La creación de los canales de flujo grabados se verán dañados debido a la baja solubilidad.
- b). La liberación de finos tenderá a taponar los canales de flujo creados en las formaciones de baja permeabilidad.

El fracturamiento ácido no es usado en arenas, ya que el ácido fluorhídrico (HF) no grabará adecuadamente la cara de la fractura; aún si la arena contiene calizas como material cementante, la liberación de finos a través de la disolución de este material (cementante), taponará la fractura, aunado a que existe el riesgo de la formación de precipitados insolubles.

La diferencia entre el fracturamiento apuntalado y ácido, es que la conductividad de la fractura en las fracturas apuntaladas se obtiene colocando un material (apuntalante) fuerte y muy permeable que mantenga abierta la fractura luego de que el bombeo se ha detenido y el fluido se ha filtrado hacia la formación.

En cambio, las fracturas ácidas aprovechan la gran reactividad de ciertas rocas del yacimiento con determinados fluidos comúnmente ácidos, con lo cual se graban las paredes de la fractura de tal manera que al cerrarse la misma, quedan abiertos los conductos de gran permeabilidad, lo que permite la comunicación del pozo con el yacimiento.

5.3.1 Generación y propagación de la fractura.

Para la primera parte, el proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. Durante la operación, el bombeo de fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto.

Posteriormente se bombea un colchón de gelatina o ácido emulsionado con la finalidad de producir la fractura abriendo la roca lo suficiente para colocar los fluidos de reacción; luego, se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido reactivo con la formación, el cual graba la cara de la fractura y la mantiene abierta.

Durante el proceso se deben monitorear en superficie los parámetros siguientes:

- a) Presión de rotura.
- b) Presión de bombeo (superficie).
- c) Presión de cierre instantánea (P_{ci}).
- d) Presión de fractura.
- e) Gasto de inyección.
- f) Potencia utilizada.
- g) Volúmenes de las etapas.

La presión de fractura se puede calcular de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$P_f = P_{ci} + P_h \dots\dots\dots(5.20)$$

La presión hidrostática se calcula como:

$$P_h = 0.4334 * \rho * D$$

La pérdida por fricción (P_{frictp}) en la tubería puede ser calculada mediante un diagrama de Moody, si el fluido es newtoniano. Para fluidos no newtonianos (geles), el cálculo de la pérdida de carga por fricción es mucho más complejo. La norma API describe un método de cinco parámetros, calculados por un viscosímetro. Una vez obtenidas las diferentes presiones y pérdidas por fricción, se puede obtener la presión de tratamiento en superficie y la potencia hidráulica. La presión en superficie será:

$$P_s = P_f + P_{frictp} + P_{frictP} - P_h \dots\dots\dots(5.21)$$

La potencia hidráulica (P_{Hid}), es:

$$P_{Hid} = \frac{P_s * Q}{40.8} \dots\dots\dots(5.22)$$

Presión de poro: La matriz rocosa solo se ve afectada por el esfuerzo efectivo, debido a que el fluido contenido en ella soporta parte del esfuerzo aplicado y actúa como un “muelle amortiguador”, la ecuación que lo representa es:

$$\sigma' = \sigma - \alpha P_p \dots\dots\dots(5.23)$$

Donde:

α : Constante Poroelástica, llamada también “Constante de Biot”, la cual refleja la eficiencia del fluido para contra-rrestar la carga vertical aplicada. Cuanto más alto es su valor, mayor es la eficiencia y menor el Esfuerzo Efectivo (σ') aplicado sobre la matriz rocosa.

σ' : Esfuerzo Efectivo aplicado sobre la matriz rocosa. Se entiende por la carga neta soportada por la estructura mineral sólida.

σ : Esfuerzos normales que actúan perpendicularmente al plano de aplicación.

Podemos inferir que, a medida que la presión de poro disminuye, el esfuerzo efectivo se hace mayor, hasta alcanzar el valor de la carga litológica cuando la presión de poro cae a cero ($P_p = 0$).

Luego: $\lim \sigma' \rightarrow \sigma$ cuando $P \rightarrow 0$

En este caso, durante el fracturamiento es más difícil iniciar una fractura cuando la formación está en su etapa madura. Esto es importante porque haciendo una analogía con una prueba uniaxial, la porosidad de la roca disminuye por la aplicación de una carga mayor y, por ende, la permeabilidad es más baja. Al mismo tiempo, si se desea fracturar esta zona, la energía a aplicar para iniciar y propagar la fractura es mayor, debido a que ya no tenemos un fluido presurizado dentro del yacimiento que nos ayude a abrir la roca.

En caso inverso, si la presión de poro incrementa debido a la inyección de fluidos al yacimiento, el esfuerzo efectivo de la roca disminuye. En este caso, durante el fracturamiento el primer fluido que se inyecta se filtra hacia la formación, lo que ocasiona una disminución en la presión efectiva permitiendo iniciar la fractura más fácilmente.

Temperatura.

La magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía directamente proporcional a la variación de temperatura (dT); por ello, el enfriamiento ocasionado a la formación con el fluido fracturante disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y facilita el inicio de la fractura hidráulica. Esta es la principal razón que justifica el bombeo de un precolchón.

La efectividad de un fracturamiento ácido depende de la longitud de la fractura y de la conductividad de la misma; en consecuencia, ésta depende de la pérdida del fluido y de la cantidad de roca disuelta por el flujo del ácido.

Cinética de Reacción.

Cuando un fluido reactivo es inyectado a la formación, este reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca, a este tipo de reacción entre un fluido y un sólido se conoce como Reacción Heterogénea y se presenta cuando dos moléculas se ponen en contacto y tienen suficiente energía para vencer la barrera de activación. Los mecanismos implicados en una reacción son:

- a) Estequiometría de la reacción.
- b) Equilibrio Termodinámico de la reacción.
- c) Velocidad de reacción.

a) Estequiometría de la reacción: En este proceso se describe el número de moléculas requeridas para disolver una cantidad de sólidos.

Las principales reacciones químicas de interés en una estimulación o un fracturamiento ácido son las que se dan entre el ácido clorhídrico con los compuestos de las formaciones carbonatadas, como: la caliza (CaCO_3) y la dolomía ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), las cuales reaccionan dando como resultado sales altamente solubles, agua y dióxido de carbono (CO_2).

Para las calizas:
$$2\text{HCL} + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$$

Esta expresión indica que se necesitan dos moles de HCL para reaccionar con un mol de CaCO_3 y dar como resultado un mol de CaCl_2 , H_2O y CO_2 .

Para las dolomitas:
$$4\text{HCL} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$$

Aquí se necesitan 4 moles de HCL para reaccionar con un mol de $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ y obtener un mol de CaCl_2 y MgCl_2 , dos moles de H_2O y CO_2 .

Estas ecuaciones nos permiten calcular el volumen de roca disuelta para un volumen de ácido dado.

Además, conociendo la cantidad disuelta de roca por un volumen de ácido, podemos determinar el poder de disolución del ácido, mediante las siguientes expresiones:

$$\beta = \frac{v_{\text{mineral}} MW_{\text{mineral}}}{v_{\text{acido}} MW_{\text{acido}}} \dots\dots\dots(5.24)$$

Donde:

β = Poder gravimétrico de disolvencia.

v_{mineral} = Coeficiente estequiométrico del mineral, adimensional.

v_{acido} = Coeficiente estequiométrico del ácido, adimensional.

MW_{mineral} = Peso molecular del mineral, [gr/mol]

MW_{acido} = Peso molecular del ácido, [gr/mol]

$$X_c = \frac{\rho_c \beta C}{\rho_{CaCO_3}} \dots\dots\dots(5.25)$$

Donde:

X = Poder de disolución.

C = Concentración del ácido, porcentaje.

ρ_c = Densidad del ácido, [gr/cm³]

ρ_{CaCO_3} = Densidad de la roca, [gr/cm³]

El poder de disolución es definido como la masa consumida de mineral por una masa de ácido dado.

Velocidad de Reacción.

La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan por unidad de tiempo y para su determinación, es suficiente conocer como varia con el tiempo la cantidad de una de las sustancias participantes en la reacción.

La velocidad de reacción esta gobernada por la rapidez con la que el ión hidrogeno es transportado a la superficie sólida y la rapidez que este alcanza las moléculas del mineral (figura xxx); la velocidad de transporte esta determinada por los fenómenos de difusión y convección. Por otra parte, la rapidez de reacción en la superficie, depende de la composición química del sólido y del ácido, de la concentración del mismo en la superficie y de la temperatura.

Los estudios para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral, se hace a través de la determinación:

- I) Del cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo (dC/dt).
- II) Del tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial C_0 a una concentración final C_f a este tiempo se le denomina tiempo de reacción o tiempo de gastado.
- III) De la cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo.

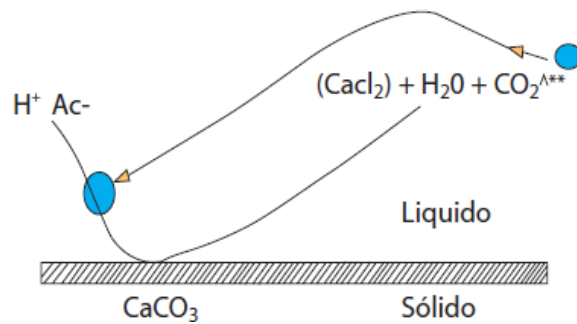


Figura 5.4 Intercambio molecular entre el ácido y la roca.

Se han realizado muchos estudios experimentales con la finalidad de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido con las rocas. Entre los factores que se han identificado y que afectan la velocidad de reacción son:

- 1) Relación área / volumen.
- 2) Temperatura.
- 3) Tipo y concentración del ácido.
- 4) Velocidad de flujo.
- 5) Composición de la roca.
- 6) Viscosidad.
- 7) Presión.

Sistemas de fluidos fracturantes

Como se mencionó anteriormente el proceso de un fracturamiento ácido lo componen dos elementos:

- a. Fracturamiento hidráulico.
- b. Acidificación de la roca.

Los sistemas de los fluidos serán en base a la función que realizarán durante el proceso del fracturamiento.

Sistemas para la Acidificación.

Base del sistema En la estimulación o fracturamiento de pozos se utilizan ácidos que reaccionan con los minerales que contienen las formaciones, estas reacciones son procesos de cambios químicos entre los reactantes para dar productos de reacción; el conocimiento de cómo, cuándo y donde se lleva a cabo es esencial para la selección y diseño de los tratamientos, los ácidos que se utilizan más comúnmente son:

Inorgánicos:

- a. Ácido Clorhídrico (HCL).
- b. Fluorhídrico (HF).

Orgánicos:

- c. Acético ($2\text{HCH}_3\text{CO}_3$).
- d. Fórmico (2HCOOH).

Ácido Clorhídrico: Este ácido es una solución del gas cloruro de hidrogeno en agua y es el más utilizado en los tratamientos ácidos (estimulaciones y fracturamientos). Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un 43 % en peso a condiciones estándar; esta disociación le da la condición de ácido fuerte.

Su amplio uso es debido a esa propiedad (disociación) debido a que genera un mayor volumen de roca disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua; su principal desventaja de este ácido es su alta corrosividad, lo que limita su uso a temperaturas altas (alrededor de 300F).

Comercialmente se encuentra disponible hasta una concentración del 32 % en peso.

Ácido Fluorhídrico: Este ácido es el único que permite la disolución de mineral silicio como las arcillas, feldespatos y cuarzo, a causa de la mayor área superficial de contacto de las arcillas; además, reacciona con los minerales calcáreos y al hacerlo se producen precipitados insolubles, motivo por el cual no se utiliza en los tratamientos ácidos en carbonatos. Por lo que, se limita su utilización a la remoción de daños causados por arcillas en formaciones arenosas. Se utiliza mezclado con el ácido clorhídrico a una concentración no mayor al 3 %.

En formaciones de alta temperatura se utiliza con ácidos orgánicos. Comercialmente se encuentra disponible en soluciones acuosas del 40 al 70 % de concentración en peso.

Ácido Acético: Este ácido fue el primero de su tipo en emplearse en los tratamientos de acidificación, su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre de manera lenta, esto hace que reaccione lentamente con los carbonatos, por lo que es utilizado como ácido retardado y en condiciones de alta temperatura.

Por su característica de baja reacción y solubilidad con rocas carbonatadas se utiliza como agente secuestrante de fierro y controlador de arcillas. Además, se emplea en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor a 10 % en peso. Este ácido se presenta como ácido acuoso o no acuoso (glacial), en esta última forma es soluble en agua o en aceite.

Ácido Fórmico: Esta ácido es más fuerte que el acético y más débil que el clorhídrico. Constituye un sistema intermedio de ambos, tanto por su reacción como por su costo de disolución de carbonatos. Este ácido es menos fácil de inhibir que el acético y bien inhibido puede utilizarse hasta temperaturas de 350 °F. Su utilización puede ser solo o en combinación con el ácido clorhídrico o fluorhídrico a una concentración no mayor del 10 % en peso y se utiliza como ácido retardado.

Aditivos

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos, que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse en:

Inhibidores de corrosión. Son materiales con una fuerte afinidad con la superficie metálica, los cuales forman una película delgada en el interior de la tubería y la protegen a medida que el ácido es bombeado.

Surfactantes. Son comunes en todos los tratamientos ácidos y las funciones que realizan son: desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.

Solventes mutuos. Los solventes mutuos o mutuales son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Se desarrollaron para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver más allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo. Debido a sus propiedades, tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan este tipo de aditivo.

Agentes divergentes. El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento, la desviación puede ser complementada utilizando divergentes mecánicos como empacadores, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos.

Inhibidores de corrosión. Son materiales con una fuerte afinidad con la superficie metálica, los cuales forman una película delgada en el interior de la tubería y la protegen a medida que el ácido es bombeado.

Surfactantes. Son comunes en todos los tratamientos ácidos y las funciones que realizan son: desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, ser soluble a los fluidos de tratamiento a temperatura de yacimiento.

Gas. Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El Nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como divergente.

Geometría de la fractura

El módulo de Young está relacionado con el ancho de fractura y con la posibilidad de obtención de fracturas altamente conductivas.

La relación de Poisson está ligada al esfuerzo horizontal actuante sobre la roca y al gradiente de fractura.

Los esfuerzos horizontales en los estratos limitantes se relacionan con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés. Una zona con un esfuerzo horizontal pequeño y baja relación de Poisson, probablemente no servirá como barrera efectiva para la extensión de la fractura, mientras que una zona con alta relación de Poisson confinará la fractura.

5.4 CAMBIO DE INTERVALO PRODUCTOR

El cambio de intervalo productor implica cambiar de zona desde la cual se producen los hidrocarburos. Muchos pozos se perforan de tal manera que atraviesan varias zonas productoras pero solamente una de ellas se pone a producir. Una vez que el intervalo se agota o es económicamente incosteable, se somete a cambiar de intervalo productor aislando la zona ya agotada de tal manera que sea posible poner a producir otra zona productora.

Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva con tapones mecánicos o de cemento o por medio de cementaciones a presión; y disparando una zona de interés ya sea que se encuentre en la parte superior o inferior del intervalo que se desea aislar.

Es importante comentar que los intervalos de interés se deben de explotar iniciando por el intervalo que se encuentra a mayor profundidad e ir ascendiendo conforme los intervalos se deseen explotar, es decir de abajo hacia arriba.

5.4.1 Aislamiento de zonas productoras

Las técnicas existentes para aislar intervalos probados empleando tapones de cemento y tapones mecánicos son los siguientes:

- Usando sarta de trabajo.
- A través de la tubería de producción.
- En agujero descubierto.

1. Usando sarta de trabajo.

1.1. Técnica del tapón balanceado

Consiste en bombear una cantidad determinada de lechada de cemento a través de la tubería de perforación o tubería flexible colocada a la profundidad deseada la cual debe llevar un difusor de flujo en la punta. Por recomendación de API, deberá cubrir al menos 30 m arriba y 30 m abajo del intervalo probado o hasta la profundidad inferior la que sea menor. Los volúmenes de los baches lavadores y espaciadores deberán cubrir al menos 50 m cada uno y serán calculados de manera similar a la lechada. El fluido de desplazamiento se bombea a un gasto de 2 a 3 bls/min, debiendo reducir a 1 o $\frac{1}{2}$ bls/min cuando empiece a salir el cemento por el espacio anular.

El procedimiento por el momento no es tema de este trabajo y requiere de cálculos precisos para lograr el objetivo deseado

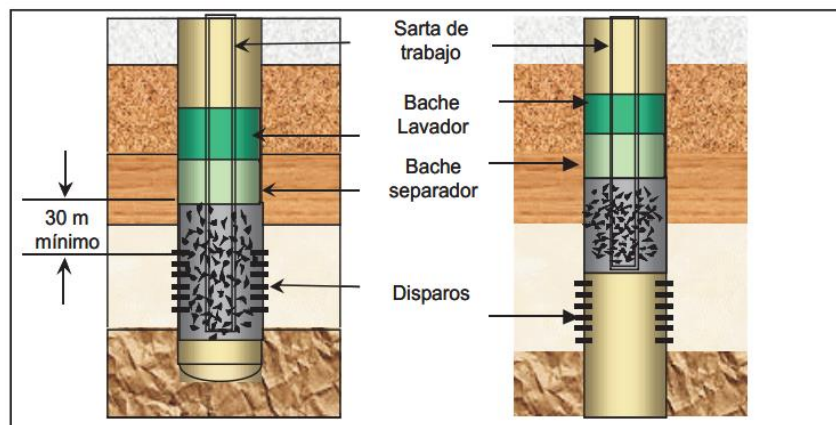


Figura 5.5 Colocación de un tapón de cemento balanceado

1.2. Técnica para una cementación forzada

Existen dos técnicas para realizar una cementación forzada con sarta de perforación en el pozo: con o sin retenedor de cemento.

La cementación forzada es recomendable para aislar intervalos comercialmente no explotables, zonas no atractivas como contenidos de H_2S y CO_2 y en yacimientos de alta producción de agua canalización por atrás de la tubería de revestimiento.

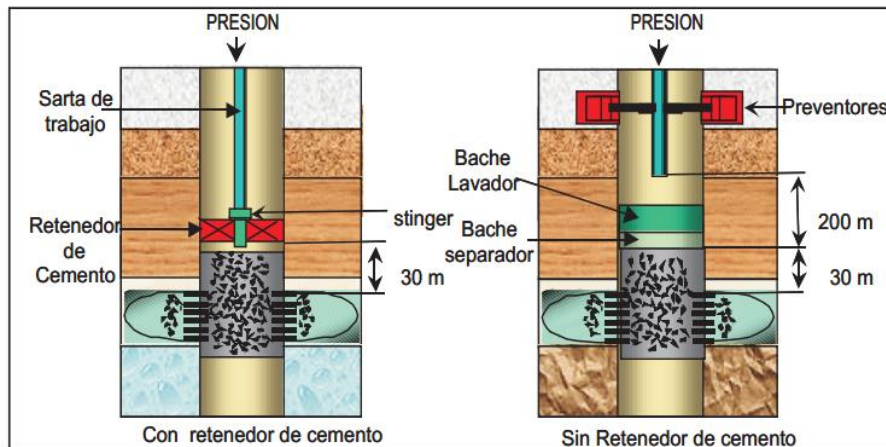


Figura 5.6 Técnicas para cementaciones forzada

1.3. Uso de tapón mecánico permanente

En este caso se ancla un tapón mecánico aproximadamente a 45 metros arriba de la cima del intervalo disparado y prueba su eficiencia. Si el tapón no fuera suficiente para soportar la presión diferencial entre el intervalo aislado y el intervalo superior durante una prueba de inducción se puede colocar un tapón de cemento balanceado mínimo de 15 metros de longitud sobre el tapón mecánico para incrementar su resistencia a la presión diferencial.

Otra aplicación es cuando hay poca distancia entre el intervalo a aislar y el intervalo a producir y solo se coloca el tapón mecánico, siempre y cuando resista la presión del intervalo inferior cuando el intervalo de prueba está siendo inducido.

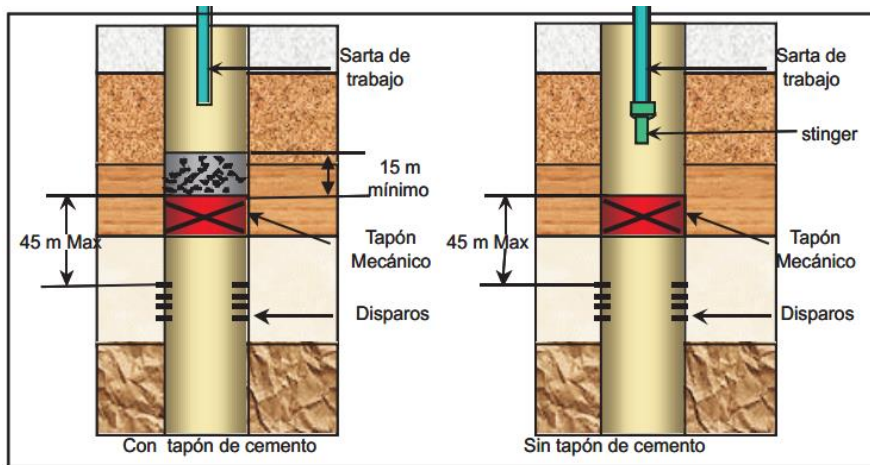


Figura 5.7 Aislamiento con tapón mecánico

2. Aislar intervalos disparados a través de la tubería de producción

2.1. Técnica para colocar un tapón de cemento con cable eléctrico

Después de desplazar los fluidos del pozo contra la formación y esperar su estabilización se procede a la colocación del tapón de cemento utilizando un contenedor cilíndrico (Dunper Boiler) el cual amacena en su interior la lechada de cemento. Es bajado con cable eléctrico hasta la profundidad deseada donde eléctricamente o mecánicamente se dispara para abrir y vaciar su contenido dentro del pozo. Este método requiere un tapón puente tipo sombrilla, inflable que previamente se instala y sirve para proporcionar sello y como base del cemento para minimizar o evitar migración de pequeños volúmenes de cemento. Se deberá realizar múltiples corridas de contenedores de cemento hasta cubrir la longitud deseada.

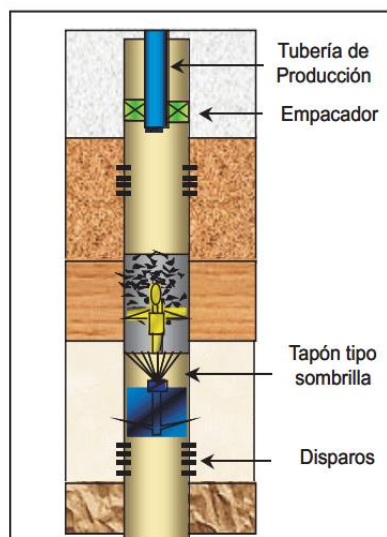


Figura 5.8 Aislamiento con cable eléctrico

2.2. Uso de la tubería flexible para colocar un tapón de cemento

La técnica consiste en bombear la lechada de cemento a través de la tubería flexible, desplazando la hasta donde el nivel de cemento por el espacio anular sea igual que la de interior y deberá cubrir por lo menos 30 metros arriba y 30 metros abajo del intervalo, o hasta la profundidad inferior. La tubería flexible se debe levantar lentamente por arriba de la lechada hasta 400 mts para esperar el fraguado. Si se desea realizar una cementación forzada deberán cerrar las válvulas superficiales para poder aplicar presión y realizar la cementación forzada.

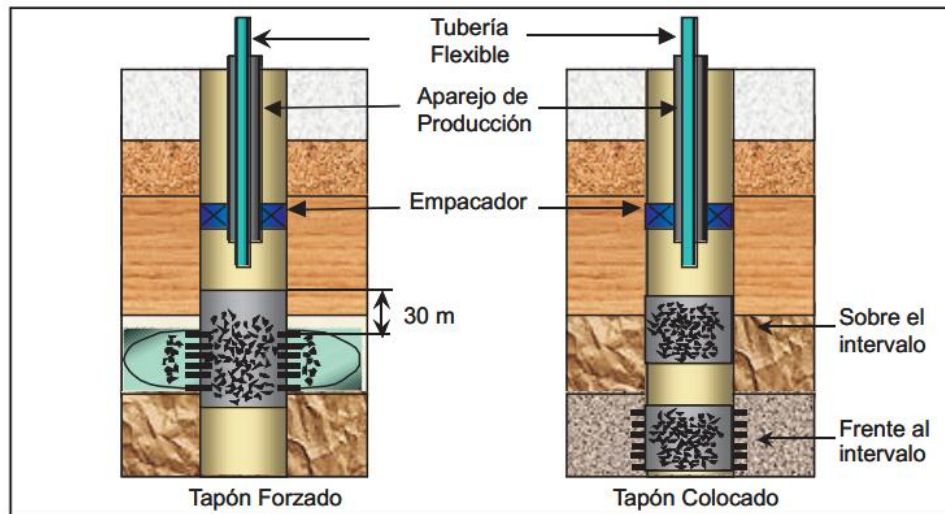


Figura 5.9 Aislamiento con tubería flexible

2.3. Uso de tapones anclados en la tubería de producción

Esta técnica es muy conveniente cuando se requiere aislar intervalos disparados que se encuentran aislados por empacadores. La operación se debe realizar primero aislando el más bajo con un tapón ciego anclado en el niple posteriormente, se aísla el siguiente intervalo se ancla un segundo tapón ciego en la tubería de producción y finalmente se aísla el ultimo intervalo se desplaza una lechada de cemento hasta los disparos y se procede a su inyección dejando dentro de la tubería de producción un tirante mínimo de 30 metros arriba del ultimo intervalo finalmente la tubería de producción se corta y se recupera el resto del aparejo.

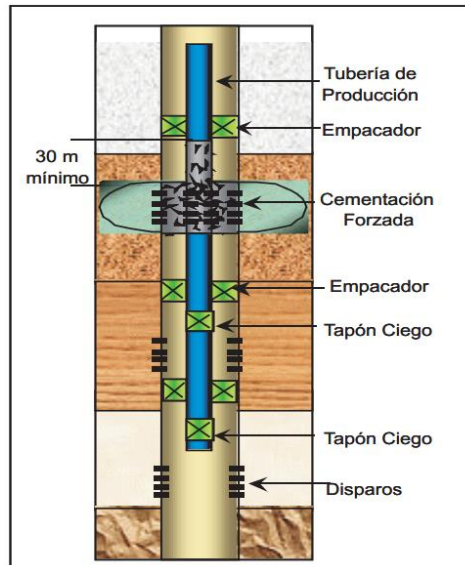


Figura 5.10 Aislar varios intervalos con tapones ciegos

3. Aislar intervalos en agujero descubierto

3.1. Cuando se trata de aislar dos o más intervalos productores que no se encuentran adyacentes se deberá colocar tapones de cemento que cubran como mínimo 30 m abajo y 30 m arriba de cada intervalo productor con objeto de evitar su migración hacia a otro estrato.

5.4.2 Re-disparos

Al cambiar de intervalo de producción es necesario realizar otra vez la operación de disparos en el pozo, a su vez si la comunicación entre la formación y el pozo no se lleva a cabo de manera correcta se tiene que volver a introducir las pistolas y disparar la tubería de explotación para lograr una buena comunicación a estos procesos se les conoce comúnmente como re-disparar y el diseño de esta operación es la misma que la operación de disparos en la terminación del pozo.

En los trabajos para obtener producción de hidrocarburos es primordial perforar la Tubería de Revestimiento, cemento y formación, para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento mediante la utilización de disparos.

El grado de la tubería de revestimiento, densidad de disparo, tipo de formación, humedad y temperatura son factores que pueden afectar los disparos.

El sistema de disparos

El sistema de disparos es evaluado usando la Relación de Productividad.

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo

Factores geométricos del disparo

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la Relación de Productividad del pozo, y está definida por los Factores Geométricos. Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son Figura 5.16:

- Penetración.
- Densidad de cargas por metro.
- Fase angular entre perforaciones.
- Diámetro del agujero (del disparo).

Los factores que afectan el desempeño de los disparos:

La eficiencia de las cargas, para crear la configuración deseada de la perforación depende del diseño de estas. El diseño debe explicar las condiciones reales del fondo del agujero que se encontraran.

- Los principales factores que afectan este desempeño de las cargas serán:
 - ✓ Parámetros de las cargas
 - ✓ Separación las cargas con el Casing.
 - ✓ Propiedades físicas del Casing.
 - ✓ Propiedades físicas de la Formación
 - ✓ Factores ambientales.

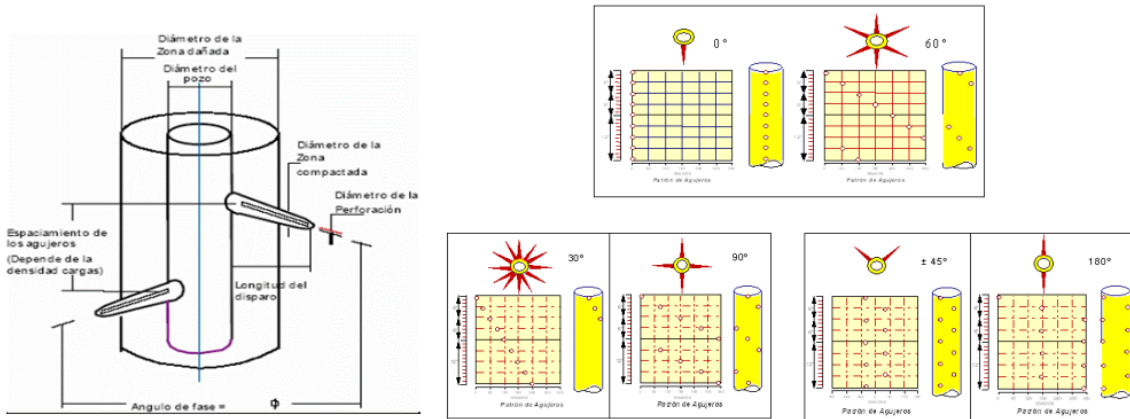


Figura 5.11 Factores geométricos de un disparo.

Parámetros de las Cargas: Los parámetros afectan el desempeño de las cargas.

- Las propiedades del material de revestimiento.
- La geometría del revestimiento.
- Propiedades del explosivo.

Separación de los disparos:

La separación de los disparos es la distancia de la pistola al Casing a lo largo del eje del jet. La separación tiene un efecto apreciable en el funcionamiento de la penetración.

Propiedades físicas del Casing:

La dureza y el grueso de la pared del casing tienen efectos de importancia en la penetración, excepto cuando los múltiples esfuerzos del casing son perforados. El esfuerzo del casing tiene un efecto significativo sobre el diámetro de la perforación del agujero. La dureza de la pared del Casing tiene un efecto significativo en la penetración de los disparos demostraron una reducción del 50% cuando la dureza aumento grado de la tubería J-55 a P-110.

Propiedades físicas de la formación:

La penetración y el tamaño de los disparos a chorro y bala se reducen a medida que aumenta la resistencia a la compresión de la tubería de revestimiento, del cemento y de la formación. Las fuerzas compresivas de la formación tienen una marcada influencia en funcionamiento de la penetración. En formaciones de alta resistencia la penetración cae la mitad de la carga diseñada. En formaciones de baja fuerza, los disparos penetran más profundamente, acercándose al funcionamiento de las cargas diseñadas.

Factores Ambientales:

La presión hidrostática, la gravedad específica, y la temperatura del pozo tienen un insignificante efecto sobre el desempeño de los disparos.

Un aumento en la temperatura o la presión del pozo pueden aumentar la penetración de los disparos, esto resulta porque la presión hidrostática causa un efecto de la “extensión del barril” similar a la del barril antes de salir. La temperatura hace el propulsor más enérgico.

Efecto de la presión diferencial:

Cuando se dispara en lodo, con una presión diferencial hacia la formación, los disparos se llenan con partículas sólidas de lodo de la formación y residuos de las cargas. Aun cuando se dispare en fluidos limpios como aceite y agua que tienen altos ritmos de filtrado las partículas procedentes de las arcillas, residuos de las cargas o de otro tipo, pueden originar algún taponamiento de los disparos y un daño profundo de la formación. Cuando los disparos se efectúan con una presión diferencial hacia el pozo y con fluidos limpios se ayuda a obtener una buena limpieza de los disparos. Este es método preferido de disparar formaciones de arenisca y carbonatadas.

Efecto de usar fluidos limpios:

Si una pistola en lo particular proporciona un tamaño y penetración adecuada bajo ciertas condiciones del pozo, la productividad limpia, manteniendo una presión diferencial hacia el pozo al disparar y durante el periodo de limpieza.

Densidad de los Disparos:

La densidad de los disparos generalmente depende del ritmo de producción requerido, la permeabilidad de la formación y la longitud del intervalo disparado. Generalmente son adecuado 4 disparos de 0.5 pulgadas, siendo satisfactorio uno o dos disparos por pie para la mayoría de los pozos con producción baja. Los disparos de 4 o más cargas por pie en tuberías de revestimiento de diámetro pequeño y de baja resistencia, con pistolas con cargas expuestas, pueden agrietar la tubería de revestimiento. También el cemento puede fracturarse, siendo necesario efectuar cementaciones forzadas para controlar la producción indeseable de agua o gas. Los coples de las tuberías de revestimiento de alta resistencia pueden dañarse al efectuar múltiples disparos sobre ellos.

5.5 REENTRADAS.

Cuando termina la vida productiva de un pozo y existen zonas del yacimiento aún sin drenar, se puede aprovechar la infraestructura existente, como el estado mecánico o la localización, con el fin de abrir una ventana en el pozo y redireccionarlo hacia las zonas sin drenar.

La profundidad de apertura de una ventana corresponde al punto de inicio de desviación y depende básicamente de los requerimientos planteados en el objetivo de la intervención, tales como desplazamiento, coordenadas, profundidad vertical desarrollada, etc. La siguiente figura presenta la sección vertical de una reentrada.

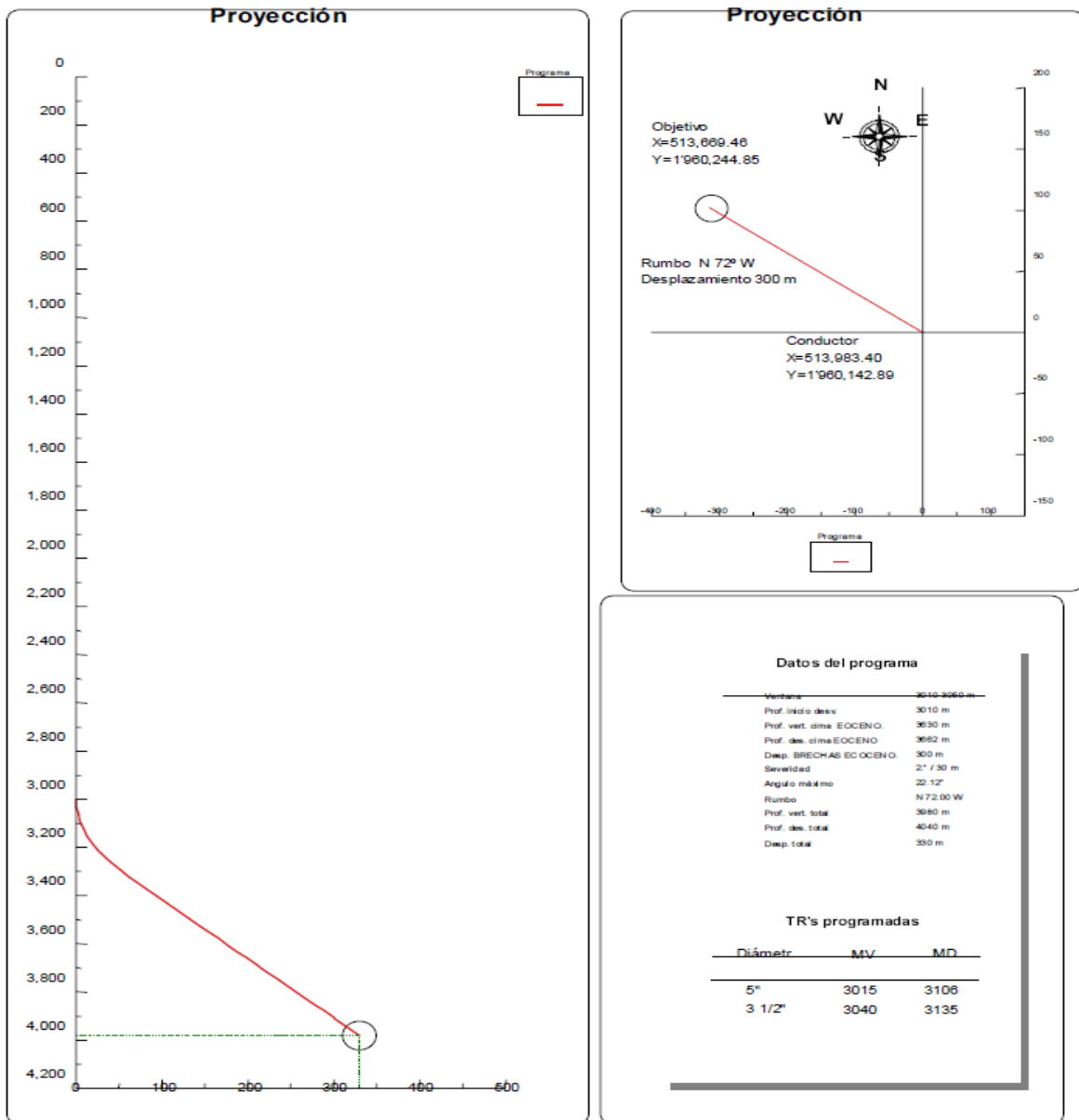


Figura 5.12 Ejemplificación de una reentrada, sección vertical y desplazamiento horizontal

Una vez definido el punto de inicio de la desviación, el siguiente paso es decidir la forma de abrir la ventana. Existen varias técnicas para llevar a cabo esta operación, estas son evaluadas mediante registros geofísicos (adherencia de cemento, desgaste de tubería, requerimientos de diámetro de agujero y tubería de explotación). Sin embargo estas técnicas se pueden agrupar en dos grupos: el primero, es empleando un cortador de tubería hidráulico y el segundo mediante una cuchara mecánica y una sarta de molienda diseñada especialmente para abrir una ventana en un costado de la tubería de revestimiento. La siguiente figura muestra estas herramientas.

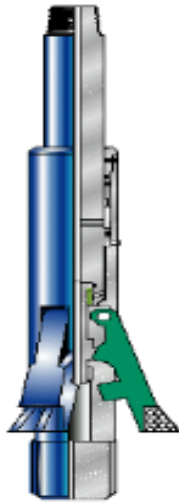


Figura 5.13 Cortador de tubería interno accionado hidráulicamente.



Figura 5.14 Cuchara empleada con sarta de molienda para la apertura de ventanas

Antes de iniciar o programar una operación de corte y molienda de tubería es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) Tener fondo suficiente por abajo del punto donde terminará la ventana. Se recomienda como mínimo 50 m, con el objetivo de que los recortes de tubería que se precipiten no lo obstruyan durante las operación de molienda.
- 2) Tomar registros de adherencia de cemento con coples (CBL/CCL) en la tubería donde se pretende efectuar la ventana.
- 3) Utilizar, por lo menos, la misma densidad del lodo con la cual se perforó el pozo original en el intervalo que se abrirá la ventana.
- 4) Se recomienda una viscosidad de lodo de 10-20 cp (de 70 segundos) y un punto de cedencia de (35-50 lbs/100 pies ²) con la finalidad de mantener un óptimo acarreo del

recorte, y así cuantificar el volumen de acero recuperado y controlar en superficie el avance de la sección molida.

5) Tener las bombas equipadas con las camisas necesarias para el gasto requerido de lodo (de 400 a 500gpm).

6) Probar hidráulicamente con la presión de trabajo el tubo vertical (Stand Pipe), y unión giratoria (Swivel).

5.5.1 Apertura de ventanas con cortador de tubería o molinos de sección.

El principio básico de operación de estas herramientas es la presión hidráulica de circulación y rotación; poseen la ventaja de que al aplicar presión se pueden localizar los coples de la tubería de revestimiento, con lo cual es posible efectuar el ajuste de la profundidad por cortar.

Para su operación en campo, se aplica rotación y se mantiene una presión de circulación constante, previamente determinada. La presión de bombeo ejerce una fuerza que mantiene las cuñas abiertas, hasta terminar el corte. Cuando esto sucede se observa una disminución de presión y la molienda continúa aplicando el peso requerido hasta moler la sección de tubería deseada. La siguiente figura presenta un diseño de sarta típica para la apertura de ventana empleando cortadores de tubería.



Figura 5.15 Diseño de sarta típica para una apertura de ventana.

Procedimiento operativo para apertura de ventanas con corta tubo.

- a) Anotar las dimensiones de la herramienta cortadora de tubería en la bitácora de operación del equipo.
- b) Conectar a la sarta de molienda de acuerdo con el diseño típico mostrado en la figura 5.15. Considerar el número de lastrabarrenas (drillcollars), suficientes para proveer del peso requerido para la molienda.
- c) Probar hidráulicamente y mecánicamente en superficie, la apertura y cierre de las cuñas del cortador de tubería.
- d) Bajar la herramienta con la tubería de perforación necesaria hasta la profundidad programada.
- e) Iniciar el bombeo con el gasto requerido para la operación de la herramienta y localizar el cople de tubería de revestimiento a la profundidad de apertura de la ventana.
- f) Levantar la sarta de 3 a 4 m. arriba del cople de la TR donde se desea abrir la ventana, marcar la tubería de perforación como la profundidad de inicio de la ventana.
- g) Verificar el peso de la sarta hacia arriba y hacia abajo y estática, además de las r.p.m.
- h) Con la herramienta situada a la profundidad de inicio de ventana, aplicar rotación a la sarta incrementando paulatinamente, hasta alcanzar de 100 a 120 r.p.m.
- i) Iniciar el bombeo incrementando lentamente hasta alcanzar 400-500 gpm.
- k) Iniciar la molienda a desbaste de la TR con una carga de 1 a 2 ton de peso sobre los cortadores. Se debe evitar cargar mayor peso pues puede dañar el desempeño de los cortadores.
- l) Anotar el avance metro a metro y tomar en cuenta el tiempo de atraso para la recuperación del corte de acero. Si la recuperación de recorte en superficie no corresponde al volumen de hacero molido con respecto al avance, es recomendable suspender la molienda y circular el tiempo necesario para limpiar el pozo y continuar con la ventana.
- m) Verificar los parámetros de molienda (peso sobre cortadores, gasto, ritmo de molienda, tiempo de los tres últimos metros molidos).

- n) Una vez que se haya cubierto la longitud requerida de la ventana (normalmente de 20-30 m.), circular el tiempo necesario para garantizar la limpieza de la ventana.
- o) Sacar la herramienta y revisar sus cortadores en superficie. Es posible que durante la operación se requieran viajes de limpieza con tubería franca. Esto dependerá del comportamiento reológico del lodo y del avance de la molienda.
- p) Colocar un tapón por circulación de cemento como apoyo a la sarta navegable para desviar el pozo. Este deberá cubrir por lo menos 20 m arriba del punto de inicio de la ventana.
- q) sacar la sarta de trabajo a superficie, y en la espera de fraguado armar herramienta desviadora de acuerdo a la figura 5.16.

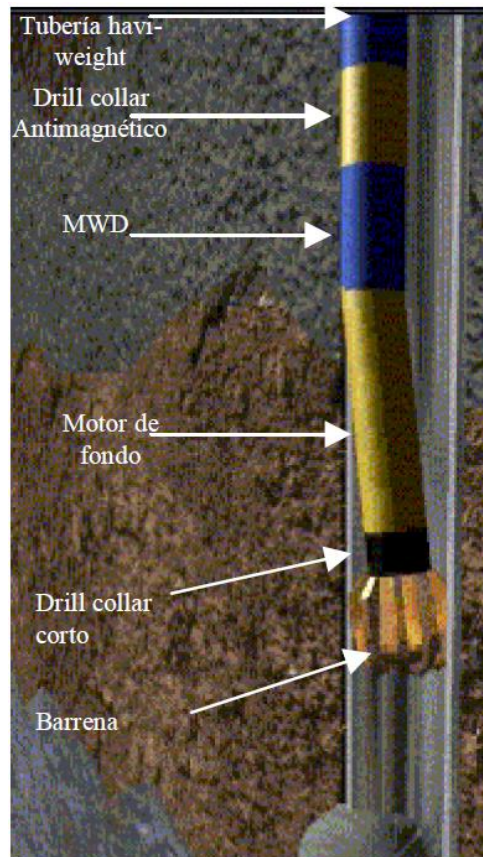


Figura 5.16 Sarta navegable típica para la construcción de ángulos para perforación direccional..

5.5.2 Apertura de ventanas con herramienta desviadora tipo cuchara.

La apertura de ventanas con herramientas desviadoras tipo cuchara difiere del método con cortadores de tubería. Sin embargo, las diferencias radican básicamente en el procedimiento operativo para la apertura de la ventana, debido a que se requieren herramientas adicionales, como un empacador de cuchara, la cuchara misma y los molinos necesarios para la apertura de ventana (iniciador o started mill, molino ventana o window mill, molinos sandía o watermelon)



Figura 5.17 Herramientas comúnmente empleadas para la apertura de ventanas con cuchara desviadora.

Procedimiento operativo para apertura de ventanas con cuchara desviadora

- a) Escariar el pozo cuando menos 50m debajo de la profundidad de anclaje del empacador.
- b) El anclaje del empacador para la cuchara puede llevarse a cabo con unidades de registros o con tubería de trabajo; sin embargo se recomienda hacerlo con la unidad de registros, debido a que la operación se realiza más rápido.

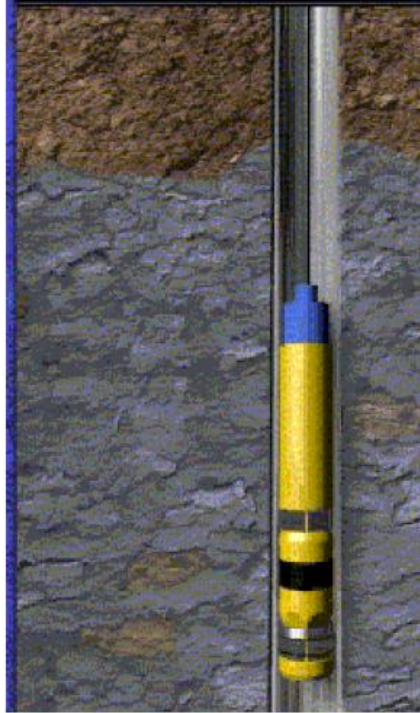


Figura 5.18 Esquematización del anclaje de un empacador para cuchara.

- c) Toma un registro giroscópico para ubicar el pozo de acuerdo con las coordenadas objetivo planteadas, además de hacer la impresión de la guía del empacador para orientar la cuchara en superficie.
- d) Armar y orientar la cuchara en superficie, con el molino iniciador y la sarta de trabajo. Medir cada uno de los componentes, anotar dichas medidas en la bitácora de operación del equipo.
- e) Bajar la cuchara a la profundidad del empacador a una velocidad de introducción constante, se debe evitar, en lo posible, los frenados bruscos de la tubería al sentarla en cuñas para hacer la conexión.

f) Verificar los pesos de la sarta hacia arriba y hacia abajo y estática 50 m antes de llegar a la profundidad del empacador.

g) Efectuar el ajuste y enchufar la guía de la cuchara dentro del empacador.

h) Cargar peso a la cuchara (normalmente se requiere de 8 a 10 ton.) para romper el perno de sujeción del molino iniciador con la cuchara. La figura 5.19 muestra una ejemplificación del proceso de ruptura del tornillo de sujeción en el anclaje de la cuchara.

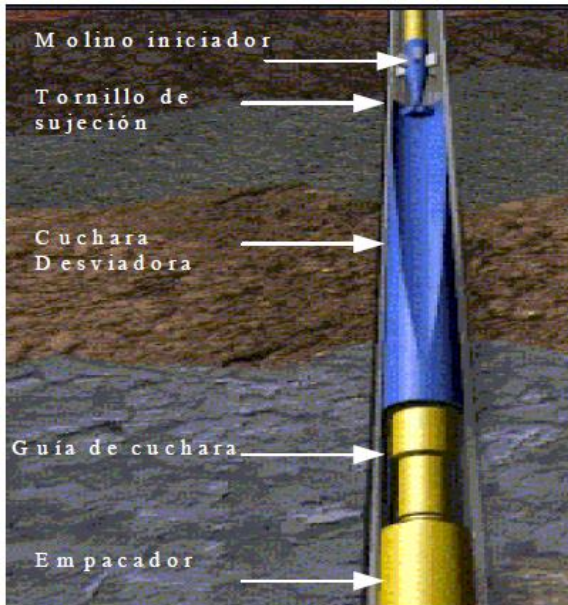


Figura 5.19 Anclaje de cuchara para la apertura de ventana

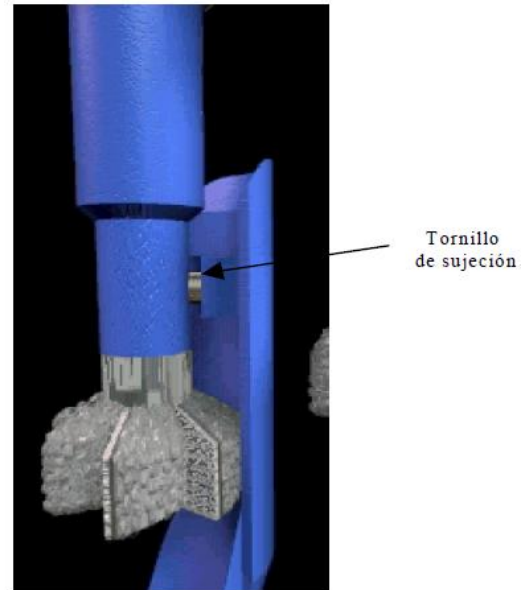


Figura 5.20 Ejemplificación de anclaje de cuchara

i) Levantar el molino iniciador. Se recomienda de 1 a 2 m arriba de la cuchara, y marcar la profundidad en la tubería.

j) Conectar la flecha e iniciar la circulación de fluidos y la rotación de la herramienta de acuerdo con las condiciones determinadas previamente.

k) Operar el molino iniciador sobre la tubería de revestimiento y la cuchara más o menos 1 m. el objetivo es marcar la tubería y hacer huella para operar el molino ventana.

l) Sacar el molino iniciador a superficie, armar y meter el molino ventana junto con los molinos sandia, para abrir y conformar la ventana. La figura 5.21 muestra un diseño típico de sarta.

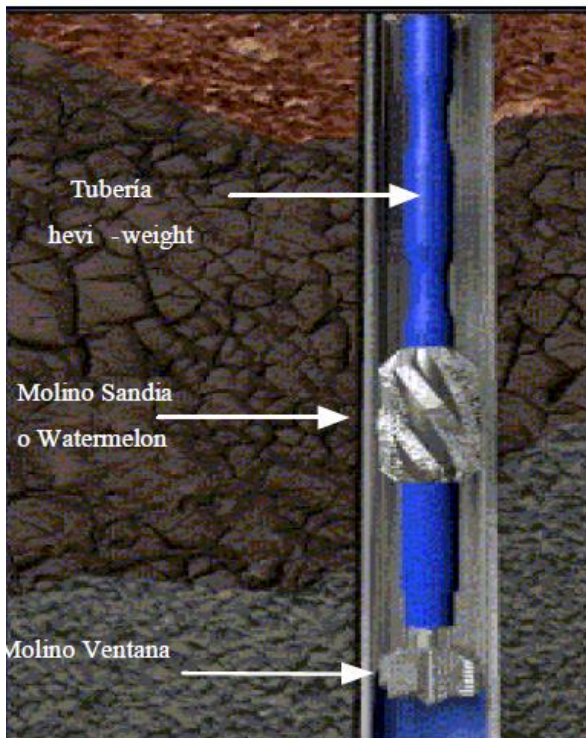


Figura 5.21 Ejemplificación de una sarta típica para abrir una ventana con cuchara



Figura 5.22 Ejemplificación del direccionamiento de un pozo

m) Una vez realizada la ventana, el siguiente paso es el cambio de la sarta por una navegable para construir en ángulo requerido y direccionar el pozo hacia el rumbo establecido la figura 5.22 presenta una ejemplificación de dicho proceso.

CONCLUSIONES.

Con la redacción de este trabajo se logró una recopilación de los conceptos de las diferentes operaciones que se deben realizar cuando se le da mantenimiento a un pozo petrolero, este trabajo podría servir como material de apoyo tanto a estudiantes como a cualquier persona interesada en el área de las Reparaciones Mayores y Menores de pozos petroleros.

Se comprendió que el objetivo principal de una reparación de pozos es mejorar o recuperar la producción de estos mediante la aplicación de alguna operación que mejor se adapte a resolver la problemática que presenta el pozo.

Al repasar las diversas operaciones que son indispensables para el diagnóstico de la producción de un pozo petrolero, tales como los análisis PVT, los registros de producción y las pruebas de presión, se comprendió que son herramientas que juegan un papel de suma importancia previo a tomar una decisión sobre qué operación sería la más óptima a realizar en un futuro para reparar o dar mantenimiento a dicho pozo.

En este trabajo se comprendió que el diagnóstico de la problemática que afecta al pozo, conlleva a una mejor selección de la técnica de reparación a elegir.

En este trabajo se explica la diferencia que existe entre una reparación mayor y una menor dando claras definiciones de ambas y sus diferentes actividades.

En el trabajo se hace hincapié que la correcta y oportuna toma de información, así como la correcta interpretación de la misma, es vital para la elección de la operación que aporte mayor probabilidad de éxito y que sea la de menor costo posible.

Con respecto a las diferentes operaciones que se realizan en las reparaciones mayores, se entiende que es de gran relevancia que los fluidos que van a entrar en contacto con la formación y los fluidos producidos por la formación deben pasar por una serie de análisis de compatibilidad para evitar generar o incrementar el daño que se intenta revertir. Así como, el volumen y tiempo de exposición con el fluido utilizado debe ser lo más analizado posible para que no puedan causar al reaccionar químicamente.

BIBLIOGRAFÍA

1. Albarrán Flores Diego.

Cementación de pozos petroleros en aguas profundas, Tesis UNAM 2012.

2. B. Nelson Erick.

Well Cementing, Schlumberger.

3. Bourdet Dominique.

Well Test Analysis: The use of advanced interpretation models, Elsevier 2002.

4. Cruz Espinoza Leonardo.

Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos, Facultad de Ingeniería UNAM.

5. D. Grace Robert.

Advanced Blowout & Well Control, Gulf Publishing Company, Houston Texas.

6. D. McCain William Jr.

The Properties of Petroleum Fluids, Second edition.

7. De La Cruz Jorge Antonio.

Propuesta de inspección a ductos que transportan hidrocarburos, mediante técnicas de ultrasonido y fuga de flujo magnético, Instituto Politécnico Nacional.

8. E. Brown Kermin.

The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 1, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma.

9. Economides Michael.

Petroleum production systems.

10. Escobar Freddy H.

Análisis moderno de presiones pe pozos.

11. Gómez Cabrera José Ángel.

Apuntes de manejo de la producción en superficie, volumen 1, UNAM, 2010.

12. Gómez Cabrera José Ángel.

Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción, Facultad de Ingeniería UNAM, 2010.

13. Heber Cinco Ley.

Apuntes de Análisis de Pruebas de Presión.

14. Islas Silva Carlos.

Manual de estimulación matricial de pozos petroleros, Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

15. J. Brunnert David.

Using Mature Selective Re-Entry Technology to Manage Risk at Wytch Farm: A Case History, SPE, Weatherford International.

16. Johnston.

PVT Laboratory Services, Flopetrol- -Schlumberger, 1983

17. M. Pledger Teddy.

Completion & Workover Quality Control, Oklahoma

18. Medina Gutiérrez Jacobo.

Registros de Producción: Teoría e Interpretación, Tesis UNAM 2009.

19. Monroy Sánchez César.

Operaciones de Pesca en Terminación y Reparación de Pozos, Tesis UNAM 2009.

20. PDVSA.

Rehabilitación de Pozos, 1999.

21. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UPMP.

Guía de Diseño para Aislar Intervalos Probados, 2008.

22. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UPMP.

Guía de Diseño para Disparos de Producción, 2008.

23. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UPMP.

Guía de Diseño para Estimulación de Pozos, 2008.

24. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UPMP.

Guía de Diseño para Fracturamientos Ácidos, 2008.

25. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UPMP.

Guía de Diseño para Fracturamientos Hidráulicos, 2008.

26. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, GERENCIA DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS.

Muestreo de fondo, subdirección de explotación, 1981.

27. Ramírez Sabag Jetzabeth

Apuntes de la Asignatura de Comportamiento de Pozos 2004.

28. Robbins Martínez Raúl, Castro Herrera Israel.

Análisis de Pruebas de Presión, Facultad de Ingeniería UNAM.

29. Rodríguez Nieto Rafael.

Principios de mecánica de yacimientos, UNAM, 1997.

30. Roland N. Horne.

Modern Well Test Analysis; A Computer- Aided Approach, Stanford University.

31. S. Schechter Robert.

Oil Well Stimulation, University of Texas at Austin.

32. T.T. Jordan; Floyd Hernández.

Case Study of Cased-Hole Sidetracking Mechanics: Prudhoe Bay Field Re-Entry Program. SPE 15 February 1994.

33. Un siglo de la perforación en México,

Tomo11 Terminación y mantenimiento de pozos.

34. Villarruel González Jaime Sustentante.

Muestreo y análisis PVT de hidrocarburos, UNAM, 1984.

35. Viñas Rodríguez Rafael.

“Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos.”, Facultad de Ingeniería UNAM.

