

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DE LA INFLUENCIA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS
TAPONES DE CEMENTO UTILIZADOS COMO MÉTODO DE
CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO
SANTA ROSA, DISTRITO GAS ANACO”**

REALIZADO POR:

Carlos Ernesto Arraiz Salas
Luis Carlos Rattia Perfecto

**Trabajo Especial De Grado Presentado Ante La Universidad De Oriente Como
Requisito Parcial Para Optar Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO.

Puerto La Cruz, Abril de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO**



**“ESTUDIO DE LA INFLUENCIA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS
TAPONES DE CEMENTO UTILIZADOS COMO MÉTODO DE
CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO
SANTA ROSA, DISTRITO GAS ANACO.”**

ASESOR

Ing. Jhonles Morales

Asesor Académico

Puerto La Cruz, Abril de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEO



**“ESTUDIO DE LA INFLUENCIA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS
TAPONES DE CEMENTO UTILIZADOS COMO MÉTODO DE
CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO
SANTA ROSA, DISTRITO GAS ANACO.”**

El Jurado Hace Constar Que Asignó A Esta Tesis La Calificación De:

Ing. María Galindo
Jurado Principal

Ing. Félix Acosta
Jurado Principal

Ing. Jhonles Morales
Asesor Académico

Puerto La Cruz, Abril de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual lo participará al consejo universitario”

DEDICATORIA

A mi Dios Todopoderoso por haberme dado salud y sabiduría en la persecución de mis estudios y hacer realidad un sueño anhelado en el fondo de mi corazón ser un profesional.

A mis padres por no desampararme y brindarme en todo momento su cariño, apoyo y comprensión.

A mi hermana y mis primos de una u otra forma me brindaron su apoyo en los momentos cuando en verdad los necesite.

A todos mis tíos y en especial a mi tía Rosa y mi tío Carlos por ofrecerme su apoyo incondicional en el transcurso de mi carrera.

A todos mis compañeros de estudio con los cuales compartí todo este tiempo, en especial a mi compañero de tesis Carlos, Carmeli, Lisset, Celia, Ricardo, Daniela, Marianna, Junior, Yoismar y Gabriel amigos incondicionales que recordare por siempre.

A todos mis familiares, amigos y compañeros quienes sus nombres no cito pero los llevo en mi mente y corazón.

De ustedes mi triunfo, mía la satisfacción.

Luis C. Rattia P.

DEDICATORIA

A dios por haberme dado esta oportunidad en la vida y a la Milagrosa Virgen del Valle, ellos me otorgaron salud, sabiduría, me colocaron en mi camino personas que me ayudaron a lograr a cruzar todos los obstáculos.

A mis padres (Pedro Arraiz y Alicia Salas) , abuela (Josefa Antonia Guzman), abuelos(Julio Cesar Oliveros (Q.E.P.D), Alejandro Salas) , ellos me otorgaron todos los principios y herramientas para desenvolverme en la vida.

A mis hermanos (José Antonio Arraiz salas, Roberto Arraiz Salas) y hermana (Rocio Arraiz Salas), por ser modelos a seguir enfocados siempre por el buen camino.

A todos mis tios (Namey Salas, Ninoska salas, Ronny Salas, Mario Monetti, Nicanor silva, Criselio adrians, Sonia Martinez, Senaida Peche de Zambrano, Carmen Peche de Silva, Ana Salas de Salas) y todos aquellos que me faltaron nombrar les agradezco su apoyo incondicional y valores aportados que aun continuo utilizando para enfrentarme ante todas las pruebas que debo pasar en la vida.

A mis compañeros de clases (Luis Rattia, Luis Loroima, Carmelis Garcia, Carlos Albornoz, Daniel Lugo, Lisset Diaz, Jackeline Azocar London, Ricardo Valentino, Junior olivares, Angel Camacho) y todos aquellos la cual no hago referencia, que me acompañaron en muchas batallas.

A mis primos (Arquímedes salas, José Gabriel salas, María José Salas, Miguelangel Silva, Moisés Salas, José David Salas, Jorge Salas, Francelia Salas,

Karinellys Salas, Ana Silva, Marycarmen Silva, Nicanor Silva, José Miguel Arraez, Ricardo Salas Abou Samnrha, José Gabriel Martínez Matamoros(Q.E.P.D), Juan Luis Marín Martínez,) y todos los demás primos que fueron fuente de inspiración y me motivaron para alcanzar este objetivo en mi vida.

A mis amigos (Anna Ronconi, Fritz Gygax , Elí Ramón acosta, Juan Casanova, Saúl Zambrano, José Saúl Zambrano, Carlos Gutierrez, Carlos Martinez, Jormin Fermin, Jose de Jesus Fermin, Glorlane Rigual, Oyen, Bea Gil (T.S.S.E.M)) créditos a ellos por brindarme su apoyo incondicional.

CARLOS E. ARRAIZ S.

AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios padre, gracias Virgen María del Valle por darnos ante todo la bendición, salud y la fuerza para lograr esto.

A la Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, por abrir sus puertas y permitir que en cada una de sus aulas mediante la cual nos hicieron merecedores del título de Ingeniero en Petróleo.

A los profesores del departamento de petróleo, quienes aportaron su valiosa colaboración para la elaboración y satisfactoria culminación de este trabajo.

A nuestros padres por apoyarnos en todos los aspectos y sabios consejos en los momentos difíciles, A nuestros amigos y compañeros de estudios. La cual no nombramos con la intención de que el día que observen esta parte de la tesis nos recuerden en todos aquellos momentos que estábamos construyendo el camino para alcanzar esta meta.

A nuestro asesor académico Jhonles Morales por instruirnos durante el desarrollo del proyecto y a la empresa Pdvsa por abrirnos las puertas de sus instalaciones.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	v
DEDICATORIA	vi
DEDICATORIA	vii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvi
RESUMEN.....	xvii
INTRODUCCIÓN	xviii
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA	20
1.1 Planteamiento del Problema.....	20
1.2 Objetivos de la Investigación	22
1.2.1 General	22
1.2.2 Específicos	22
1.3 Justificación del Problema	23
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	24
2.1 Antecedentes del Problema	24
2.2 Características Generales del Distrito Anaco.....	25
2.2.1 Reseña Histórica de Petróleos de Venezuela	25
2.2.2 Reseña Histórica de PDVSA Gas Anaco.....	25
2.3 Descripción del Área en Estudio.....	27

2.3.1	Cuenca Oriental de Venezuela.....	27
2.3.2	Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco.....	28
2.3.3	Estructura Regional.....	29
2.3.4	Campo Santa Rosa	30
2.3.5	Antecedentes del Campo.....	31
2.4	Estratigrafía del Área	31
2.5	Fundamentos Teóricos	36
2.5.1	Perforación.....	36
2.5.2	Fluido de Perforación.....	36
2.5.3	Funciones de los Fluidos de Perforación	36
2.5.4	Clasificación de los Fluidos de Perforación.....	37
2.5.5	Propiedades Básicas de los Fluidos de Perforación	38
2.5.6	Propiedades Reológicas	38
2.5.7	Presión Hidrostática	40
2.5.8	Tapones de Cemento	41
2.5.9	Completación a Hueco Abierto.....	43
2.6	Pérdidas de Circulación o de Retornos	44
2.6.1	Detección de la Pérdida de Circulación	45
2.6.2	Causas de la Pérdida de Circulación	45
2.6.3	Reconocimiento y localización de las zonas de pérdida de circulación.....	47
2.6.4	Indicadores de la Pérdida de Circulación.....	47
2.6.5	Tipos de zonas de pérdida.....	48

2.6.6 Métodos para ubicar la profundidad donde ocurren las pérdidas de circulación.....	50
2.6.7 Medidas preventivas de pérdida de circulación.....	50
2.6.8 Medidas Correctivas para la Pérdida de Circulación.....	51
2.6.9 Materiales de Pérdidas de Circulación.....	52
2.6.10 Clasificación de los Materiales Antipérdida (MPC).....	52
2.6.10.1 Técnica de Sacar la Tubería y Esperar.....	54
2.6.10.2 Técnica de Inyección de Presión de Alta Pérdida de Filtrado.....	54
2.6.10.3 Agentes de Sello en Función de la Geometría Porosa de la Roca....	56
2.7. Yacimientos Fracturados.....	58
2.7.1. Geología Básica.....	58
2.7.2. Fracturas Naturales.....	58
2.7.3 Origen de las Fracturas Naturales.....	59
2.7.4 Condiciones Geológicas de Fracturamiento.....	60
2.7.5 Evaluación e Identificación de Fracturas.....	61
2.7.6 Clasificación de Fracturas.....	61
2.7.12 Propagación de la Fractura.....	64
2.7.13 Clasificación de la pérdida de circulación de acuerdo a la severidad.....	65
2.8 Análisis Nodal.....	65
2.8.1 Capacidad de producción del sistema.....	67
2.8.2 Optimización del sistema De Producción.....	68
2.8.3 Métodos de producción:.....	68
2.9 Definiciones Básicas.....	69

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	73
3.1 Identificar la Profundidad de Pérdidas de Circulación en las Diferentes Fases de Construcción del Pozo.....	73
3.2 Calcular el Volumen Perdido y Longitud del Tapón de Cemento usado para el Control de las Pérdidas de Circulación.	73
3.3 Analizar las Causas de las Pérdidas de Circulación en el Pozo.	74
3.4 Establecer el Comportamiento de Producción a través de “Pipesim” de las Arenas Completadas.....	76
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	77
4.1 Identificar la Profundidad de Pérdidas de Circulación en las Diferentes Fases de Construcción del Pozo.....	77
4.2 Calcular el Volumen Perdido y Longitud del Tapón de Cemento Usado para el Control de las Pérdidas de Circulación.	80
4.3 Analizar las Causas de las Pérdidas de Circulación en el Pozo.	84
4.4 Establecer el Comportamiento de Producción a través de “Pipesim” de las Arenas Completadas.....	85
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA	95
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Entrada de PDVSA GAS del Distrito Anaco. ^[4]	26
Figura 2.2. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[4]	27
Figura 2.3. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ^[4]	29
Figura 2.4. Columna Estratigráfica del Campo Santa Rosa. ^[6]	35
Figura 2.5. Tapón de Desvío. ^[5]	42
Figura 2.6. Tapón de Desvío. ^[5]	43
Figura 2.7. Completación a Hueco Abierto. ^[5]	44
Figura 2.8. Técnica de inyección de presión de alta pérdida de filtrado. ^[8]	55
Figura 2.9. Garganta Poral. ^[8]	56
Figura 2.10. Efecto Puenteante de Las Partícula en la Garganta Poral. Ley de Abrams. ^[2]	57
Figura 2.11. Dirección de los esfuerzos principales y las orientaciones de fracturas. ^[8]	64
Figura 2.12. Clasificación de la Pérdida de Circulación Según la Tasa de Pérdida en Bls/hr. ^[8]	65
Figura 2.13. Esquemas de caídas de Presión de un Análisis Nodal. ^[9]	66
Figura 3.1. Fractura Inducida Pozo RG-258 a 11.247' –11.283' (SJ-A).	75
Figura 4.1. Principales razones mediante la cual se descartaron los pozos del Campo Santa Rosa.	78
Figura 4.2. Porcentajes de pérdidas de circulación de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa en el periodo 2004-2010	79

Figura 4.3. Carta de aceptación del pozo RG-258	85
Figura 4.4. Carta de aceptación del pozo RG-260 completación con sarta corta.	87
Figura 4.5. Carta de aceptación del pozo RG-260 completación con sarta larga.	88
Figura 4.6. Carta de aceptación del pozo RG-261 completación sencilla.	89
Figura 4.7. Carta de aceptación del pozo RG-269 completación sencilla.	91
Figura 4.8 Análisis Nodal del pozo JM-264 Arena San Juan. Sensibilidad con Daño y Diámetro de Reductor. Nivel de Separación 60 lpc. Producción de Gas. Tubería de Producción 2 7/8"	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 4.1. Profundidades de pérdidas de circulación de los pozos del Campo Santa Rosa.....	79
Tabla 4.2. Volúmenes de pérdida de circulación en los pozos estudiados del campo Santa Rosa.	80
Tabla 4.3. Longitudes de tapones de cementos usados para controlar las pérdidas de circulación en los pozos del Campo Santa Rosa.....	81
Tabla 4.4. Intervalos de profundidades de arenas completadas en los pozos estudiados del Campo Santa Rosa.....	83

RESUMEN

La pérdida de circulación durante la perforación de pozos es una realidad en el Campo Santa Rosa, la cual genera retrasos en las operaciones y por ende aumento de costos. Debido a lo depletado de los yacimientos, se hace presente la intercalación de arenas de baja y alta presión, lo que ocasiona altos diferenciales que afectan en mayor grado a las arenas de baja presión de poro; situación que vuelve rápidamente intolerables las pérdidas de fluido. En consecuencia la empresa se encuentra en la necesidad de aplicar un método para controlar o evitar la pérdida de fluido hacia la formación. Es de gran importancia para continuar el proceso de perforación, una de las maneras para controlar este problema operacional es haciendo uso de tapones de cemento, que forman un sello en la apertura de la fractura hidráulica y zonas de pérdidas, se analizaron las causas de esta; luego se revisaron los sumarios de pozos pertenecientes al periodo de perforación con la finalidad de adquirir los datos necesarios para llevar a cabo el estudio de producción. El comportamiento de producción de los pozos estudiados no se pudo desarrollar a través del análisis nodal, debido a que el pozo RG-258 durante las labores de operaciones de perforación resulto dañado. Los pozos RG-260, RG-261 y RG-269 se localizaron zonas de pérdidas de circulación en zonas suprayacentes e infrayacentes a las arenas completadas, por lo tanto los tapones de cemento utilizados para controlar la pérdida no incidieron en la producción.

INTRODUCCIÓN

La empresa petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), se encarga de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operacionales petroleras y gasíferas, tanto en Venezuela como en el exterior. Lleva un extenso seguimiento a los distintos distritos operacionales que la conforman, con la intención de incrementar y/o mantener la producción de hidrocarburos. El departamento de perforación de PDVSA GAS del Distrito Social Anaco, se encarga de las operaciones de dos grandes áreas como lo son: El Área Mayor de Oficina y el Área Mayor de Anaco, donde se encuentra ubicado el Campo Santa Rosa, el cual fue descubierto en el año 1934, ocupa una área total de 300 km^2 aproximadamente. El área de estudio está ubicada en las coordenadas geográficas $64^{\circ} 30'$ y $64^{\circ} 18'$ de longitud Oeste $9^{\circ} 34'$ y $9^{\circ} 25'$ de longitud Norte. El Campo Santa Rosa constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudos liviano de Venezuela, es el más grande de los Campos pertenecientes al Distrito Anaco, con una extensión aproximadamente de 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9870 pies, en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares, proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento. En la actualidad, cuenta con seis estaciones de flujo (SREF-1, SREF-2, SREF-3, SREF-4, SREF-5, SREF-6) y con el complejo Santa Rosa. Para febrero del 2004 este complejo tenía un total de 158 pozos activos.

En este Campo durante los últimos años se han presentado variaciones en las presiones de formación, debido a la estructura geológica que presenta y la explotación a la cual han sido sometidas algunas arenas de hidrocarburos del Campo Santa Rosa, por consiguiente, declinan la energía de varios yacimientos ocurriendo pérdidas de circulación, siendo este uno de los problemas más graves durante la perforación de un

pozo de petróleo y/o gas, porque no solo se pierde una gran cantidad de fluidos, si no, al perder la altura de la columna hidrostática, se desequilibran las presiones de subsuelo, ocasionando arremetidas de los fluidos de formación, poniendo en peligro la estabilidad del pozo y la seguridad del personal, aumentando el tiempo y costos de perforación.

Debido a las características que presenta el Campo Santa Rosa anteriormente explicadas, la Gerencia de Construcción y Mantenimiento de Pozos perteneciente a PDVSA Distrito Social Anaco, contempla la necesidad de realizar un trabajo de investigación que estudie la influencia de los tapones de cementos utilizados como métodos de control de pérdida de circulación en el Campo Santa Rosa, Distrito Gas Anaco. Este trabajo de investigación tiene la finalidad de evaluar el comportamiento de producción en las formaciones con problemas, para determinar las causas y obtener recomendaciones que nos permitan perforar zonas de pérdida, en condiciones adecuadas que disminuyan el daño a la formación y de esta manera obtener bajos costos y menos pérdida de tiempo.

CAPÍTULO I.

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

El Distrito Anaco de PDVSA Gas se encuentra ubicado en el estado Anzoátegui; forma parte de la Cuenca Oriental de Venezuela, en la cual se resalta la presencia de una serie de domos que determinan las estructuras de entrapamiento de hidrocarburos de la región. Tiene un área aproximada de 13.400 km^2 . Está comprendido por dos superintendencias de producción, Área Mayor de Anaco (AMA) y Área Mayor de Oficina (AMO). La zona operacional del Área Mayor de Anaco posee Campos que presentan problemas de pérdidas de circulación de distintos tipos, entre estas se encuentra la de Baja, Media y Alta. Unos de estos campos es Santa Rosa, el cual fue descubierto en el año 1934, ocupa una área total de 300 km^2 aproximadamente. El área de estudio está ubicada en las coordenadas geográficas $64^{\circ} 30'$ y $64^{\circ} 18'$ de longitud Oeste $9^{\circ} 34'$ y $9^{\circ} 25'$ de longitud Norte; constituye una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudos liviano de Venezuela y es el más grande de los Campos pertenecientes al Distrito Anaco, con una extensión aproximadamente 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9.870 pies, en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporcionan diversas extensiones laterales a cada yacimiento.

En la actualidad, cuenta con seis estaciones de flujo (SREF-1, SREF-2, SREF-3, SREF-4, SREF-5, SREF-6) y con el complejo Santa Rosa. Para febrero del 2004 este complejo tenía un total de 158 pozos activos.

La gerencia de construcción y mantenimiento de pozos, plantea la necesidad de realizar un trabajo de investigación con la finalidad de llevar a cabo un estudio exhaustivo de la influencia en la producción de los tapones de cemento utilizados como método de control de pérdida de circulación. El Campo Santa Rosa se caracteriza por presentar pérdidas de fluidos durante la perforación de los pozos ya que las arenas atravesadas presentan bajas presiones, ocasionada por la producción continua a la cual han sido sometidas en el tiempo. Otra de las posibles causas de las pérdidas de circulación es la falta de control en las propiedades físicas del lodo. Ello puede traer como consecuencia que la densidad no se mantenga en los límites mínimos o generar condiciones reológicas fuera del rango que incrementa por fricción adicional la densidad equivalente de circulación.

La primera fase del proyecto se iniciará con la búsqueda de información referente a los pozos perforados en el periodo 2004-2010 en el campo Santa Rosa. Se revisarán los reportes de operaciones de perforación de pozos, información de petrofísica y perfiles de pozos a hoyo abierto (Rayos Gamma y SP) que ayudará a localizar las profundidades en las cuales hubo pérdidas de circulación en las diferentes fases durante la construcción del pozo.

Con ayuda del programa DIMS 32 For Windows (Drilling Information Management System) se obtendrá la información de los pozos que presentaron pérdidas de circulación ; mediante un análisis estadístico se seleccionarán los pozos que arrojaron mayor pérdida de fluidos y de esta manera se calcularán las cantidades de fluido perdido al igual que las longitudes de los tapones usados en el control de pérdida de circulación; luego de haber obtenido suficientes datos tales como: Presión de formación, propiedades petrofísicas, temperatura de la formación, profundidades de pérdida de fluidos, se analizarán las causas de las pérdidas de circulación y con ayuda del programa PIPESIM se establecerá el comportamiento de producción de las arenas completadas.

A través de los objetivos planteados para este proyecto la empresa podrá disponer de información necesaria que le permita conocer que incidencia ocasionará en la producción los tapones de cemento utilizados como método de control de pérdida de circulación en el Campo Santa Rosa. Esto permitirá que las labores de perforación sean más eficientes disminuyendo los tiempos y costos operacionales e incrementando de esta manera los beneficios económicos para la empresa.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 General

Estudiar la influencia en la producción de los tapones de cemento usados como métodos de control de pérdidas de circulación en el Campo Santa Rosa, Distrito Gas Anaco.

1.2.2 Específicos

1. Identificar la profundidad de pérdidas de circulación en las diferentes fases de construcción del pozo.
2. Calcular el volumen perdido y longitud del tapón de cemento usado para el control de las pérdidas de circulación.
3. Analizar las causas de las pérdidas de circulación en el pozo.
4. Establecer el comportamiento de producción a través de “PIPESIM” de las arenas completadas.

1.3 Justificación del Problema

Al momento de presentarse una pérdida de circulación el diseño y la aplicación de un tapón de cemento, es un factor clave para poder controlar y lograr la detención de la invasión del fluido de perforación, mediante la creación de un sello en las paredes de la formación; esto permitirá el control del pozo y de la circulación del fluido durante el proceso de perforación.

Más el 43% de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa del Distrito Anaco presentan problemas de pérdidas de circulación, originando la elevación del costo en los trabajos de construcción de pozos en el área.

Es razón por la cual PDVSA Gas Anaco se ve en la necesidad de realizar un estudio de la influencia en la producción de los taponos de cementos utilizados como método de control de pérdida de circulación para solucionar rápidamente la problemática que presentan los pozos del campo Santa Rosa del Distrito Gas Anaco, y de esta manera disminuir los costos que pueden generarse por la pérdida del fluido hacia la formación que pueden volverse rápidamente intolerables convirtiendo la perforación en una operación sumamente costosa, además de los problemas asociados que pueden generarse al presentarse una pérdida de circulación como lo son pega de tubería, arremetida, daño a la formación y el posterior abandono del pozo.

CAPÍTULO II.

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del Problema

La pérdida de circulación ha sido uno de los factores que ha contribuido al desarrollo tecnológico del fluido de perforación haciendo que numerosas empresas desarrollen productos, sistemas y técnicas con la finalidad de poder controlar y reparar la pérdida de fluido hacia las formaciones productoras dependiendo el uso de cualquiera de estos del tipo o zona donde ocurre la pérdida.

Intevep. (2000), realizó un estudio donde mencionan y detallan los materiales y sistemas empleados para controlar las pérdidas de circulación. Estos materiales son añadidos a las zonas de pérdidas y no a los fluidos; entre ellos se encuentran los materiales fibrosos tales como: bagazo de caña de azúcar, fibras de algodón, tiras de neumáticos, fibras de maderas, aserrín y pulpa de papel, materiales en hojuelas: celofán, mica, laminados de plásticos y madera (tanto cementos naturales como cementos modificados). Todos estos materiales han sido empleados en zonas que presentan pérdidas severas, en donde existen microfracturas o cavernas, para que actúen como sello en estas zonas. ^[1]

Estacio, E. (2008), planteó un trabajo de investigación con la intención de detectar las zonas que presentaron problemas potenciales de pérdida de circulación en el Campo San Joaquín, perteneciente al Área Mayor de Anaco. Estas zonas son caracterizadas por presentar pérdidas de circulación durante la construcción de los pozos ya que anteriormente eran expuestas a producción máxima, en la cual se hace necesario utilizar un lodo de perforación que posea excelentes propiedades para proteger las arenas productoras que contengan bajas presiones. ^[2]

Hernández, R. (2003), realizó un trabajo con la finalidad de controlar las pérdidas de circulación mediante la elaboración de un sistema polimérico base agua. Este sistema actúa creando un efecto gelificante que disminuye la permeabilidad del revoque, que permite una tecnología para ser aplicadas en formaciones no consolidadas de bajo gradiente de fracturas, con pérdidas de circulación. ^[3]

2.2 Características Generales del Distrito Anaco

2.2.1 Reseña Histórica de Petróleos de Venezuela

En 1976, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) se convierte en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera; de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo, gas y crudo pesado de la Faja del Orinoco; así como explotación de yacimientos de carbón. ^[4]

2.2.2 Reseña Histórica de PDVSA Gas Anaco.

El 29 de Septiembre de 1939 la compañía Socony empezó la perforación del primer pozo productor en Guario, siendo éste un gran hallazgo petrolero. El petróleo dio origen, cuatro años más tarde, al núcleo que evolucionaría hasta la ciudad de Anaco. Guario tuvo la oportunidad de ser el primero en procesar su propio petróleo, produjo gasolina y gasoil en su propia refinería. Esta refinería de pequeñas dimensiones funcionó hasta 1955.

La ciudad de Anaco es el corazón gasífero de oriente. En esta ciudad se encuentran los mayores reservorios de gas de todo el país y unos de los más grandes del mundo. Al principio fue la planta de Gas Santa Rosa, propiedad de Mene Grande Oil Company, donde se empezó a tomar conciencia de que el gas, además de servir para el uso doméstico, se podía procesar e industrializar. Hace unos treinta años se colocó en funcionamiento el gasoducto Anaco-La Mariposa que comienza cerca del campo Buena vista y hoy se extiende por los estados Anzoátegui, Guárico, Miranda, Aragua, Carabobo, Lara y Distrito Capital.

El 17 de Enero 1967, el presidente Raúl Leoni, coloca la primera piedra del que sería el segundo gasoducto más importante de Venezuela, desde Anaco hasta Puerto Ordaz y a través del cual se alimentan las importantes empresas básicas del estado Bolívar. En 1999 el Ministerio de Energía y Minas convierte a Anaco en el Distrito Gasífero de Venezuela, actualmente este Distrito se conoce con el nombre de Producción Gas Anaco (Figura 2.1) su desarrollo está enfocado en dos grandes áreas geográficas el Área Mayor de Oficina (AMO) y el Área Mayor de Anaco (AMA), las cuales son llamadas en su conjunto Área tradicional de Anaco. ^[4]



Figura 2.1. Entrada de PDVSA GAS del Distrito Anaco. ^[4]

2.3 Descripción del Área en Estudio

2.3.1 Cuenca Oriental de Venezuela

Está situada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur por el curso del río Orinoco desde la desembocadura del río Orecura hacia el Este hasta Boca Grande siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del baúl y su conexión estructural con el mencionado cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la Costa del Delta del Orinoco, siendo ésta un área nueva para la explotación de hidrocarburo (figura 2.2).^[4]



Figura 2.2. Ubicación geográfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.^[4]

La Cuenca Oriental de Venezuela comprende los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas, así como la extensión meridional del estado Sucre y del estado Delta Amacuro, prolongándose mar adentro hacia la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y unas zonas de mesetas en Anzoátegui y Monagas que en conjunto abarca unos 164.000 km^2 de superficie, lo cual la hace la primera en extensión superficial y la segunda en magnitud e importancia entre las cuencas sedimentarias Venezolanas, es la segunda cuenca en magnitud en América del Sur, solo sobrepasada por la cuenca del Lago de Maracaibo.

Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para la parte meridional de la Cuenca Oriental o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur. Tiene una longitud aproximada de 800 km. En sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 km. De Norte a Sur. Es también una de las cuencas más prolíficas en el mundo. La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso probablemente se relaciona con una fuerte herbácea en un ambiente fluvial a deltaico el cual es menos marino que la sección productora. ^[4]

2.3.2 Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco

Anaco al Este de Venezuela. En la figura 2.3 que se muestra a continuación se pueden visualizar: la ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco dentro del contexto El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente ubicado en la parte Central del Estado Anzoátegui, (Figura 2.3) con un Área aproximada de 13.400 km^2 . Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. El Distrito se encuentra conformado por dos grandes áreas operacionales, el Área Mayor de Oficina (AMO), integrada por los campos Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y el Área Mayor de

Anaco (AMA), integrada por los campos Santa Rosa, El Roble, San Roque, Aragua, El Toco, Santa Ana, San Joaquín, Guarío, Rincón Largo Y Rosa V.

Los campos Santa rosa, Guarío y San Joaquín, los cuales pertenecen al Área Mayor de Anaco, geográficamente se encuentran ubicados a 10 km. Al Noreste de la ciudad de nacional y los campos que conforman el Área Mayor de Anaco. ^[4]

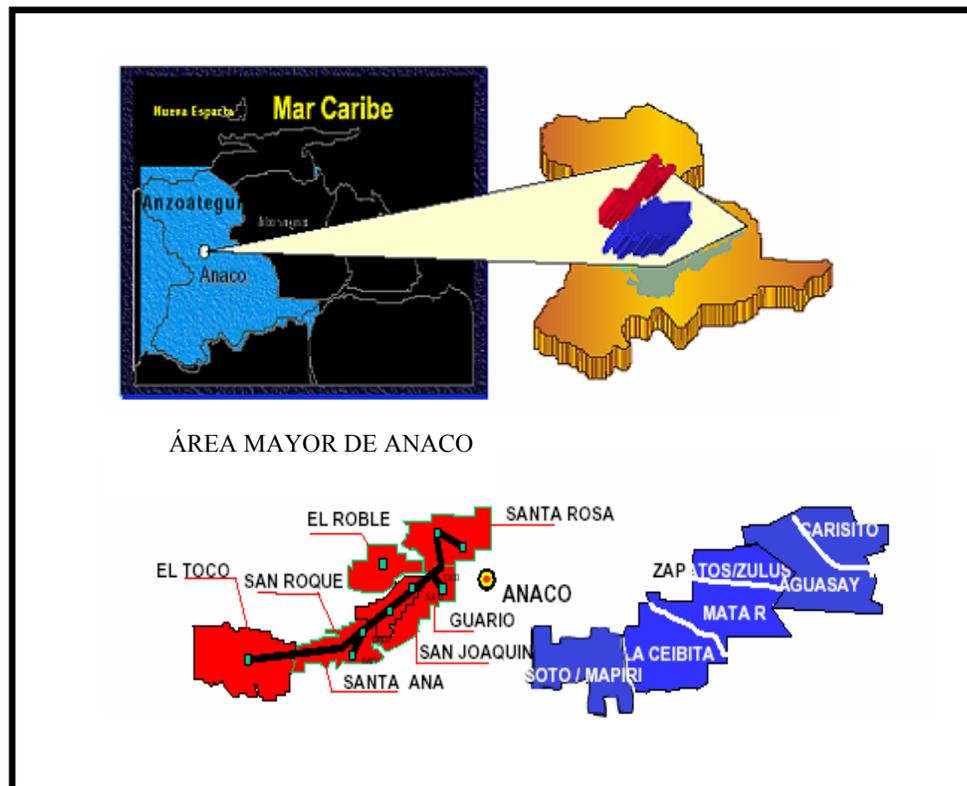


Figura 2.3. Ubicación Geográfica del Distrito Gas Anaco. ^[4]

2.3.3 Estructura Regional

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica Cordillera del Norte de Venezuela Oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la Placa del Caribe con la Placa del Continente Sur Americano. Como

resultado de esa tectónica se formó un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- El corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales y, excepcionalmente, inversa.
- Algunas fallas transcurrentes.

El corrimiento de Anaco es una falla tipo inverso, de gran magnitud, que corta en forma oblicua, el rumbo general del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela; marca el límite Noroeste del Área Mayor de Oficina y es un rasgo estructural mayor de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se extiende por 85 km. En dirección N 40° E desde el Campo El Toco en el Sur hasta el Este del Campo La Ceiba en el Norte, con un buzamiento del plano de falla promedio de 45° al Noroeste, que decrece notablemente a profundidad y puede llegar a confundirse con los planos de buzamientos.

El desplazamiento de esta falla tiene un máximo de 7000' en el Campo Santa Rosa y disminuye hasta 700' en Santa Ana; cerca del el Campo El Toco tiende a desaparecer. Constituye el límite Sur de la acumulación de hidrocarburos del Área Mayor de Anaco. Los Campos Petrolíferos del Área Mayor de Anaco están ubicados en el bloque Norte. ^[4]

2.3.4 Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa está ubicado aproximadamente a 10 km. Al NE de la población de Anaco estado Anzoátegui, ocupa un área total de 300 *km²* aproximadamente. El área de estudio está ubicada en las coordenadas geográficas 64° 30' y 64° 18' de longitud Oeste y 9° 34' y 9° 25' de longitud Norte. La columna

estratigráfica penetrada en este campo se extiende desde el cretáceo hasta el pleistoceno. Figura 2.4. El campo Santa Rosa constituye unas de las más grande e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano de Venezuela y es el más grande de los campos perteneciente al Distrito Anaco, con una extensión aproximadamente de 51.362 acres y una columna estratigráfica estimada en 9870 pies, en la cual se encuentran distribuidas 150 arenas de hidrocarburos que varían de gruesas a lenticulares y proporciona diversas extensiones laterales a cada yacimiento. [6]

2.3.5 Antecedentes del Campo

El descubrimiento de los Campos Santa Rosa, San Joaquín y Santa Ana, fue en 1934, cuando un estudio de fotografías aéreas y el reconocimiento geológico de superficie permitió delinear las estructuras dómicas correspondientes al área. El primer pozo perforado entre los Campos Santa Rosa, San Joaquín y Santa Ana fue el Santa Rosa 1(RG-1), el cual alcanzo una profundidad de 7.214 pies, fue completado por Mene Grande Oil Company el 14 de febrero de 1934 y se abandonó en mayo de 1936. Durante 1934 y 1936 los geólogos de Creole y Mene Grande desarrollaron un detallado trabajo de superficie sobre los domos de San Joaquín y realizaron extensos programas sísmicos, lo que permitió establecer un buen patrón estructural de la zona para 1937. [6]

2.4 Estratigrafía del Área

La edad y características litológicas de cada una de estas formaciones se muestran en la Figura 2.4. En la secuencia sedimentaria correspondiente al subsuelo del Área Mayor de Anaco, en orden descendente, se observa que los primeros estratos corresponden a los miembros Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y

Colorado pertenecientes a la Formación Oficina, seguida por la Formación Merecure, Vidoño, San Juan y Temblador.

Formación Oficina (Mioceno Inferior a Mioceno Medio).

Características: La Formación Oficina se presenta en el subsuelo todo el flanco Sur de la Cuenca Oriental, en los Estados Anzoátegui y Monagas y está constituida por los siguientes miembros:

Miembro Blanco y Azul (AZ): Estos miembros de la Formación Oficina se caracterizan por una secuencia de arcillas, gris claro a verdosa, en parte amarilla, pastosa, hidratable, amorfa, soluble y plástica, con pequeñas intercalaciones de carbón y arenisca cuarzo–cristalina de grano medio a grueso. En esta secuencia se encuentran fósiles de aguas marinas y salobres, así mismo está compuesto de arenas poco consolidadas, limos y arcillas plásticas. No hay yacimientos y por lo tanto se considera de poco interés económico.

Miembro Moreno (MO): En el tope y la parte media del estrato, el miembro Moreno se encuentra conformado por arcilla de color gris claro - gris verdosa, plástica, soluble, blanda, limosa, con pequeñas intercalaciones de carbón, escasas intercalaciones de lutita y arenisca cuarzo cristalino de grano fino a medio. La parte basal del estrato, está constituida por una lutita gris verdoso oscuro – gris verdoso claro, laminar, en parte en bloque, moderadamente dura a blanda, limosa, hidratable, con fragmentos de concha de molusco, no calcárea.

Miembro Naranja (NA): Está caracterizado en el tope por una secuencia monótona de lutita gris claro – gris oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, en parte quebradiza, hidratable, ocasionalmente limosa, carbonosa, no calcárea. Luego continúa con una lutita gris oscuro - marrón oscuro, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, limosa, micro-carbonosa, levemente calcárea, con

intercalaciones de limolita y arenisca cuarzo cristalino, consolidada, de grano fino a medio y porosidad visual regular. Hacia la base de este miembro los espesores de arenisca y limolita son mayores.

Miembro Verde (VE): Está conformado en la parte superior por lutita gris claro - gris verdosa, en bloque, moderadamente dura, fisible, hidratable, micro-carbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con delgadas intercalaciones de arenisca y limolita. Hacia la parte media e inferior del estrato, se reconoce lutita marrón oscuro, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, ocasionalmente quebradiza, en parte limosa, hidratable y micro-carbonosa, con intercalaciones que presentan mayor espesor de limolita y arenisca de grano fino, con pobre porosidad visual e inclusiones de carbón.

Miembro Amarillo (AM): Predominan las lutitas gris oscuro - gris medio, en bloque, blanda a moderadamente dura, fisible, hidratable, soluble, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica, ligeramente calcárea, con intercalaciones de arenisca de grano fino a muy fino. Hacia la base del estrato existe abundante lutita gris claro - marrón claro, en bloque, en parte laminar, blanda a moderadamente dura, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica y ligeramente calcárea.

Miembro Colorado (CO): El Miembro Colorado está conformado por intercalaciones de lutita y bloques de arenisca. Las lutitas son de color gris oscuro, gris medio, sub-laminar, blanda a moderadamente dura, fisible, en parte quebradiza, en parte limosa, micro-carbonosa, micropirítica, no calcárea. La arenisca es blanquecina, beige, cuarzo cristalina, de grano fino a medio, subangular a subredondeado, matriz arcillosa, cemento silíceo, con inclusiones de carbón, abundante cuarzo libre. También lentes de carbón negro, moderadamente duro.

Formación Merecure (Oligoceno – Mioceno temprano).

Características: La Formación Merecure (ME), está representada por una secuencia de arenas que van desde ME-A hasta ME-T4,5. Subyace a la Formación Oficina, marcando la transgresión del Oligoceno y el desarrollo de la Cuenca Oriental de Venezuela durante el Oligoceno Medio y el Mioceno Inferior.

Las secuencias de arenas ME-A a ME-MI se caracteriza por presentar mayormente areniscas cuarzo-cristalinas, beige-marron claro, de grano fino a muy fino, subredondeada a subangular, matriz arcillosa, cemento silicio, con inclusiones de carbón, cuarzo libre y con algunas intercalaciones de lutitas. La secuencia estratigráfica comprendida entre ME-M2 y ME-S5 esta constituida mayormente por areniscas beige-gris claro, grano medio a fino, subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silicio, microcarbonosa, cuarzo libre. Entre ME-S6 y ME-T1 las areniscas son gris oscuro beige, grano fino a medio, subredondeado, friable, matriz arcillosa, cemento silicio, cuarzo libre y también carbón. En la base de la Formación Merecure desde ME-T1 hasta ME-T4,5, la sección se caracteriza por areniscas marrón claro-beige, grano fino a medio, subredondeado a redondeado, matriz arcillosa, cemento calcáreo, cuarzo libre, e intercalación de lutitas y carbón.

Formación Vidoño (Paleoceno).

Características: La Formación Merecure suprayace discordantemente a la Formación Vidoño, la cual comprende ambientes desde transicional a batial superior, registrándose la máxima inundación marina en el área para este período. La litología predominante se caracteriza por presentar Lutita gris claro, marrón claro, laminar, moderadamente dura, en parte limosa, microcarbonosa, micropirítica, no calcárea, intercalada con arenisca de grano fino a medio.

Formación San Juan (Cretáceo Superior-Terciario Inferior).

Características: La formación es esencialmente un gran lente de arena fina en forma de cuña, gruesa hacia el Sur de 1800 pies de espesor. Pero se adelgaza e interdigita hacia el norte con el desarrollo lutítico de la Formación Vidoño. Esta constituida por tres arenas principales: SJ-A, SJ-B y SJ-C, las cuales presentan escasas intercalaciones de lutitas, con matriz arcillosa y cemento silicio. ^[6]

EDAD	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN	
MIOCENO INFERIOR - MEDIO	OFICINA	Lutitas y areniscas alternadas, limolitas y lignitos Los cuerpos de arena son: Canales, barras y lentes.	BLANCO
			AZUL
			MORENO
			NARANJA
			VERDE
			AMARILLO
OLIGOCENO	MERECURE	Areniscas masivas y lutitas carbonicas delgadas	MEA/MT 4,5
	VIDOÑO	Lutitas con areniscas locales glauconíticas	VIDOÑO
CRETÁCEO	SAN JUAN	Areniscas duras grises de grano fino a medio.	SJ-A /SJ-C
	TEMBLADOR		TEMBLADOR

Figura 2.4. Columna Estratigráfica del Campo Santa Rosa. ^[6]

2.5 Fundamentos Teóricos

2.5.1 Perforación

Es la operación mediante la cual se tiene acceso a los yacimientos de petróleos, con la finalidad de extraer los crudos. El objetivo de la perforación es la construcción de un hoyo que comunique la superficie con las secciones del subsuelo donde se encuentre el petróleo. Actualmente, el método de perforación de uso es la perforación rotatoria. ^[4]

2.5.2 Fluido de Perforación

Es aquel empleado en la perforación rotatoria para desempeñar funciones específicas durante la perforación. El término “fluido” incluye a líquidos, gases o mezclas de estos. El fluido de perforación es un líquido y se le denomina también lodo de perforación, comúnmente puede estar constituido por una mezcla de agua (o petróleo o una emulsión de agua y de petróleo), alguna arcilla (viscosificante y reductor natural de filtrado) y otros aditivos químicos. Los fluidos bien sea gases o líquidos, se hacen circular hacia abajo por la sarta de perforación y ascienden por el espacio anular. Dichos fluidos deben poseer determinadas propiedades de acuerdo a la formación a perforar. ^[4]

2.5.3 Funciones de los Fluidos de Perforación

- Remover y transportar el ripio del fondo del hoyo o pozo hacia la superficie.
- Enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.

- Cubrir la pared del hoyo con un revoque liso, delgado, flexible e impermeable.
- Controlar las presiones de la formación atravesadas.
- Mantener en suspensión, el ripio y el material densificante cuando se interrumpe la circulación.
- Soportar, por flotación , parte del peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento, durante su inserción en el hoyo
- Mantener en sitio y estabilizada las paredes del hoyo, evitando derrumbes.
- Facilitar la máxima obtención de información deseada acerca de las formaciones perforadas.
- Transmitir potencia hidráulica a la barrena.^[4]

2.5.4 Clasificación de los Fluidos de Perforación

La clasificación más común de los fluidos de perforación está basada en la constitución de la fase continua de su formulación. Basándose en esto se clasifican en tres tipos: ^[4]

- **Fluidos base agua:** La fase continua es agua. Ellos se clasifican de acuerdo a la salinidad del agua: salada o fresca. La fase dispersa puede contener gases, líquidos o sólidos. Cuando se usa gas en una gran proporción son llamados aireados. Se utilizan gases como oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono, hidrogeno. También se usan aceites para la fase dispersa formando emulsiones.
- **Fluidos base aceite:** La fase continua de estos fluidos es aceite. Comúnmente, pueden contener agua como fase dispersa en una proporción desde 5% hasta 50%. La fase sólida puede ser esencialmente idéntica a los fluidos base agua. También se utilizan fluidos 100% aceite.

➤ **Fluidos de Emulsión Inversa:** Son aquellos que están basados en una emulsión donde el agua es la fase dispersa y el aceite la fase continua. El agua no se mezcla con el aceite pero permanece suspendida formando pequeñas gotas.

2.5.5 Propiedades Básicas de los Fluidos de Perforación

Durante la perforación de un pozo es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación, con la finalidad de que el fluido cumpla con sus funciones y trabaje eficazmente. Entre estas propiedades podemos nombrar: ^[4]

➤ **Densidad del Fluido:** Peso por unidad de volumen generalmente se le da el nombre del peso del fluido y esta expresado en libras por galón (lpg). La prevención y control del influjo de fluidos desde la formación al pozo, permite que el proceso de perforación sea llevado a cabo de una forma segura. El peso o densidad del fluido debe ser suficiente para contener el o los fluidos de la formación, pero su valor no debe ser demasiado alto como para fracturar la formación y originar pérdidas de circulación.

2.5.6 Propiedades Reológicas

➤ **Viscosidad de Embudo:** Resistencia interna que ofrece un fluido a fluir. Para las mediciones de viscosidad se emplea el embudo de Marsh que mide la viscosidad del fluido en un tiempo medido. Es el número de segundos requeridos para que un cuarto de galón (946 ml) de fluido pase a través de un tubo de 3/16 pulgadas, colocado a continuación de un embudo de 12 pulgadas

de largo. El valor resultante es un indicador cualitativo de la viscosidad del fluido. ^[4]

➤ **Viscosidad Plástica (VP):** Resistencia del fluido a fluir, causada principalmente por la fricción mecánica entre las partículas suspendidas y por la viscosidad de la fase fluida. Es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el fluido. Existen tres formas de controlar las concentraciones de los sólidos perforados: Dilución, sedimentación y control mecánico de los mismos. La unidad utilizada para su medición es el centipoise y se obtiene utilizando un Viscosímetro de Fann tomando la lectura de 600 RPM y restándole la de 300 RPM. ^[4]

$$VP = L600 - L300$$

Donde:

L600: Lectura en el Viscosímetro a 600 RPM

L300: Lectura en el Viscosímetro a 300 RPM

(Ec-1)

➤ **Punto cedente (PC):** Resistencia de un fluido a fluir, causada por las fuerzas de atracción entre las partículas, producto de la interacción de las capas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida del fluido, la cantidad de sólidos y la concentración iónica de las sales contenidas en la fase fluida del fluido. Valores altos de punto cedente pueden tener varias causas: presencia de contaminantes como sal, cemento o anhídrita, pueden provocar la floculación de la arcilla. Al igual que la viscosidad plástica, se obtiene utilizando un Viscosímetro Fann y no es más que la lectura a 300 RPM menos el valor de viscosidad plástica. ^[4]

$$PC = L300 - VP$$

Donde:

L300: Lectura en el Viscosímetro a 300 RPM

VP: Viscosidad Plástica

(Ec-2)

➤ **Fuerza de Gel:** El fluido debe poseer características tixotrópicas que le permitan desarmar una estructura de gel rígida o semi-rígida durante periodos de reposo, con la finalidad de poder cumplir con las funciones primordiales del fluido de perforación como es la suspensión de sólidos indeseables cuando se esté realizando un viaje de tubería. ^[4]

2.5.7 Presión Hidrostática

Es la presión ejercida por el peso (densidad) de la columna estática del fluido, que puede ser líquido, gaseoso o complejo, sobre cualquier punto de un pozo; a cualquier profundidad es igual en todas las direcciones y puede ser calculada matemáticamente con la siguiente ecuación: ^[4]

$$Ph \text{ (lpc)} = 0,052 \times DI \times TVD$$

(Ec-3)

Donde:

DI= Densidad del fluido (lb/gal)

TVD= Profundidad vertical verdadera de interés (pies)

El gradiente de presión hidrostática es la variación de la presión por unidad de profundidad o longitud se expresa en Lpc/pie. Puede ser calculado de la siguiente manera:

$$G(\text{lpc}/\text{pie}) = 0,052Xdi$$

(Ec-4)

La presión hidrostática es la principal fuente de presión de pozo. La condición ideal sería mantener la presión hidrostática igual a las presiones de formación. Esto ejerce un efecto positivo sobre la velocidad de penetración y evita el aprisionamiento diferencial de la sarta. ^[4]

2.5.8 Tapones de Cemento

En alguna etapa durante la vida del pozo, puede ser necesario colocar un tapón de cemento. Estos se diseñan para llenar la longitud del pozo o realizar un desvío (sidetrack) como se ilustra en la (Figura 2.5). Los tapones de cemento pueden ser usados para:

- Solucionar problemas de pérdida de circulación.
- Proveer de un punto de arranque (KOP) para perforar un pozo direccional.
- Para probar una zona anteriormente perforada.
- Para abandonar tramos sin interés o zonas depletadas en el fondo del pozo (regulaciones gubernamentales usualmente ordenan colocar una serie de tapones de cemento en el pozo antes de moverse del lugar). ^[5]

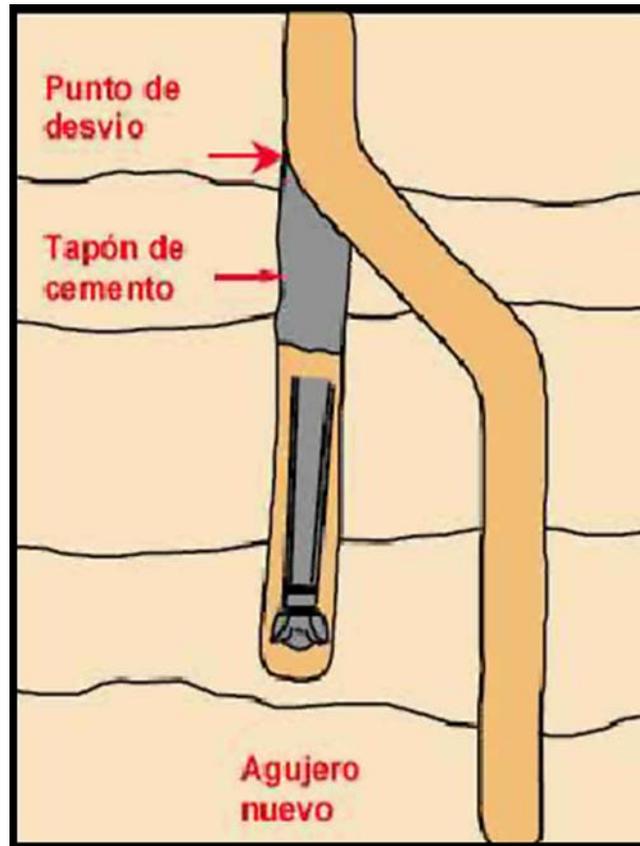


Figura 2.5. Tapón de Desvío. ^[5]

El mayor problema cuando se coloca un tapón de cemento es evitar la contaminación con lodo de perforación durante la colocación del cemento, por ello se envía un pre-flujo para separar la lechada como se muestra en la (Figura 2.6) .Ciertas precauciones deben tomarse para reducir la contaminación:

- Seleccionar una sección limpia del pozo que se encuentre en calibre y calcular el volumen requerido (añadir una cierta cantidad de exceso como factor de seguridad). El tapón debe ser lo suficientemente largo como para permitir alguna contaminación (comúnmente se usan 500 pies de tapón). El tope del tapón debe estar 250 pies encima de la zona productora.

- Acondicionar el lodo de perforación antes de desplazar el tapón de cemento.
- Usar una lechada de cemento densificada (o usar menor agua de mezcla de lo Normal).^[5]

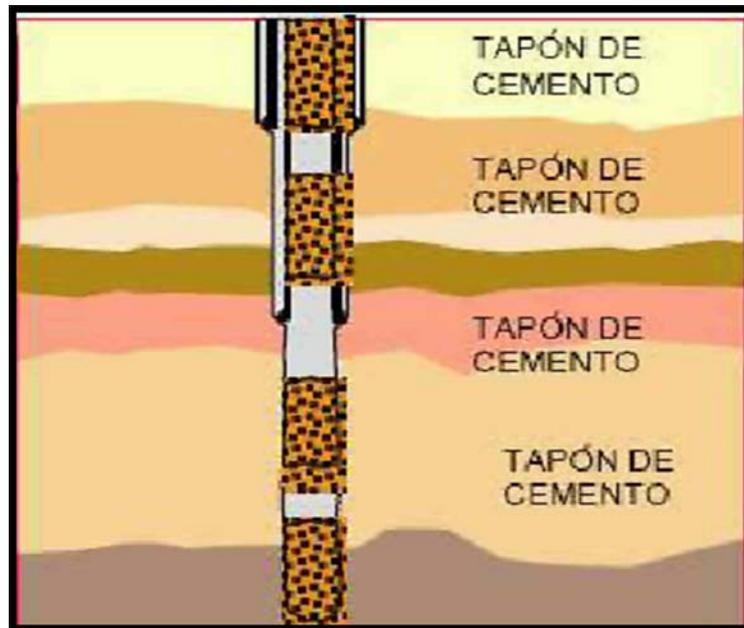


Figura 2.6. Tapón de Desvío.^[5]

2.5.9 Completación a Hueco Abierto

Este tipo de completación se realiza en zonas donde la formación está altamente compactada, siendo el intervalo de completación o producción normalmente grande (100 a 400 pies) y homogéneo en toda su longitud. Consiste en correr y cementar el revestimiento de producción hasta el tope de la zona de interés, seguir perforando hasta la base de esta zona y dejarla sin revestimiento como se muestra en la (Figura 2.7). Este tipo de completación se realiza en yacimientos de arenas consolidadas, donde no se espera producción de agua/gas ni producción de arena ó derrumbes de la formación.^[5]

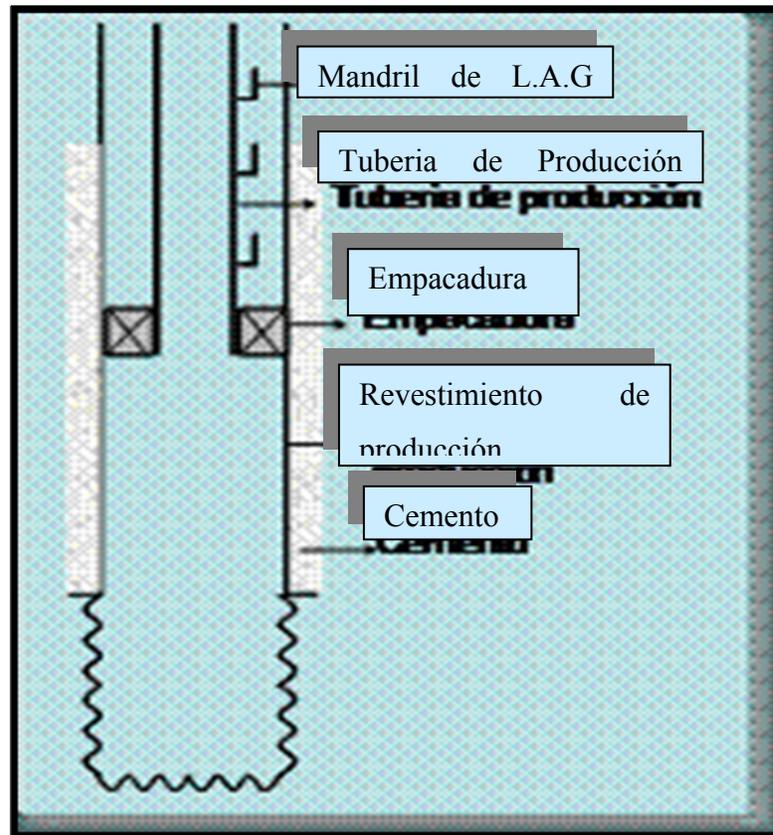


Figura 2.7. Completación a Hueco Abierto. ^[5]

2.6 Pérdidas de Circulación o de Retornos

Es la pérdida de fluido de perforación hacia las formaciones expuestas en el pozo. Estas pérdidas ocurren básicamente por un problema de balance de presiones, cuando la presión hidrostática de la columna de fluido presente en el hoyo excede la presión de formación. También se define como la pérdida parcial o total del fluido de perforación entero que se dirige a la formación. La pérdida se presenta cuando las aberturas de la formación permiten el paso de fluido, trayendo como resultado pérdidas que oscilan entre 1 bbl/hr hasta una pérdida completa de retornos. ^[6]

2.6.1 Detección de la Pérdida de Circulación

Las pérdidas de circulación pueden suceder bien sea perforando y/o viajando (sacando y/o metiendo tubería). Los factores siguientes deben de tenerse en cuenta para detectar el momento en que ocurre una pérdida de circulación. ^[6]

➤ **Perforando:**

- Disminución de fluidos en líneas de retorno.
- Reducción del nivel de los tanques de lodo (gradual, parcial o total).
- Disminución de la presión de la bomba con aumento de las emboladas.
- Disminución del anular en el hoyo al parar las bombas.
- Se detecta un aumento en el peso de la sarta.

➤ **Sacando tubería:** Las pérdidas de circulación en este caso, se evidencian porque el pozo toma más de lo normal, es decir, el volumen de lodo real tomado por el pozo es mayor al volumen calculado.

➤ **Metiendo tubería:** La señal de pérdidas en esta operación cuando el pozo desplaza menos de lo normal, o sea, al volumen teórico calculado.

2.6.2 Causas de la Pérdida de Circulación

La pérdida de circulación puede producirse de dos maneras básicas: ^[6]

➤ **Invasión:** Es aquella que ocurre en formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.

Formaciones de grano grueso no consolidadas pueden tener una permeabilidad suficientemente alta para que el fluido invada la matriz de la formación, resultando en

la pérdida de circulación. Esta alta permeabilidad es frecuente en arenas y fluidos de grava poco profundos.

Las zonas cavernosas o fisuradas están generalmente relacionadas con las formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita) de baja presión. Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de perforación puede caer libremente a través de la zona vacía y suele sufrir una pérdida rápida de fluido.

➤ **Fracturamiento:** La pérdida de circulación ocurre si se alcanza o se excede una determinada presión crítica de fractura. La pérdida de circulación que resulta de la presión inducida suele ser causada por una de dos situaciones:

a) Colocación incorrecta de la tubería de revestimiento intermedia. Si se coloca la tubería de revestimiento encima de la zona de transición, pasando de presiones normales a presiones anormales, las presiones ejercidas por el fluido más pesado (requerido para balancear las presiones crecientes) inducirán frecuentemente al fracturamiento en el asiento débil de la zapata.

b) Las pérdidas de fondo excesivas resultan de muchas condiciones, incluyendo:

- **Fuerzas mecánicas:** Como hidráulica inapropiada: Caudales y velocidades de bombeo excesivos, acusando altas presiones de Densidad Equivalente de Circulación (ECD).

- **Condiciones del pozo:** Desprendimiento de la lutita o aumento de sólidos en el espacio anular, aumento de la ECD. Acumulación de recortes en una porción derrumbada del pozo o en el fluido.

Amagos (sugerencias imprevistas de presión) y procedimientos de control de pozo.

➤ **Propiedades del fluido:**

- Viscosidad y esfuerzos geles excesivos.
- Acumulación de sólidos perforados.
- Revoques gruesos que reducen el diámetro hidráulico del pozo.
- Columnas de fluido desbalanceadas.
- Densidad excesiva del fluido o aumento demasiado rápido del fluido.

2.6.3 Reconocimiento y localización de las zonas de pérdida de circulación

Se presentan como resultado de algunos de los siguientes mecanismos:

- ✓ **Pérdidas Naturales:** Donde la invasión se presenta, o el fluido entero se pierde, en aquellas formaciones altamente permeables, no consolidadas, fracturadas, cavernas o fisuradas.
- ✓ **Pérdidas Inducidas:** El fluido se pierde debido a una excesiva presión inducida que fractura hidráulicamente a la formación.^[7]

2.6.4 Indicadores de la Pérdida de Circulación

Existen ciertos parámetros que deben ser observados o controlados durante la perforación de un pozo de petróleo y/o gas los cuales pueden ser indicadores de la ocurrencia de una pérdida de circulación:^[6]

- Disminución en el caudal de retorno del fluido a superficie.

- Disminución en los niveles de los tanques de fluido y en el anular. Dicha disminución puede ser: gradual, parcial o total.
- Reducción de la presión de bomba.
- Al detener el bombeo no hay nivel estático.

2.6.5 Tipos de zonas de pérdida

a. Zonas de Pérdida Horizontal

- **Arenas Porosas y Grava:** Las formaciones no consolidadas, varían en su permeabilidad. Sobre la base de lo que ocurre con el lodo ordinario, los estudios demuestran que una permeabilidad muy grande es necesaria para que una formación tome lodo. Esta permeabilidad puede hallarse en algunos estratos superiores de arena y grava. También se encuentran tendencias similares en capas coralíferas o de ostras. Una razón importante para evitar esa pérdida de circulación en la parte alta del pozo es que las formaciones consolidadas se lavan fácilmente y pueden formar una cavidad que puede derrumbarse por la sobrecarga y por el peso del equipo.^[7]
- **Fracturas Horizontales Naturales:** Fallas, grietas y fisuras se producen en cualquier formación como resultado de las tensiones naturales de la tierra.^[7]
- **Fracturas Horizontales Inducidas:** Son las más comunes en la formación de bajo gradiente de presión de fractura, y se producen por la excesiva presión de la columna de fluido de perforación en el hoyo y la presión acciona perpendicular al eje del hoyo.^[7]

- **Formación Cavernosa:** Las cavidades generalmente se forman en formaciones de dolomitas o calizas y pueden alcanzar rangos en tamaño desde pequeñas redes de hoyos a cavernas extremadamente largas. Los bancos de arena pobremente compactados pueden contener largos conductos de cavidades.^[7]

b. Zona de Pérdida Vertical

- **Fracturas Verticales Naturales:** Este tipo de fractura existe en formaciones de profundidades mayores a los 3.000 pies. Estas fracturas generalmente son pequeñas o no ensanchadas. Sin embargo, las pérdidas de lodo en este tipo de fractura son muy pocas, hasta despreciables. Las fracturas verticales son fácilmente propagables, solo se necesita sobrepasar la presión de propagación para extender la misma.^[7]
- **Fractura Vertical inducida:** Las fracturas verticales inducidas pueden ocurrir en cualquier formación. Las situaciones que pueden provocar fracturas inducidas por lo general son pozos irregulares, alto peso del lodo, excesiva presión de surgencia en la arrancada de la circulación, mala maniobra en la herramienta de perforación. Si esta presión actúa paralela al eje del hoyo abierto se produce una fractura vertical.^[7]
- **Reventón Subterráneo (Underground Blowout):** Un Underground Blowout, es una condición donde los fluidos (generalmente gas o agua) fluyen de una zona baja activa a una zona alta de pérdida (generalmente por una fractura vertical inducida).^[7]

2.6.6 Métodos para ubicar la profundidad donde ocurren las pérdidas de circulación

Un tratamiento exitoso de pérdida de circulación depende sobre todo en la ubicación de la profundidad de la zona de pérdida: ^[7]

Métodos con Registros:

- Registros de temperatura.
- Registro Acústico.
- Trazador Radioactivo.
- Registro con girador.

Métodos Prácticos:

- Información de pozos vecinos.
- El geólogo identifica la zona potencial de pérdida.
- Seguimiento del nivel del fluido en los tanques durante la perforación.

2.6.7 Medidas preventivas de pérdida de circulación

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la formación. ^[8]

- **Seleccionar los puntos de colocación de la tubería de revestimiento en la zona de transición:** Colocar la tubería de revestimiento en la zona apropiada, de manera que el gradiente de fractura de la formación en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento sea suficiente para

soportar el cabezal hidrostático de los fluidos más pesados que son requeridos para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.^[8]

- **Minimizar las presiones de fondo:**

- Mantener una densidad de fluido para controlar las presiones en el fondo del pozo. Esto permite obtener velocidades máximas de penetración y presiones mínimas de circulación.

- El movimiento de la tubería no debería exceder las velocidades críticas durante los viajes.

- Una Velocidad de Penetración (ROP) muy alta aumenta la carga de recortes en el espacio anular, produciendo un aumento en la Densidad Equivalente de Circulación (DEC).

- El arranque o parada demasiado rápido de las bombas de fluido puede causar aumentos bruscos de la presión.

- Mantener presiones de bomba capaces de remover los recortes hechos por la mecha y conservar adecuadas propiedades de flujo de fluido en el anular. Esto reducirá las presiones de circulación y evitara el ensanchamiento del hoyo.^[8]

- **Tratar previamente el fluido con materiales de pérdida de circulación:**

- Pre-tratar el fluido de perforación con materiales anti-pérdida únicamente si se conoce con certeza que así se evitara la pérdida.^[8]

2.6.8 Medidas Correctivas para la Pérdida de Circulación

La mejor manera de enfocar el control de pérdida de circulación es evaluando la severidad de una zona de pérdida y estableciendo una correlación entre ésta, la

técnica y el material de remediación, en lo que se refiere al tamaño del material y a su función. [8]

2.6.9 Materiales de Pérdidas de Circulación

Estos son la clave para solucionar los problemas de pérdida de circulación. Son materiales que son incorporados al sistema continuo del fluido de perforación, los cuales actúan como agentes puenteantes u obturantes de las gargantas porales o fracturas abiertas de la formación por donde se produce la pérdida de fluido. Estos materiales se adhieren a las paredes del hoyo o penetran en los poros de la formación para impedir que se siga perdiendo fluido y así reducir el daño a la formación. [8]

2.6.10 Clasificación de los Materiales Antipérdida (MPC)

Convencionalmente los materiales de pérdida de circulación pueden ser clasificados por el tipo de partícula en: [8]

Materiales Fibrosos: Los materiales fibrosos son partículas largas y esbeltas que son fácilmente deformables. Ellos trabajan formando un " arreglo como las cerdas de un peine" colocados en forma de estera en las aperturas de los poros y trabajan mejor en combinación con partículas granulares y en hojuelas. Pueden ser de origen sintéticos, orgánicos o inorgánicos. Algunos ejemplos incluyen: caña de azúcar, semilla de algodón, fibras de maderas, fibras orgánicas y vegetales, fibra de vidrio, paja, fibra de animal, etc.

Materiales Escamosos y Laminares: Las escamas tienen superficies planas y son muy delgados. Ellos trabajan formando como una capa de "tablillas" contra las aperturas de los poros y generalmente son muy efectivos. Son mezclados con

materias fibrosas y granulares para producir mejores resultados. En esta clasificación se pueden incluir la mica, celofán, plástico, madera y papel. La mica fina a menudo se agrega como un tratamiento para pérdidas por infiltración. Una ventaja de las micas es que no absorben grandes cantidades de agua ni petróleo libres (en el caso de fluidos base aceite o sintéticos) como lo hacen las materias fibrosas.

Materiales Granulares: Estas son partículas casi redondas y rígidas. Estas actúan como el agente primario que obtura los poros para curar la pérdida de circulación. Las materias granulares incluyen la cáscara de nuez, perlita, gilsonita, concha de almendra, goma granulada, el plástico, y el carbonato. Estos materiales absorben menos agua que las fibras celulósicas y son un material antipérdida universalmente aplicable.

Correlación entre Técnica y Severidad: La mejor manera de enfocar el control de pérdida de circulación es evaluando la severidad de una zona de pérdida y estableciendo una correlación entre ésta la técnica y el material para su tratamiento, en lo que se refiere al tamaño del material y a su función, pues para pérdidas de circulación por infiltración se debe utilizar un tratamiento específico para este tipo de pérdida el cual no es igual a la técnica a emplear para una pérdida total que requiere un tratamiento más drástico.

Bombeo de Píldoras: Se entiende por píldora a un determinado volumen de fluido al cual se le agrega material de pérdida de circulación. La aplicación de la técnica de la píldora depende del tipo de pérdida que se está tratando. Es bastante común el uso de la píldora en formaciones con una alta permeabilidad. En este caso se preparen de 50 a 100 Bbls de píldora con más o menos 20Lb/Bbls de material de pérdida, con la precaución de no mezclar material muy grueso porque se taponarían las boquillas de la barrena.

2.6.10.1 Técnica de Sacar la Tubería y Esperar

Esta técnica debería ser usada contra las pérdidas por infiltración y las pérdidas parciales, así como las pérdidas a fracturas inducidas. Consiste en retirar la barrena hasta un punto seguro dentro del pozo el cual debería permanecer estático durante un periodo de 4 a 8 horas. Monitorear cuidadosamente el pozo para detectar cualquier señal de intrusión de fluidos y cualquier riesgo de amago. Después del periodo de espera, buenas técnicas de perforación deben ser aplicadas para regresar al fondo del pozo minimizando las presiones ejercidas sobre las formaciones.

Cuando se supone que los retornos no serán obtenidos esperando, se puede mezclar una lechada de 100 Bbls de MPC o un volumen similar de lechada de alta pérdida de filtrado durante el periodo de espera. Si se anticipa que la píldora de MPC permanecerá almacenada por mucho tiempo, se debería añadir un biocida para impedir la degradación por actividad bacteriana. ^[8]

2.6.10.2 Técnica de Inyección de Presión de Alta Pérdida de Filtrado

Casi todos los fluidos pueden ser usados como fluidos de transporte para la colocación de materiales de pérdida de circulación, pero los fluidos que tienen tasas de filtración extremadamente altas son mejores. La filtración es el proceso que deja los materiales de pérdida de circulación y los sólidos del fluido como tapón firme en la abertura a través de la cual el fluido está pasando. El principio de esta técnica está ilustrado en la Figura 2.8. Una vez que el puente inicial se ha formado, la filtración permite que filtrado se separe de la lechada, depositando un revoque firme dentro de la fractura propiamente dicha. Esto es muy similar a la introducción de una cuña dentro de la fractura, la cual además de ser difícil de mover, pone fin a la fracturación del pozo. Esta técnica debería usarse contra las pérdidas por infiltración y las pérdidas parciales, así como las pérdidas totales menos graves. ^[8]

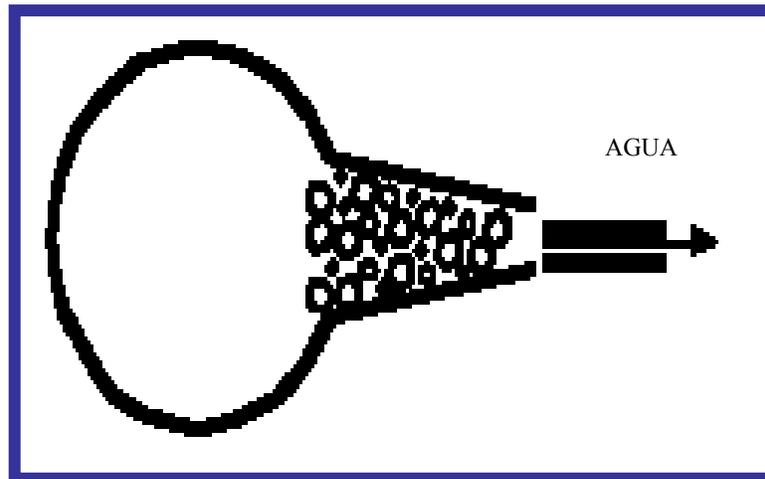


Figura 2.8. Técnica de inyección de presión de alta pérdida de filtrado. ^[8]

Técnica de Tapones Reforzados y Cemento

Varios tapones de cemento suelen ser eficaces para controlar las pérdidas totales. Consiste en forzar una lechada de cemento dentro de un área del pozo o formación, mediante una presión hidráulica menor a la presión de ruptura para evitar agravar el problema. La cementación forzada causa que se forme una torta de cemento en contra de la formación a medida que el filtrado se pierde dentro de la misma. Estos pueden ser formulados con gasoil, arcilla organofílica, lignosulfonatos cálcicos y cementos especiales. A estos tapones se le pueden incorporar material fibrosos, escamosos o granular, los tapones de cemento son usados para controlar las pérdidas de circulación las cuales deben tener alta resistencia a la compresión. ^[8]

Técnicas de colocación de la lechada de cemento:

Método de la columna balanceada.

Cemento tixotrópico.

Forzamiento Petróleo Diesel-Oil-Bentonita (tapón blando).

Tapón de Diesel-oil-Bentonita-Cemento (tapón duro).

2.6.10.3 Agentes de Sello en Función de la Geometría Porosa de la Roca

Uno de los términos más importantes a tomar en cuenta es el tamaño de la Garganta Poral (Fig.2.9), este es el espacio que existe entre grano y grano en una roca porosa y permeable, espacios que a su vez están interconectados, permitiendo de esta manera el paso de fluidos a través de la roca. El diseño de un fluido con material granular para el control de pérdidas por circulación, se origina con la determinación del tamaño de la garganta de poro, esto define la granulometría óptima de agente sellante para minimizar la invasión de los fluidos con los que se operan durante la construcción de pozos con pérdidas de Circulación. Si se desconoce este parámetro, la selección del agente de sello es una cuestión de azar. ^[8]

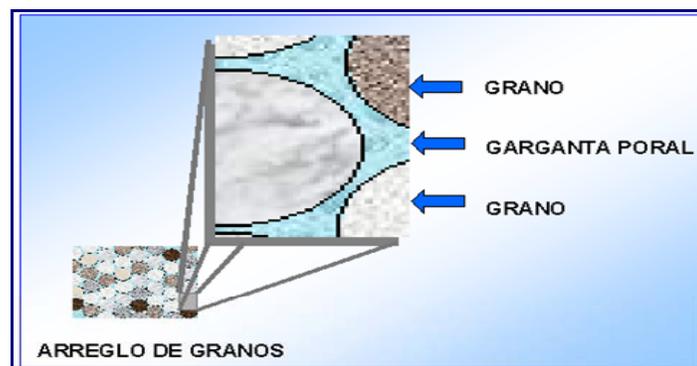


Figura 2.9. Garganta Poral. ^[8]

Métodos para Determinar el Tamaño de la Garganta Poral:

- Porosimetría de Mercurio.
- Microscopía Electrónica de Barrido.
- Raíz Cuadrada de la Permeabilidad de la Formación (mildarcies).
- Efecto de Sello por Distribución del Tamaño de Grano.
- El transporte de fluidos en la roca está asociado con la restricción al flujo (Ponteo) en su paso por las gargantas de poro.

- La formación de un sello efectivo y estable se relaciona con las dimensiones de dichas gargantas de poro.

Para la formación de un sello óptimo se debe cumplir:

- El diámetro de la partícula sellante (D^*) debe ser mayor que $1/7$ del diámetro de la garganta de poro (D)

$$D^* > 1/7 D$$

- El diámetro de la partícula sellante (D^*) debe ser menor que $1/3$ del diámetro de la garganta de poro (D)

$$D^* < 1/3 D$$

- Esto quiere decir que el diámetro óptimo de la partícula sellante con respecto al diámetro de la garganta de poro debe ser:

$$1/7 D < D^* < 1/3 D.$$

- El efecto de sello según la relación que existe entre el tamaño del grano puenteante y el tamaño de la Garganta Poral se ilustra en la siguiente Figura.

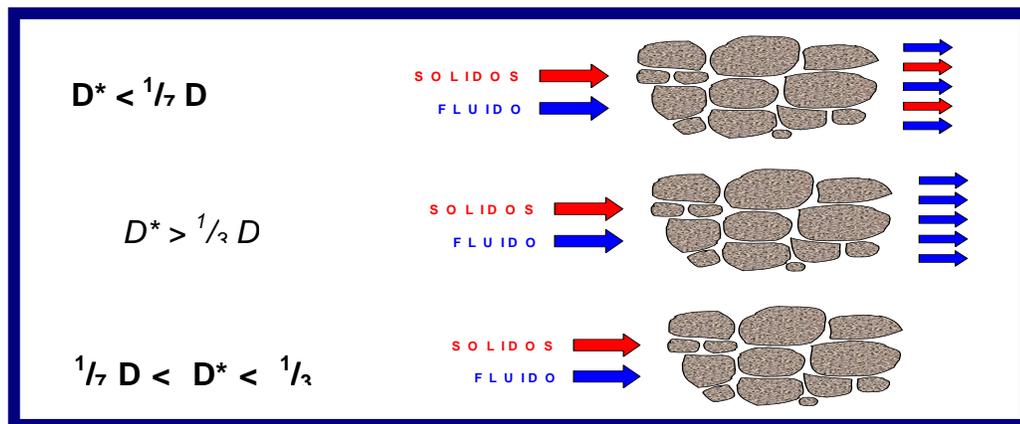


Figura 2.10. Efecto Puenteante de Las Partícula en la Garganta Poral. Ley de Abrams.

2.7. Yacimientos Fracturados

2.7.1. Geología Básica

El estudio de la geología de un yacimiento fracturado, requiere del estudio entre los procesos de fracturamiento y los eventos geológicos, los cuales toman lugar durante este proceso. Esto incluye la elaboración de una teoría correcta de fracturamiento y diagnóstico válido de las características de un yacimiento fracturado. El fracturamiento de la roca tiene comúnmente un origen tectónico desarrollado en capas plegadas o en conexión con patrones de falla. Algunas veces pueden ser causadas por tasas diferenciales de diagénesis y litificación.

En general, la comprensión de los procesos de fracturamiento ha progresado recientemente de una aproximación empírica a una aproximación científica, y de cualquier manera, la descripción y los modelos de yacimientos han sido beneficiados.

Sin embargo, es necesario saber que la evaluación de fracturamiento es mucho más compleja que la evaluación de la porosidad y de la permeabilidad en un yacimiento convencional. De hecho, el fracturamiento depende de los patrones de esfuerzo mecánico del material de la roca y sus propiedades. Por lo tanto, los resultados del fracturamiento, tales como, tamaño, distribución, y orientación de la fractura, están relacionados a esfuerzos y tipos de rocas (frágiles), condiciones estructurales, profundidad (esfuerzo de sobrecarga), litología, espesor del estrato, etc.
[8]

2.7.2. Fracturas Naturales

De acuerdo a diferentes puntos de vista, se pueden dar varias definiciones de fractura, pero desde un punto de vista estrictamente geo-mecánico, una fractura es la

superficie donde hubo una pérdida de cohesión. Y rotura es un proceso que resulta de la pérdida de cohesión de un material dado, la fractura es entonces el resultado de una rotura. En general, una fractura en donde haya ocurrido un desplazamiento relativo, puede ser definida como una falla, mientras que una fractura donde haya ocurrido un desplazamiento no notable puede ser definida como diaclasa.

Una fractura también puede ser definida, de manera general, como una discontinuidad que rompe los estratos de roca en bloques por medio de grietas, fisuras, diaclasas o cualquiera que pueda hacer referencia a esto, y a través del cual no hay desplazamiento paralelo con el plano de discontinuidad.

Básicamente, si una fractura es considerada una diaclasa o una falla, depende de la escala de investigación, pero en general lo que se llama fractura, corresponde a una diaclasa. [8]

2.7.3 Origen de las Fracturas Naturales

Refiriéndose a la definición de rotura como la pérdida de cohesión a lo largo de un plano, el cual separa el material en partes discretas, la extrapolación de este proceso es más compleja para rocas sedimentarias en la corteza terrestre. Esto es debido a que el ambiente geológico juega un papel esencial en el desarrollo de fracturamiento de yacimientos.

El origen de las fracturas naturales y su relación con eventos tectónicos-estructurales ha sido muy debatida en literatura, especialmente son respecto a la intensidad de la fractura y su significado para los yacimientos.

La relación entre estructura-fracturamiento debe estar asociada con la división de fracturas en dos categorías diferentes, si las observaciones de campo muestran que:

El fracturamiento de estructuras relacionadas son aquellas que muestran una consistencia de orientación y regularidad sobre un campo dado de observación. Esta relación con la estructura se refiere a localizadas características de pre-plegamiento. Las fracturas de estructuras no relacionadas son aquellas que incluyen cortes irregulares o curvas discontinuas que no muestran consistencia de orientación. Dichas fracturas están relacionadas a varias características de superficie (derrumbes de montañas, derrumbe gravitacional de estratos, etc.)^[8]

2.7.4 Condiciones Geológicas de Fracturamiento

Del estudio de casos históricos de yacimientos fracturados los más comunes se espera que ocurran en yacimientos de rocas quebradizas de baja porosidad donde se han desarrollado eventos tectónicos favorables. En este caso las fracturas resultantes son largas y muy extendidas y son, por ello, llamadas MACROFRACTURAS. Si la roca es menos quebradiza y tiene una alta porosidad intergranular, las fracturas son generalmente de extensión limitada con aperturas relativamente pequeñas y son, por ello, llamadas MICROFRACTURAS o FISURAS.

Las fracturas generadas como resultados de esfuerzos que reduce la cohesión de la roca pueden ser atribuidas a varios eventos geológicos tales como:

- Diastrofismo en el caso de plegamientos y fallas.
- Erosiones profundas de las sobre cargas, la cual causa un esfuerzo diferencial en la roca a través de los planos más débiles.
- Merma en el volumen de roca como resultado de la pérdida de agua cuando pertenecen a lutitas o arenas arcillosas.
- Merma en el volumen de roca en el caso de variaciones de temperatura en rocas ígneas.

2.7.5 Evaluación e Identificación de Fracturas

La evaluación e identificación de fracturas son llevadas a cabo mientras se desarrollan las fases de exploración y producción de un campo. Los métodos y técnicas incluyen operaciones tales como perforación, perfilaje, toma de núcleos y pruebas.

La mejor información cuantitativa concerniente a los parámetros de una fractura es obtenida por medidas directas en el campo (sí es posible) y de núcleos obtenidos durante las operaciones de perforación. Los procedimientos de evaluación son discutidos y los datos procesados son examinados a través de varios tipos de representaciones: estadísticas (HISTOGRAMAS y ESTEREOGRAMAS), representaciones geométricas (ESTEREOGRAMAS y MODELOS ESQUEMÁTICOS), etc. ^[8]

2.7.6 Clasificación de Fracturas

La clasificación de fracturas basadas en su apariencia y morfología, ha sido elaborada mediante las siguientes categorías:

- Fracturas Naturales Inequivocas: Son aquellas que se encuentran parcial o totalmente llenas con materiales y también pueden ser aquellas abiertas que siguen una tendencia paralela al plano de fractura parcial.
- Fracturas Naturales Muy Probables: Son fracturas con estrías superficiales y también son aquellas paralelas a estas.
- Fracturas Naturales Probables: Son fracturas limpias, superficies frescas acompañadas por pequeñas fracturas, las cuales son paralelas a las fracturas inequivocas.
- Fracturas Inducidas: Generalmente reconocidas como frescas, fracturas paralelas limpias o normales al eje axial del núcleo como resultado del

declive o torcedura del núcleo durante la toma del mismo. Estas ocurren en dirección del esfuerzo máximo, creadas por los trabajos de perforación por la presión generada por el fluido de perforación. ^[8]

2.7.7 Microfracturas y Macrofracturas

La diferencia entre estas dos categorías concierne a las dimensiones de la fractura. Las macrofracturas corresponden a una fractura con una anchura entre 100 micrones (μm) y longitud considerables, mientras que las microfracturas aplican a fracturas de largo y ancho limitados (menor a los 100 μm). Algunas veces las microfracturas forman una red que es hidrodinámicamente muy similar a un medio poroso. ^[8]

2.7.8 Apertura de la Fractura

La apertura de la fractura o su ancho está representado por la distancia entre las paredes de la fractura. Esta distancia también puede depender de las condiciones del yacimiento, de la profundidad, tipo de roca y presión de poro. Usualmente existe una diferencia entre la apertura de la fractura a condiciones de yacimiento y de superficie (laboratorio) es el resultado de la liberación del confinamiento de la presión de poro sobre la muestra o núcleo a condiciones de laboratorio. ^[8]

2.7.9 Tamaño de la fractura

El tamaño se refiere a la relación entre la longitud de la fractura y el espesor de la capa, especialmente si se va a formular una evaluación cualitativa. En este caso, las fracturas pueden ser evaluadas como menor, promedio y mayor.

Fracturas menores: Tiene la longitud menor que la de una capa sencilla.

Fracturas promedio: Fracturas que atraviesan varias capas.

Fracturas mayores: Tienen una extensión mayor a menudo decenas o cientos de metros. ^[8]

2.7.10 Presión de Fractura

La presión de fractura es la cantidad de presión necesaria para deformar permanentemente (fallar o separar) la estructura rocosa de la formación. Para causar una fractura generalmente no es suficiente superar la presión de formación. Si el fluido poral no está libre de movimiento entonces una fractura o deformación pueden ocurrir.

La presión de fractura puede ser expresada como un gradiente (Psi/pie), un fluido con densidad equivalente (Lpg) o por la presión total calculada de la formación (Psi). Los gradientes de fractura normalmente aumentan con la profundidad debido al incremento de la presión de sobrecarga. Formaciones profundas, altamente compactadas requieren presiones de fractura muy altas para superar la presión de formación existente y la resistencia estructural de la roca. Las presiones de fractura a una profundidad dada pueden tener gran variación en función de la geología regional.^[8]

2.7.11 Iniciación de la fractura

El fracturamiento inducido implica la aplicación de una fuerza contra la formación, lograda por el bombeo del fluido a presión a través del pozo hasta la formación. Esta operación sobrepasa la resistencia tensil de la roca así como el esfuerzo horizontal máximo, creándose una fractura por tensión en la formación. Una vez que ocurre la ruptura y la fractura ha sido iniciada, desaparece el efecto de la resistencia a la tensión de la roca ya que la misma ha sido vencida. La orientación y azimut de la fractura estarán determinados por los esfuerzos actuantes en la roca. Estos esfuerzos son causados por el efecto de la sobrecarga y el tectonismo de la región respectiva. Los esfuerzos actuantes se pueden representar por los esfuerzos principales, dados por tres componentes; la menor de estas tres componentes

representará el esfuerzo principal menor y dictará la orientación de la fractura hidráulica creada. Esta se formará en un plano perpendicular al esfuerzo principal menor (Figura 2.9.2). La mayoría de las fracturas en yacimientos petrolíferos serán verticales, dado que en muy pocos casos dicho esfuerzo principal menor corresponde al esfuerzo vertical.^[8]

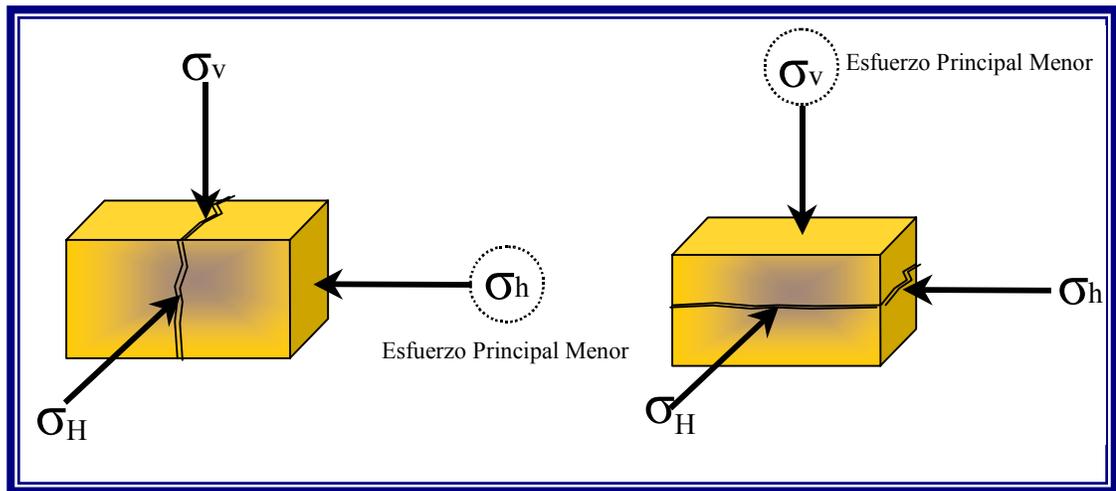


Figura 2.11. Dirección de los esfuerzos principales y las orientaciones de fracturas.^[8]

2.7.12 Propagación de la Fractura

Si después de alcanzada la presión de ruptura de la formación, se sigue inyectando fluido a la fractura, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo desaparece y la misma se extenderá en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo, siguiendo el camino de la menor oposición o resistencia a la propagación de la misma. Para la mayoría de los casos el esfuerzo mínimo es horizontal por lo que la fractura generada es vertical. Cuando exista diferencia entre los esfuerzos horizontales, existirá una dirección preferencial para la extensión de la fractura vertical. Por otra parte, en el caso de la existencia de fallas inversas o que se haya

producido erosión de estratos superiores al estrato de interés, la roca puede estar sometida a esfuerzos horizontales compresivos mayores que el respectivo vertical; si el esfuerzo efectivo mínimo es vertical, la fractura se extenderá en un plano horizontal. [8]

2.7.13 Clasificación de la pérdida de circulación de acuerdo a la severidad

La severidad de la pérdida de circulación es un importante indicador de qué tipo de tratamiento debe realizarse para corregirla. Los mejores indicadores de la severidad de la pérdida son la cantidad de la pérdida y la altura de la columna de fluido. A continuación se muestra la clasificación de las pérdidas, según la tasa de pérdida mientras circulan: [8]

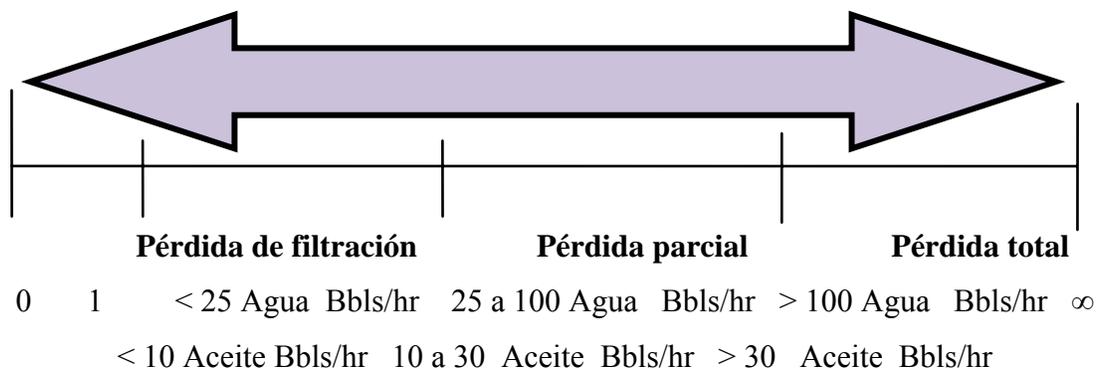


Figura 2.12. Clasificación de la Pérdida de Circulación Según la Tasa de Pérdida en Bbls/hr. [8]

2.8 Análisis Nodal

El objetivo del análisis nodal, consiste en optimizar la producción de fluidos en yacimientos de petróleo y gas, combinado cada uno de los componentes básicos que

conforman el sistema de producción: yacimiento, completación, pozo y línea de flujo como se ilustra en la (Figura 2.9.4).

Un nodo solución corresponde a un punto práctico en el cual se desea obtener la solución del sistema, en este estudio el nodo se ubica en el fondo del pozo, para obtener la tasa óptima de producción y la presión de fondo fluente para las condiciones establecidas. Este análisis se realiza a través de un simulador de “Sistemas de flujos”. [9]

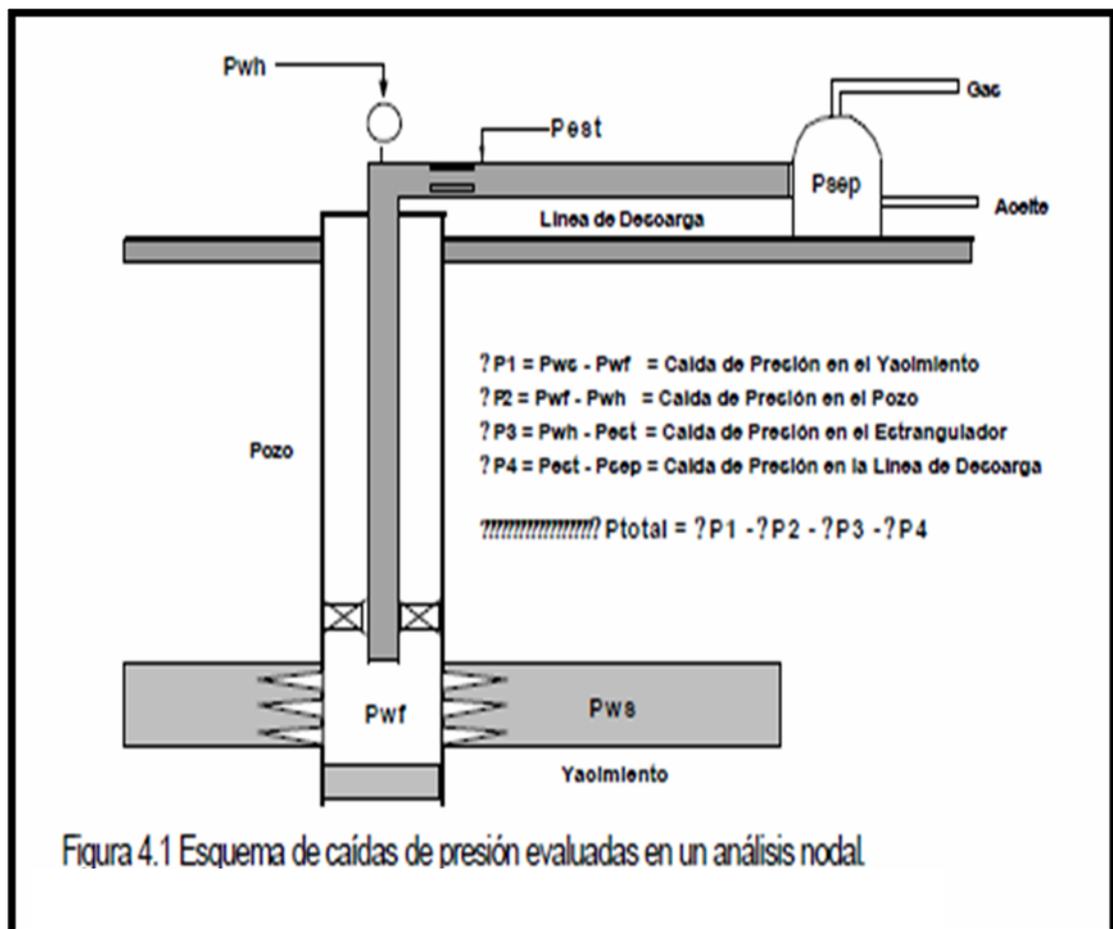


Figura 2.13. Esquemas de caídas de Presión de un Análisis Nodal. [9]

2.8.1 Capacidad de producción del sistema

La capacidad de producción del sistema está representada a través de la tasa de producción del pozo, y esta es consecuencia de un perfecto balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación. ^[11]

- ✓ **Curvas de oferta y demanda de energía:** El balance de energía se realizaba anteriormente en el fondo del pozo, pero la disponibilidad actual de simuladores del proceso de producción permite establecer dicho balance en otros nodos de la trayectoria del proceso como: el cabezal del pozo, el separador. ^[11]
- ✓ **Comportamiento de afluencia (IPR):** La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes y la tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Para cada presión de fondo fluyente existe una tasa de producción de líquido que se puede obtener de la definición del índice de productividad. La representación gráfica de las presiones de fondo fluyentes en función de las tasas de líquido es una línea recta en papel cartesiano. ^[11]
- ✓ **Índice de productividad (J):** Se define índice de productividad a la relación existente entre la tasa de producción y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo. ^[11]

$$J = \frac{Q}{\Delta P} \quad (\text{Ec .5})$$

Donde:

Q= Tasa de Producción (BN/D).

ΔP = Diferencial de Presión entre la presión de yacimiento y la presión de fondos fluyentes (LPC).

J = Índice de productiva (BND/ LPC)

✓ **Eficiencia de flujo (EF):** Cuando no existe un factor de daño en la formación productora índice J reflejara la verdadera productividad del pozo y recibe el nombre de J ideal y en los sucesivos se denotara J' para diferenciarlo del índice real J . se define eficiencia de flujo a la relación existente entre el índice de productividad real y el ideal.^[11]

2.8.2 Optimización del sistema De Producción

Una de las principales aplicaciones de los simuladores del proceso de producción es optimizar el sistema. Lo cual, consiste en eliminar o minimizar las restricciones al flujo tanto en la oferta como en la demanda, para ello es necesaria la realización de múltiples balances con diferentes valores de las variables más importantes que intervienen en el proceso, para luego, cuantificar el impacto que dichas variables tienen sobre la capacidad de producción del sistema.^[10]

2.8.3 Métodos de producción:

✓ **Flujo natural:** Este tipo de producción existe cuando la tasa de producción donde la energía con la cual el yacimiento oferta los fluidos, en el nodo, es igual a la energía demandada por la instalación (separadores y conjunto de tuberías: línea y reductor).^[9]

✓ **Levantamiento artificial:** Este tipo de producción se da cuando la demanda de energía de la instalación, en el nodo, es siempre mayor que la oferta del

yacimiento para cualquier tasa de flujo, entonces se requiere el uso de una fuente externa de energía para lograr conciliar la oferta con la demanda; la utilización de esta fuente externa de energía con fines de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador. ^[9]

Entre los métodos de levantamiento artificial de mayor aplicación de la industria petrolera se encuentra:

El levantamiento artificial por gas (L.A.G).

Bombeo mecánico (B.M).

Bombeo electro sumergible (BES).

Bombeo de cavidades progresivas (BCP).

2.9 Definiciones Básicas

Aditivo: Es un material, que añadido a la mezcla de fluido modifica sus propiedades.

Arena: Material granular suelto, resultante de la desintegración de las rocas, está formado fundamentalmente por sílice.

Cemento: Está compuesto de calcio, aluminio, hierro, y silicio, los cuales reaccionan a una temperatura extrema de 2.600 a 2.800 °F, en un horno transformándose en bolas de cemento. Se trituran para luego adicionarle yeso para retardar el fraguado y aumentar su resistencia.

Circulación: Movimiento del fluido de perforación desde los tanques hacia la bomba, la tubería de perforación, la mecha, el espacio anular en el hoyo y su retorno

de nuevo al tanque. El tiempo involucrado se menciona generalmente como "tiempo de circulación".

Cohesión: Fuerza de atracción que mantiene unidas a una misma clase de moléculas.

Daño a la Formación: Disminución de la productividad de un pozo como resultado de la invasión a la formación de partículas o filtrados del fluido.

Densidad Equivalente De Circulación (DEC): Para un fluido circulante, la densidad equivalente de circulación en Lb/gal es igual a la presión hidrostática (psi) más la pérdida total de presión anular (psi) dividido por la profundidad (ft) y por 0,052.

Esfuerzo Vertical (Sobrecarga): Representa la presión ejercida por la columna de sedimentos suprayacentes a la formación en estudio. La magnitud del esfuerzo vertical es determinado por el peso de la columna litológica y para su cálculo se requiere la integración de un registro de densidad desde superficie.

Esfuerzo Horizontal: Existen dos componentes del esfuerzo horizontal, máximo y mínimo, orientados perpendicularmente uno con respecto a otro y su predicción está basado en dos premisas: a) el esfuerzo está regido por la envolvente de falla y, en consecuencia, es independiente de las propiedades elásticas de la roca; b) se supone una dependencia de los esfuerzos con el comportamiento elástico de la roca e independiente de la envolvente de falla o de alguna actividad tectónica.

Filtración: Método de separación de los sólidos suspendidos en un líquido por medio del paso de éste a través de un medio poroso. En un pozo ocurren dos tipos de

tipos de filtración de fluido: la dinámica mientras el fluido está circulando y la estática mientras se encuentra en reposo.

Formaciones Cavernosas: Formación que posee grandes aberturas vacías, posiblemente ocasionadas por aguas de formación que disolvieron la roca.

Gel: Estado de una suspensión coloidal en el cual las tensiones de corte por debajo de un cierto valor finito son incapaces de producir deformación permanente.

Esfuerzo de Gel, 30 min. El esfuerzo de gel medido a 30 minutos de un fluido es la indicación máxima (deflexión) registrada por un viscosímetro de indicación directa, después de que el fluido haya permanecido estático por 30 minutos. Se reporta en lb/100 pies². Una variación amplia entre la indicación inicial de gel y las indicaciones de gel a 10 o 30 minutos constituye la formación de *geles progresivos* e indica la acumulación de sólidos.

Invasión: Movimiento de un líquido fuera del área asignada hacia otra área, creando posiblemente un cambio físico o químico en el área invadida.

Matriz: Patrón de granos de una roca o formación.

Micrón (μm): Unidad de longitud equivalente a una millonésima parte de un metro, o una milésima parte de un milímetro.

Permeabilidad: Medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

Porosidad: Volumen de espacio en una sustancia sólida. En la industria petrolera se refiere al espacio vacío en una roca o matriz.

Porosidad: Cantidad de espacio vacío en una roca de formación, que usualmente se expresa como el porcentaje de espacio vacío por volumen total. La porosidad absoluta se refiere al total de espacios porales en una roca, sin tener en cuenta si ese espacio es accesible a la penetración por fluidos. La porosidad efectiva se refiere a la cantidad de espacios porales conectados entre sí, es decir, el espacio accesible a la penetración por fluidos.

Presión Diferencial: La diferencia de presión entre la presión hidrostática de la columna de fluido y la presión de la formación a una profundidad dada en el pozo. Puede ser positiva, cero o negativa con respecto a la columna hidrostática.

Presión Hidrostática: Presión ejercida por una columna de fluido, usualmente expresado en libras por pulgadas cuadrada (psi). $Ph = 0,052 * \rho l * h$

CAPÍTULO III.

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Identificar la Profundidad de Pérdidas de Circulación en las Diferentes Fases de Construcción del Pozo.

Se revisó los reportes de operaciones de perforación de los pozos del campo Santa Rosa Perforados en el periodo 2004-2010. Además de esto, se realizaron entrevistas a Ingenieros y personal técnico que laboran en el área, con la finalidad de obtener la mayor cantidad posible de datos e información que permitieron identificar las profundidades donde ocurrieron pérdidas de circulación de forma detallada. Algunos de los parámetros descritos son: descenso en los niveles de los tanques de lodos que se presenciaron durante la construcción de los pozos y pérdidas de circulación registradas en los reportes de operaciones de perforación de los pozos utilizados en este estudio. Luego de haber localizado las profundidades de las pérdidas de circulación en los pozos, se procedió con el desarrollo de los objetivos planteados.

3.2 Calcular el Volumen Perdido y Longitud del Tapón de Cemento usado para el Control de las Pérdidas de Circulación.

Se revisó los reportes de operaciones de perforación de los pozos perforados del campo Santa Rosa durante el periodo 2004-2010, en la cual se contabilizó los barriles de lodo de perforación que se perdieron en los diferentes intervalos durante la construcción de los pozos, en cada pozo se registraron pérdidas a distintas profundidades, por lo cual fue necesario sumarlas para así obtener el volumen total perdido en cada pozo respectivamente; posteriormente se ubicó el intervalo

perforado donde hubo pérdida de circulación, con la finalidad de sellarlo con la utilización del tapón de cemento. Se obtuvo su longitud mediante la diferencia existente entre el intervalo de pérdida de circulación, es decir la diferencia entre la profundidad inicial de pérdida de circulación a la cual se estaba perforando y la profundidad final que registro pérdida de circulación.

Estas operaciones de perforación se llevan a cabo con la finalidad de economizar los gastos a la empresa, ya que estos son generados principalmente por la gran cantidad de lodo de perforación que se pierde y la cantidad de cemento requerida para enviar los taponos de cements. Es por ello que se requiere conocer el intervalo de profundidad de pérdida de circulación, para luego enviar el tapón de cemento y controlar la pérdida de fluido de perforación.

3.3 Analizar las Causas de las Pérdidas de Circulación en el Pozo.

Luego de haber leído los reportes de operaciones de perforación de los pozos del campo Santa Rosa en el periodo 2004-2010 y con la ayuda de los registros de imagen, se procedió a estudiar las posibles causas que produjeron estas pérdidas de circulación en los respectivos pozos:

El pozo RG-258 presentó pérdida de circulación a una profundidad de 11.247 hasta 11.283 pies, debido a que el intervalo de pérdida de circulación se encontraba dentro de los parámetros de profundidad de la arena completada requerimos de la utilización del registro de imagen pertenecientes a la arena San Juan para apreciar con mayor precisión la principal causa de pérdida de circulación detectando en el registro una fractura inducida. Estas son generadas por presentar bajo gradiente de presión de fractura y por atravesar formaciones que son muy sensibles a las presiones ejercidas por la columna de fluido en el hoyo.

En la Figura 3.1 se observa el registro de imagen del pozo RG-258 desde 11.200 hasta 11.500 pies para el hoyo de 4 ½ pulgadas, se interpretaron fracturas hidráulicas en los 300 pies de corrida.

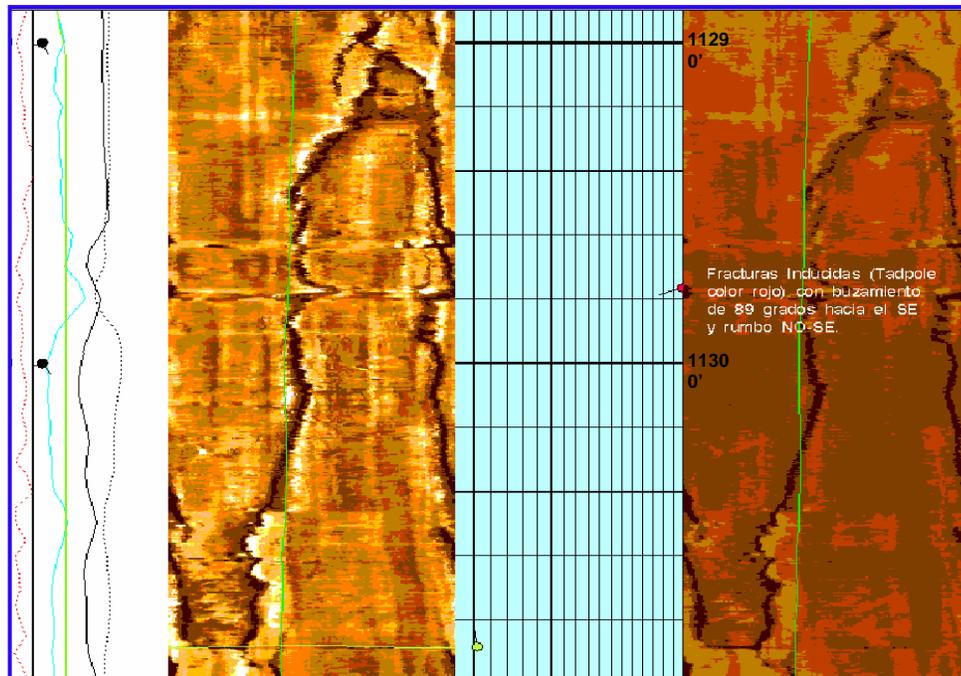


Figura 3.1. Fractura Inducida Pozo RG-258 a 11.247' –11.283' (SJ-A).

Mediante la lectura de los reporte de operaciones de perforación y sumarios de los pozos: RG-260, RG-261 y RG-269, se detectaron bajas presiones en las arenas atravesadas por los pozos estudiados, información autenticada mediante asesorías con el personal técnico de PDVSA.

3.4 Establecer el Comportamiento de Producción a través de “Pipesim” de las Arenas Completadas.

“PIPESIM” es un paquete computacional mediante el cual se logra simular los procesos de producción, tomando en cuenta todas las variantes que forman el sistema de producción desde el yacimiento hasta la superficie; se interpretó los sumarios de pozos, mediante la cual no se obtuvo los datos requeridos para realizar el modelaje de producción a través del análisis nodal. En dado caso se lograría llevar a cabo el estudio de producción mediante la utilización de datos pertenecientes a pozos de un Campo vecino pero no se consideraría un estudio representativo del Campo Santa Rosa.

CAPÍTULO IV.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Identificar la Profundidad de Pérdidas de Circulación en las Diferentes Fases de Construcción del Pozo.

Los métodos para controlar las pérdidas de circulación son de gran utilidad en la empresa petrolera, ya que se logran disminuir los costos de operaciones de perforación, pasa por la necesidad de analizar distintos parámetros y/o técnicas, así como, validar y organizar la información recopilada referente a las pérdidas de circulación y su control a través de la utilización de los tapones de cemento.

El análisis y selección de los pozos con sus respectivos datos se lleva a cabo con la finalidad de obtener las profundidades de pérdida de circulación, para luego enviar los tapones de cements a las zonas de pérdidas y de esta manera controlar la pérdida de fluido de perforación, posteriormente se procedió a desarrollar los otros objetivos planteados.

Para el avance en la realización de la base de datos, se descartaron algunos pozos por las siguientes razones: Pozos que presentaron pérdidas de circulación sin especificar intervalos de profundidad, pozos que se perforaron hasta profundidades someras, pozos donde no se utilizó tapón de cemento, pozos que no presentaron cartas de aceptación emitidas por PDVSA y pozos que no presentaron datos confiables para la realización del estudio de producción como se muestra en la figura 4.1 en base a porcentajes.

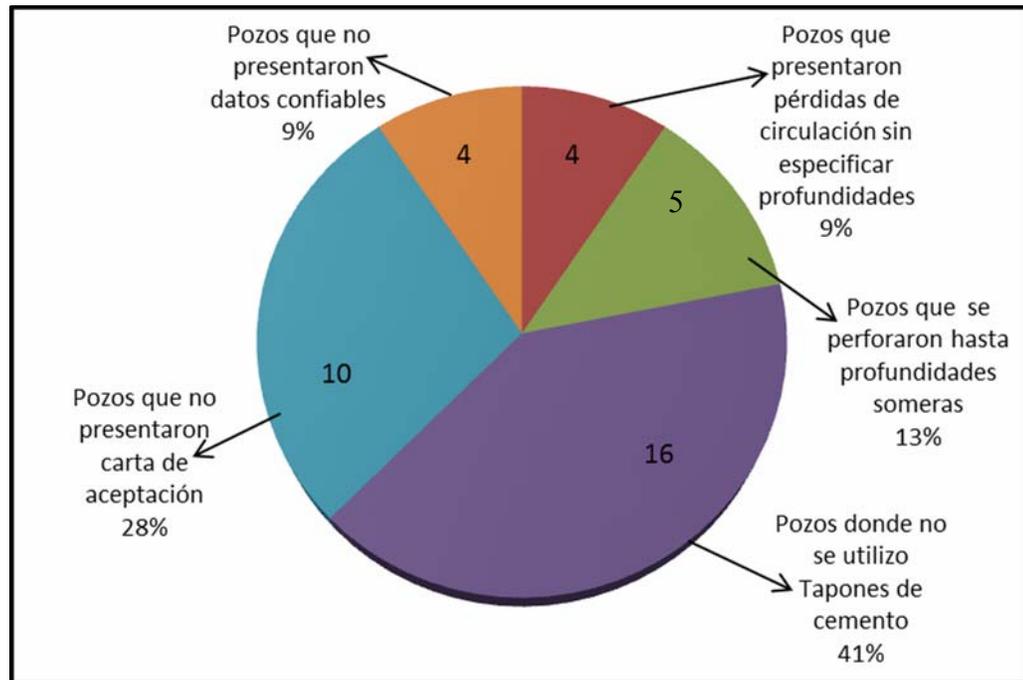


Figura 4.1. Principales razones mediante la cual se descartaron los pozos del Campo Santa Rosa.

El estudio realizado en el campo Santa Rosa se desarrolló con la utilización de 39 pozos, perforados durante el periodo 2004-2010, de la muestra total 14 pozos no presentaron pérdidas de circulación y 25 si, en la figura 4.2 se muestra en base a porcentajes la cantidad de pozos que presentaron pérdidas de circulación y los que no presentaron pérdidas de circulación. De los 25 pozos que presentaron pérdidas de circulación, 12 utilizaron tapón de cemento como método de control de pérdida de fluido de perforación, PDVSA nos proporcionó cuatro cartas de aceptación de los pozos: RG258, RG260, RG261, RG269, para la realización del estudio y su posterior ubicación de las profundidades como se muestra en la tabla 4.1

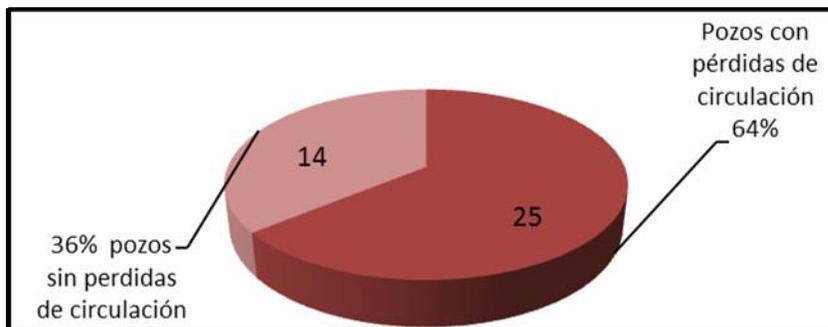


Figura 4.2. Porcentajes de pérdidas de circulación de los pozos perforados en el Campo Santa Rosa en el periodo 2004-2010

Tabla 4.1. Profundidades de pérdidas de circulación de los pozos del Campo Santa Rosa.

Pozos del Campo Santa Rosa	Prof. de pérdidas de circulación (pies)
RG-258	11.247-11.283
RG-260	8.925-8.972
	6.971-7.040
	7.040-7.235
RG-261	1.425-1.607
	3.577-3.899
	4.042-4.260
RG-269	3.875-4.190
	4.377-4.501
	5.040-5.142
	5.059-5.192
	5.320-5.510
	6.689-6.949
	7.456-7.545
	7.545-7.794
7.882-7.998	

4.2 Calcular el Volumen Perdido y Longitud del Tapón de Cemento Usado para el Control de las Pérdidas de Circulación.

Durante las labores de operaciones de perforación de los pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa en el periodo 2004-2010 se detectaron muchas pérdidas de circulación, información suministrada por los reportes de operaciones de perforación, las cuales nos permitieron verificar en los 4 pozos estudiados: RG-258, RG-260, RG-261, RG-269, la cantidad de fluido de perforación que se perdió durante la construcción de estos pozos; de los cuales el pozo RG-269 presentó la mayor cantidad de fluido perdido la cual fue de 814 bls , los demás datos de volumen de pérdida de circulación de los pozos estudiados en este trabajo de investigación se muestran en la tabla 4.2 , vale destacar que las pérdidas totales de los 4 pozos ascienden a 1.232 bls.

Tabla 4.2. Volúmenes de pérdida de circulación en los pozos estudiados del campo Santa Rosa.

Pozos del Campo Sta. Rosa	Volumen de Perdida de Circulación (Bls)
RG-258	103
RG-260	160
RG-261	155
RG-269	814

Con la información de los intervalos de pérdidas de circulación, se procedió a determinar la longitud del tapón de cemento, a través de la lectura de los reporte de operaciones de perforación del campo Santa Rosa, la cual se pudo estimar mediante la diferencia existente entre la profundidad donde inicia la perdida de circulación hasta la profundidad donde termina la perdida de circulación; esta longitud de tapón

de cemento es considerable, ya que es necesario crear un sello obturante en las zonas de pérdida de fluido de perforación y de esta manera evitar las pérdidas de fluido de perforación a la formación; la profundidad suprayacente del intervalo de pérdida de circulación corresponde al tope del tapón de cemento y la profundidad infrayacente corresponde a la base del tapón de cemento. Las longitudes de tapones de cemento estimadas con sus respectivos topes y bases se muestran a continuación en la Tabla 4.3

Tabla 4.3. Longitudes de tapones de cementos usados para controlar las pérdidas de circulación en los pozos del Campo Santa Rosa

Pozos del Campo Santa Rosa	Prof. de pérdidas de circulación (pies)	Tope (pies)	Base (pies)	Longitud del tapón de cemento (pies)
RG-258	11.247-11.283	11.247	11.283	36
RG-260	8.925-8.972	8.925	8.972	47
	6.971-7.040	6.971	7.040	69
	7.040-7.235	7.040	7.235	26
RG-261	1.425-1.607	1.425	1.607	182
	3.577-3.899	3.577	3.899	218
	4.042-4.260	4.042	4.260	278
RG-269	3.875-4.190	3.875	4.190	315
	4.377-4.501	4.377	4.501	124
	5.040-5.142	5.040	5.142	102
	5.059-5.192	5.059	5.192	133
	5.320-5.510	5.320	5.510	190
	6.689-6.949	6.689	6.949	260
	7.456-7.545	7.456	7.545	89
	7.545-7.794	7.545	7.794	249
7.882-7.998	7.882	7.998	116	

En la tabla 4.4 se puede observar que el pozo RG-258 presenta una profundidad de pérdida de circulación que se encuentra entre el intervalo de la arena San Juan, la empresa llevó a cabo labores de operaciones de perforación mediante la cual se utilizó la técnica de los tapones de cemento para controlar la pérdida que presentó el pozo durante su construcción.

En el pozo RG-260 se llevó a cabo una completación con doble sarta, donde la sarta corta se localizaba hasta la profundidad de la arena Colorado y la sarta larga hasta la profundidad de la arena Merecure, los tapones de cemento usados para controlar las pérdidas se localizaban en zonas suprayacentes e infrayacentes a las arenas completadas en el pozo.

En el pozo RG-261 podemos observar la completación de la arena Naranja, los primeros intervalos de pérdidas de circulación en la cual fueron alojados los tapones de cemento mediante las operaciones de perforación para controlar las pérdidas de fluido de perforación se encontraban en zonas suprayacentes a la arena completada y unas de las zonas con problemas de pérdidas de circulación mediante la cual fue alojado un tapón de cemento generó cierta incidencia en la producción de la arena completada, pero no se tomaron en cuenta para el desarrollo del estudio ya que mediante la información suministrada por el sumario del pozo la arena Naranja durante su completación no fue otorgada la aprobación para realizar la prueba de producción.

El pozo RG-269, mediante la información suministrada por los sumarios de pozos, se llevó a cabo la completación de las arenas Naranja y Colorado, se ubicaron zonas problemáticas de pérdidas de circulación, la empresa para controlar la pérdida aplicó la técnica tapones de cemento, los tapones de cemento generaron incidencia en la producción de las arenas completadas, es decir se encontraban alojados dentro del

intervalo de la arena completada, pero durante la completación de los pozos las arenas no fueron evaluadas.

Tabla 4.4. Intervalos de profundidades de arenas completadas en los pozos estudiados del Campo Santa Rosa.

Pozos del Campo Santa Rosa	Prof. de pérdidas de circulación (pies)	ARENA	Intervalo Perforado (pies)
RG-258	11.247-11.283	San Juan	11.233-11.290
RG-260	6.971-7.040 7.040-7.235 8.925-8.972	Colorado S.C Merecure S.L	7.740-7.750 7.764-7.770 7.780-7.785 7.798-7.804 7.956-7.964 8.850-8.854 9.574-9.578 9.600-9.606 9.728-9.746 9.752-9.762
RG-261	1.425-1.607 3.577-3.899 4.042-4.260	Naranja	4.052-4.159
RG-269	3.875-4.190 4.377-4.501 5.040-5.142 5.059-5.192 5.320-5.510 6.689-6.949 7.456-7.545 7.545-7.794 7.882-7.998	Naranja Colorado	3.973-3.981 5.088-5.100 7.823-7.836

4.3 Analizar las Causas de las Pérdidas de Circulación en el Pozo.

Durante la construcción de los pozos existen muchos factores que inciden en las pérdidas de circulación, ya que las formaciones geológicas presentan muchos inconvenientes al momento de perforar, tales como las fracturas, o zonas no consolidadas. Otras de las causas de pérdidas de circulación en el caso del Campo en estudio, es que estas arenas no tienen suficiente energía para contrarrestar la presión del lodo de perforación.

La utilización de los tapones de cemento como método de control de pérdida de circulación es uno de los métodos que se requieren en últimas instancias para controlar las pérdidas de circulación, ya que estos implican altos costos para la empresa, pero estos logran solucionar los problemas de pérdida de circulación de una forma óptima. Este tapón de cemento es utilizado como sello obturante en las zonas permeables o fracturas abiertas de la formación por donde se produce la pérdida de fluido.

De los cuatro pozos estudiados, el pozo RG-258 presentó un intervalo de pérdida de circulación, el cual fue sellado por el tapón de cemento y completado, ya que se encontraba entre el intervalo de la arena completada, la arena San Juan presentó fractura inducida ocasionando la pérdida de circulación durante la construcción del pozo, estas fracturas son generadas por presentar bajo gradiente de presión de fractura y que la formación es muy sensible a las presiones que ejerce la columna del fluido en el hoyo, la fractura inducida se observó gracias a la ayuda del registro de imagen que se muestra en la figura 3.1, pero en sí este tipo de registro nos da una información veraz y concisa sobre la zona afectada con pérdida de circulación.

Otra causa característica de la pérdida de circulación es la baja presión de poros existente en el yacimiento, los cuales se observó en los pozos RG-260, RG-261 y RG-

269, que tienen formaciones no consolidadas y en donde los canales permeables permiten invasión del fluido de perforación hacia la formación, debido a que son pozos muy viejos que datan de aproximadamente el año 1960, característicos de la depleción desde aquella fecha, por lo cual se deben adecuar las propiedades del lodo y parámetros operacionales para evitar las pérdidas de lodo durante la perforación, que originan muchos problemas y costos a la empresa que realiza operaciones de perforación.

4.4 Establecer el Comportamiento de Producción a través de “Pipesim” de las Arenas Completadas.

Pozo RG-258: A este pozo se le colocó un tapón de cemento a una profundidad comprendida entre 11.247 y 11.283 pies; intervalo correspondiente a la arena San Juan A, la cual fue completada a una profundidad de 11.233 y 11.290 pies . Esta información fue extraída de la carta de aceptación del pozo RG-258, como se muestra en la figura 4.3

De:		SUPTE. DE YACIMIENTOS ANACO (E) (Sr. RUBEN GUZMAN)											Fecha		02/01/2006	
Asunto:		Suplemento # 2 a la Completación Original del Pozo RG-258, Campo Santa Rosa.											RSGKF			
Anexo estamos enviando los resultados de la prueba de producción realizada al pozo RG – 258 luego del trabajo de Suplemento # 2 a la Completación Original, efectuado por el taladro AKERE-601 y concluido el 10/12/2005.																
EMR-ET: 30' EMR: 719'				COORDENADAS: N- 1.046.186,56 E- 345.679,11												
ARENA	YAC.	ANP	INTERVALO	FECHA PRUEBA	P.CAR (PS)	BNPD	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	%API	%AS	NS	Hrs	EDO	BER (m/d)		
NAE1	RG-126	20'	4256'-4276'	26/12/2005	940	14 ✓	4,280	305714	61,5	15	500	6	PTN	1/2"		
VEI	RG-43	9'	6640'-6649'	NO HA SIDO EVALUADA												
AMF2	RG-44	6'	7366'-7372'	27/12/2005	570	15	1,635	109000	46,5	10	60	6	PTN	3/8"		
				27/12/2005	520	21 ✓	2,271	108143	46,5	25	60	6	PTN	1/2"		
MEJ1L	RG-100	40'	9838'-9898'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON CEMENTO												
MES2,3	RG-112	32'	10838'-10870'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON TDH												
MET4,5	RG-111	6'	11064'-11070'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON TDH												
			11074'-11083'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON TDH												
			11090'-11119'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON TDH												
SJA	RG-134	16'	11233'-11290'	SIN ENTRADA DE FLUIDOS. ABANDONADA CON TDH												

Figura 4.3. Carta de aceptación del pozo RG-258

Se puede observar que la arena San Juan A no aportó fluido al pozo, debido a que se colocó un tapón de cemento ocasionando un daño a la formación; este no se tomó en consideración para la evaluación ya que fue abandonado con un tapón de hierro, por ende, este no puede ser evaluado ya que no existen datos para realizar el análisis nodal.

Pozo RG-260: Este pozo durante su construcción se obtuvieron zonas de pérdidas de circulación, mediante el cual la empresa requirió la técnica de tapones de cemento para controlarlas. Mediante la información suministrada por los sumarios de pozos, podemos observar que la empresa empleó una completación con doble sarta. Se completó con sarta corta la arena Colorado y con sarta larga la arena Merecure. Los tapones de cemento usado para controlar las pérdidas de circulación durante la construcción de este pozo fueron alojados en zonas suprayacentes e infrayacentes a las arenas completadas, de esta manera el pozo no se encuentra en condiciones para llevar a cabo el estudio de producción ya que no existe ninguna incidencia de los tapones de cemento en las arenas productoras. Se muestra en la figura 4.4 la completación con sarta corta y la figura 4.5 la completación con sarta larga del pozo RG-260.

		Memorándum	
Para	HUMBERTO BRITO SUPT. RELACIONES GUBERNAMENTALES (ANACO)	Referencia N°	A39-04-DY-XXX
De	FELIX MERCHAN SUPT. DE YACIMIENTOS (ANACO)	Fecha	23/05/2005
Asunto	Completación Original del Pozo RG-260 (Sarta Corta), Campo Santa Rosa <i>RGKJ</i>		

A continuación se detallan los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo mencionado en el epígrafe luego del trabajo *Completación Original*, efectuado por el taladro *Justiss-45* y concluido el 28/04/2005.

EMR-ET: 33'	COORDENADAS: N- 1.048.204,52
EMR: 825'	E- 348.482,33

ARENA	YAC.	INTERVALO	FECHA	P.CAB (PSI)	BNPD	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	*API	%AyS	NS	EDO	RED. (PULG)
COEFG	RG-14	7740'-7750' 7764'-7770' 7780'-7785' 7798'-7804' 7956'-7964'	17/05/05	850	5	7,698	99999	48	80	250	PTN	¼

Nota:
Completó pozo Doble Sarta flujo natural con tubería de 3 ½" (13% Cr) en las arenas CO-EFG (Sarta Corta), CO-R2 y ME-JKLM (Sarta Larga). El pozo fluye a la estación SREF-2.

Pozo quedó aceptado con red. de ¼" y prueba del 17/05/05.

Figura 4.4. Carta de aceptación del pozo RG-260 completación con sarta corta.

88



PDVSA
GAS

Memorándum

Para: SUPTE. RELACIONES GUBERNAMENTALES. ANACO (Sr. HUMBERTO BRITO)

De: SUPTE. DE YACIMIENTOS ANACO (Sr. FELIX MERCHANT)

Referencia N° A39-05-DY-795

Fecha 30/09/2005

Asunto: **Resultados prueba de producción pozo RG-260 (Sarta Larga) del Campo Santa Rosa.**

Anexo estamos enviando los resultados de la prueba de producción realizada al pozo RG – 260 en la sarta larga, luego del trabajo de Completación Original, efectuado por el taladro JUSTISS-45 y concluido el 28/04/2005.

EMR-ET: 29,39'
EMR: 741,31'

COORDENADAS: N- 1.049.917,85
E- 348.909,53

ARENA	YAC.	INTERV.	FECHA	P.CAB (PSI)	BNPD	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	*API	% Ays	NS (PSI)	HORAS PRUEBA	EDO	RED. (PULG)
COR2	RG-43	8850'-8854' 9574'-9578'	10/09/2005	2000	213	9,072	42591	44,9	15	500	8	PTN	1/2
MEJKLM	RG-9	9600'-9606' 9728'-9746' 9752'-9762'	-	-	-	-	-	-	-	-	-	EZ	-

Nota:
El pozo quedó completado doble sarta flujo natural con tubería 3-1/2" en las arenas COEFG (SC), COR2 y MEJKLM (SL).
Fluye a la estación SREF-02 a nivel de separación de 500 psi.

Figura 4.5. Carta de aceptación del pozo RG-260 completación con sarta larga.

Pozo RG-261: Durante la construcción de este pozo los primeros intervalos de profundidad de pérdida de circulación, mediante la cual la empresa inicio operaciones de perforación colocando tapones de cements en zonas suprayacentes a la arena completada, los cuales no generaron ninguna incidencia en la producción, este pozo presentó un intervalo de pérdida de circulación la cual se encuentra a una profundidad

de 4.042 hasta 4.260 pies localizándose dentro del intervalo de arena completada, esta se encuentra a una profundidad de 4.052 hasta 4.159 pies, ocasionando cierta incidencia en la producción de esta arena, pero no fue tomada en cuenta para el estudio debido a que la información suministrada por la carta de aceptación de este pozo, la arena NAE1 no había sido evaluada, en la figura 4.6 se puede observar la información referente a la completación del pozo RG-261.

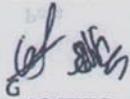
Para HUMBERTO BRITO Referencia N° A39-04-DY-xxx
SUPTE. RELACIONES GUBERNAMENTALES (ANACO)
 De RUBÉN GUZMÁN Fecha 30/03/2005
SUPTE. DE YACIMIENTOS (ANACO) (E)
 Asunto Completación Original del Pozo RG-261, Campo Santa Rosa

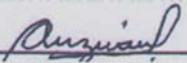
A continuación se detallan los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo mencionado en el epígrafe luego del trabajo Completación Original, efectuado por el taladro GW-31 y concluido el 03/03/2005.

EMR-ET: 16,98' COORDENADAS: N-1.045.801,62
 EMR: 694,98' E- 346.020,59

ARENA	YAC.	INTERVALO	FECHA	P.CAB	BNPD	MMPCGD	RGP	API	%AyS	NS	EDO
NAE1	RG-126	4052'-4159'	23/03/05	(PSJ)	(PCN/BN)	SIN EVALUAR	-	-	-	-	PTN

Nota:
 Pozo completado Sencillo arena NAE1 sin realizar prueba de producción (Yac RG-126) la cual coalesce con la arena NAE2 (Yac RG-59)


 AO/EWC


 RUBEN GUZMÁN
 SPT. DE YACIMIENTOS (E)

CC. Producción A.M.A. Gerencia
 Planificación Y Gestión. Archivo
 del Pozo - C.I.A.N

Figura 4.6. Carta de aceptación del pozo RG-261 completación sencilla.

Pozo RG-269: Durante su construcción presentó el mayor volumen de pérdida de fluido de perforación de los cuatros pozos que obtuvimos para llevar a cabo el estudio, la empresa utilizó la técnica de los tapones de cemento para controlar las pérdidas, mediante la informacion suministrada por las cartas de aceptación del pozo como se muestra en figura 4.7, los tapones utilizados tiene incidencia dentro de los intervalos de las arenas completadas en el pozo RG-269, durante la completación se acondicionarón las arenas Naranja y Merecure mediante una completación sencilla. La informacion suministrada por la carta de aceptación del pozo no fue consistente debido a que la arenas completadas (NAE1, NALIL Y COK), no se encontraban aprobadas para llevar a cabo las pruebas de producción, por lo tanto no se contaban con los datos requeridos para estudiar el comportamiento de producción a través del análisis nodal.

Para:	SUPTE. RELACIONES (GUBERNAMENTALES. ANACO (Sr. HUMBERTO BRITO))		Referencia N°	A39-05-DY-885	
De:	SUPTE. DE YACIMIENTOS ANACO (Sr. FÉLIX MERCHAN)		Fecha	042/11/2005	
Asunto:	Solicitud de aprobación de Pruebas Oficiales de producción del Pozo RG-269 del Campo Santa Rosa.				

Anexo estamos enviando los resultados de las pruebas oficiales realizadas al pozo RG-269 luego del trabajo de Compleiación Original, efectuado por el taladro GW-58 y concluido el 16/08/2005. Favor efectuar los trámites correspondientes ante el Ministerio de Energía y Petróleo para aprobación.

EMR-ET: 30'	COORDENADAS:	N- 1.046.712,00
EMR: 749'		E- 348.068,00

ARENA	YAC.	INTERV.	FECHA	P.CAB (PSI)	BNPD	MMPCGD	RGP (PCN/BN)	API	% Ays	NS (PSI)	HORAS PRUEBA	EDO	REI (PUL)
NAEI	RG-126	3973'-3981'											
NALIL	RG-146	5088'-5100'	17/10/2005										
COK	RG-43	7823'-7836'	18/10/2005										

Nota:
Se anexan copias de los discos de prueba.
El pozo quedó completado como sencillo selectivo en las arenas COK, NALIL Y NAE, sin realizar prueba de producción

Jorge G. Cruz
J.G./C.R.

Felix Merchan
FELIX MERCHAN
SPT. DE YACIMIENTOS ANACO

CC. Operaciones/ Ing. de Producción A.M.A.
Informática Operacional
Sub Suelo y Reservas
Spca. de Planificación Control y Gestión
Archivo del Pozo - Unidad de Datos e Información

Figura 4.7. Carta de aceptación del pozo RG-269 completación sencilla.

Para que podamos observar de una mejor manera el procedimiento correspondiente al estudio planteado se anexa la gráfica de un pozo vecino como se muestra a continuación en la figura 4.8

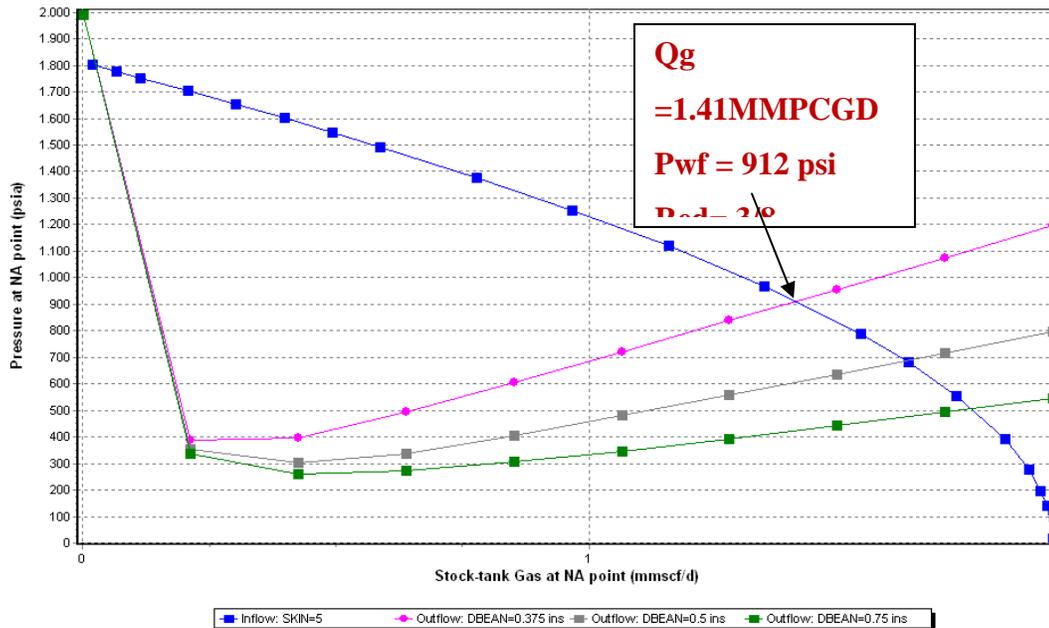


Figura 4.8 Análisis Nodal del pozo JM-264 Arena San Juan. Sensibilidad con Daño y Diámetro de Reductor. Nivel de Separación 60 lpc. Producción de Gas. Tubería de Producción $2 \frac{7}{8}$ ".

Sin embargo una de las razones por la cual no se realizó la simulación fue por la falta de datos como: Presión del yacimiento, temperatura del yacimiento, tasa de producción, % A y S, RGP, reductor de la tubería de producción entre otros; aunado a esto no se detectó entrada de fluido desde el yacimiento al pozo, principal motivo por lo cual es imposible establecer el comportamiento de producción mediante la realización de un análisis nodal; con una $Q=0$ BND no se interceptaran las curvas de oferta y demanda, principales características representativas de este tipo de estudio; en estos casos existe la posibilidad de asumir con información de pozos de un Campo

vecino la data requerida, pero no sería una muestra representativa para realizar un estudio de producción del Campo Santa Rosa.

CONCLUSIONES

1.- Un 64% de los pozos del Campo Santa Rosa presentaron pérdidas de circulación.

2.- Los volúmenes de pérdidas de circulación de los pozos estudiados oscilan entre los 103 y 814 bls, siendo consideradas pérdidas totales de circulación.

3.- Las longitudes de los tapones de cementos no superaron los 500 pies.

4.- Cuando el tapón se encuentra alojado dentro de los parámetros de la arena completada, existe la posibilidad de ocasionar un daño a la arena productora.

5.- El tapón de cemento no ocasiona incidencia en la producción cuando se encuentra alojado en la zona suprayacentes e infrayacentes a la arena completada.

6.- Al no existir aporte de fluido del yacimiento al pozo no se puede realizar el estudio de producción a través del análisis nodal.

RECOMENDACIONES

1.- Mantener una base de datos actualizada de los problemas de pérdida de circulación ocurridos, la cual constituirá una herramienta valiosa para prevenir y controlarlas rápidamente.

2.- Al atravesar formaciones de bajas presiones es recomendable aplicar el método de tapones de cemento para controlar las pérdidas de circulación.

3.- Utilizar los límites mínimos de densidades de fluidos de perforación para construir los pozos que atraviesan formaciones con problemas de fracturas.

4.- Buscar nuevos métodos de perforación que permitan atravesar las Formaciones Merecure y San Juan con diferenciales de presión no muy elevados, como la perforación Bajo Balance.

5.- Cuando no hay entrada de fluido del yacimiento al pozo, es recomendable aplicar un método de estimulación ácida a la cara arena para aumentar el área de drenaje y por ende producir el pozo.

BIBLIOGRAFÍA

[1] INTEVEP. **Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo**. Los Teques, Estado Miranda, Venezuela (2000).

[2] ESTACIO, E. **“Determinación de las zonas con problemas potenciales de pérdida de circulación en el Campo San Joaquín perteneciente al área Mayor de Anaco”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela (2008).

[3] HERNÁNDEZ, R. **“Diseño de sistemas poliméricos base agua para optimizar la integridad de la formación y controlar Pérdidas de Circulación en zonas con bajo gradiente de fractura”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela (2003).

[4] TAFUR, N. **“Elaboración de una correlación por arenas para la ubicación de zonas de pérdidas de circulación durante las operaciones de perforación de pozos en el Campo San Joaquín”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela (2004).

[5] PALOMINO, P & DEL VALLE, A. **“Estudio de la factibilidad tecno-económica de la aplicación de la técnica Tubingless en el Campo San Joaquín del Distrito Gas Anaco”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela (2007).

[6] PLACIDO, V & SALAZAR, M. **“Evaluación del sistema “Ultra Plug” para el control de pérdidas de circulación en yacimientos Calcáreos y con alta permeabilidad en los Campos Santa Rosa y San Joaquín del Área Mayor de Anaco”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela (2003).

[7] RODRIGUEZ S, C & SALAZAR, R. **“Evaluación de las actividades ocurridas durante la etapa de perforación, completación y servicios de los pozos de gas, de las Áreas de San Joaquín y Santa Rosa pertenecientes al distrito Gas Anaco”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela (2006).

[8] TAPIÁN, ORLANDO. **“Determinación del tamaño del material para el control de pérdida de circulación en pozos del Campo San Joaquín, Distrito Anaco”**. Trabajo de grado. Universidad de Oriente. Anzoátegui, Venezuela (2005).

[9] MAGGIOLO, R. **“Análisis Nodal y Flujo Multifásico”**. ESP OIL Engineering Consultants. Maracaibo, Venezuela (2005).

[10] PDVSA Exploración y Producción División Oriente. **“Guías Portafolio de Oportunidades”**. Planificación Oriente. Maturín, Venezuela (2008).

[11] PDVSA N° MDP-02-FF-03. **“Manual de Diseño de Proceso. Flujo de Fluidos. Flujo en Fase Líquida”**. Venezuela. Febrero (1996).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	ESTUDIO DE LA INFLUENCIA EN LA PRODUCCIÓN DE LOS TAPONES DE CEMENTO UTILIZADOS COMO MÉTODO DE CONTROL DE PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN EL CAMPO SANTA ROSA, DISTRITO GAS ANACO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Arraiz Salas Carlos Ernesto	CVLAC: V- 18.298.421 E MAIL: carlosarraizsalas@hotmail.com
Rattia Perfecto Luis Carlos	CVLAC: V – 17.535.665 E MAIL: lc_rp@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

PRODUCCIÓN

TAPONES DE CEMENTO

PERDIDA DE CIRCULACIÓN

DISTRITO GAS ANACO

YACIMIENTOS FRACTURADOS

ANALISIS NODAL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

La pérdida de circulación durante la perforación de pozos es una realidad en el Campo Santa Rosa, la cual genera retrasos en las operaciones y por ende aumento de costos. Debido a lo depletado de los yacimientos, se hace presente la intercalación de arenas de baja y alta presión, lo que ocasiona altos diferenciales que afectan en mayor grado a las arenas de baja presión de poro; situación que vuelve rápidamente intolerables las pérdidas de fluido. En consecuencia la empresa se encuentra en la necesidad de aplicar un método para controlar o evitar la pérdida de fluido hacia la formación. Es de gran importancia para continuar el proceso de perforación, una de las maneras para controlar este problema operacional es haciendo uso de tapones de cemento, que forman un sello en la apertura de la fractura hidráulica y zonas de pérdidas, se analizaron las causas de esta; luego se revisaron los sumarios de pozos pertenecientes al periodo de perforación con la finalidad de adquirir los datos necesarios para llevar a cabo el estudio de producción. El comportamiento de producción de los pozos estudiados no se pudo desarrollar a través del análisis nodal, debido a que el pozo RG-258 durante las labores de operaciones de perforación resulto dañado. Los pozos RG-260, RG-261 y RG-269 se localizaron zonas de pérdidas de circulación en zonas suprayacentes e infrayacentes a las arenas completadas, por lo tanto los tapones de cemento utilizados para controlar la pérdida no incidieron en la producción.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
MORALES, JHONLES	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 9.726.435			
	E_MAIL	moralesjj@pdvsa.com			
	E_MAIL				
ACOSTA, FELIX	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	acostafar@gmail.com			
	E_MAIL				
GALINDO MARÍA	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 15.514.751			
	E_MAIL	xandra_galindo@yahoo.com			
	E_MAIL				
	JU	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	04	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Estudio de la Influencia en la Producción de los Tapones de Cemento Utilizados como Método de Control de Pérdida de Circulación en el Campo Santa Rosa, Distrito Gas Anaco.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P
Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Carlos Ernesto Arraiz Salas

AUTOR

Luis Carlos Rattia Perfecto

TUTOR

Ing. Jhonles Morales

JURADO

Ing. Félix Acosta

JURADO

Ing. María Galindo

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño