

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



**“DETERMINACIÓN DE LOS EFECTOS QUE PROVOCAN LOS FLUIDOS
DE COMPLETACIÓN USADOS EN LAS OPERACIONES DE RA/RC SOBRE
LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

Realizado por:

**JOSÉ LUIS PERALES MARÍN
GABRIEL ALEJANDRO VÁSQUEZ LEÓN**

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Barcelona, Febrero de 2011

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



**“DETERMINACIÓN DE LOS EFECTOS QUE PROVOCAN LOS FLUIDOS
DE COMPLETACIÓN USADOS EN LAS OPERACIONES DE RA/RC SOBRE
LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

José Luis Perales Marín
C.I: V-14.931.334

Gabriel Alejandro Vásquez León
C.I: V-16.546.418

ASESORADO POR:

Ing. Jhonles Morales
Asesor Académico

Barcelona, Febrero de 2011

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



**“DETERMINACIÓN DE LOS EFECTOS QUE PROVOCAN LOS FLUIDOS
DE COMPLETACIÓN USADOS EN LAS OPERACIONES DE RA/RC SOBRE
LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA
MAYOR DE ANACO.”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Ing. Jhonles Morales
Asesor Académico

Ing. Ivon Ulacio
Jurado Principal

Ing. Aura Vilela
Jurado Principal

Barcelona, Febrero de 2011



RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS PARA OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”



DEDICATORIA

Primeramente le dedico este trabajo a **Dios** y a la **Virgen Del Valle** por darme la oportunidad de seguir adelante en la vida y poder cumplir esta meta.

Especialmente a mi madre **Rosario Marín** quien me dio la vida, comprensión, cariño y todo su amor, le dedico esta tesis de corazón ya que es el pilar fundamental de la familia y de mi existencia. Mamá todo lo que soy es gracias a ti, eres una gran madre que supo criar a sus hijos. Te amo viejita mucho, mucho, mucho.

A mi hermanita **Hortencia Marín “NENE”** por ser muy especial conmigo, cuidarme y quererme en todo momento, te amo manita, A mis sobrinos **Fernando** y **Lester José** por llenar nuestras vidas de alegría. Los quiero mucho.

A mi novia **Elizabeth Díaz** por estar a mi lado en este momento tan especial para mí y ser una de las personas más importantes en mi vida, gracias por quererme y amarme bebe. Te amo mi negrita preciosa.

A mi padre **Lorenzo Perales** por enseñarme hacer las cosas bien y nunca faltar a mis estudios, tu siempre quisiste lo mejor para mí y aquí esta el fruto de tus consejos. Aunque dios te haya llamado antes que esto pasara espero que me estés viendo desde allá arriba. Te quiero papá.

A mi tío **Urcilio Marín** por apoyarme en mis estudios y darme todo lo que necesito y al cual considero como mi papá también. Gracias por tus consejos, siempre para bien. Y al resto de mi familia como mis tías, padrino, primos, primas por creer siempre en mí y enormemente a mi abuela **Perfecta Marín** ya que gracias a ella nació mi madre y pude nacer yo. Abuela aunque no estás con nosotros, siempre estarás en nuestros corazones. Te amo donde quiera que estés abuelita.



DEDICATORIA

Dedico este trabajo a **DIOS** todo poderoso y a la **VIRGEN SANTÍSIMA DEL VALLE**, por sus bendiciones y por ser la fuerza espiritual que me empujó a culminar mis estudios universitarios.

A mi mamá YRAIMA DE VÁSQUEZ, la persona más amada por mí en este mundo por creer en mí todos los días y darme los regañíos necesarios para poder seguir adelante en aquellos momentos de desorientación, que me ayudaron a terminar con éxito mi carrera universitaria.

A mi papá BASILIO VÁSQUEZ, por darme su apoyo incondicional en todos estos años de estudios universitarios y ser ejemplo para la familia de profesión, humildad y honestidad, te agradezco la confianza depositada en mí, sabes que te respeto y admiro, esto que he logrado te lo dedico.

A mis **Hermanas**, por ser mis compañeras de infancia y de vida son los verdaderos y perdurables amigas que tengo. A mi **novia**, por ser una excelente amiga y poder contar con ella en todo momento. Espero que este logro les sirva de ejemplo y les impulse a querer lograr sus metas. Que dios me las bendiga.

Al resto de mi **FAMILIA, TÍOS, PRIMOS Y AMIGOS**, por apoyarme y creer en mí en todo momento.



AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad de Oriente** por haber servido de cuna para el desarrollo de mis conocimientos y haberme preparado a nivel personal y profesional.

Al **Ing. Jhonles Morales**, nuestro profesor, asesor académico y amigo, por creer en nosotros y darnos la oportunidad de cumplir esta meta. Gracias por su ayuda y aportes tanto académicos como profesionales.

Al **Ing. Lester Fuentes**, por sus consejos y ayuda a la hora de cualquier problema para conmigo y mi familia. Gracias.



AGRADECIMIENTOS

A la **Universidad de Oriente**, Núcleo de Anzoátegui, por darme la oportunidad de hacerme profesional y permitir abrir las puertas de cada una de sus aulas, para recibir las clases que me hicieron merecedor de adquirir el título de Ingeniero en Petróleo.

Al **Ing. Jhonles Morales** nuestro Tutor de Tesis por su invaluable apoyo para la culminación de este trabajo. Y a todas las personas que aportaron su granito de arena para realizar este proyecto.

A todos los **PROFESORES** que a lo largo de mi carrera me orientaron y tuvieron ese compromiso de enseñarnos, sin ellos no obtendríamos el conocimiento necesario para llegar a este logro.



RESUMEN

Este estudio se realizó para determinar los efectos que provocan los fluidos de completación usados en las operaciones de RA/RC sobre la productividad de los pozos del Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco. Para realizar este estudio se tomaron en cuenta diferentes áreas de investigación como son Geología, Reacondicionamiento y Producción, con el objetivo de tomar en consideración todos los tópicos que son influenciados por los fluidos empleados en los trabajos de rehabilitación. En la parte Geológica se tomó en cuenta la composición estratigráfica y litológica de las arenas pertenecientes al Campo Santa Rosa. En la parte de Reacondicionamiento se consideraron los diferentes fluidos empleados. En el área de Producción se utilizaron los resultados obtenidos de las Cartas de Aceptación de los pozos trabajados anteriormente. Adicional a esto, a través del simulador PIPESIM 2007 se estimó el daño que presentaron los pozos después de ser rehabilitados. De acuerdo con los estudios realizados, se demostró que en la mayoría de los pozos se utilizó agua salada. La técnica de cañoneo Casing Gun es la que causa mayor daño debido a que es utilizada sobre balance y el fluido de cañoneo entra en contacto con la formación. La técnica de cañoneo mas utilizada fue la TCP la cual trabaja bajo balance y no causa mucho daño.



| | |
|--|-------|
| PÁGINA DE TÍTULO | i |
| PÁGINA DE PRESENTACIÓN | ii |
| PÁGINA APROBATORIA | iii |
| RESOLUCIÓN | iv |
| DEDICATORIA | v |
| AGRADECIMIENTOS | vii |
| RESUMEN | ix |
| CONTENIDO | x |
| LISTA DE TABLAS | xvi |
| LISTA DE FIGURAS | xvii |
| LISTA DE GRÁFICAS | xviii |
| CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN | |
| 1.1. Planteamiento del Problema. | 19 |
| 1.2. Objetivos del Proyecto. | 21 |
| Objetivo General: | 21 |
| Objetivos Específicos: | 21 |
| CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO | |
| 2.1. Antecedentes | 22 |
| 2.2. Ubicación del Área en Estudio. | 23 |
| 2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela | 23 |
| 2.2.2. Subcuenca de Guárico | 24 |
| 2.2.3. Subcuenca de Maturín | 24 |
| 2.2.4. Principales Elementos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela. | 27 |
| 2.2.4.1. Corrimiento Frontal de Guárico. | 27 |
| 2.2.4.2. Corrimiento de Anaco. | 27 |
| 2.2.4.3. Sistema de Corrimientos al Sur de la Serranía del Interior Oriental. | 28 |



| | |
|---|----|
| 2.2.4.4. Flanco Meridional de la Cuenca. | 28 |
| 2.2.5. Ubicación del Distrito Anaco. | 28 |
| 2.2.5.1. Características Generales. | 29 |
| 2.2.5.2. Secuencia Sedimentaria. | 29 |
| 2.2.5.3. Características Litológicas. | 30 |
| 2.2.6. Ubicación del Campo Santa Rosa. | 33 |
| 2.3. Bases Teóricas | 34 |
| 2.3.1. Rehabilitación de Pozos (RA/RC). | 34 |
| 2.3.2. Reparación. | 34 |
| 2.3.2.1. Tipos de Reparación. | 34 |
| 2.3.2.1.1. Menores. | 34 |
| 2.3.2.1.2. Mayores. | 35 |
| 2.3.3. Reacondicionamiento. | 35 |
| 2.3.4. Cañoneo de Formaciones. | 35 |
| 2.3.5. Objetivos del cañoneo | 35 |
| 2.3.6. Técnicas de Cañoneo. | 35 |
| 2.3.6.1. Técnicas de disparo sobre balance. | 36 |
| 2.3.6.2. Técnicas de disparo bajo balance. | 36 |
| 2.3.6.3. Técnicas Híbridas. | 36 |
| 2.3.7. Métodos de Cañoneo | 37 |
| 2.3.7.1. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Through Tubing). | 37 |
| 2.3.7.2. Cañones bajados a través del revestidor (Casing Gun). | 39 |
| 2.3.7.3. Cañones transportados con tubería (TCP) | 40 |
| 2.3.8. Tipos de Cañones. | 42 |
| 2.3.8.1. Cañones Tipo Bala. | 43 |
| 2.3.8.1.1. Características de los Cañones Tipo Bala. | 43 |
| 2.3.8.2. Cañones Tipo Chorro (Jet). | 44 |
| 2.3.9. Tipos de Cargas. | 45 |



| | |
|--|----|
| 2.3.9.1. Cañones Recuperables. | 45 |
| 2.3.9.2. Cañones Parcialmente Recuperables o Semi-Recuperables. | 46 |
| 2.3.9.3. Cañones Desechable o No Recuperables. | 47 |
| 2.3.10. Diferencial de Presión. | 48 |
| 2.3.10.1. Bajo Balance. | 48 |
| 2.3.10.2. Balance. | 49 |
| 2.3.10.3. Sobre Balance. | 49 |
| 2.3.10.4. Sobre Balance Extremo. | 50 |
| 2.3.11. Condiciones de Operación. | 51 |
| 2.3.11.1. Diferencial de Presión Positivo. | 52 |
| 2.3.11.2. Diferencial de Presión Negativo. | 53 |
| 2.3.12. Factores que deben considerarse en las actividades de rehabilitación. | 53 |
| 2.3.12.1. Tasa de Producción. | 53 |
| 2.3.12.2. Yacimientos Penetrados. | 53 |
| 2.3.12.3. Trabajos Futuros. | 54 |
| 2.3.12.4. Métodos de Producción. | 54 |
| 2.3.13. Fluido de Completación. | 54 |
| 2.3.14. Funciones de los Fluidos de Completación. | 55 |
| 2.3.15. Consideraciones de los Fluidos de Completación. | 55 |
| 2.3.16. Propiedades de los Fluidos de Completación. | 56 |
| 2.3.16.1. Propiedades Físicas de los Fluidos de Completación. | 56 |
| 2.3.16.2. Propiedades Químicas de los Fluidos de Completación. | 58 |
| 2.3.17. Tipos de Fluidos. | 59 |
| 2.3.18. Tipos de Fluidos de Completación según su Componente Principal. ^[7] | 59 |
| 2.3.19. Aditivos Químicos del Fluido de Control. ^[7] | 60 |
| 2.3.20. Factores que afectan la selección de un Fluido de Completación. | 62 |



| | |
|---|----|
| 2.3.20.1. Factores Mecánicos. ^[8] | 62 |
| 2.3.20.2. Factores de Formación. ^[8] | 63 |
| 2.3.20.3. Factores Ambientales. ^[8] | 64 |
| 2.3.21. Pruebas para la selección de un Fluido de Completación. ^[8] | 65 |
| 2.3.22. Daño a la Formación. | 65 |
| 2.3.23. Causa de Daño | 67 |
| 2.3.24. Pseudodaño. | 68 |
| 2.3.25. Permeabilidad Dañada. | 69 |
| 2.3.26. Reducción del Daño Provocado por los Disparos. | 71 |
| 2.3.27. Clasificación de daño de acuerdo a su origen. ^[11] | 75 |
| 2.3.27.1. Daños de Eflujo. | 75 |
| 2.3.27.2. Daños de Influjo. | 77 |
| 2.3.28. Daños a la formación por los Fluidos de Completación. | 78 |
| 2.3.28.1. Daño por cambio químico. | 78 |
| 2.3.28.2. Daño por cambio físico. | 78 |
| 2.3.29. Mecanismos de daño que prevalecen en la reducción de productividad en pozos de gas. | 79 |
| 2.3.30. Arcillas | 80 |
| 2.3.30.1. Tipos de Arcillas | 80 |
| 2.3.30.2. Estructura de las Arcillas | 81 |
| 2.3.31. Lutitas | 83 |
| 2.3.31.1 Inestabilidad de las Lutitas | 84 |
| 2.3.31.2. Efecto de la interacción entre las lutitas y el agua. | 85 |
| 2.3.32. Ecuaciones de Flujo. | 86 |
| 2.3.32.1. Flujo Líquido Monofásico | 87 |
| 2.3.32.2. Flujo Bifásico en el Yacimiento. | 88 |
| 2.3.33. Flujo Multifásico en tuberías. | 88 |
| 2.3.33.1. Flujo Multifásico Vertical. | 89 |
| 2.3.34. Análisis Nodal. | 90 |



| | |
|---------------------------------------|----|
| 2.3.34.1. Ubicación de los Nodos | 93 |
| 2.3.34.2. Curvas de Oferta y Demanda. | 96 |
| 2.3.35. Pipesim. | 97 |
| 2.3.35.1. Módulo Pipesim. | 97 |
| 2.3.36. Simulación. | 97 |
| 2.3.37. Tiempo de Evaluación | 98 |

CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

| | |
|---|-----|
| 3.1. Realizar comparación de producción de los pozos sometidos a operaciones de RA/RC en el período 2007-2009 en el Campo Santa Rosa. | 99 |
| 3.2. Estudiar las características litológicas y de yacimiento de las arenas completadas en el Campo Santa Rosa. | 103 |
| 3.3. Evaluar los efectos de los fluidos por medio de estimación del factor de daño. | 103 |
| 3.3.1 Cotejo de los pozos. | 104 |
| 3.3.2. Procedimiento para el cotejo de los pozos. | 104 |
| 3.3.2.1. Información de yacimiento. | 104 |
| 3.3.2.2. Información de la completación del pozo. | 105 |
| 3.3.2.3. Información de las instalaciones de superficie. | 105 |
| 3.3.2.4. Información de los fluidos. | 105 |
| 3.3.3. Pasos para el Análisis Nodal TM | 105 |
| 3.4. Determinar los factores que influyen en el daño de la formación sometidas a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009. | 125 |

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

| | |
|---|-----|
| 4.1. Realizar comparación de producción de los pozos sometidos a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009 en el Campo Santa Rosa. | 126 |
| 4.2. Estudiar las características litológicas y de yacimiento de las arenas completadas en el Campo Santa Rosa. | 131 |
| 4.3. Evaluar los efectos de los fluidos por medio de estimación del factor de daño. | 135 |



| | |
|--|-----|
| 4.4. Determinar los factores que influyen en el daño de la formación sometidas a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009. | 143 |
| CONCLUSIONES | 145 |
| RECOMENDACIONES | 146 |
| BIBLIOGRAFÍA | 147 |



LISTA DE TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 2.1. Comparación Disparos Sobre Balance vs Disparos Sobre Balance Extremo. | 51 |
| Tabla 3.1. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa. | 100 |
| Tabla 3.2. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa. | 101 |
| Tabla 3.3. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa. | 102 |
| Tabla 3.4. Información relacionada a las densidades y tipos de fluidos utilizados en las actividades de RA/RC en el Campo Santa Rosa. | 103 |
| Tabla 4.1. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa en el periodo (2007 – 2009). | 127 |
| Tabla 4.2. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2007. | 128 |
| Tabla 4.3. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2008. | 129 |
| Tabla 4.4. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2009. | 129 |
| Tabla 4.5. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa. | 130 |
| Tabla 4.6 Características de las Operaciones de Cañoneo. | 131 |
| Tabla 4.7. Información de Yacimiento. | 135 |
| Tabla 4.8. Información de la línea de flujo. | 136 |
| Tabla 4.9. Información de los fluidos. | 136 |
| Tabla 4.10. Resultados de la simulación de los pozos sometidos a rehabilitación | 139 |



LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----|
| Figura 3.1. Pantalla principal de Pipesim. | 106 |
| Figura 3.2. Seleccionar opción de Pipesim. | 107 |
| Figura 3.3. Selección de Terminación Vertical. | 108 |
| Figura 3.4. Selección Completa del Sistema de Producción. | 109 |
| Figura 3.5. Datos que faltan en la Terminación Vertical. | 110 |
| Figura 3.6. Información de Yacimiento. | 112 |
| Figura 3.7. Información de Perfil de Desviación. | 114 |
| Figura 3.8. Información de Perfil Geotérmico. | 115 |
| Figura 3.9. Configuración de la Tubería. | 116 |
| Figura 3.10. Datos relacionados con el Reductor. | 118 |
| Figura 3.11. Ventana que muestra los datos de la Línea de Flujo. | 119 |
| Figura 3.12. Información de los Fluidos. | 120 |
| Figura 3.13. Información de las Correlaciones de Flujo. | 121 |
| Figura 3.14. Ventana que muestra el Sistema de Producción. | 122 |
| Figura 3.15. Sensibilidades para el Análisis Nodal. | 123 |
| Figura 3.16. Curvas de Oferta y demanda para el cotejo de la tasa de producción de gas. | 124 |
| Figura 3.17. Producción de gas estimada. | 125 |



LISTA DE GRÁFICAS

| | |
|---|-----|
| Gráfica 4.1. Técnicas de Cañoneo Aplicadas a los Pozos. | 130 |
| Gráfica 4.2. Curva de Oferta y Demanda para el Cotejo de Tasa de Producción. | 137 |
| Gráfica 4.3. Caídas de presiones desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo. | 138 |
| Gráfica 4.4. Daño estimado del Pozo RG-60. | 140 |
| Gráfica 4.5. Daño estimado del Pozo RG-205. | 141 |
| Gráfica 4.6. Daño estimado del Pozo RG-211. | 142 |
| Gráfica 4.7. Daño estimado del Pozo RG-265. | 143 |

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema.

El Distrito Anaco se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental Subcuenca de Maturín específicamente en la zona centro del estado Anzoátegui. Tiene un área aproximada de 13.400 km², la cual se encuentra dividida en dos grandes áreas operativas que son: el Área Mayor de Anaco, ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km² y comprende los campos San Joaquín, Santa Ana, El Roble, Rosa, El Toco, La Ceiba, San Roque, Guarío, Aragua y Santa Rosa; y Área Mayor de Oficina con un área de 10.240 km², ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, la cual está integrada por los Campos Mata R, Soto, Mapire, Zapatos, Aguasay y La Ceibita.

El área de estudio es el Campo Santa Rosa el cual comprende una de las más grandes e importantes acumulaciones de gas condensado y crudo liviano en Venezuela y es el más grande de los campos pertenecientes al Distrito Anaco. Desde que este distrito fue convertido de productor de petróleo a gas se ha notado una disminución de la producción, la conclusión que indica el departamento de yacimiento es que los fluidos de completación están afectando a los yacimientos con lo cual no se logra extraer la cantidad estimada de hidrocarburos. Por tal razón es necesario estudiar de que manera afectan los fluidos de completación usados en las actividades de RA/RC la productividad en el Campo Santa Rosa para lo cual se llevará a cabo la revisión de la información del campo a través de archivos de pozos, esto permitirá recopilar información litológica y de yacimiento de las arenas completadas e identificar los diferentes fluidos utilizados en las operaciones de RA/RC; además de obtener los resultados de las evaluaciones de los pozos una vez concluido los trabajos.



CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

Este estudio tiene como propósito verificar que factores están influenciando en la disminución de la producción y así poder seleccionar el fluido de completación para futuros trabajos de RA/RC en el Campo Santa Rosa; y por ende mayor aprovechamiento de los recursos energéticos presentes en el mismo.

**1.2. Objetivos del Proyecto.****Objetivo General:**

Determinar los efectos que provocan los fluidos de completación usados en las operaciones de RA/RC sobre la productividad de los pozos del Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco.

Objetivos Específicos:

- ❖ Realizar comparación de producción de los pozos sometidos a operaciones de RA/RC en el período 2007-2009 en el Campo Santa Rosa.
- ❖ Estudiar las características litológicas y de yacimiento de las arenas completadas en el Campo Santa Rosa.
- ❖ Evaluar los efectos de los fluidos por medio de estimación del factor de daño.
- ❖ Determinar los factores que influyen en el daño de la formación sometidas a operaciones de RA/RC en el período 2007-2009.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Alcubilla C, (2007). Para realizar este estudio se tomaron en cuenta diferentes áreas de investigación como fueron Geología, Rehabilitación y Producción, con el objetivo de tomar en cuenta todos los factores que fueron influenciados por los fluidos empleados en los trabajos de rehabilitación. También se estimó el daño a través del simulador PIPESIM 2006, presentando los pozos antes y después de ser rehabilitados. De acuerdo a los estudios realizados, se demostró que la gran mayoría de los pozos donde se utilizó agua salada y gasoil permanecieron menor tiempo de evaluación y solo tres pozos aumentaron su producción de gas después de las operaciones de Ra/Rc.^[1]

López C, (2008). En este trabajo se realizó un estudio de cada uno de los problemas operacionales para cada fase y se contabilizaron tiempos y costos. Adicional se buscó conocer cuales de los pozos sometidos a estudio superaron las expectativas en cuanto a producción real en comparación con la obtenida por análisis nodal. Concluyó que los resultados obtenidos sirvan para trabajos futuros de rehabilitación de pozos para lograr así una buena optimización.^[2]

Golindano C. e Indriago J, (2009). Para la elaboración de este proyecto se analizaron características geológicas y litológicas del campo como los diferentes fluidos utilizados. Por otro lado se realizaron pruebas de invasión de filtrado y retorno de permeabilidad a los núcleos seleccionados para la determinación del radio de invasión y el tipo de daño causado por los fluidos de completación. En resumen de los resultados obtenidos establecieron un análisis para prevenir el daño causado por los fluidos de completación en la arena SJ-A del Campo San Joaquín, lo que permitió



seleccionar los fluidos más adecuados para posteriores trabajos de rehabilitación en el Campo.^[3]

2.2. Ubicación del Área en Estudio.

2.2.1. Cuenca Oriental de Venezuela

Está situada en la zona Centro - Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural limitada al Sur del Orinoco desde la desembocadura del río Arauca, 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 exploración de hidrocarburos.^[4]

Esta cuenca sedimentaria es la segunda en importancia entre las cuencas sedimentarias venezolanas, tiene una longitud aproximada de 800 km en sentido Oeste - Este, una anchura promedio de 200 km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 km. Se caracteriza topográficamente por presentar extensas llanuras y un área de mesas que comprende la mayor parte de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro, Sucre y también la mitad Sur de Trinidad y estratigráficamente por contener 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos Cretáceos, Terciarios y Recientes.^[4]

En la Cuenca Oriental de Venezuela se pueden distinguir ocho áreas principales productoras de Petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja Petrolífera del Orinoco, Área Mayor de



Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. La Cuenca Oriental de Venezuela por sus características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas se divide en 2 subcuencas: Subcuenca de Guárico al Oeste y Subcuenca de Maturín al Este. ^[4]

2.2.2. Subcuenca de Guárico

Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte del norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico el cual sobrecarga rocas cretáceas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimiento. La roca madre principal constituida por los grupos Guayuta y Temblador se supone sobrecorrida actualmente por el frente de deformación del norte de Guárico. ^[4]

La generación está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica por lo menos desde el Eoceno Tardío, de ahí que la principal acumulación al frente sea de gas y no de petróleo líquido. Se supone que este crudo de tipo nafténico-parafínico se originó a partir de una roca madre cretácea y su migración a través de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretáceo y Neógeno-Basamento). ^[4]

En lo referente a sistemas petroleros la Subcuenca de Guárico presenta un marco complejo en lo referente a sus sistemas petroleros. Se reconocen cuatro sistemas: Querecual-Oficina, Temblador-La Pascua, Querecual-Chaguaramas y Oficina. ^[4]

2.2.3. Subcuenca de Maturín

La subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acuíferos de las



unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales uno al norte corrimiento de pirital y otro al sur.^[4]

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretáceo Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur en cambio presenta una estratigrafía más sencilla semejante a la estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo con el grupo temblador en la parte inferior como parte del Cretáceo y un Terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alteran ambiente fluvio-deltaicos y marinos someros hasta relleno final de ambientes continentales.^[4]

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín en los campos Oficina en Anzoátegui y sus equivalente orientales en Monagas los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina con sellos de lutitas extensa dentro de estas mismas unidades, la Formación Freites suprayacentes también constituye en sello regional de gran importancia.^[4]

Los principales campos petrolíferos de oeste y en el norte de Monagas son: los del Área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepin, El Furrrial, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.^[4]

En su límite sur la Subcuenca también incluye la faja del Orinoco con yacimientos Neógenos y roca madre cretácica con migración distante a lo largo y a través de la discordancia Cretáceo-Neógeno y Basamento-Neógeno.^[4]

La gravedad de los crudos es bastante diversa en los campos de El Furrrial son frecuentes los crudos medianos, en Quiamare y la Ceiba se llegó a producir con promedio de 41° API, en los campos Oficina se encuentra crudos livianos, medianos y pesados, en la Faja del Orinoco los crudos son pesados y extrapesados constituyen



CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

la característica esencial. En general los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos mas someros: la Faja del Orinoco en el Flanco Sur, los campos de Quiriquire, Manresa y Guanoco en el Flanco Norte (estos dos últimos contienen hasta flujos extrapesados).^[4]

En lo que respecta a sistemas petroleros se tiene que los principales sistemas petroleros de la Subcuenca de Maturín son: Guayuta-Oficina y Guayuta-Carapita. El primero de ellos se relaciona con los campos del flanco sur de la Subcuenca de Maturín e incluye las formaciones Querecual y San Antonio (Grupo Guayuta) del Cretácico tardío como rocas madres principales las cuales son cargadas litostáticamente hasta nuestros días. El yacimiento principal está constituido por las unidades Oligo-Miocenas como Merecure, Oficina y Freites: el sello principal son las Formaciones Oficina y Freites con formación de la trampa en el oligoceno tardío hasta el presente. La generación, migración y entrampamiento alcanzan su momento crítico en nuestros días habiéndose iniciado la generación desde los inicios del emplazamiento de las napas Caribes contra la placa Suramericana mucho más al oeste y noreste respecto a su posición actual, a partir del Paleoceno Tardío.^[4]

El segundo sistema Guayuta-Carapita se refiere al flanco norte de la subcuenca Maturín e involucra una mayor heterogeneidad de yacimientos y sellos, con una generación más joven que para el primer sistema. Tanto la generación y migración como la formación de la trampa son Oligoceno Tardío presente con un momento crítico actual.^[4]

Los sellos importantes son las formaciones Vidoño, Areo, Carapita con menor importancia para las unidades Molásicas como Morichito, Las Piedras y Quiriquire. Los yacimientos se encuentran en las formaciones San Juan, Caratas, Los Jabillos, Merecure, Carapita, La Pica, Las Piedras y Quiriquire.^[4]



La roca madre de la Subcuenca de Maturín se encuentra en ventana de gas bajo el frente de deformación y su zona de madurez (ventana de petróleo) se encuentra alimentando al flanco sur de la subcuenca en el momento actual.^[4]

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en Anzoátegui y Monagas. Esta cuenca abarca alrededor de 165.000 km² y estratigráficamente contiene 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos, Terciarios y Recientes.

Entre los principales elementos estructurales de la Cuenca que sugieren la compleja evolución de la misma, podemos mencionar: El Corrimiento Frontal de Guárico, El Corrimiento de Anaco, el Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas, y el Sistema de Fallas del Flanco Sur de la Cuenca.

2.2.4. Principales Elementos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela.

2.2.4.1. Corrimiento Frontal de Guárico.

Constituye el límite septentrional del noroeste de la cuenca, al norte del cual no se han encontrado acumulaciones de petróleo. Constituye una faja de anchura que puede alcanzar hasta 7 km, en la cual se desarrolla una serie de corrimientos segmentados por fallas oblicuas. El buzamiento disminuye progresivamente con profundidad, hasta muy cerca de la horizontal.^[4]

2.2.4.2. Corrimiento de Anaco.

Se encuentra en la parte central del Estado Anzoátegui delimitando el Área Mayor de Oficina y el norte de Anzoátegui. Se extiende por aproximadamente 85 Km., desde el sur del Campo El Toco hasta el este del Campo de La Ceiba y se caracteriza por una línea de corrimiento con rumbo noreste y buzamiento promedio de 45° al noroeste, en cuyo lado norte aparece una serie de domos asociados en el



bloque levantado que es donde se encuentran las acumulaciones de hidrocarburos en los llamados Campos de Anaco.^[4]

2.2.4.3. Sistema de Corrimientos al Sur de la Serranía del Interior Oriental.

Este sistema de corrimientos se detecta en el subsuelo de la planicie al sur de la Serranía del Interior, principalmente mediante estudios sismográficos y en algunos lugares por medio de perforaciones. Hacia el este a partir de la Falla de Urica, el sistema de corrimientos continúa hasta alcanzar la Falla de San Francisco y desde allí hasta la Falla de Los Bajos en el Golfo de Paria, alcanzando aproximadamente 200 Km. en extensión.^[4]

2.2.4.4. Flanco Meridional de la Cuenca.

La característica más destacada del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela es un sistema de fallas normales de rumbo este-oeste y buzamiento hacia el sur y a veces hacia el eje de la Cuenca. Prácticamente todas las acumulaciones de petróleo asociadas con estas fallas se encuentran en el labio norte. Tales fallas han sido consideradas fracturas de gravedad con crecimiento sin sedimentario, originadas por el propio peso de los sedimentos y sin relación directa con ninguna fuerza orogénica externa.^[4]

2.2.5. Ubicación del Distrito Anaco.

El Distrito Gas Anaco se encuentra en la Cuenca Oriental Subcuenca de Maturín específicamente en la parte central del estado Anzoátegui, se ubica en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente N 50° E, que se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras dómicas en las cuales se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, que han originado el surgimiento de campos petrolíferos tales como: San Joaquín, Santa Ana, Toco, Guarío y Santa Rosa, entre otros. Es importante destacar que la historia en este distrito 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 km². Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural. Dichas producciones son manejadas por las Superintendencias de Producción: Área Mayor de Oficina (AMO), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km², integrada por los Campos de Soto, Mapire, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay, y Área Mayor de Anaco (AMA), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km², la cual se divide en dos áreas de operación como: Área I y Área II. La primera está conformada por el Campo Santa Rosa, el cual es el objetivo de evaluación y la segunda área está conformada por los Campos San Joaquín, El Roble, El Toco, Santa Ana y Guarío. Es importante destacar que la historia estructural de esta área se encuentra altamente influenciada por esfuerzos de tensión y de compresión, que han dado origen a numerosos levantamientos y plegamientos en la zona.^[5]

2.2.5.1. Características Generales.

El distrito Anaco se caracteriza principalmente por ser un área donde no hay calizas, las formaciones son arenosas limpias y con lutitas. Se presentan situaciones con desplazamiento de gas y desplazamiento de agua, formaciones con alta y baja presión, temperaturas de 120 °F a 350 °F y profundidades de 4.000 hasta 10.000 pies. Existen muchos pozos viejos donde son comunes las reparaciones de tubería dañada. Se puede encontrar crudo de toda la gama, de 12 a 50° API. Muchas de las reparaciones efectuadas en la zona se deben a sello de aguas, o reparaciones de cementaciones primarias, también a abandono de zonas.^[5]

2.2.5.2. Secuencia Sedimentaria.

La secuencia sedimentaria del subsuelo de esta área se extiende desde el Mioceno, Plioceno y por último el más joven, el Pleistoceno. Se caracteriza por presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas



sedimentarias de gran prosperidad petrolífera depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Medio del terciario. En ellas están presentes las Formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina principalmente con remanentes localizados de Mesa y Freites. La Formación Oficina se caracteriza por cuerpos arenosos intercalados de arenas y lutitas, limonitas y lignitos, los cuerpos de arena son barras, canales y lentes. En esta formación se identifican los miembros: Blanco, Azul, Moreno, Naranja, Verde, Amarillo y Colorado en A.MA, mientras que en A.M.O los miembros son Oficina Superior, Intermedio e Inferior en los cuales las arenas son identificadas con letras que van desde “A” hasta “U1”. La Formación Merecure está constituida principalmente por areniscas silíceas masivas de granos finos a medios, delgadas limolitas y lutitas marrones oscuras, carbonáceas. Por su parte la Formación San Juan, Vidoño y San Antonio son de carácter eminentemente arenoso y facies carbonáticas. ^[5]

2.2.5.3. Características Litológicas.

El distrito Anaco está compuesto de las siguientes formaciones ^[4]:

✓ **Formación Mesa:**

Era geológica: Cuaternario (Pleistoceno).

Ubicación geográfica: Estados Monagas, Sucre, Bolívar.

Localidad tipo: No se ha designado una sección tipo, debido a que la formación aflora en casi todas las mesas, con secciones representativas. En particular, se han mencionado las mesas de Guanipa (Anzoátegui), Tonoro y Santa Bárbara (Monagas), y los escarpados de Santa Rosa (Anzoátegui).

Descripción litológica: Está formada por arcillas solubles de color rojizo, crema y grisáceo, alternando hacia la base con areniscas de grano grueso, guijarros, peñas y peñones.



✓ **Formación Las Piedras:**

Era geológica: Terciario (Mioceno Tardío-Plioceno).

Ubicación geográfica: Estado Monagas.

Localidad tipo: Pozo Las Piedras N° 1, esta formación de ambiente continental se presenta transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación Freites. Hacia el Oeste y en el Norte de Monagas es transgresiva sobre las lutitas marinas de la Formación La Pica. Al Norte del corrimiento de Anaco y al Oeste de la falla de Úrica.

Descripción litológica: Está formada predominantemente por arcillas, alternando hacia la base con areniscas grisáceas, verdosas de grano conglomerático y lignitos. La aparición de trazas de Dolomita y Chert parece marcar la transición de esta unidad continental a una marina.

✓ **Formación Freites:**

Era geológica: Terciario (Mioceno Medio a Mioceno Tardío basal).

Ubicación geográfica: Estado Anzoátegui.

Localidad tipo: La sección tipo es aquella penetrada por los pozos del Campo Oficina, Distrito Freites del estado Anzoátegui.

Descripción litológica: Se caracteriza por una gruesa sección de Lutitas gris verdosas (marina somera) intercaladas, especialmente en las secciones inferior y superior, con areniscas de granos finos, predominantemente glautoníticas.

✓ **Formación Oficina:**

Era geológica: Terciario (Mioceno Temprano - Medio).

Ubicación geográfica: Estados Anzoátegui y Monagas.

Localidad tipo: La sección tipo se encuentra en el pozo Oficina N° 1 (OG-1), ubicado en el distrito Freites, estado Anzoátegui. Además la Formación Oficina presenta los siguientes miembros en el Área Mayor de Anaco: Miembro Amarillo, Azul, Blanco, Colorado, Moreno, Naranja, Verde. Mientras que en el Área Mayor de



Oficina ha sido dividida en tres intervalos que son: Oficina Superior, Media e Inferior.

Descripción litológica: Alternancia monótona de Arenas y Lutitas Parálicas.

✓ **Formación Merecure:**

Era geológica: Terciario (Oligoceno-Mioceno Temprano).

Ubicación geográfica: Estados Anzoátegui y Monagas.

Localidad tipo: La localidad tipo está en pozos no especificados del campo de Santa Ana, en la región de Anaco, estado Anzoátegui.

Descripción litológica: Se caracteriza por la abundancia de areniscas masivas de grano medio, sucias, mal escogidas, con estratificación cruzada, presentan intercalaciones, capas de lutitas que aparecen y desaparecen lateralmente. Se hace difícil su correlación entre áreas, entre campos e incluso entre pozos debido al carácter arenoso y masivo de la unidad y a la ausencia de marcadores regionales.

✓ **Formación San Antonio:**

Era geológica: Cretácico (Maastrichtiense Tardío).

Ubicación geográfica: Estado Anzoátegui.

Localidad tipo: Su ubicación es en el Río Querecual, Anzoátegui nororiental, entre los puntos situados a 600 metros aguas abajo desde Paso Hediondo, y a 150 metros aguas arriba desde Paso Santa Anita. El nombre se deriva del cerro San Antonio al norte del cercano pueblo de Bergantín.

✓ **Formación San Juan:**

Era geológica: Cretácico (Maastrichtiense Tardío).

Ubicación geográfica: Estado Anzoátegui.

Localidad tipo: El término proviene de la quebrada San Juan, afluente de la margen derecha del río Querecual y el estratotipo original se halla en el curso medio



del río Querecual, entre un punto situado a 150 metros aguas arriba del paso Santa Anita y la boca de la quebrada San Juan, estado Anzoátegui.

Descripción litológica: Areniscas masivas, bien estratificadas, casi sin interrupción. Presentan buena porosidad, son de grano fino a medio bien escogido, ocasionalmente areniscas calcáreas.

✓ **Formación Vidoño:**

Era geológica: Cretácico (Campaniense) - Terciario (Eoceno Temprano).

Ubicación geográfica: Estado Anzoátegui.

Localidad tipo: El Río Querecual, desde el paso Santa Anita hasta unos 300 metros aguas abajo del mismo río, aproximadamente a 40 km al este-sureste de Barcelona. El nombre proviene del caserío de Vidoño, 6 km al este de Barcelona.

Descripción litológica: Esta formación de carácter transgresiva es casi exclusivamente lutítica.

2.2.6. Ubicación del Campo Santa Rosa.

El área de estudio se encuentra ubicada en el área Mayor de Anaco, en un grupo de campos localizados en un prominente alto estructural alineado en dirección Suroeste-Noreste, a unos 10 km, al Noreste de la población de Anaco, en el centro del estado Anzoátegui. ^[5]

El Campo Santa Rosa pertenece geológicamente a la cuenca Oriental de Venezuela, operacionalmente se ubica en el Área Mayor de Anaco, caracterizada por la presencia de campos alineados y controlados con el evento geológico estructural de mayor significación como es el Corrimiento de Anaco. ^[5]

El Campo Santa Rosa constituye una de las mas grandes e importantes acumulaciones de Gas Condensado y Crudo Liviano en Venezuela y es el mas grande de los campos pertenecientes al Distrito de Anaco, localizado en el Área Mayor de



Anaco, con una extensión de aproximadamente 5.136 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. El domo Santa Rosa se extiende en dirección N 45° E, es asimétrico con un buzamiento suave de 8 a 11° en la dirección Noroeste y otro fuerte de 20° en la dirección Sureste hacia el Corrimiento de Anaco. (El domo está cortado por dos fallas inclinadas hacia el Sureste y paralela al eje del mismo).^[5]

2.3. Bases Teóricas

2.3.1. Rehabilitación de Pozos (RA/RC).

Conjunto de actividades que se ejecutan en pozos de petróleo, gas, agua o inyectores, para restablecer o mejorar su capacidad de producción/inyección y/o aumentar su potencial, así como terminar con la vida del pozo mediante un abandono.^[6]

2.3.2. Reparación.

Se entiende por reparación de pozos, todo trabajo que se realiza con la finalidad de restaurar las condiciones de producción o inyección en un pozo, que no involucra acciones en la zona productora. Ej.: reemplazo o instalación de equipos de superficie o subsuelo, limpieza y otros.^[1]

2.3.2.1. Tipos de Reparación.

Los tipos de reparaciones que pueden y deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte. De esta forma, existen dos tipos de reparaciones: menores y mayores. Se describen a continuación:

2.3.2.1.1. Menores.

Su objetivo principal es trabajar en el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: estimulaciones, cambios



de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de zonas, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (levantamiento artificial por gas, líneas de flujo, etc.), limpieza, optimizar el levantamiento artificial por gas, y muchas otras variantes.^[2]

2.3.2.1.2. Mayores.

Tipo de trabajo que se realiza con taladro en sitio y consiste en sacar la tubería de producción, con el propósito de corregir fallas como mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas, y otras variantes.^[2]

2.3.3. Reacondicionamiento.

Todo tipo de trabajo que se realiza a un pozo, con la finalidad de restaurar o incrementar la producción o inyección, y que involucra cambios y/o acciones en la zona productora. Ejemplo: control de producción de agua, gas o arena, apertura de arenas adicionales en el mismo yacimiento, recompletación en otro yacimiento, etc.^[1]

2.3.4. Cañoneo de Formaciones.

La finalidad del cañoneo, es establecer flujo del yacimiento hacia el pozo a través de las perforaciones que originan las cargas explosivas.^[1]

2.3.5. Objetivos del cañoneo

- Alta Eficiencia.
- Comunicación Yacimiento / Pozo.
- Alta Penetración.
- Atravesar Daño a la Formación.^[7]

2.3.6. Técnicas de Cañoneo.

En el pasado el cañoneo consistía simplemente en orificios realizados en el acero del revestidor con cortadores mecánicos, antes del año 1926. Posteriormente se



realizaba por medio de disparos de bala, muy utilizados a partir de 1932. Luego se desarrollo en el método de bombeo de abrasivos, cañoneo con chorros, desde 1958. En la actualidad los orificios se producen detonando explosivos con cargas huecas.^[7]

2.3.6.1. Técnicas de disparo sobre balance.

Esta técnica se describe cuando la presión hidrostática ejercida por el fluido de control siempre es mayor a la presión del yacimiento, lo cual permite que durante la operación de cañoneo el pozo se mantenga estático. Esta técnica tiene la ventaja de que se pueden disparar muchos intervalos y el pozo se puede terminar selectivamente, sin problemas.^[7]

2.3.6.2. Técnicas de disparo bajo balance.

Mediante esta técnica los cañones se bajan conectados a espaciadores del mismo diámetro y éstos a su vez a una empaadura de prueba o de terminación permanente. La tubería se baja seca o parcialmente llena por medio de un disco cerámico o de vidrio, para darle a la formación el diferencial requerido al momento del disparo. La sarta de disparo se posiciona mediante una traza radioactiva, y luego se asienta la empaadura. Durante el disparo, se abre una manga debajo de la empaadura, para igualar presiones y permitir el paso de fluidos del revestidor al interior de la tubería de producción. El cañón se equipa con una cabeza de disparo colocada en el tope de las perforaciones y se denota con una barra o aplicando presión hidrostática.^[7]

2.3.6.3. Técnicas Híbridas.

Como su nombre lo indica es la combinación de las dos técnicas anteriores. Se cañonea el pozo en sobrebalance y luego se baja una sarta de prueba o de completación con una empaadura y un disco cerámico o de vidrio y la tubería parcialmente llena a fin de someter las perforaciones al desbalance al lanzar la barra y



romper el disco. De esta manera, se estimula la formación a producir y se limpian las perforaciones. ^[7]

2.3.7. Métodos de Cañoneo

Existen tres métodos básicos de cañonear los pozos: ^[7]

2.3.7.1. Cañones bajados a través de la tubería de producción (Through Tubing).

En este método, primero se baja la tubería con empacadura de prueba o se baja la completación final. Luego se crea un diferencial de presión negativa ($P_h < P_f$) y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente, se usan cañones no recuperables o parcialmente recuperables.

La tubería de producción con empacaduras permite el desplazamiento del fluido de completación por un fluido de menor densidad, como por ejemplo gas-oíl. Este desplazamiento se puede realizar a través de las camisas de circulación, las cuales se cierran con el equipo de guaya. Otra alternativa consiste en achicar la tubería con la empacadura asentada, hasta lograr una columna de fluido que permita obtener una diferencia de presión negativa, después del cañoneo.

Cuando la completación se realiza en una sola arena, se puede usar como fluido de completación uno de menor densidad que el fluido de formación. En este caso los cañones se bajan cuando la columna de fluidos de completación permita obtener un diferencial de presión negativo, después del cañoneo. Una vez creada las condiciones para crear un diferencial de presión negativo, se procede a bajar el cañón con equipo de guaya. Los restos recuperables del cañón y de la herramienta de profundidad y la guaya se recuperan usando un lubricador. Este método de cañoneo permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Sin embargo, ellos no son selectivos. Por esta razón, cuando se requiere probar otro intervalo, es necesario controlar el pozo



con el cual se expone las perforaciones existentes a los fluidos de control. Esto puede causar cierto grado de daño.

Los cañones se bajan utilizando una tubería con empacadura de prueba. Este sistema es empleado cuando por razones de seguridad (cañoneos a pozos en producción, altas producciones de gas o cañoneo de zonas de alta presión de formación), es necesario tener la tubería de producción dentro del pozo (normalmente es más fácil controlar un pozo con la tubería de producción que sin ella). La forma de ponerlo en profundidad es utilizando el registro de cuellos o herramienta Casing Collar Locator (C.C.L).

Procedimiento Operacional de la Técnica Through Tubing:

- Se baja la tubería con la empacadura de prueba.
- Se establece un diferencial de presión negativa.
- Se baja el cañón con equipo de guaya, generalmente se usan cañones no recuperables.

Ventajas

- Permite darle un bajo balance a la formación
- El bajo balance permite la limpieza del cañoneo
- Permite un mejor control del pozo debido a que la tubería y herramientas están en posición al momento del cañoneo (Completaciones, Drill Stem Test (DST), etc.).^[7]

Desventajas

- Cañones con diámetros pequeños limitan la penetración
- El bajo balance generalmente está limitado
- La longitud de cañoneo está limitada al tamaño de lubricador, cañón y peso.^[7]

**2.3.7.2. Cañones bajados a través del revestidor (Casing Gun).**

Estos cañones se bajan a través del revestidor, utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente, las cargas se colocan en soportes recuperables. Usualmente, el tamaño y rigidez de estos cañones no permiten bajarlos por la tubería de producción. Este tipo de cañoneo se ejecuta con diferencial de presión positivo ($P_h > P_f$), lo cual permite mantener control del pozo. Los cañones de revestidor son más eficientes que los de tubería, cuando se usan en operaciones de fracturamiento o de inyección, ya que en estas operaciones se requiere de un buen control del tamaño de las perforaciones, lo cual usualmente se logra usando cañones de revestidor.

Este tipo de cañones también ofrece un rendimiento máximo cuando se usan las cargas tipo chorro, ya que no dañan el revestidor. Este tipo de cañón se utiliza igualmente en operaciones a hoyo abierto, con el fin de penetrar zonas dañadas por fluidos de perforación, o por depósitos de escamas. Para lograr este objetivo se utilizan cargas de alta capacidad de penetración, con la cual se logran rangos de perforación mas allá de la zona dañada.

Procedimiento Operacional de la Técnica Casing Gun:

- Se coloca el fluido en el pozo para que la presión hidrostática ejercida sea mayor que la presión del yacimiento, un diferencial de presión positivo.
- Se procede a detonar las cargas para el cañoneo.

Ventajas

- Pueden utilizarse cañones y cargas grandes para máximo rendimiento.
- Menos riesgoso.
- Los costos asociados a la operación pueden ser menores que otros métodos. ^[7]

**Desventajas**

- El cañoneo debe ser realizado en condiciones de balance o sobrebalance por seguridad.
- La longitud de cañoneo es limitada.
- El control del pozo depende del sistema de sello del lubricador.
- La desviación del pozo incrementa la dificultad en la operación.^[7]

2.3.7.3. Cañones transportados con tubería (TCP)

Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permiten utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparo, sin límites de longitud en los intervalos a cañonear en un mismo viaje, todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación. El poder combinar una buena penetración en la formación, alta densidad, fase de disparo y un diferencial de presión a favor de la formación, permite obtener una relación de productividad óptima aún después de haberse taponado la mitad o las dos terceras partes de los orificios cañoneados. Con este método, el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería de producción, conjuntamente con la tubería se introduce una empaadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo.

La aplicación de este método de cañoneo es amplia, por ejemplo se puede utilizar en los siguientes casos: Control de arena o de migración de otras partículas indeseables, mejorar la tasa de penetración, se reduce tiempo de operación, mayor seguridad. El control de producción de arena u otras partículas se hace más efectivo usando perforaciones compatibles con los agentes divergentes usados.

Cuanto mayor sea el cañón, mayor será el diámetro máximo de las perforaciones y la penetración. La mayor seguridad del pozo, cuando se emplea este método de cañoneo, se debe saber que cuando se baja cañón adaptado a la tubería también se usa el equipo de control de presiones en el cabezal del pozo. Este equipo



está instalado todo el tiempo para lograr máxima seguridad. Cuando se usan cañones transportados por tuberías no es necesario bajar conectores con guaya, ya que se puede implementar un sistema de detonación hidráulico.

Procedimiento Operacional de la Técnica TCP:

- Se introduce la tubería con el cañón junto con la empacadura.
- Se asienta la empacadura.
- Se procede a cañonear el pozo.

Ventajas

- Cañones y cargas grandes.
- Control Óptimo del pozo.
- Bajo balance ilimitado.
- No hay límites en la desviación del pozo.
- No hay límites en las longitudes de disparo.
- La seguridad en superficie se mejora usando detonadores y accesorios no eléctricos.
- Los cañones son disparados mecánicamente o hidráulicamente.
- Pueden ser bajados por tubería, CT, snubbing, etc
- Pueden dispararse múltiples zonas.
- Ahorro de dinero en intervalos largos.^[7]

Desventajas

- Las corridas fallidas son más costosas para repetir la actividad de cañoneo TCP
- Se requiere una unidad de potencia en sitio para la bajada.
- A menos que todos los cañones sean retirados del pozo es difícil confirmar si todos los cañones fueron disparados. Un sistema de detección de la efectividad de los disparos superara esta limitación.



- Los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas.
- Toma mucho tiempo correr la sarta de TCP en el pozo. Para compensar esto, en algunos casos explosivos menos poderosos deben ser usados en operaciones con TCP.^[7]

Antes de seleccionar la técnica de cañoneo se debe tener conocimiento de la presión de la formación o yacimiento a cañonear, de los cuales se podrían presentar los siguientes casos:

- Si la presión es anormalmente alta y si se estima que sería mínimo el daño al cañonear con un $\Delta P (+)$ se podría:
 - ✓ Cañonear con Casing Gun con un $\Delta P (+)$ y luego bajar la tubería de producción.
 - ✓ Bajar tubería de producción con empacadura con un $\Delta P (+)$ y cañonear mediante Tubing Gun.
 - ✓ Bajar tubería de producción con empacadura con un $\Delta P (-)$ y cañonear mediante Tubing Gun.
- Si la presión es anormalmente baja y la formación es propensa a ser dañada, se podría:
 - ✓ Achicar (suabear) el pozo y cañonear con un $\Delta P (+)$ muy pequeño y cañonear mediante Casing Gun.
 - ✓ Bajar tubería de producción, achicar y cañonear con un $\Delta P (-)$ mediante Tubing Gun.^[7]

2.3.8. Tipos de Cañones.

Los 2 tipos de cañones más utilizados en la industria petrolera son^[8]:

- Cañones Tipo Bala.



- Cañones Tipo Chorro (Jet).

2.3.8.1. Cañones Tipo Bala.

Este tipo de cañón fue introducido en la industria petrolera en 1932 y fue ampliamente utilizado hasta la segunda guerra mundial cuando fue desarrollado el cañón a chorro. El cañón fue diseñado para ser bajado dentro del pozo, colocarlo frente al intervalo seleccionado y dispararlo a voluntad eléctricamente desde la superficie. La penetración a través del revestidor, cemento y formación se logra con proyectiles o balas de alta velocidad. El equipo permite comúnmente la selección de disparar una bala cada vez grupos de balas selectivamente, o de todas las balas simultáneamente según las necesidades del operador.

Básicamente el cañón a bala consiste de un impulsor de relativo bajo encendido para conducir un proyectil de acero. Todas las balas están alojadas en un portador tubular de acero el cual presenta pequeñas variaciones físicas en lo referente al tamaño y longitud del cañón. El tamaño de la bala puede variar desde 1/8” hasta 15/32” mientras que el arreglo de colocación de las mismas es variable. La velocidad de salida de la bala es de aproximadamente 3.300 pies/seg. Y el cañón de menor diámetro nominal disponible es de 3 3/8”. Normalmente, la bala forma una protuberancia alrededor de la perforación dentro del revestidor; sin embargo, existen dispositivos o cañones a balas que no originan este problema pero que reducen la profundidad de penetración de la bala de un 10 a un 20 %.^[8]

2.3.8.1.1. Características de los Cañones Tipo Bala.

- Penetración igual o superior a la que se obtiene con los cañones a chorro en formaciones blandas o parcialmente blandas.
- Producen máximo fracturamiento del cemento así como también de la formación siempre y cuando ésta sea blanda.
- Se dispone de una selección completa de disparo.



- No dejan residuos dentro del pozo.
- Control de la penetración cuando se requiere mediante la selección adecuada de las balas.
- En caso de ser necesario, se disponen de cañones de alta potencia y de gran diámetro.
- Es el cañón más económico que existe en el mercado.

2.3.8.2. Cañones Tipo Chorro (Jet).

Los cañones a chorro fueron utilizados en la industria petrolera poco después de la segunda guerra mundial y su origen proviene del arma militar llamada Bazuca. Estos reemplazaron los cañones a bala, los cuales por mucho tiempo fueron utilizados en las operaciones de cañoneo. El cañón a chorro está constituido por cargas moldeadas las cuales consisten en un forro metálico en forma cónica rodeadas de una cierta cantidad de explosivos de alto poder detonante, contenido dentro de una cápsula de acero o aluminio. La detonación de cierto número de cargas se efectúa prácticamente de manera simultánea, por medio de un cordón detonante que los une, aunque la construcción de la carga moldeada es sencilla, su operación es altamente compleja por su alta velocidad de reacción debida principalmente al tipo de explosivo.

Esta técnica es extremadamente delicada en relación con una secuencia necesaria de eventos, la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; éste a su vez da inicio a una relación en cadena detonador-explosivo principal. El material del forro comienza a fluir por alta presión de explosión. El flujo de material del forro se vuelve un chorro de alta densidad parecido a una aguja de partícula fija de metal, el cual se dispersa del cono de la carga a velocidad de unos 20.000 pies/seg. La presión de la punta del chorro se estima en 5 millones de lpc. Mientras esto ocurre, la parte exterior de la capa se colapsa y forma otra corriente de metal que se desplaza a una velocidad mucho menor (alrededor de 500 a 3.000 pies/seg.). En el caso exterior



puede formar un residuo que, a su vez puede taponar la misma perforación que hizo.^[8]

2.3.9. Tipos de Cargas.

La gran variedad de cañones a chorro disponibles hoy en día pueden ser clasificados en tres tipos de acuerdo a sus características operacionales y aplicaciones. Estas son:

- Cañones recuperables.
- Cañones parcialmente desechables o semi-recuperables.
- Cañones desechables o no recuperables.

2.3.9.1. Cañones Recuperables.

Consisten en un tubo de acero dentro del cual la carga moldeada explosiva es adecuadamente colocada. Dicho tubo está sellado de manera tal que garantiza presión atmosférica alrededor de la carga. Cuando la carga es detonada, las fuerzas explosivas expanden levemente la pared del cilindro, pero el cañón y los residuos son recuperables totalmente del pozo.

Este cañón está disponible en diámetros que van desde 3 1/8" hasta 5" y desde 1 5/16" hasta 2", para operaciones en tuberías de revestimiento y a través de la tubería de producción respectivamente. En general, el cañón más grande que puede ser corrido a través de la tubería es utilizado para lograr una máxima eficiencia. Una buena regla práctica es la de mantener un espacio libre de 1/2" entre el cañón y la tubería de revestimiento. Estos cañones están diseñados para perforar hasta 4 disparos por pie con arreglos de fase de 90° o 120°, pero pueden ser cargados con cualquier densidad de cañoneo, 1 ó 2 disparos por pie. Ellos son suministrados en longitudes que contienen desde 1 disparo hasta 60 disparos.^[8]

**Ventajas**

- No dejan residuos en el pozo.
- No causan deformación de la tubería de revestimiento.
- Son operacionalmente seguros, ya que los componentes explosivos están completamente encerrados.
- Se pueden operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas.
- Son selectivos.
- Poseen buena resistencia química.

Desventajas

- Son más costosos que los otros tipos de cañones.
- Su rigidez limita la longitud de ensamblajes, especialmente en cañones de gran diámetro.
- En cañones pequeños se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón.

2.3.9.2. Cañones Parcialmente Recuperables o Semi-Recuperables.

A pesar de estar equipados con un porta carga recuperables, guaya, cápsulas mejoradas, entre otros, son inferiores a los cañones recuperables en término de especificaciones operacionales y construcción.^[8]

Ventajas

- Dispositivos ligeros y flexibles.
- Su paso a través de tuberías de diámetros pequeños es generalmente sencillo. Por esta razón, es posible usarlos en pozos ya completados o en tuberías con empaaduras de prueba.



- Facilita las operaciones de cañoneo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos.
- Permite el cañoneo de bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevadas presiones de fondo.

Desventajas

- Los cañones no recuperables no son selectivos.
- En algunos casos se produce deformación de la tubería de revestimiento.
- En caso de que se rompa el cable, la pesca del cañón se hace difícil.
- Los desechos quedan el pozo, total o parcialmente.
- Por lo general, la longitud máxima del cañón está limitada a 30 pies.
- En pozos desviados algunas veces se presentan problemas para bajar el cañón al fondo del mismo.

2.3.9.3. Cañones Desechable o No Recuperables.

Consisten de varias cápsulas individuales selladas a presión y construidas usualmente de un material quebradizo como el aluminio, cerámica, vidrio o hierro colado. Una carga es contenida dentro de cada cápsula y cuando dicha carga es detonada destruye el envase en pequeños fragmentos los cuales quedan dentro del pozo. Generalmente, la densidad de los disparos es de 4 tpp, aunque esa densidad se puede variar mediante dispositivos especiales.

En la mayoría de los casos la carga se distribuye de 0° ó 180°. Sin embargo, estos ángulos pueden también variarse mediante dispositivos especiales. Estos cañones pueden ser corridos en longitudes mayores que los recuperables. El material utilizado para fabricar el envase que contiene las cargas de este cañón es el aluminio, ya que el mismo permite una fácil configuración de la cápsula y mecanismo de unión de los mismos.^[8]

**2.3.10. Diferencial de Presión.**

El diferencial de presión es la relación entre la presión de formación y la presión de la columna hidrostática del pozo. Para determinarlo se debe tener en cuenta el tipo de formación, propiedades mecánicas de las rocas, heterogeneidad, daño causado por los fluidos de perforación, cementación y la compatibilidad entre los fluidos de completación y formación. El diferencial óptimo para realizar una operación de cañoneo se obtiene con el balance entre la presión que puede causar producción de arena y la presión necesaria para realizar una limpieza efectiva de las perforaciones.^[9]

El proceso de cañoneo puede realizarse bajo ciertas condiciones de presión en el fondo del pozo:

- Bajo Balance.
- Balance.
- Sobre Balance.
- Sobre Balance Extremo.

2.3.10.1. Bajo Balance.

Ocurre cuando la presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática del pozo a la profundidad de la arena a cañonear; también se denomina diferencial de presión negativo. El bajo balance permite obtener un cañoneo óptimo con fluidos libres de sólidos y perforaciones limpias pero se deben de tomar las precauciones de seguridad necesarias, especialmente controlando el pozo de manera efectiva debido a que las presiones de la formación se manifiestan rápidamente en la superficie.

Esta técnica crea una condición, en el cual los fluidos de la formación fluyen inmediatamente hacia el interior del pozo, en instante del cañoneo, la presión diferencial causa un flujo de fluidos que ayuda a limpiar los residuos, la roca alterada



y los gases de la detonación de las paredes del túnel. La magnitud de bajo balance requerido depende del tipo de fluido de la formación y de la permeabilidad, para pozos de gas son requeridos mayores diferenciales, probablemente por el bajo coeficiente de arrastre del gas, un desbalance de unos pocos de psi (200-650) puede ser suficiente para formaciones de alta permeabilidad como la Brea. Las formaciones de baja permeabilidad requieren de un desbalance de varios cientos de psi; el flujo sostenido de varios galones por perforación contribuye a la limpieza del túnel. Este método es muy recomendado, en formaciones no consolidadas puede ocurrir flujo de arena y atascar los cañones si el desbalance es muy grande, puede ser necesario cañonear con solamente 100 a 200 psi de desbalance^[9].

2.3.10.2. Balance.

Obtenido igualando la presión del pozo a la presión de la formación, este se utiliza para realizar la técnica de cañoneo estándar.^[9]

2.3.10.3. Sobre Balance.

Es la condición donde la presión de la columna hidrostática es mayor que la formación. Se conoce también como diferencial de presión positivo, una limitación de este diferencial de presión es el taponamiento de alguna de las perforaciones debido a que el fluido utilizado para controlar la sobrepresión del pozo causa obstrucción del flujo. Este daño es parcialmente irreversible, aun realizando operaciones como suabeo es imposible obtener una limpieza completa de las mismas (Tabla 2.1).

Esta técnica requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo, al disparar los cañones se genera una zona compactada de menor permeabilidad y el túnel cañoneado lleno de residuos; el fluido de completación puede ser inyectado a la formación, creando problemas de incompatibilidad y posible daño a la formación, al inducir el pozo a producción, algunas perforaciones se limpiarán y otras quedarán taponadas o con baja eficiencia



de flujo. Requiere taladro para efectuar la operación de cañoneo y posteriormente la bajada de la completación del pozo. ^[9]

2.3.10.4. Sobre Balance Extremo.

El sobre balance extremo consiste en realizar el cañoneo con presiones superiores a la presión de fractura de la formación; creando de esta manera un canal de flujo mas allá de la zona de daño, hacia la zona de mayores esfuerzos de la formación. El método se basa en utilizar una columna de líquido directamente contra el intervalo a disparar, hasta un determinado nivel y sobre este nivel colocar una columna de gas para proveer la presión adicional requerida para lograr el gradiente deseado, se puede inclusive reducir la presión de superficie utilizando nitrógeno (Tabla 2.1).

Se requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo, al disparar los cañones se genera un incremento de presión en la formación menor que la resistencia compresiva de la roca. Produciendo fracturas en la formación, también requiere taladro para efectuar la operación de cañoneo y posteriormente la bajada de la completación del pozo. ^[9]



Tabla 2.1. Comparación Disparos Sobre Balance vs Disparos Sobre Balance Extremo.

| Disparos Sobre Balance | Disparos Sobre Balance Extremo |
|--|--|
| Se requiere que el pozo permanezca cerrado y controlado durante las operaciones de cañoneo. | Permite realizar las operaciones con el pozo abierto y en condiciones de fluir hacia la estación de flujo. |
| Al disparar cañones se genera una zona compactada de menor permeabilidad y el túnel cañoneado lleno de debris. | Al disparar cañones se genera una zona muy compactada de menor permeabilidad y sin debris. |
| El fluido de completación puede ser inyectado a la formación, creando problemas de incompatibilidad y posible daño a la formación. | No existen riesgos de inyectar los fluidos de completación a la formación. |
| Al inducir el pozo a producción, algunas perforaciones se limpiarán, otras quedarán taponeadas o con baja eficiencia de flujo. | El desbalance de presiones de fluidos inmediatos que van desde la formación hacia el pozo, limpia los túneles cañoneados. |
| Requiere taladro para efectuar la operación del cañoneo y posteriormente la bajada de completación del pozo. | Requiere la data del pozo y del yacimiento para los cálculos del bajo balance y garantizar de esta manera la limpieza de los túneles cañoneados. |

2.3.11. Condiciones de Operación.

El cañoneo de revestidores para la producción y/o evaluación de pozos se puede realizar bajo dos condiciones generales:

- Diferencial de presión positivo; $\Delta P (+)$
- Diferencial de presión negativo; $\Delta P (-)$

**2.3.11.1. Diferencial de Presión Positivo.**

El diferencial de presión se define como la diferencia de la presión que ejerce la columna hidrostática a la profundidad de la arena a cañonear (P_h), menos la presión de formación de esa arena (P_f).

$$\Delta P = P_h - P_f$$

(Ec. 2.1)

Donde:

ΔP : Diferencial de Presión.

P_h : Presión Hidrostática (lpca).

P_f : Presión de Formación (lpca).

Cuando la presión de la columna hidrostática es mayor que la presión de formación, se obtiene un diferencial de presión positivo. Cuando se decide cañonear un pozo con esta condición, usualmente se producen taponamientos de algunas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control y por lo tanto causa obstrucción al flujo; generalmente el daño causado por el fluido es parcialmente irreversible, aun cuando se realicen operaciones para reducir la columna hidrostática (suabeo), es prácticamente imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones. La presión hidrostática ejercida por el fluido de completación, siempre es mayor que la presión de yacimiento lo cual permite que durante la operación de cañoneo el pozo se mantenga estático. Esta técnica se usa en la mayoría de los pozos de un 80-90 % de los pozos nuevos y reparados. El valor óptimo del diferencial de presión al momento del cañoneo puede ser 200, 300 ó 500 lpc, depende del yacimiento a cañonear.^[9]



2.3.11.2. Diferencial de Presión Negativo.

Cuando la presión de la columna hidrostática a la profundidad de la arena cañoneada es menor que la presión de la formación, se obtiene un diferencial negativo. El cañoneo óptimo se obtiene con esta condición y con fluidos libres de sólidos y limpios; es muy importante tomar las precauciones de seguridad necesarias, debido a que las altas presiones de la formación se manifiestan muy rápidamente en superficie, por lo que se debe controlar el pozo de manera segura.

En ocasiones un diferencial de presión negativo ΔP (-) muy alto puede originar un “pez” en el pozo cuando el cañón es expulsado hacia arriba, este problema puede solucionarse con el uso de barras pesadas o cañones recuperables.^[9]

2.3.12. Factores que deben considerarse en las actividades de rehabilitación.

2.3.12.1. Tasa de Producción.

Es el caudal en bls/día que un pozo puede aportar. Para poder analizar el comportamiento de un pozo que fluye, es necesario reconocer la existencia de tres fases distintas, que se deben estudiar por separado y después reunir las para obtener una visión general de su tasa de producción. Estas fases son: comportamiento de influjo a la entrada del yacimiento, comportamiento al subir verticalmente y comportamiento del estrangulador en superficie. Todo esto debe considerarse a la hora de estimar la tasa de producción del pozo y de esta forma definir su terminación: diámetro de tubería óptimo, equipo de levantamiento artificial por gas., etc.

2.3.12.2. Yacimientos Penetrados.

Se entiende por Yacimiento a una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos los cuales se encuentran en condiciones de presión y temperatura únicas; por lo cual es de suma importancia considerar los yacimientos atravesados en el momento de reparar un



pozo, especialmente cuando haya que realizar cualquier forzamiento de cemento y cuando se definan las diferentes zonas que se terminarán.

2.3.12.3. Trabajos Futuros.

Existen pozos que en un momento dado de su vida productiva, pueden requerir estimulación; por esto en el momento de repararlos, debe tomarse en cuenta el movimiento de tubería que existirá, por enfriamiento al inyectar el fluido de estimulación como por ejemplo ácido, para así definir el tipo de tubería y longitud de sellos y demás equipos que se utilizarán. De igual manera, existen pozos que en un futuro pueden convertirse en inyectoros, o pozos a los que haya que realizarles un cañoneo adicional; todo esto también debe considerarse en el momento de reparar y terminar el pozo.

2.3.12.4. Métodos de Producción.

El método de producción ideal para cualquier pozo es el flujo natural, que es aquel según el cual el yacimiento tiene la suficiente energía, para producir naturalmente sin necesidad de recurrir a ningún método artificial de levantamiento. Pero si la productividad de una formación y la presión estática son tales que no puede mantener el flujo continuo estabilizado, se necesita alguna forma de levantamiento artificial. Es por ello que a la hora de terminar un pozo se debe definir, el mejor método para producir en el pozo.

2.3.13. Fluido de Completación.

Fluido de baja densidad, usado en las operaciones de completación de un pozo. La presión hidrostática generada por el fluido de completación en la zona objetivo del pozo por lo general debe ser menor que la presión esperada de la formación.^[7]

**2.3.14. Funciones de los Fluidos de Completación.**

Las funciones del fluido de completación son varias y todas son muy importantes. Cada una de ellas por sí y en combinación son necesarias para lograr resultados aceptables en los trabajos de rehabilitación. Entre estas funciones tenemos:

- Controlar las presiones del yacimiento.
- Eliminar del pozo todos los sólidos móviles (ripios, arena, etc.), suspenderlos y transportarlos hacia la superficie.
- Enfriar y lubricar la sarta de trabajo y las herramientas hoyo abajo.
- Reducir a un mínimo, tanto las pérdidas por fricción mecánica como por el fluido.
- Causar el menor daño a la formación.

2.3.15. Consideraciones de los Fluidos de Completación.

- Estables con la temperatura.
- No tóxicos.
- Inertes a la contaminación de cemento y sales solubles.
- Libre de sólidos.
- Evitar el cambio de mojabilidad (interacción roca/fluido).
- Evitar rotura de emulsiones (interacción fluido/fluido).
- Fácil preparación y manejo.
- Inhibir arcillas y lutitas.
- Evitar la corrosión y producción de bacterias.



2.3.16. Propiedades de los Fluidos de Completación.

2.3.16.1. Propiedades Físicas de los Fluidos de Completación.

➤ **Densidad.**

La densidad se define como la relación existente entre la masa por unidad de volumen de una sustancia en particular. Generalmente se le da el nombre de “peso del fluido” y está expresado en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lbs/pc), kilogramo por litro (kg/lt).^[8]

Esta propiedad es de suma importancia en los fluidos de completación debido a que la presión hidrostática permite un control sobre las presiones de las formaciones; por lo que se debe tener mucho cuidado en el momento de controlar dicha propiedad, ya que una alta densidad puede ocasionar excesivas presiones generando una pérdida de fluidos hacia la formación, la cual ocurre siempre que la presión ejercida por el fluido contra la formación supera la resistencia, otro problema que se podría generar es la pega de la sarta de trabajo. La densidad también influye en la capacidad de levantar o remover los cortes hacia la superficie.

Fluidos libres de sólidos son frecuentemente preferidos para trabajos de reparación y completación, debido a que mantienen sus propiedades estables durante largos periodos en condiciones del hoyo. Estos fluidos pesados, libres de sólidos son preparados por solución de varias sales, tales como cloruro de potasio, cloruro de sodio, carbonato de potasio, entre otras. Para determinar la cantidad de material de peso que es necesario agregar a un lodo para aumentar su densidad, se utiliza la siguiente formula:

$$W = (350 \times GE \times (f-i) \times Vi) / (8,33 \times GE - f) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

W= Peso del material densificante necesario, lbs



GE= Gravedad específica del material densificante

f= Densidad final del fluido, lpg

i= Densidad inicial del fluido, lpg

Vi= Volumen inicial del fluido, bls

➤ **Viscosidad Aparente.**

Viscosidad que un fluido parece tener en un instrumento determinado y a una tasa definida de corte. Está en función de la viscosidad plástica y del punto cedente.^[8]

➤ **Viscosidad Plástica.**

Es aquella parte de la resistencia a fluir, causada por la fricción mecánica. Su control permite detectar a tiempo problemas potenciales, incrementos en el contenido de sólidos y es determinada por un viscosímetro. En general, al aumentar el contenido de sólidos en el sistema aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico. Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos. Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$VP \text{ (Cps)} = \text{Lectura } 600 \text{ rpm} - \text{Lectura } 300 \text{ rpm}$$

(Ec. 2.3)

➤ **Punto Cedente.**

Es una medida de la interacción eléctrica entre las partículas presentes en un fluido en condiciones dinámicas.^[6] Es decir, es la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas sólidas del lodo. Esta fuerza es consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase líquida. Las distintas sustancias químicas tienen diferentes efectos sobre el punto de cedencia. Así la cal y los polímeros, lo incrementan, mientras que los fosfatos,



taninos, lignitos, lignosulfonatos lo disminuyen. Por otra parte, un alto contenido de sólidos produce un punto cedente elevado.

El punto cedente se calcula de la siguiente manera:

$$P_c = L300 - VP \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

L300 = Lectura a 300 RPM del viscosímetro Fann.

VP = Viscosidad Plástica (cps).

➤ **Geles.**

Es la medida de interacción eléctrica entre las partículas presentes en un fluido en condiciones estáticas, y se expresa en Lbs/100 pie². Nos indican la capacidad de suspensión de sólidos de un fluido en estado estático (tixotropía).^[8]

2.3.16.2. Propiedades Químicas de los Fluidos de Completación.

➤ **PH.**

Actividad del ión hidrógeno en una solución acuosa. La escala se extiende desde muy ácido 0, a 14, muy alcalino, siendo 7 su valor neutral.^[8]

➤ **Alcalinidad.**

Es una medición de la concentración de iones solubles en agua que neutraliza el ácido.^[8]

➤ **Salinidad**

Medición de la concentración del ión cloruro en el fluido.^[8]

**2.3.17. Tipos de Fluidos.****➤ Fluidos de Base Acuosa.**

Generalmente, son fluidos de perforación modificados; salmueras, emulsiones, agua dulce, o fluidos especialmente diseñados con diferentes propósitos (empaque, pérdida de circulación y otros).

En la actualidad, el uso de los fluidos de perforación, aún modificados, no es una práctica común en los trabajos de rehabilitación, ya que debido al alto contenido de sólidos ocasionan daños a la formación productora. Las salmueras son las más utilizadas, dado que no contienen sólidos insolubles; por consiguiente no ponen ningún material de control de pérdida de fluido.^[7]

➤ Fluidos de Base Aceite.

Estos fluidos tienen por fase continua un aceite, que puede ser diesel, crudos, aceites minerales y sintéticos. Cuando existe una fase discontinua formada por agua, se denomina lodo invertido y debe contener agentes emulsificantes para lograr la homogeneidad.^[7]

➤ Fluidos Aireados.

Son aquellos en la cual una de sus fases está compuesta por un gas. Se utilizan para hacer trabajos en zonas de bajas presiones anormales.^[7]

2.3.18. Tipos de Fluidos de Completación según su Componente Principal.^[7]

➤ **Petróleo:** con petróleo se pueden limpiar puentes de arena y realizar procesos de fracturamiento de una manera efectiva. Además, el petróleo representa un fluido muy satisfactorio para dejarlo en el espacio anular al finalizar la completación.

➤ **Agua salada:** las soluciones de agua salada tienen muchas aplicaciones como fluido para completaciones y reparaciones de pozos. Sin embargo, cuando la



formación contiene arcillas del tipo montmorillonita, el agua puede producir una expansión o hinchamiento en la arcilla, lo cual no es deseable.

- **Agua salada producida en el campo:** este es el fluido de reparación mas comúnmente usado. Esto se debe, fundamentalmente, a su bajo costo y a su disponibilidad, a pesar que contiene bastantes sólidos. El agua salada a base de cloruro de sodio puede alcanzar densidades entre 8,3 y 10 libras por galón (lpg).
- **Cloruro de sodio y cloruro de calcio:** la combinación de cloruro de sodio y cloruro de calcio se puede usar para obtener las densidades comprendidas entre 10,0 y 11,0 lpg. El cloruro de sodio se puede utilizar sin mezclas con otras sales.
- **Cloruro de calcio:** para obtener una densidad máxima de 11,7 lpg se usa el cloruro de calcio. No obstante, si se produce una disminución de la temperatura por debajo de la temperatura de saturación, correspondiente a una densidad dada del agua salada, el cloruro de calcio se precipita.
- **Nitrato de calcio, cloruro de zinc y cloruro de calcio:** con una solución de cloruro de calcio y nitrato de calcio se puede incrementar la densidad hasta 14,3 lpg. De una manera similar con una combinación de cloruro de calcio y cloruro de zinc, se pueden obtener densidades de hasta 17,0 lpg.

2.3.19. Aditivos Químicos del Fluido de Control.^[7]

➤ **Inhibidores de Corrosión.**

Son utilizados para retardar el deterioro de partes metálicas expuestas a ambientes severos (Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) y Dióxido de Carbono (CO_2), Salmueras, ácidos, etc.); pueden ser del tipo orgánico o inorgánico.



➤ **Surfactantes o Tensoactivos.**

Los compuestos químicos que poseen un grupo soluble en aceite (lipofílico) y uno soluble en agua (hidrofílico). Estos aditivos son capaces de reducir la tensión superficial entre dos fluidos inmiscibles (mediante la absorción en las interfases líquido-gas y entre líquido-sólido) por medio del cambio de ángulo de contacto entre las superficies.

➤ **Densificante.**

Son materiales sólidos que se mantienen en suspensión en un determinado fluido con el objeto de incrementar y/o mantener la densidad del mismo. La barita (Sulfato de bario) es el más conocido, aunque en algunos casos se utiliza la hematita, Carbonato de Calcio (CaCO_3), entre otros. Existen algunas sales, como Cloruro de Sodio (NaCl), y Cloruro de Calcio (CaCl_2), etc., que aunque no se mantienen en suspensión, imparten densidad al fluido mediante saturación.

➤ **Desmulsificantes.**

Básicamente para evitar la formación de emulsiones entre agua-petróleo o gas-petróleo. En las operaciones se emplean durante el desplazamiento de un fluido por otro (agua por petróleo o viceversa).

➤ **Viscosificantes.**

Son aditivos utilizados para incrementar la viscosidad de un fluido de base agua o aceite, según sea el costo; los más comunes son: arcilla (monmorillonita, atapulguita, u organofílica); Polímeros.

➤ **Dispersantes.**

Se usan para reducir la viscosidad de ciertos fluidos empleados para la limpieza del pozo, ejemplos: surfactantes, lignosulfonatos, pirofosfato, ácido de sodio, etc.



➤ **Material Sellante.**

Son aditivos utilizados para crear un efecto de puente o sello (temporal o permanente) entre el fluido de control y la formación. Ejemplos: fibras, granos de sal, carbonato de calcio, barita, mica, etc.

➤ **Antiparafínicos.**

Son realmente una mezcla de solventes aromáticos y surfactantes Dispersantes, los cuales disuelven los depósitos de parafina en la tubería, ocasionados por la producción de crudos parafínicos.

2.3.20. Factores que afectan la selección de un Fluido de Completación.

2.3.20.1. Factores Mecánicos.^[8]

- **Velocidad anular:** la velocidad anular origina el impacto que ejerce el fluido sobre la formación. Las tasas altas de inyección crean turbulencia que puede dañar la formación. También las tasas bajas influyen en la apropiada colocación del fluido para efectuar la completación.
- **Facilidades de mezclas:** cuando un equipo maneja un volumen de fluido limitado, se debe escoger un fluido que pueda ser preparado y mantenido con muy poca cantidad de material.
- **Naturaleza y cantidad de fluidos en el pozo:** los fluidos de completación y los que se encuentren en el pozo deben ser compatibles de modo que no produzcan residuos que causen daño a la formación.
- **Espacio anular:** la reducción del espacio anular por equipos de fondo, tales como: empaaduras, tuberías, niples, etc., influyen en el mantenimiento de la caída de presión del sistema.



- **Estabilidad de mezcla:** el fluido seleccionado debe mantener cierta estabilidad con el tiempo, especialmente con respecto a la superación, estabilidad, técnica, fuerza de gel y densidad.
- **Corrosión:** algunos fluidos de completación y reparación pueden originar alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas. Este problema puede reducirse mediante la adición de un inhibidor de corrosión y ajuste del pH.
- **Componentes de los fluidos:** cuando se realiza una operación de de reacondicionamiento, el fluido seleccionado debe tener la menor cantidad posible de sólidos en suspensión.

2.3.20.2. Factores de Formación.^[8]

- **Presión:** la densidad del fluido seleccionado debe ser tal que la presión de la columna en el pozo supere, entre 200 a 300 lpc, a la presión de la formación.
- **Consolidación de la Formación:** la selección de un fluido de completación y reparación puede ser tal, que su viscosidad pueda ser aumentada para efectos de limpieza.
- **Permeabilidad:** el fluido seleccionado debe impedir las pérdidas de circulación, cuando se tiene formaciones altamente permeables, esto con el fin de evitar el bloqueo de la formación.
- **Porosidad Vugular:** existen formaciones con porosidad vugular que aceptan todo o casi todo el fluido de la pérdida de circulación. Esto ocasiona pérdidas del volumen de fluido, que se conocen como pérdidas de filtración. Cuando esto ocurre se deben añadir aditivos de control de pérdidas.



- **Temperatura:** es necesario conocer los límites de temperatura a los cuales el fluido es inestable o difícil de controlar.
- **Arcillosidad:** se tiene que seleccionar un fluido que inhiba la hidratación de las arcillas.
- **Humectabilidad:** el filtrado a las formaciones depende de cual es la fase continua de un fluido dado. Esto se toma en cuenta para evitar que la productividad disminuya, debido a la formación de emulsiones entre el filtrado y el fluido de la formación.

2.3.20.3. Factores Ambientales.^[8]

- **Contaminación:** cuando un fluido de completación o reparación contiene una cantidad apreciable de contaminantes, se producen variaciones en las propiedades del fluido.
- **Economía:** se deben analizar los costos de restauración de productividad después de una corrección de daño ocasionado por el fluido.
- **Seguridad:** este fluido debe garantizar seguridad, tanto para el personal como de los equipos.
- **Invasión de bacterias:** un fluido de completación debe ser tratado para inhibir el crecimiento de bacterias, especialmente aquellas usadas en un sistema de inyección de agua. Además de considerar la compatibilidad del bactericida con el fluido.

**2.3.21. Pruebas para la selección de un Fluido de Completación.^[8]**

- ✓ Prueba de compatibilidad fluido-fluido.
- ✓ Prueba de emulsificación espontánea.
- ✓ Prueba de cambio de patrón ecológico.
- ✓ Mineralogía.
- ✓ Prueba de hinchamiento lineal.
- ✓ Prueba de retorno de permeabilidad.
- ✓ Filtración.

2.3.22. Daño a la Formación.

La baja presión de fondo fluyente en muchos casos causada por una reducción de la permeabilidad alrededor del pozo. Este efecto localizado es comúnmente llamado daño a la formación.^[10]

El daño a la formación es cualquier modificación de la permeabilidad del yacimiento al petróleo o el gas, alrededor de un pozo, como consecuencia de la perforación, completación, reacondicionamientos, producción, inyección o estimulación del pozo y que tiene influencia adversa en la productividad/inyectividad del mismo.^[7]

Es importante distinguir entre baja tasa de producción y bajo índice de productividad. La baja tasa de producción en un pozo puede ser causa de defectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de las tuberías, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento, o con el que el mismo pozo tenía al principio de su vida productiva. Para analizar el índice de productividad hay que medirlo, y si se halla que es anormalmente bajo, se debe distinguir entre una baja capacidad de flujo del yacimiento y restricciones al flujo en las cercanías del pozo. Para esto, hay que realizar pruebas de restauración de presión para hallar la presión del yacimiento,



la presión fluyente de fondo del pozo, la capacidad de flujo, Kh , y el factor de daño.^[11]

El índice de productividad se define como el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo, como sigue:

$$J = \frac{q}{P_e - P_{wf}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

Q: Tasa de producción, bls/d.

Pe: Presión del yacimiento, lpc.

Pwf: Presión de fondo fluyente.

La tasa de producción, para estado pseudo estabilizado, viene dada por la ecuación de Darcy para flujo radial, como sigue:

$$J = \frac{0.0070 kh (P_e - P_{wf})}{\mu \beta_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

Re: Radio de drenaje del pozo, ft.

Rw: Radio del pozo, ft.

μ : Viscosidad del petróleo, cps.

Bo: Factor volumétrico del petróleo, B_y/B_n (Adimensional).

S: Factor de daño, adimensional.

K: Permeabilidad efectiva, md.

H: Espesor de la zona, pies.



Como puede verse en la ecuación anterior, hay varios factores que influyen en la productividad del pozo. Es de sumo interés descartar factores tales como la baja presión del yacimiento, la baja permeabilidad natural, y defectos mecánicos y de levantamiento, para distinguir si la causa es restricción al flujo en la zona del yacimiento más cercana a la cara del pozo. Esta restricción, denominada Daño a la Formación, viene representada por “S” en la ecuación anterior. ^[11]

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo causa una caída de presión adicional de la presión, durante el flujo hacia el pozo desde el yacimiento. Esto reduce el valor de la presión de fondo fluyente, y hace que la diferencia $P_r - P_{wf}$ incremente, con lo cual el índice de productividad del pozo disminuye.

El cañoneo contribuye con un componente del daño total que es detectado en las pruebas de restauración de presión. Este valor comprende el verdadero daño de la formación y los pseudo-daños reflejados por el cañoneo, el flujo turbulento y la completación parcial del pozo. El pseudo-daño es debido al cañoneo parcial. El cañoneo parcial se utiliza para evitar que el gas o el agua se conifique. Es decir, la perforación de la arena objetivo, depende de los contactos gas-petróleo y/o agua-petróleo.

2.3.23. Causa de Daño

- Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos, obturando los poros.
- Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento reduciendo la permeabilidad.
- Precipitación de los sólidos como resultados de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.



- Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad. ^[11]

2.3.24. Pseudodaño.

No todas las restricciones al flujo de hidrocarburos hacia el pozo son causadas por daño de formación. Por lo tanto para identificar el daño de formación es necesario un análisis de todo el sistema de flujo, dado que la turbulencia, el cañoneo y la penetración parcial, pueden todos originar restricciones al flujo y por lo tanto reducir la productividad. Todas estas causas reciben la calificación de pseudodaño porque aunque inhiben el flujo, no reducen el tamaño del poro o la permeabilidad. El sistema a analizarse consiste de la formación no dañada, la zona dañada, el revestidor y el hoyo. El daño se determina a partir del análisis de pruebas de presión (restauración o declinación), de las cuales se determina el efecto de daño. ^[11]

$$\text{Stotal} = \text{Sdf} + \text{St} + \text{Scp} + \text{Sca}$$

(Ec. 2.7)

Donde:

Sdf: Factor real de daño de formación.

St: Factor de daño por turbulencia.

Scp: Factor de daño por completación parcial.

Sca: Factor de daño por cañoneo.

No todo el daño indicado por el factor total de daño puede eliminarse en la práctica. Por ejemplo, un pozo puede ser completado parcialmente en un yacimiento que tiene problemas de conificación de gas y/o agua, el factor de daño pudiera tener un valor apreciablemente alto. Si se perforan más intervalos se reduciría el factor de daño total y se incrementaría su productividad. Sin embargo, el intervalo adicional abierto probablemente favorecería a la conificación con los problemas consiguientes



de excesiva RGP o producción de agua. Cuando se tiene un pozo con un factor de daño positivo alto, podría darse el caso que los factores de pseudodaño pueden enmascarar el daño verdadero de formación. Si no se realiza un análisis de pseudodaño puede que se someta al pozo a un tratamiento innecesario.^[11]

2.3.25. Permeabilidad Dañada.

Un efecto secundario y poco conveniente del disparo es el daño adicional, que se traduce en una zona de baja permeabilidad alrededor de los disparos. El flujo a través de un solo disparo y los resultados de laboratorio del permeámetro radial confirmaron y cuantificaron este componente del daño inducido por los disparos. El daño puede comprender tres elementos:

- Una zona triturada.
- La migración de partículas finas de la formación.
- La presencia de detritos dentro de los túneles de los disparos.

Las presiones de la onda de vibración desde la cara de la roca hasta el extremo de los disparos fragmentan la roca adyacente y los granos de la matriz de la fractura, lo cual daña la permeabilidad en sitio especialmente al reducir el tamaño de las gargantas de los poros. También se han observado en el laboratorio la migración de las pequeñas partículas generadas por la fragmentación del grano, la disgregación de las arcillas y los detritos de las cargas que bloquean las gargantas de los poros y reducen aún más la permeabilidad. Los estudios muestran que el daño inducido aumenta cuando las cargas explosivas son más grandes.^[11]

El alcance del daño provocado por el disparo depende de la litología, la resistencia de la roca, la porosidad, la compresibilidad del fluido alojado en los poros, el contenido de arcilla, el tamaño del grano de la formación y el diseño de las cargas huecas. La investigación junto con la simulación numérica permite una mejor



comprensión del daño de la permeabilidad en los pozos con disparos, lo cual puede servir para mejorar los diseños de las completaciones. La porosidad de la zona triturada, por lo general, no se ve afectada por el disparo. Al menos en las rocas saturadas, la densidad y la porosidad alrededor de los disparos son bastante similares a las que se observan en la matriz no dañada. Si bien el disparo produce modificaciones sobre las tensiones de la roca y las propiedades mecánicas, no compacta la formación como se creía anteriormente. Además de los derivados de los explosivos, otro mecanismo de daño posible es la inyección transitoria de los fluidos del pozo que pueden provocar problemas de permeabilidad relativa.^[11]

En las rocas extremadamente duras, las microfracturas creadas durante el disparo pueden servir como trayectorias que en realidad son más permeables que la formación y son capaces de puentear el daño provocado por los disparos. Con 3.000 lpc de desbalance, en algunos núcleos de yacimientos y de rocas de afloramientos de gran resistencia, se han medido valores de factor de daño negativos equivalentes a los de un tratamiento de estimulación. Sin embargo, el daño inducido por las vibraciones en la mayoría de los casos contribuye al factor de daño total, restringe el rendimiento del pozo y puede atenuar los incrementos de producción relacionados con otros parámetros de los disparos tales como el número de los mismos, el tamaño del hoyo, el ángulo entre los disparos y su penetración.^[11]

La zona triturada puede limitar tanto la productividad como la inyectividad. Los finos y los detritos restringen la inyectividad y aumentan la presión de bombeo, con lo cual disminuyen los volúmenes de inyección y se deteriora el emplazamiento o la distribución de la grava y los agentes de sostén para el control de producción de arena o para los tratamientos de fracturación hidráulica.^[11]

La erosión de la zona triturada junto con la remoción de los detritos en los disparos por medio del flujo desde la formación resulta esencial para disminuir el



daño causado por los disparos y garantizar el éxito del pozo en todos los yacimientos, a menos que sean muy productivos.^[11]

2.3.26. Reducción del Daño Provocado por los Disparos.

Anteriormente, los disparos se realizaban con lodos o fluidos de alta densidad en condiciones de presión balanceada o de sobre balance. Hoy en día, es más común utilizar el desbalance para minimizar o eliminar el daño causado por los disparos. Los términos bajo balance, balance, sobre balance y sobre balance extrema (EOB, por sus siglas en inglés) se refieren a las diferencias de presión entre el hoyo y el yacimiento antes de disparar. Sobre balance extremo significa que la presión del pozo excede en gran medida la resistencia de la roca, lo cual produce la iniciación de una fractura o el quiebre de la presión. Tanto el sobre balance extremo como la fracturación tratan de puentear el daño.^[11]

Se cree que la magnitud y duración de la oleada inicial de presión determinan la limpieza del daño de la zona triturada. El flujo instantáneo minimiza la invasión del fluido, afloja la roca dañada y barre los detritos de roca que se encuentran en los túneles de los disparos.

Cuánto se afloja el material depende principalmente de la magnitud del desbalance. Al brote de alta velocidad le sigue un flujo pseudo estable, que resulta menos efectivo porque las tasas y las fuerzas de arrastre asociadas son menores que las generadas durante la oleada transitoria inicial. El volumen del fluido y el flujo que le sucede más adelante se consideran secundarios. Los desbalances de presión necesarios para lograr una limpieza efectiva de los disparos y reducir el daño de la permeabilidad se han cuantificado mediante pruebas de un solo disparo y pruebas de flujo que proporcionan una comprensión básica del mecanismo de reducción del daño. Inmediatamente después de disparar en condiciones de desbalance, se produce una descompresión instantánea de los fluidos del yacimiento alrededor del disparo.



En este momento, las fuerzas dinámicas—diferencial de presión y arrastre—que reducen el daño de la permeabilidad erosionando y removiendo los granos de la formación fracturada de las paredes de los túneles son más pronunciadas.

Las velocidades de la oleada transitoria dependen del desbalance y de la permeabilidad de la formación. El diferencial de presión necesario para crear orificios limpios y efectivos depende de la permeabilidad, la porosidad y la resistencia de la roca además del tipo y el tamaño de la carga. Por ejemplo, las cargas de penetración profunda causan menos daño que las cargas que producen grandes orificios. Cuando el desbalance se encuentra por debajo del nivel óptimo, el daño de los disparos y la tasa de flujo por disparo resultan variables, y la mayor parte de los datos sugiere que para poder minimizar o eliminar el daño provocado por los disparos, las presiones de desbalance deben ser superiores a las que se utilizan habitualmente en los campos petroleros. Si bien en un primer momento se produce un flujo turbulento con los fluidos de baja viscosidad, los resultados de las pruebas indican que la turbulencia no es una condición necesaria para la limpieza del orificio.

En cambio, la limpieza del daño de la permeabilidad alrededor del disparo hoy se relaciona con el arrastre viscoso. Los factores principales son el diferencial de presión y el flujo radial subsiguiente, transitorio y ligeramente compresible, ya sea laminar o turbulento, que constituía el punto de partida para obtener ecuaciones semi empíricas de desbalance y factor de daño con los datos históricos. Cuando se combinan las ecuaciones empíricas y teóricas obtenidas, se puede calcular el desbalance óptimo para daño o factor de daño nulo en caso de que se utilice un desbalance inferior al óptimo.

El factor de daño provocado por un solo disparo se puede utilizar en simuladores de flujo para obtener el factor de daño total del disparo y evaluar o comparar las diferentes opciones de disparo. Esta metodología, que hoy en día



CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

constituye el criterio más ampliamente aceptado para calcular el desbalance necesario para obtener orificios con factor de daño cero, surge como resultado de más de una década de investigaciones en aras de la optimización de la limpieza de los disparos. Cuando se calculan con este método los valores de desbalance necesarios son de dos a cuatro veces más grandes que los que resultan de los criterios utilizados previamente. Debido a que el desbalance impacta el rendimiento de los disparos y la productividad del pozo, resulta esencial entender la dinámica de los fluidos involucrados. Si se comprende cómo actúan las vibraciones, las presiones y el flujo de los fluidos, se podrá seleccionar un nivel de desbalance óptimo y diseñar las herramientas de fondo adecuadas.

Algunos laboratorios de flujo avanzado incluyen dos contenedores de pruebas para investigar el flujo en los disparos y otras operaciones de completación bajo condiciones de fondo que incluyen tensiones de sobrecarga, además de la presión de poro y del hoyo. Esta disposición les permite a los investigadores disparar y fluir por un solo disparo en afloramientos o núcleos del yacimiento orientados desde una posición horizontal hasta la vertical con cualquier sistema de disparo.

El flujo bifásico de petróleo, agua y el flujo de gas seco se pueden evaluar a tasas constantes con un registro continuo de las mediciones de presión absoluta y diferencial. Los orificios se pueden examinar a través del núcleo mientras se encuentra bajo tensión hidrostática. También se pueden evaluar otras operaciones, como la inyección de grava y la acidificación. La dinámica del hoyo se puede simular para medir las presiones transitorias, la oleada inicial y las vibraciones causadas por los disparos.

La tasa y la duración de la oleada inicial se controlan por el desbalance inicial, la permeabilidad de la formación, el daño provocado por los disparos, la profundidad del daño de la formación en las proximidades del hoyo y la naturaleza de los fluidos del hoyo y del yacimiento. Los datos transitorios obtenidos inmediatamente después



del disparo, no adquiridos previamente debido al costo y a la dificultad de obtener estas mediciones, les permiten a los investigadores comprender el mecanismo de los disparos en condiciones de desbalance. La presión del hoyo, el diferencial de presión entre el yacimiento y el hoyo, y los datos de oleada inicial registrados con resoluciones de milisegundos, indican un corto período de inyección en los disparos asociado con una sobrepresión transitoria debida a la inyección de los gases de detonación provenientes del cañón. La magnitud del diferencial de presión que impulsa la inyección de este fluido depende del tamaño de la carga y de la permeabilidad de la muestra de la roca.

El disparo en condiciones de desbalance ha evolucionado como resultado de las investigaciones realizadas con el fin de pronosticar el diferencial de presión para minimizar el daño provocado por los disparos. Sin embargo, se debe evaluar la probabilidad de que exista producción de arena, el colapso del revestidor, los movimientos del cañón y el aprisionamiento de las herramientas, con respecto a los beneficios potenciales. Los lineamientos del diseño incluyen el desbalance mínimo de presión necesario para la limpieza del disparo, el desbalance de presión máximo para evitar el arenamiento y los colchones de fluido—una columna de gas o de líquido—o anclajes mecánicos para minimizar el movimiento de la herramienta.

Respuestas típicas de disparo con desbalance de presión y tasas de flujo en función del tiempo. Los datos fueron obtenidos a razón de 2.000 muestras/seg en pruebas de flujo con disparo individual, bajo condiciones simuladas de fondo respecto de la tensión efectiva, la presión del pozo y del yacimiento. Después de la detonación, la presión del pozo (rojo) aumenta y el bajo balance (azul) disminuye, lo cual permite cierto flujo (verde) dentro de los disparos. A medida que los gases de detonación entran en solución y el cañón vacío se llena de fluido, la presión del hoyo vuelve a caer provocando una oleada inicial transitoria dentro del pozo.



Se considera que este flujo inicial reduce el daño y la caída de permeabilidad en la zona triturada. Luego de la oleada inicial transitoria de alta velocidad sobreviene una oleada en estado pseudo estable, que podría arrastrar la roca suelta y los detritos de las cargas hacia el pozo y limpiar los disparos. La oleada continúa hasta que las presiones del pozo y del yacimiento se igualen; es decir se alcanzan condiciones de desbalance cero o balance. Estas mismas respuestas ocurren en condiciones de balance y de sobrepresión, con la excepción de que en los disparos de presión balanceada no se produce una oleada y, cuando existen condiciones de sobre balance, el flujo proviene del pozo y se dirige hacia la formación.^[11]

2.3.27. Clasificación de daño de acuerdo a su origen.^[11]

2.3.27.1. Daños de Eflujo.

Son causados por el desplazamiento de fluidos desde el hoyo hacia la formación. Estos daños son considerados como restricciones, ya que se pueden ejercer control sobre ellos, por ser producto de acciones implementadas durante la perforación, completación o reacondicionamiento del pozo. Los daños más comunes son los siguientes:

➤ Taponamiento.

Es el daño causado por el bloqueo parcial o total de los poros con partículas contenidas en los fluidos de operación, tales como: lodo de perforación y fluidos de completación. Las partículas migran dentro de la roca y mientras mas profundo penetran, menos resistencia encuentra por incremento del espacio poroso disponible. Sin embargo, cuando estas partículas migran hacia el pozo, se reduce el número de poros disponibles, ocasionando el taponamiento y reducción de la permeabilidad alrededor del hueco.



➤ **Arcilla Hidratada.**

Todos los yacimientos de areniscas contienen arcillas en sus poros. En las operaciones de perforación y completación de un pozo, generalmente, se introduce fluido hacia la formación. Este fluido puede tener una composición química incompatible con las características de las arcillas presentes que inducen a su hidratación y consiguiente aumento de tamaño. Esta expansión de la arcilla de formación puede bloquear el cuello poral, reduciendo sustancialmente la permeabilidad de la formación afectada.

➤ **Cambio de Humectabilidad.**

El petróleo y el agua son fluidos inmiscibles que comparten el espacio poroso. En general, la superficie sólida de la formación está cubierta por una película de agua que permite una mejor permeabilidad relativa al petróleo. El uso de un fluido inapropiado (surfactantes) puede cambiar la condición de la roca, de mojada por agua a mojada por petróleo, aumentando la permeabilidad relativa al agua.^[9]

➤ **Formación de Emulsiones.**

Cuando el fluido invasor no es compatible con el petróleo de la formación, se produce una emulsión estable muy viscosa que obstruye los canales porosos.^[9]

➤ **Bloqueo por Agua.**

El agua tiene una tensión superficial alta del orden de 70 a 75 dinas /cm a 70°F. Las sales orgánicas disueltas tienden a aumentar la tensión superficial. Cuando el agua con una alta tensión superficial entra en la formación con petróleo, la interfase resultante entre fluidos puede llegar a ser muy difícil de romper. Esta condición se conoce como bloqueo por agua.^[9]

Aquellos pozos que tienen mayor tendencia a formar bloqueo por agua son los que están completados en formaciones de baja permeabilidad, donde los canales de



flujo son muy reducidos, y también en formaciones que presentan baja presión de yacimiento. Estos bloqueos, generalmente, ocurren alrededor del pozo, y sólo se extienden desde pocas pulgadas a pocos pies en la formación. [9]

2.3.27.2. Daños de Influjo.

Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hacia el hoyo. En estos casos es casi imposible ejercer controles sobre estos daños y es muy probable que al tratar controlar alguno de ellos se ocasione una reducción en la tasa de producción. [9]

Los daños más comunes son los siguientes:

➤ **Movimiento de Partículas.**

Durante la vida productiva de una formación, los precipitados de minerales de arcilla y otros no arcillosos pueden ser desalojados, y convertirse en materiales libres en el espacio de poros. Estos precipitados pueden migrar con el flujo hacia el pozo, ocasionando bloqueo de poros en las vecindades del hueco. [9]

➤ **Precipitación de Asfáltenos y Parafinas.**

Las reducciones de temperatura o presión asociadas al flujo de petróleo crudo que contenga cantidades apreciables de materiales asfálticos y parafínicos, pueden dar por resultado una deposición de estos materiales. Esta deposición puede reducir la permeabilidad de la formación, mediante el bloqueo de los espacios de poros. [9]

➤ **Cambio de Permeabilidad Relativa.**

La conificación o la canalización de agua o gas causan cambios desfavorables en la permeabilidad relativa al petróleo, ocasionando una reducción en la productividad del pozo. [9]



Cuando se analiza el daño que puede ocasionar un fluido de reparación o completación a una formación productora, se debe observar que los diferentes tipos de litología son dañados de diferentes formas. Así, por ejemplo, en las areniscas, el daño es atribuido al taponamiento de los canales porosos. En cambio, en las dolomitas y calizas, el daño es ocasionado por el taponamiento de las fracturas naturales o inducidas.^[9]

2.3.28. Daños a la formación por los Fluidos de Completación.

2.3.28.1. Daño por cambio químico.

Este daño depende de las propiedades mineralógicas particulares y de la textura de las rocas. Generalmente ocurre en las rocas sensibles al agua, es decir, aquellas en las que se produce reducción de permeabilidad por hinchamiento de las arcillas al contacto con el agua, o se produce dispersión de la arcilla, taponando el medio poroso.^[8]

2.3.28.2. Daño por cambio físico.

Es causado por una operación en específica efectuada en el pozo que puede traer como consecuencia la invasión de partículas sólidas del fluido de completación y reparación. Este se puede subdividir en:^[8]

- **Superficial:** este daño ocurre en la región cercana a la superficie del agujero. Los sólidos en suspensión, que son hidráulicamente inducidos hacia la formación penetran unos cuantos centímetros en formación dependiendo de su porosidad y su permeabilidad.
- **Profunda:** ocurre cuando las partículas sólidas del fluido de completación y reparación penetren a una distancia profunda de la pared del agujero debido a presiones altas en las columnas de fluido. Este tipo de daños es difícil de corregir; sin embargo, se presenta con menos frecuencia que el daño superficial.



2.3.29. Mecanismos de daño que prevalecen en la reducción de productividad en pozos de gas.

➤ **Contrapresión en la cara de la arena.**

Debido a la inhabilidad del pozo para levantar los fluidos que produce asociados al gas. Se deriva del efecto de la formación de una columna hidrostática en el pozo que crea contrapresión sobre la cara de la arena y que en yacimientos de baja presión puede hasta fallar el pozo.^[11]

➤ **Taponamiento por sólidos.**

Este mecanismo de daño se refiere a la invasión de partícula de sólido en la cara del pozo. Esta causa parece no ser importante en el caso particular de Anaco, ya que los fluidos utilizados en las operaciones de rehabilitación no contienen sólidos. Sin embargo, el uso de fluidos "limpios", o el diseño adecuado de agentes puenteantes siempre debe tomarse en cuenta.^[11]

➤ **Interacción con arcillas.**

Está relacionado con la susceptibilidad de cierto tipo de arcillas a la hidratación por agua fresca o con baja salinidad, o la dispersión o defloculación causados por cambios en el pH o salinidad.^[11]

➤ **Formación de precipitados.**

Este punto es muy importante si se toma en cuenta que estos yacimientos contienen gas condensado, por lo que pruebas de compatibilidad deben de ser llevadas a cabo a la hora de introducir cualquier fluido al pozo.^[11]

➤ **Entrampamiento de fluido.**

La reducción en la permeabilidad relativa al gas por entrampamiento de fluido es uno de los causantes de la reducción en la productividad de pozos de gas. Este mecanismo consiste en la retención permanente de fluido base agua o aceite por



imbibición, o hasta hidrocarburo condensado (por condensación retrógrada) en la formación durante la producción de gas, en el medio poroso, reduciendo así la permeabilidad relativa al gas y la consecuente reducción en la producción.^[11]

De los mecanismos de daño a la formación antes mencionados, el entrapamiento de fluido es el de mayor importancia en pozos de gas, ya que yacimientos con saturaciones subnormales presentan un potencial del fenómeno de capilaridad, lo que causa imbibición y retención del fluido en el medio poroso.^[11]

2.3.30. Arcillas

Las arcillas son cualquier sedimento o depósito mineral que es plástico cuando se humedece y que consiste de un material granuloso muy fino, formado por partículas muy pequeñas cuyo tamaño es inferior a dos micras, y que se componen principalmente de silicatos de aluminios hidratados (una micra es la diezmilésima parte de un centímetro).^[12]

Las arcillas son constituyentes esenciales de gran parte de los suelos y sedimentos debido a que son, en su mayor parte, productos finales de la meteorización de los silicatos que, formados a mayores presiones y temperaturas, en el medio exógeno se hidrolizan.^[12]

2.3.30.1. Tipos de Arcillas

➤ Arcillas hinchables

Las arcillas hinchables pueden absorber grandes volúmenes de agua (especialmente agua dulce), y subdividirse en partículas más pequeñas durante el proceso de la hidratación, como por ejemplo las esmectitas: montmorillonita, saponita, hectonita, beidelita.^[12]



➤ **Arcillas no hinchables**

Las arcillas que no se hinchan absorben substancialmente menos agua, como por ejemplo la Ilita, clorita, caolinita.^[12]

2.3.30.2. Estructura de las Arcillas

Usualmente se habla de las partículas de arcilla como plaquetas o láminas de arcilla. Todas las arcillas nombradas en la sección anterior son estructuras laminadas, con la lámina consistente en tres niveles (excepto el caolín); el tipo sándwich de tres niveles d la lámina está integrado o compuesto por dos nivelas tetraédricos, con un nivel octaédrico entre ellos.

La composición química real es diferente de la formula idealizada; la composición química de la ilita difiere de la esmectita en lo siguiente:

- a. Algunos de los átomos de silicio en las capas tetraédricas de la ilita son reemplazados siempre por átomos de aluminio.
- b. El cambio resultante en la carga de la red cristalina es balanceado por átomos de potasio. Generalmente se espera que las arcillas naturales contengan impurezas.^[12]

➤ **Comportamiento de las Arcillas Hinchables en Agua**

Mientras un recorte de lutita está siendo transportado hacia arriba a través del espacio anular después de ser desligado de su matriz por la mecha, el grado al cual el recorte llegara a contaminar el fluido de perforación base agua, dependerá principalmente de lo siguiente:

- ✓ Tipo y cantidad de arcilla en el recorte.
- ✓ Las características de la fase continúa (filtrado) del lodo.



Cuando la placa de arcilla entra a un lodo con filtrado de agua dulce, los iones cargados positivamente (cationes) se separan de la superficie de la arcilla, la cual tiene una carga predominantemente negativa. Ya que las moléculas de agua son polares, el extremo negativo de la molécula de agua es orientado hacia el catión y el extremo positivo de la molécula de agua es orientado hacia la cara de la arcilla. ^[12]

Los cationes hidratados son todavía atraídos por la cara de la arcilla por la diferencia de cargas, y por lo tanto, una capa de agua inmediatamente se adhiere a la cara de la arcilla, y una segunda capa se sostiene por los cationes a una corta distancia de la cara de la arcilla. Esta combinación de dos capas de agua cerca de la partícula de arcilla se llama “capa difusa doble”. En agua medio salada o salobre, esta capa es comprimida y la partícula ocupa menor volumen que el que ocupa en agua dulce. ^[12]

En agua muy salada la doble capa (difusa), es aun más comprimida y ocurre alguna AGREGACIÓN (asociación cara a cara). Como una consecuencia, el tamaño de la partícula se reduce aun más y el número total de partículas por unidad de volumen se reduce también. ^[12]

La relación entre el tipo y concentración de sal en el agua de preparación a la cual ocurre la agregación, se indica como sigue:

Cloruro de sodio: 400 meq/ litro (23,5 Kg/ m³ de NaCl).

Cloruro de calcio: 20 meq/ litro (1,1 Kg/ m³ de CaCl₂).

Cloruro de aluminio: 10 meq/ litro (1,45 Kg/ m³ de AlCl₃).

Puede deducirse de estos datos que conforme mayor es la valencia del catión de las sales en el filtrado, se evitará mas la hidratación de la arcilla y mayor será la tendencia de las arcillas dispersadas a agregarse. Como un corolario, si las arcillas en



un recorte de lutita dado son muy agregados cuando se perfora la lutita, entonces la tendencia del recorte a dispersarse cuando entra en el lodo variará inversamente con la valencia de los cationes de las sales en el filtrado. ^[12]

➤ **Comportamiento de las Arcillas No Hinchables en Agua**

Cuando las arcillas en un recorte de lutita dado son illita, clorita o caolinita entonces, el recorte después que entra en el lodo se comportará esencialmente como sigue:

- ✓ La partícula de arcilla se hidratará muy poco sin importar su tamaño.
- ✓ Las sales en la fase acuosa del lodo serán generalmente efectivas para suprimir la dispersión, como lo son con las lutitas que contienen arcillas hinchables.
- ✓ La tendencia de los recortes a quebrarse durante su viaje a través del espacio anular dependerá del contenido de agua del recorte y de la disponibilidad de las fracturas o planos de estratificación en el mismo. Ya sea un alto contenido de agua o la presencia de fracturas naturales, ambos harán que el recorte sea susceptible a la desintegración; de lo contrario, el recorte tenderá a permanecer intacto. ^[12]

2.3.31. Lutitas

Es una roca sedimentaria de textura y granos finos depositada en las cuencas marinas, y formadas por la consolidación de arcillas, limo y lodo. Está caracterizada por su estructura de láminas finas, lo cual le imparte una fisilidad paralela a la estratificación, por donde se quiebra fácilmente en finas capas. Mineralógicamente están compuestas por arcillas, feldespatos, cuarzo, material orgánico, entre otras. La noción de que las arcillas están compuestas en su totalidad por arcillas no es correcta. ^[13]



La fracción de arcilla varía de una lutita a otra, y esto determina su clase y el grado de interacción en presencia de agua. ^[13]

El agua es desplazada a medida que los sedimentos son compactados a grandes profundidades por medio de capas depositadas a lo largo del tiempo geológico, lo que ocasiona que su contenido de agua sea bajo, menor que un 30 por ciento (30%). El grado de compactación de los sedimentos y la densidad de la roca son proporcionales a la profundidad de deposición. Su granulometría muy pequeña, es característica de este tipo de rocas, lo que ocasiona que sean pocas conocidas y comprendidas. Las formaciones lutíticas tienen un espacio poral bastante reducido [50 angstrom (Å). (Cada milímetro de espesor consta de aproximadamente un millón de capas de arcillas)], el cual contiene aire, CO₂ y agua en menores cantidades. ^[13]

Las permeabilidades son muy bajas, entre 10⁻⁶ y 10⁻¹² Darcys, debido a los pequeños tamaños de granos. Cuando el agua sale de la lutita, la roca se deshidrata. Los problemas que causan las lutitas son resultado directo de la manera como la lutita reacciona con el agua del fluido de trabajo. La deshidratación debido al agua tiende a reducir la resistencia de las lutitas. Los sedimentos más resistentes se ablandan, hinchan y dispersan cuando se mezclan con el agua. ^[13]

2.3.31.1 Inestabilidad de las Lutitas

El término lutita se aplica a todo material de textura fina arcillosa que mediante la acción de temperatura y presión se convierte en un esquisto o pizarra. Las arcillas suaves son extremadamente reactivas con el agua, mientras que las pizarras son relativamente inertes.

Ya que las diferentes lutitas se comportan de manera diferente cuando se exponen a los fluidos de completación al ser penetrados por la barrena se usa una



clasificación de las lutitas de tal modo que los problemas de inestabilidad pueden ser atacados de manera un tanto sistemática.^[13]

2.3.31.2. Efecto de la interacción entre las lutitas y el agua.

Cuando una lutita se expone a un fluido base agua, la fase continua de éste interactuará directamente con la roca, hidratando la misma. Es conocido que el mineral representa una fracción importante en la composición de las lutitas. Una extensa zona de compactación desplazó el agua de las formaciones lutíticas dejándolas deshidratadas, haciendo a las lutitas potencialmente hidrofílicas. Cuando ocurre el proceso de hidratación se producen dos fenómenos distintos, los cuales, a su vez, traen como consecuencia diferentes tipos de problemas.^[13]

➤ Dispersión.

Se define como la desintegración del cuerpo de la lutita debido al contacto con el agua. Una característica importante de las lutitas es la cohesión intergranular y la resistencia a la dispersión mecánica. Cuando la lutita entra en contacto con el agua, un proceso de desprendimiento de granos ocurre rápidamente, más aún, si la roca está en una corriente líquida la dispersión se acentúa por un proceso de erosión causado por la turbulencia del flujo.^[13]

➤ Hinchamiento.

La entrada del agua en las lutitas conduce a la adsorción del líquido por parte de las arcillas que componen la roca, ocasionando la expansión de la estructura del mineral, lo cual aumenta su volumen total, en un fenómeno denominado hinchamiento. Todos los tipos de arcillas absorben agua, pero son las esmectitas las que se hidratan con mayor incremento de volumen, debido a que dentro de su estructura existe una red expandible.



2.3.32. Ecuaciones de Flujo.

El uso de la ley de Darcy debe ser siempre considerado en la predicción de las tasas de flujo desde el yacimiento hasta el borde interior del pozo. La siguiente definición de la ley de Darcy, puede ser utilizada para predecir cualquier condición de flujo y es perfectamente aplicable al petróleo y al gas. ^[14]

Esta ecuación, dada en forma diferencial, es:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

o, en término de tasa volumétrica de flujo

$$q = vA = -\frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Donde:

v = Velocidad aparente de flujo (cm / sg)

q = Tasa de flujo (cc / sg)

A = Área transversal al flujo (cm)

K = Permeabilidad (Darcy)

μ = Viscosidad (cps)

dp/dx = Gradiente de Presión en la dirección del flujo (atm / cm).

Durante la vida productiva de un yacimiento la fuente de energía se consume o declina, variando las características de producción y provocando cambios en la presión, catalogando como dinámico al sistema productivo. Las características de los fluidos producidos también varían y en primer término la declinación progresiva de la presión genera una reducción en la tasa de producción. En yacimientos subsaturados



la declinación de presión puede ser tal que la presión del yacimiento caiga por debajo de la presión de burbujeo provocando la liberación del gas en solución, aumentando la relación gas-líquido, lo que genera un aumento en la tasa de producción por la disminución del gradiente de presión. Esto es cierto hasta un valor máximo en donde el volumen de gas por unidad de flujo es tan alto que origina pérdidas de energía por fricción superiores a la reducción del gradiente hidrostático de presión.^[14]

Mediante la formulación de ciertas suposiciones simplificadas y el establecimiento de algunas condiciones límites, se puede enunciar la ley de Darcy para diferentes condiciones de flujo, de los cuales se tiene:

2.3.32.1. Flujo Líquido Monofásico

La ley de Darcy para flujo de una sola fase (petróleo) es la siguiente:

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} K_o h (P_y - P_{wf})}{\mu_o \beta_o [\ln(r_e - r_w) - 0.75 + S + aq]} \quad (\text{BNPD}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

S = Factor de Daño, (Skin Factor), adimensional.

aq = Factor de turbulencia (insignificante para la baja permeabilidad y baja tasa de flujo), adimensional.

h = Espesor de la arena productora, pies.

P_y = Presión del yacimiento, lpca.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, lpca

R_e = Radio externo del pozo, pies.

R_w = Radio interno del pozo, pies.



2.3.32.2. Flujo Bifásico en el Yacimiento.

➤ Ecuación de Vogel

Vogel ofreció una solución práctica y simple al problema de flujo bifásico, al presentar la solución de las ecuaciones de Séller:

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Donde:

q_o = Tasa de Producción de Petróleo, BND.

q_{max} = Tasa Máxima de Petróleo ($P_{wf}=0$), BND.

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyente, Lpc.

P_y = Presión de Yacimiento, Lpc.

Esta solución se obtuvo a partir de resultados obtenidos para diferentes yacimientos con empujes por gas en solución y para diferentes propiedades del fluido.^[12]

El flujo a través del yacimiento a menudo es referido como la relación de comportamiento del "flujo de entrada" o IPR de un pozo, el cual es una medida de la capacidad del yacimiento, mecanismo de empuje, presión del yacimiento, permeabilidad de la formación, propiedades del fluido y otros.^[14]

2.3.33. Flujo Multifásico en tuberías.

El flujo de fluidos en tuberías involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de la tubería permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de



entrampamiento. Otros parámetros son la relación gas líquido y el porcentaje de agua, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión.^[14]

2.3.33.1. Flujo Multifásico Vertical.

- **Hacerdorn y Brown:** Presentaron dos trabajos, siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en tuberías de 1-1/4" de diámetro y 1500 pies de longitud. Concluyeron que la viscosidad líquida tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico para viscosidades líquidas menores que doce centipoises. El segundo trabajo fue una ampliación del primero en una tubería de 1" y 1-1/2" de diámetro; el aporte importante fue la inclusión del factor de entrampamiento. El aspecto principal fue que el factor de entrampamiento líquido o fricción de la tubería ocupada por líquido, es función de cuatro números adimensionales: número de la velocidad líquida, número de la velocidad del gas, número de diámetro de la tubería y número de la viscosidad líquida.^[14]

- **Gilbert:** Fue el primer investigador en presentar curvas de recorrido de presión para uso práctico. Su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el eductor, el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo término de "longitud equivalente" para el cálculo de presión de fondo fluyente.^[12]

- **Duns & Ros (1963):** Observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron, además, relaciones para hallar la densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente.^[14]



- **Orkiszewsky (1967):** El autor considera deslizamiento entre las fases y que existen cuatro regímenes de flujo. Presentó un método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales, el cual es una extensión del trabajo expuesto por Griffith Wallis. La precisión del método fue verificada cuando sus valores precedidos fueron comparados con 148 caídas de presión medidas. Una característica diferente en este método es que el factor de entrapamiento es derivado de fenómenos físicos observados. También considera los regímenes de flujo y el término de densidad relacionados con el factor de entrapamiento; además determinó las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua.^[14]

- **Beggs & Brill (1973):** Corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1.43% y una desviación estándar de 6.45% desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal.^[14]

2.3.34. Análisis Nodal.

El análisis nodal es un sistema de análisis de aproximación, el cual tiene como objetivo analizar el comportamiento de sistemas compuestos por elementos entrelazados, tal es el caso de circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías y sistemas de bombas centrífugas. Su aplicación a los sistemas de producción fue propuesta primeramente por Gilbert en 1954, discutido por Nind en 1964, y por Brown en 1978. El proceso consiste en seleccionar, un punto de división llamado nodo, en el sistema de producción al pozo. Las ubicaciones de los nodos más comúnmente usados son el separador, cabezal, fondo del pozo y yacimiento. Mediante esta técnica se obtiene la solución matemática de las interacciones de dichos elementos en un punto o nodo del sistema. Estos nodos pueden ser de dos tipos: funcional y solución. Un nodo funcional es un punto a través del cual existe



una presión diferencial y la respuesta de presión puede ser representada mediante alguna función matemática o física ya sea un reductor de superficie, válvula de seguridad y restricciones de fondo. Mientras que un nodo solución es un punto práctico en el cual deseamos tener la solución del sistema, por ejemplo, el yacimiento, el fondo del pozo, y el cabezal.

El objetivo del análisis nodal de sistemas de producción, radica en la combinación de los distintos componentes de un pozo de gas o petróleo, como por ejemplo: medio poroso, revestidores, tuberías de inyección/producción, cabezal del pozo, reductores, líneas de flujo, válvulas de seguridad y separador, entre otros, todo esto con el propósito de predecir las tasas de flujo y optimizar estos componentes en el sistema. Esta técnica permite modelar el comportamiento del pozo, permitiendo hacer rápidas comparaciones desde diferentes escenarios.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, y consiste en dividir este sistema de producción de nodos de solución para calcular las caídas de presión, así como gastos de fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento en la eficiencia de flujo. Además, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y líneas de descarga por las cuales debe fluir el hidrocarburo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.^[14]

En un análisis nodal se consideran todos los componentes del pozo productor, comenzando desde la presión estática del yacimiento (P_y) y finalizando con la presión del separador. Esto incluye: flujo a través de perforaciones y completación,



flujo a través de reductor (estrangulador) en superficie, continuando hasta el separador.^[14]

La selección de la estrategia de producción de un yacimiento está basada en su flexibilidad, conservación de la energía y lo más importante en su economía, por lo que es preciso conocer todos los parámetros involucrados en la misma. Para alcanzar las condiciones óptimas de flujo del fluido proveniente del yacimiento, los componentes del sistema de producción deben ser adecuados, es decir, se deben tomar en cuenta las características del yacimiento a fin de escoger de manera óptima parámetros como:

- ✓ Diámetros de tuberías de producción, líneas de flujo, de reductores.
- ✓ Presiones de cabezal y de separador.
- ✓ Diseño del levantamiento artificial, entre otros.

La optimización consiste en minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el objeto de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar de esta manera la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: arenamiento, conificación de agua, entre otros. Para ello se debe realizar un análisis de sensibilidad de las variables más importantes que intervienen en el proceso de producción y cuantificar su impacto sobre la tasa de producción mediante el balance entre la energía ofertada por el yacimiento y la demandada por la instalación en un punto llamado nodo. Estos nodos pueden ser de dos tipos: funcional y solución.^[14]

- **Nodo Funcional:** Es un punto a través del cual la respuesta de presión o flujo puede ser representada mediante alguna función matemática o física, ejemplo: reductor, empaque de grava, válvula de seguridad y restricciones. En este tipo de nodo, ocurre una pérdida inmediata de presión en una distancia corta.



- **Nodo Solución:** En este punto o nodo, es en el cual se desea obtener la solución del sistema y evidentemente existe solo una presión, por ejemplo: en el yacimiento, en el fondo de pozo, en el cabezal y en el separador.

2.3.34.1. Ubicación de los Nodos

La técnica del análisis nodal, consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en este punto.^[14]

- **Solución en el fondo del pozo:** Esta solución es por lo general la más común y se realiza a una profundidad correspondiente al centro del intervalo productor. Para determinar la tasa de flujo en esta solución, el sistema completo se divide en dos segmentos: el yacimiento y el sistema completo de tubería hasta el separador. En este caso se supone que no existen restricciones y por lo tanto solo se calculan las pérdidas de presión en la tubería y en la línea de flujo. Se utiliza por lo general para evaluar la caída de presión en la cara de la arena al obtener la presión de fondo fluyente (P_{wf}).
- **Solución en el cabezal del pozo:** Esta solución es la otra más común que existe. El sistema completo es dividido en dos segmentos con el fin de determinar la tasa de flujo. El separador y la línea de flujo son considerados como un segmento, mientras que la sarta de tubería de producción y el yacimiento son considerados como otro segmento. En ambos, la solución se inicia en sus respectivos extremos.
- **Solución en el separador:** La selección de la presión en el separador es fundamental cuando se va a diseñar un sistema rotativo de levantamiento artificial por gas o cuando la presión del gas desde el separador debe ser incrementada para que fluya dentro de un sistema de presión más alto, tal como una línea de gas o cualquier otro sistema de recolección. Sin embargo, la presión



en el separador no debe ser reducida o incrementada indiscriminadamente sin hacer un análisis nodal del sistema integral yacimiento-separador y en particular de la línea de flujo. Existen casos en donde una reducción de la presión del separador, no incrementa la tasa de producción, aún cuando se trata de pozos con alta productividad. La razón de esto es que la línea de flujo o la tubería pueden estar usándose como restricción. En pozos con baja productividad, el mismo yacimiento puede ser la restricción y un cambio en la presión del separador tendrá un pequeño efecto sobre la tasa de producción. Esto se debe a que una reducción adicional en la presión fluyente en el fondo del pozo puede originar un pequeño incremento en la producción.

- **Solución en el yacimiento:** Esta posición del nodo solución es la de menor valor práctico, sin embargo, al igual que en las otras soluciones, permite calcular la misma tasa de flujo. Para la solución a la presión del yacimiento, se comienza en la otra posición de terminación (presión del separador), y se avanza todo el recorrido hasta la P_y sumando todas las pérdidas en esa posición. El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o justamente después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable para minimizar el número de cálculos durante el proceso de ejecución. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo superficial sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo.

Se pueden hacer combinaciones de las soluciones en los nodos para llegar a una solución en específica deseada, así por ejemplo se puede tomar la solución en el fondo para obtener la P_{wf} , y con esta solución encontrar la P_{wh} , poniendo la solución en el cabezal del pozo. Todas las corrientes ascendentes del nodo comprenden la sección de influjo u oferta, mientras que la sección de salida consiste de las corrientes descendentes del nodo o demanda. Una relación entre la tasa promedio y la caída de



presión debe estar disponible para cada componente en el sistema. La tasa de flujo a través del sistema puede ser determinada una vez que se satisfagan los siguientes requerimientos:

- ✓ El flujo de entrada al nodo igual al flujo de salida del nodo.
- ✓ Sólo una presión puede existir en el nodo.

Después de seleccionar un nodo solución, las caídas de presión son adicionadas o sustraídas al punto de presión inicial o nodo de partida, hasta que alcanza la convergencia en las iteraciones de cálculo para obtener el valor del nodo solución. Para utilizar el concepto nodal, al menos se deberá conocer la presión de partida.

En un momento dado, en la vida del pozo, hay siempre dos presiones que quedan estables y no son función de las tasas de flujo. Una de estas presiones es la presión promedio del yacimiento (P_y), y la otra es la presión de salida del sistema. La presión de salida es usualmente la presión del separador (P_{sep}), pero si el pozo es controlado por un obturador de superficie, la presión estable de la salida puede ser la del cabezal del pozo (P_{wh}). Una vez que el nodo es seleccionado, la presión del mismo es calculada desde ambas direcciones comenzando en las presiones estabilizadas.

Mediante la técnica de análisis nodal, se obtiene la solución matemática de la interacción de los elementos o componentes de un sistema, permitiendo estudiar aspectos como:

- ✓ Efectos de la densidad del disparo.
- ✓ Agotamiento de la capacidad de producción.
- ✓ Sistema de producción conjunta.
- ✓ Restricciones anormales de flujo.



- ✓ Ubicaciones de las inyecciones de gas en los pozos productores por levantamiento artificial por gas.

Un sistema de producción puede ser optimizado seleccionando la combinación de las características de los componentes que darán la máxima producción al más bajo costo. La simulación del análisis nodal, como puede verse, puede ser efectuada puntualmente (nodo), para observar y analizar la situación actual y a su vez modelar el comportamiento del pozo realizando rápidas comparaciones en diferentes escenarios que permitan optimizar la producción a corto y mediano plazo.^[14]

2.3.34.2. Curvas de Oferta y Demanda.

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción, se denomina curva de oferta de energía o de fluidos del yacimiento (habilidad que posee un yacimiento para aportar fluidos a un determinado pozo), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina curva de demanda de energía o de fluidos de la instalación (habilidad que tiene un pozo conjuntamente con sus líneas de flujo superficiales, para extraer fluidos del yacimiento), la intersección de ambas curvas establece la capacidad de producción del sistema.^[15]

Una vez construidas las curvas de oferta y demanda en una misma gráfica, se procede a leer el valor de la presión a la tasa de equilibrio, la cual es el punto donde el aporte del yacimiento es exactamente igual a la demanda de producción. Es importante resaltar que la tasa de equilibrio no cambia bruscamente a menos que se altere instantáneamente el estado mecánico del pozo.^[15]

Una de las principales aplicaciones de los simuladores de análisis nodal, es que fácilmente se pueden realizar múltiples ejecuciones con diferentes valores de algunas de las variables que intervienen en el proceso y analizar posteriormente los resultados



para cuantificar el impacto que dicha variable tiene sobre la capacidad de producción del sistema. Para este análisis de sensibilidad de una variable, la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica, la capacidad de producción del sistema, si interviene en el tiempo de ejecución del simulador.^[15]

La curva de demanda es independiente de la curva de oferta y para su obtención es necesario realizar un estudio del flujo multifásico en tuberías tanto verticales como horizontales que permitirá calcular las pérdidas de presión de los fluidos a lo largo del pozo y de las líneas de flujo superficiales.^[15]

2.3.35. Pipesim.

Es un simulador para la optimización de sistemas de producción (pozos y redes) desarrollado por las empresas "Baker Jardine Petroleum Engineering & Software". Este sistema incluye 5 programas: PipeSim (para optimar pozos), PipeSim Net (para optimar redes), PipeSim Goal (para optimar sistemas de gas lift), FPT (planificador de producción) y HOSIM (permite la automatización de la producción).

2.3.35.1. Módulo Pipesim.

Es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows siendo su manejo muy similar al de las aplicaciones existentes en este sistema, facilitando al usuario la comprensión y uso de este simulador. El mismo constituye un simulador de flujo multifásico con capacidad de análisis de sistemas.

2.3.36. Simulación.

Se define como el comportamiento real de un fenómeno a partir del comportamiento de un modelo. El modelo puede ser físico (modelo a escala de laboratorio) o matemático.

**2.3.37. Tiempo de Evaluación**

Tiempo que experimentan los pozos para entrar a producción luego de haber sido sometidos a trabajos de rehabilitación.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Para alcanzar el objetivo general del proyecto, se estableció un procedimiento metodológico fundamentado en el cumplimiento de los objetivos específicos preconcebidos. La descripción del procedimiento metodológico se realizó de la siguiente manera:

3.1. Realizar comparación de producción de los pozos sometidos a operaciones de RA/RC en el período 2007-2009 en el Campo Santa Rosa.

Para cumplir esta etapa, primero se determinó el número de pozos pertenecientes al Campo Santa Rosa que fueron sometidos a RA/RC en el período comprendido entre el año 2007 y 2009, esto se realizó a través de los archivos de pozos; luego se procedió a escoger los pozos que fuesen completados, a los cuales se le va a hacer todo el estudio en este trabajo (Tabla 3.1).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 3.1. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa.

| Pozo | Año | Trabajo Realizado |
|---------------|-------------|----------------------------|
| RG-04 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-12 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-14 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-18 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-60 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-85 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-100 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-112 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-115 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-118 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-127 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-128 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-136 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-141 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-151 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-195 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-205 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-207 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-211 | 2009 | Reacondicionamiento |
| RG-235 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-265 | 2008 | Reacondicionamiento |

Luego de obtener estos datos se procedió a escoger los pozos con las arenas productoras más importantes y que forman parte de este estudio. (Tabla 3.2).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 3.2. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa.

| Pozo | Año | Arenas |
|---------------|-------------|---------------------------|
| RG-04 | 2007 | NAF2/MOU/NA-L2 |
| RG-12 | 2008 | VE-J/NA-H2 |
| RG-14 | 2007 | CO-G/COEF/NA-JIL |
| RG-18 | 2007 | NA-K3/MOU/NA-L2 |
| RG-60 | 2007 | VE-C2/VE-C1 |
| RG-85 | 2007 | CO-A2 |
| RG-100 | 2007 | NA-K3/NA-J4/NA-L2 |
| RG-112 | 2008 | CO-EFG/COB1,2/VEJ |
| RG-115 | 2007 | NA-F2/NA-L2 |
| RG-118 | 2008 | CO-EFG/CO-A1 |
| RG-127 | 2007 | NA-K3/MO-U |
| RG-128 | 2008 | ME-C/ME-H/ME-F |
| RG-136 | 2007 | CO-R2/CO-K1/CO-A1 |
| RG-141 | 2008 | ME-L/ME-M2M |
| RG-151 | 2007 | CO-EFG/CO-B4/CO-A1 |
| RG-195 | 2008 | NA-E1/MEJ1L |
| RG-205 | 2007 | NA-G3/NA-H2/NA-E1 |
| RG-207 | 2008 | ME-F |
| RG-211 | 2009 | AM-G/AM-F2 |
| RG-235 | 2008 | VE-H3/COEFG |
| RG-265 | 2008 | ME-S2,3/SJ-A/SJ-B |

Después de analizarse la información suministrada por las carpetas de pozos y con el potencial de producción de los mismos se procedió a escoger los pozos que tuvieron cartas de aceptación favorable (Tabla 3.3).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 3.3. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa.

| Pozo | Año | Arenas |
|---------------|-------------|----------------|
| RG-60 | 2007 | VE-C2 |
| RG-205 | 2007 | NA-E1 |
| RG-211 | 2009 | AM-G |
| RG-265 | 2008 | ME-S2,3 |

En esta fase, se realizó un estudio de los diferentes fluidos utilizados en las actividades de RA/RC, identificando las características de cada uno. Para el desarrollo de este objetivo fue necesario hacer una revisión del informe de completación final de cada pozo suministrado por PDVSA Anaco para identificar los diferentes fluidos utilizados en los trabajos de RA/RC, en el período 2007-2009 en el Campo Santa Rosa.

En esta etapa se tomó como data los fluidos utilizados en la completación y reacondicionamiento para luego ser analizados cada uno de ellos. Se hizo la revisión de textos, manuales, páginas Web, y revistas relacionadas con fluidos de acondicionamiento. En la siguiente tabla (3.4) se puede observar la información ya descrita.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 3.4. Información relacionada a las densidades y tipos de fluidos utilizados en las actividades de RA/RC en el Campo Santa Rosa.

| Pozo | Arenas | Fluido de Control | Densidad (Lpg) | Fluido de Cañoneo | Densidad (Lpg) |
|---------------|-------------|---------------------------|----------------|--------------------|----------------|
| RG-60 | 2007 | Agua Salada/Gasoil | 8.4/7.1 | Agua Salada | 8.4 |
| RG-205 | 2007 | Agua Salada | 8.4 | Agua Salada | 8.4 |
| RG-211 | 2009 | Agua Salada | 8.4 | Agua Salada | 8.4 |
| RG-265 | 2008 | Agua Salada | 8.4 | Agua Salada | 8.4 |

3.2. Estudiar las características litológicas y de yacimiento de las arenas completadas en el Campo Santa Rosa.

Este objetivo consta de una descripción litológica de las formaciones Oficina y Merecure que conforman el Campo Santa Rosa basándose principalmente en comparaciones de profundidad y registros geológicos realizados a las diferentes arenas completadas.

Además de información a nivel de yacimiento, como presión estática y temperatura se obtuvieron a partir de pruebas de BHP/BHT estáticas para las fechas de ejecución de los trabajos de Reparación y Reacondicionamiento, tomadas de las carpetas de pozo, así como arena neta petrolífera y permeabilidad.

3.3. Evaluar los efectos de los fluidos por medio de estimación del factor de daño.

En esta fase del estudio, se realizó el modelaje y cotejo de los pozos introduciendo en el simulador la información recolectada en la fase anterior.



3.3.1 Cotejo de los pozos.

El cotejo o simulación de los pozos se realizó una vez culminada la etapa de recolección de datos y validación de los mismos. Esta simulación se hizo mediante el módulo PIPESIM 2007 reproduciendo las condiciones reales de cada pozo de manera individual. Antes de cotejar la producción de los pozos se estableció la correlación que más se adapta a las condiciones reales del Campo Santa Rosa, para gas condensado. Se introdujeron los datos requeridos por el simulador.

Analizando las correlaciones para flujo multifásico vertical ofrecidas por el simulador, determinándose que las correlaciones de Gray (original) es la que más se adapta al Campo Santa Rosa para pozos de gas condensado, seguida por la correlación horizontal de Dukler, AGA & Flanagan.

También fueron utilizadas a nivel de fondo la correlación Pseudo Steady State y en la base al reductor para flujo subcrítico y crítico se seleccionó la correlación Mechanistic.

3.3.2. Procedimiento para el cotejo de los pozos.

El procedimiento aplicado para el cotejo de los pozos se inicia con la introducción de la información al simulador y se describe a continuación.

3.3.2.1. Información de yacimiento.

- Presión de yacimiento: P_y (lpc).
- Temperatura: T (°F).
- Permeabilidad: K (md).
- Espesor de arena neta petrolífera: ANP (pies).
- Radio de drenaje del pozo: R_e (pulg).
- Radio del pozo: R_w (pulg).

**3.3.2.2. Información de la completación del pozo.**

- Diámetro interno y espesor de la tubería de producción.
- Diámetro interno y espesor del revestidor.
- Profundidad a la cual hay cambios de tubería y donde estas terminen.
- Profundidad a la mitad de las perforaciones.

3.3.2.3. Información de las instalaciones de superficie.

- Diámetro del reductor.
- Presión de cabezal.
- Diámetro interno y espesor de la línea de flujo.
- Distancia horizontal.
- Presión de Salida = Presión del Separador.

3.3.2.4. Información de los fluidos.

- Relación Petróleo Gas (crudo condensado): RPG (BPD/MMPC)
- Porcentaje de agua y sedimento: %A y S.
- Gravedad API.
- Gravedad Específica: GE.

3.3.3. Pasos para el Análisis NodalTM

Una vez cargada la data se realizó el Análisis NodalTM, no sin antes haber seleccionado las correlaciones correspondientes. Los pasos a seguir para simular cada pozo son los siguientes:

Se inicia el Pipesim desde el menú de inicio (Inicio > Todos los Programas > Schlumberger > PIPESIM 2007.1 > PIPESIM).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

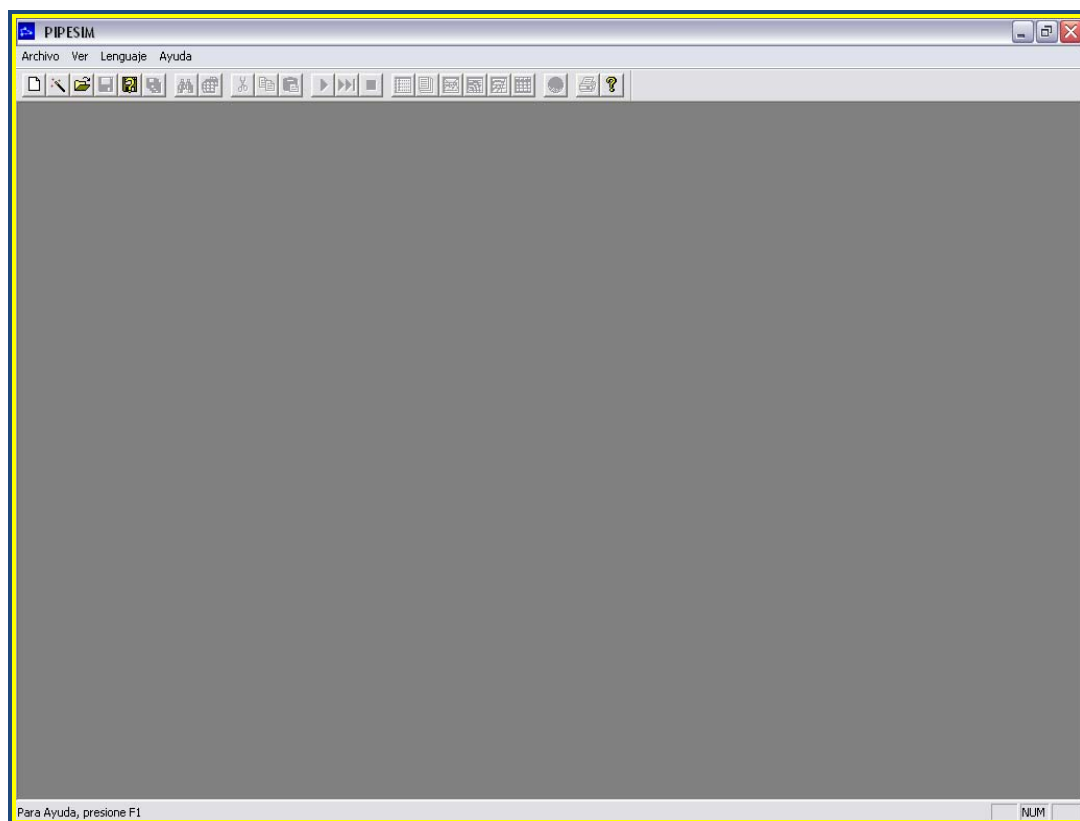


Figura 3.1. Pantalla principal de Pipesim.

Una vez dentro de la aplicación se oprime la opción: File (Archivo) > New (Nuevo) > Well Performance Analysis (Análisis del Comportamiento del Pozo).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

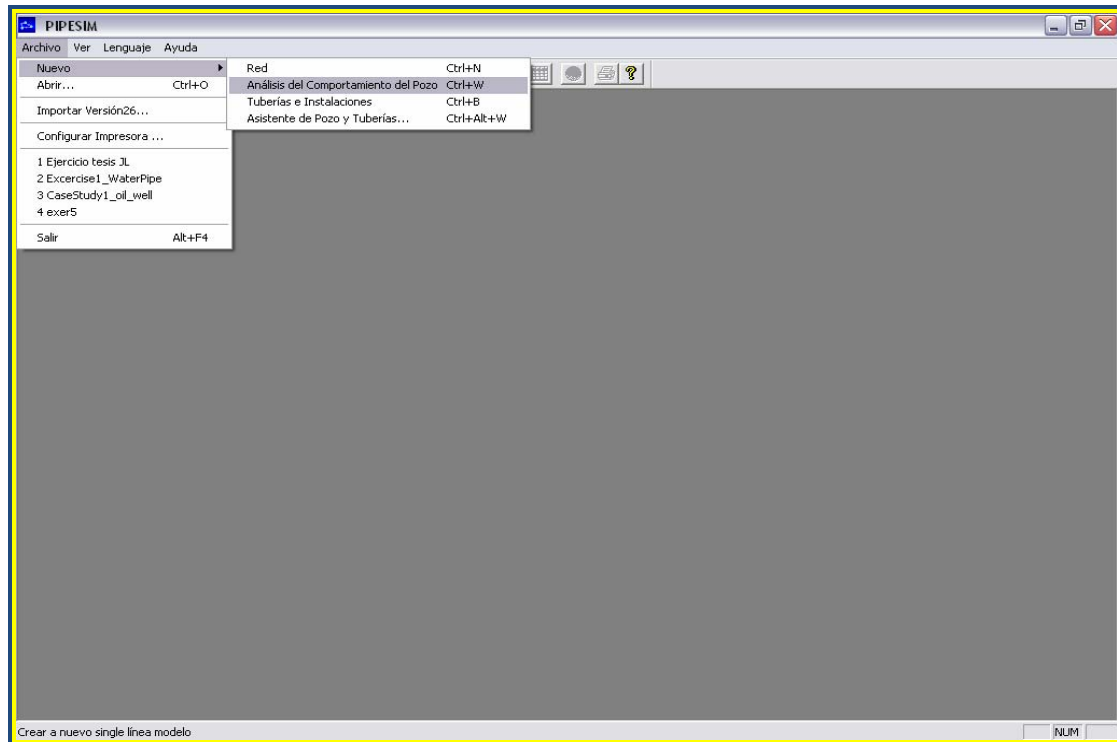


Figura 3.2. Seleccionar opción de Pipesim.

Posteriormente, se comienza a añadir cada uno de los componentes que contiene el pozo (yacimientos, tuberías, tipo de fluido, entre otros). En la parte superior de la aplicación se encuentran todos los comandos necesarios para la construcción de los diferentes modelos. Inicialmente con el "mouse", se hace "click" en el icono de yacimiento vertical y luego sobre pantalla en blanco se hace otro "click" para posicionar el yacimiento:



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

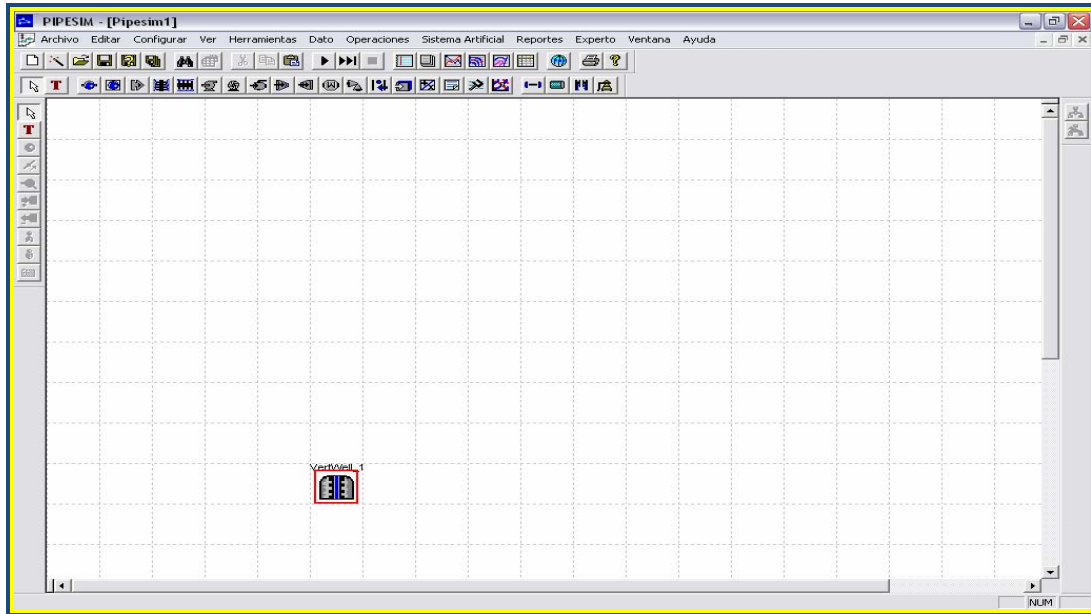


Figura 3.3. Selección de Terminación Vertical.

Igualmente, se hace para añadirle los demás componentes del pozo. Como por ejemplo: la tubería de completación, líneas de flujo, separador, etc. Es necesario antes de colocar la tubería, un punto a donde ésta se conecta, este punto puede ser un nodo, un reductor de flujo o un punto nodal:



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

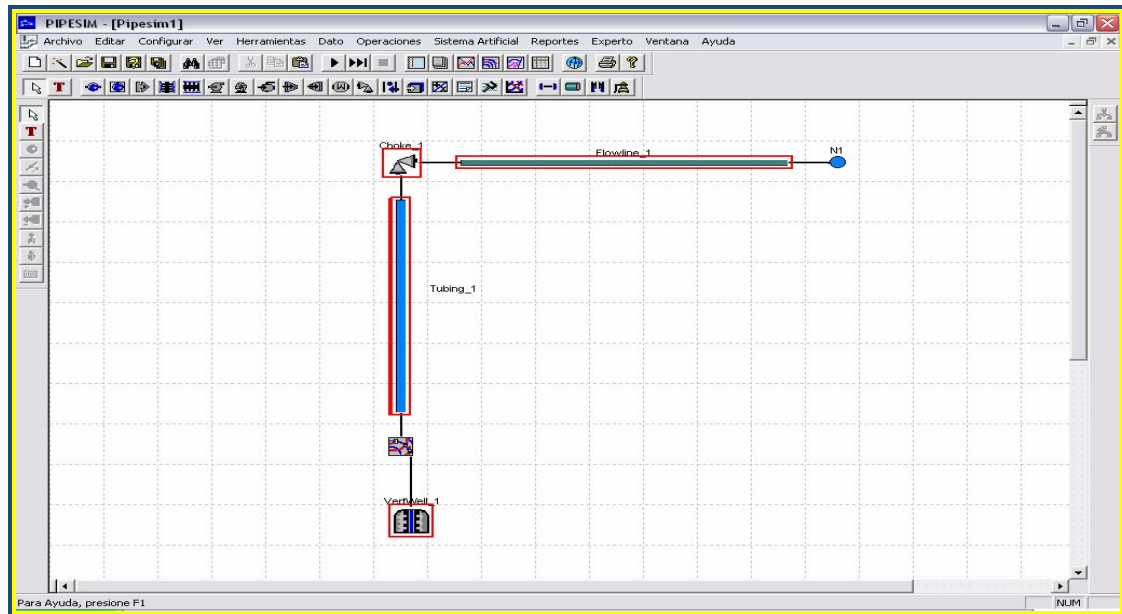


Figura 3.4. Selección Completa del Sistema de Producción.

Con el botón izquierdo del ratón se selecciona la tubería de completación en los iconos superiores y se une el yacimiento con el punto nodal dejando presionado el botón del ratón hasta llegar al punto nodal.

El recuadro en rojo sobre las figuras significa que a estas les faltan datos, por lo que es necesario darle doble "click" en cada una de ellas y comenzar a introducirlos. Se procede entonces a introducir los datos del yacimiento:



Figura 3.5. Datos que faltan en la Terminación Vertical.

Con un doble "click" sobre el yacimiento aparece el recuadro de la figura 3.5 y las zonas en rojo son los datos obligatorios que se deben introducir. Para continuar con la descripción se considerarán los datos del yacimiento RG-60.

Static pressure = 1109,1 psia (Presión estática del yacimiento en L_{pca})

Temperature = 185,53 °F (Temperatura)

Luego en el mismo recuadro aparece la parte del modelo de completación Modelo de Terminación (Completacion Model). Aquí hay varias opciones, de las cuales se seleccionó la ecuación del estado semi-estable de Darcy (Pseudo Steady State) y viene dada por:



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

$$Q = \frac{kh (P_e - P_{wf})}{(141 \mu_o \beta_o (\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0.75 + S))} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

P_e = presión estática de yacimiento (lpc)

P_{wf} = presión de fondo fluyente (lpc)

s = daño (adimensional)

k = permeabilidad (md)

h = espesor (pies)

μ_o = viscosidad del petróleo (cps)

β_o = factor volumétrico del petróleo (BNBY) R_e = radio de drenaje del pozo (pies)

R_w = radio del pozo (pies)

Inicialmente para correr este modelo sólo se introducen los datos de la permeabilidad efectiva del yacimiento (k), el espesor de la arena (h), diámetro del hoyo (Φ_h) en pulgadas y el radio de drenaje del pozo (R_e). Los datos son los siguientes:

$$S = 5$$

$$K = 296 \text{ md}$$

$$h = 7 \text{ pies (espesor de la arena)}$$

$$R_e = 1500 \text{ pies}$$

$$\Phi_h = 7 \text{ pulgadas}$$



Figura 3.6. Información de Yacimiento.

Finalmente se hace "click" en aceptar para que el programa lea los datos del yacimiento.

Ahora se pasa a la tubería de completación. Doble "click" con el ratón sobre la tubería y se selecciona la opción *modelo detallado* (Detailed Model), la cual permite especificar el tipo de completación actual del pozo. Se requieren conocer diámetros internos/externos, espesores de las tuberías, profundidad de las arenas, ángulo de desviación del pozo, temperatura ambiente y del yacimiento entre otros.

En el modelo detallado se presentan 4 casillas mostradas a continuación:

La primera casilla *resumen de desviación* (Deviation Survey), se aplica para agregar los distintos intervalos de profundidades y el ángulo de desviación del pozo.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

En caso de ser un pozo totalmente vertical solo se especifica un solo intervalo. Esta primera casilla se divide en tres subcasillas: MD, TVD y Ángulo (angle).

La subcasilla MD representa la trayectoria total recorrida por el pozo desde superficie hasta la profundidad de la arena de estudio (Pies). La subcasilla TVD representa la profundidad de la arena en estudio. Para pozos verticales se cumple que $MD = TVD$. En caso de existir algún ángulo de inclinación se coloca en la subcasilla de ángulo y se especifica el intervalo de profundidades al cual se encuentran. En este caso $MD > TVD$.

Datos a suministrar:

| | MD (Pies) | TVD (Pies) | Ángulo de desviación (Grados) |
|-------------------|-----------|------------|-------------------------------|
| Superficie | 0 | 0 | 0 |
| Fondo | 5794,5 | 5794,5 | - |

Nota: El pozo RG-60 es vertical, por consiguiente $MD = TVD$.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

| | MD | TVD | Angulo |
|----|--------|--------|---------|
| | ft | ft | (Deg) |
| 1 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 5794,5 | 5794,5 | |
| 3 | | | |
| 4 | | | |
| 5 | | | |
| 6 | | | |
| 7 | | | |
| 8 | | | |
| 9 | | | |
| 10 | | | |
| 11 | | | |
| 12 | | | |
| 13 | | | |
| 14 | | | |
| 15 | | | |
| 16 | | | |
| 17 | | | |

NOTA: Introducir el dato de referencia en la primera fila

Parámetros Dependientes:
 TVD
 MD
 Angulo
 [Calcular]

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 3.7. Información de Perfil de Desviación.

La segunda casilla *resumen geotérmico* (Geothermal Survey), presenta 2 subcasillas nuevas: temperatura ambiente (Ambiente Temperature) en grados Fahrenheit y coeficiente de transferencia de calor de la tubería (U Value) en Btu/hr/Pies² y repite la opción MD.

Datos a suministrar:

| | MD (Pies) | T amb (°F) | U (Bth/hr/Pies ²) |
|-------------------|-----------|------------|-------------------------------|
| Superficie | 0 | 60 | 2 (Preestablecido) |
| Fondo | 4794,5 | 185,53 | 2 (Preestablecido) |



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tubería de Producción - Tubing_1

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

Introducir TVDs Introducir MDs

| | MD | Temperatura Ambiente | Valor U |
|----|--------|----------------------|------------------------|
| - | ft | F | Btu/hr/ft ² |
| 1 | 0 | 60 | 2 |
| 2 | 5794,5 | 185,53 | 2 |
| 3 | | | 2 |
| 4 | | | 2 |
| 5 | | | 2 |
| 6 | | | 2 |
| 7 | | | 2 |
| 8 | | | 2 |
| 9 | | | 2 |
| 10 | | | 2 |
| 11 | | | 2 |
| 12 | | | 2 |
| 13 | | | 2 |
| 14 | | | 2 |
| 15 | | | 2 |

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 3.8. Información de Perfil Geotérmico.

La tercera casilla *configuración de las tuberías* (Tubing Configurations) se emplea para especificar los parámetros referentes a la tubería de completación y al revestidor, entre ellos se encuentra diámetro interno, espesores y rugosidad de la tubería.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Tubería de Producción - Tubing_1

Propiedades | General

Modelo Preferido de Tubería: Modelo Detallado [Tabla Resumen]

Perfil de Desviación | Perfil Geotérmico | Configuración de la tubería | Equipo de Fondo

El primer nodo en la lista se refiere al tope de la tubería, comenzando por la referencia en el perfil de desviación
Cada Sección de tubería va DESDE la MD de la sección previa a la MD como está especificado en la columna MD

Secciones de la Tubería

| | MD de Fondo | DI | Espesor | Rugosidad | DI de Tubería de Revestimiento | Tipo de Flujo | Etiqueta |
|----|-------------|--------|---------|-----------|--------------------------------|---------------|--------------|
| - | ft | inches | inches | inches | inches | | |
| 1 | 5794,5 | 1,995 | 0,19 | 0,001 | | Tubing | pipe#1_Tubii |
| 2 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 3 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 4 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 5 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 6 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 7 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 8 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 9 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 10 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 11 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |
| 12 | | | 0,5 | 0,001 | | Tubing | |

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 3.9. Configuración de la Tubería.

Observando la figura se pueden notar 7 subcasillas nombradas a continuación:

- ✓ *MD de Fondo (Bottom MD) (Pies)*: Profundidad hasta donde se desea realizar el estudio expresada en pies. El programa comienza a correr a través de cada sección de tubería desde el MD de la sección previa hasta el MD especificado en esta columna. Generalmente se coloca la misma profundidad a la cual se encuentra la arena.
- ✓ *DI (ID) (Pulg)*: Diámetro interno de la tubería de producción. Expresado en pulgadas.
- ✓ *Espesor (Wall Thickness) (Pulg)*: Espesor de la tubería de producción. Expresado en pulgadas. Se obtiene restando el diámetro externo al diámetro interno.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

- ✓ *Rugosidad (Roughness) (Pulg)*: Rugosidad de las diferentes tuberías de producción utilizadas en caso de existir. Expresadas en pulgadas.
- ✓ *DI de Tubería de Revestimiento (Casing ID) (Pulg)*: Diámetro interno del revestidor de producción en pulgadas. En pozos inactivos se considera el revestidor ubicado en la cara de la arena en estudio.
- ✓ *Tipo de Fluido (Flow Type)*: Tipo de flujo que se utiliza para especificar por donde se lleva o se llevará a cabo el flujo desde el fondo hasta el cabezal del pozo. En esta subcasilla se pueden seleccionar varias opciones de flujo:
 - *Tubing*: Por la tubería de completación.
 - *Annular*: Por el espacio anular.
 - *Tubing + Annular*: La producción se realiza por la tubería de completación y el espacio anular.
- ✓ *Etiqueta (Label)*: Rótulo que se utiliza para colocar tipo o característica de la tubería. Es opcional.

Luego de introducir los datos de la tubería se procede a cargar el reductor. Aquí se requiere el diámetro interno del reductor.



Estrangulador - Choke_1

Propiedades | Datos Avanzados de Estrangulador (Opcional) | General

Correlación de Flujo Subcrítico:

Correlación Crítica:

NOTA: todas las correlaciones requieren líquidos hidrocarburos a condiciones de tanque excepto Mecanísticos y API-14B

Diámetro de Estrangulador:

Relación de Presión Crítica: Calcular

Tolerancia:

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 3.10. Datos relacionados con el Reductor.

También se carga la línea de flujo que va desde el reductor hasta llegar al punto nodal. En esta casilla se necesita conocer la distancia horizontal de la línea de flujo como también del diámetro, espesor, rugosidad de la tubería, la temperatura ambiente y elevación ya que esta línea de flujo se ubica en la superficie.



Línea de Flujo - Flowline_1

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Simple [Esquema]

Ondulaciones: 10 / 1000

Distancia Horizontal: 0,7 km

Diferencia de Elevación: 16 ft

Diámetro Interno: 3,826 inches

Espesor: 0,337 inches

Rugosidad: 0,001 inches

Temperatura Ambiente: 60 F

NOTA: Fijar una diferencia de elevación negativa al modelo a la tubería DESCENDENTE, con la dirección del flujo

[Aceptar] [Cancelar] [Ayuda]

Figura 3.11. Ventana que muestra los datos de la Línea de Flujo.

Una vez terminado de introducir todos los datos del yacimiento y de la tubería necesitamos introducir ahora los datos del fluido. En la opción Configurar (Setup) se coloca el tipo de fluido que tenga nuestro sistema, puede ser Black Oil, gas (Composicional) o se puede disponer de un PVT.

En este caso como el fluido de estudio es condensado y no se cuenta con su composición, se seleccionó la opción “Black Oil” y se suministran los siguientes datos:

API = 39,9 (Gravedad API del crudo)

RGP= 160.916 PCN/BN (Relación gas petróleo)

Unidades a seleccionar en el programa: scf/STB

G.E= 0.7506 (Gravedad específica del gas)

AyS= 60% (Porcentaje de agua y sedimentos)



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Nota: Se debe colocar un nombre al fluido y se optó por colocar el nombre del pozo.

DEFAULT - Propiedades "Black Oil"

Propiedades "Black Oil" | Datos de Viscosidad (Opcional) | Calibración Avanzada de Datos (Opcional) | Contaminantes

Importar...
Exportar

Nombre del Fluido: RG-60 | Comentario Opcional: []

Propiedades a Condiciones Estándar:

- W/Cut: 60 %
- GOR: 160916 scf/STB
- S.G. Gas: 0,7506
- S.G. Agua: 1,02
- API: 39,9

Calibración de datos en el Pb (Opcional pero Recomendado):

- Presión: [] psia
- Temperatura: [] F
- Rsb: [] scf/STB

Correlación de Gas en Solución:

- Rs y Pb: Lasater

Aceptar | Cancelar | Ayuda

Figura 3.12. Información de los Fluidos.

También, se pueden agregar valores de la viscosidad y el porcentaje de contaminantes presentes en la mezcla, pero como no se cuenta con estos datos se hace "click" en aceptar para concluir. En este momento todo el modelo completo ya está cargado con la información disponible.

Una vez terminado de introducir todos los datos del yacimiento y de la tubería ya tenemos nuestro modelo listo para ser corrido y validado no sin antes verificar las correlaciones de flujo que para este caso darle "click" en Configurar (Setup) y seleccionar correlaciones del flujo, la correlación vertical es por la correlación de Gray (original) y la horizontal es por Dukler, AGA & Fanagan.



The screenshot shows a dialog box titled "Dato Global" with a tab labeled "Correlaciones de Flujo". It contains three main sections for flow correlation settings:

- Flujo Vertical (Multifásico):**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Gray (original)
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
- Flujo Horizontal (Multifásico):**
 - Fuente: bja
 - Correlación: Dukler, AGA & Flanagan
 - Factor de Fricción: 1
 - Factor de Colgamiento: 1
- Ángulo de cambio Vertical-Horizontal de Correlación de Flujo:**
 - Ángulo de Cambio: 45 (0-90) grados de la horizontal
 - Ángulo de Cambio: 45 (0-90) desviación de la vertical
- Monofásico:**
 - Correlación: Moody

At the bottom of the dialog box are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Figura 3.13. Información de las Correlaciones de Flujo.

El siguiente paso es representar las condiciones reales del pozo dentro del modelo. Para ello se realiza un análisis nodal del pozo. Esta aplicación del programa permite estudiar el comportamiento de las curvas IPR donde se analizan las curvas de Oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (lo que puede aportar el pozo). De allí se saca la tasa máxima posible y las condiciones reales del pozo. Para ello se anexa un punto nodal en la parte en donde se desea hacer el análisis, en este caso en el fondo del pozo.



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

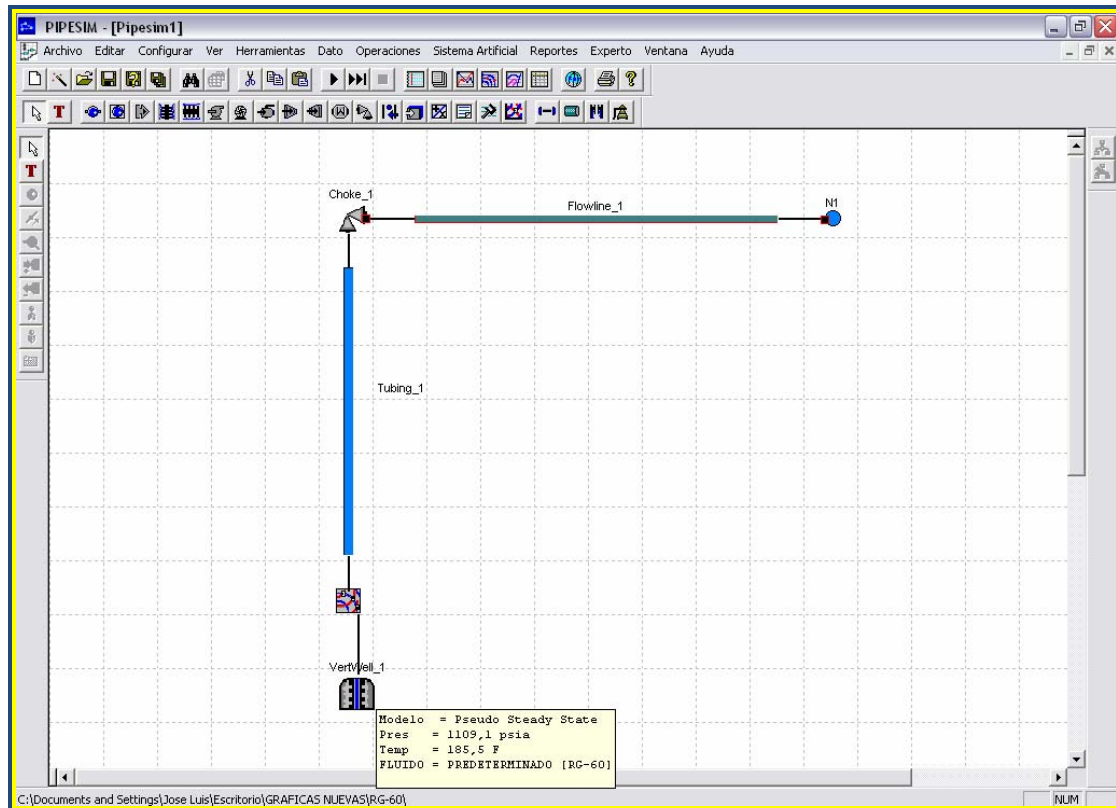


Figura 3.14. Ventana que muestra el Sistema de Producción.

Ahora con el punto nodal en el fondo del pozo, se realiza la corrida con la opción operaciones /Análisis Nodal, en inglés Operations / Nodal Analysis:

Se procede a colocar los siguientes parámetros:

Presión de salida = 74,7 Lpca (Outlet Pressure, psia)

Esta ventanilla presenta dos opciones de sensibilidades, la primera de ellas es *sensibilidades en el influjo* "Inflow Sensitivity" que permite realizar cambios en las condiciones de fluido (tasa de gas, tasa de líquido, RGP, °API, gravedad específica, corte de agua), parámetros de la roca (presión estática, temperatura, porosidad,



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

permeabilidad, espesor, radio de drenaje, daño) y condiciones de la tubería de producción (diámetro, rugosidad, etc.).

La segunda opción *Sensibilidades en la salida del fluido* "Outlet Sensitivity" se habilita para probar cambios en las condiciones del fluido a la salida de la tubería y para estimar la producción con el reductor.

Reductor $\frac{1}{2}$ "= 0.5 pulgadas.

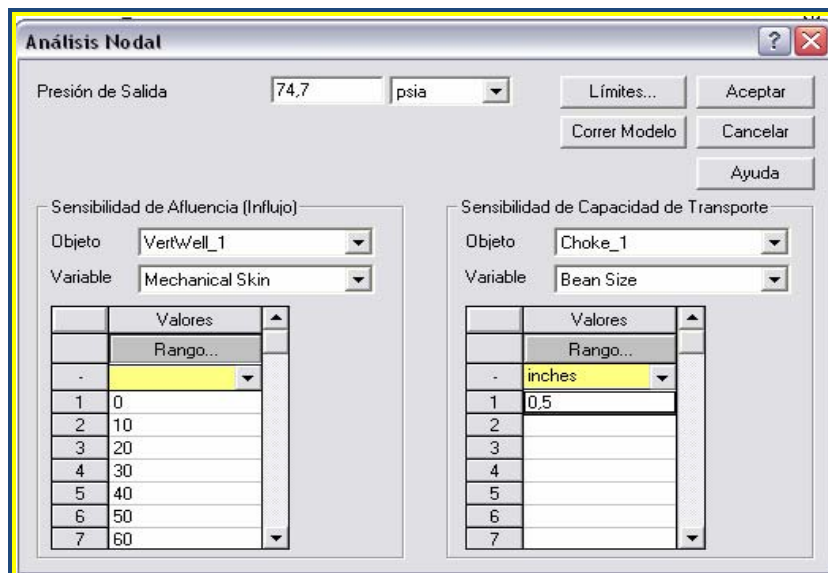


Figura 3.15. Sensibilidades para el Análisis Nodal.

Después de cargar los valores se comienza a correr el Análisis Nodal haciendo "click" en el icono "Run Model".

El nodo solución se tomó en el fondo del pozo, posterior a esto se generó la gráfica de Presión vs Tasa de Gas para los pozos de condensado (Figura 3.16), con diferentes curvas de inflow (oferta) las cuales corresponden a diferentes valores de



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

daños (en vista de que no se conocían), mientras que la de outflow (demanda) está representada por el reductor que posee, determinándose de esta manera el valor del daño para cual se obtiene la producción de los mismos.

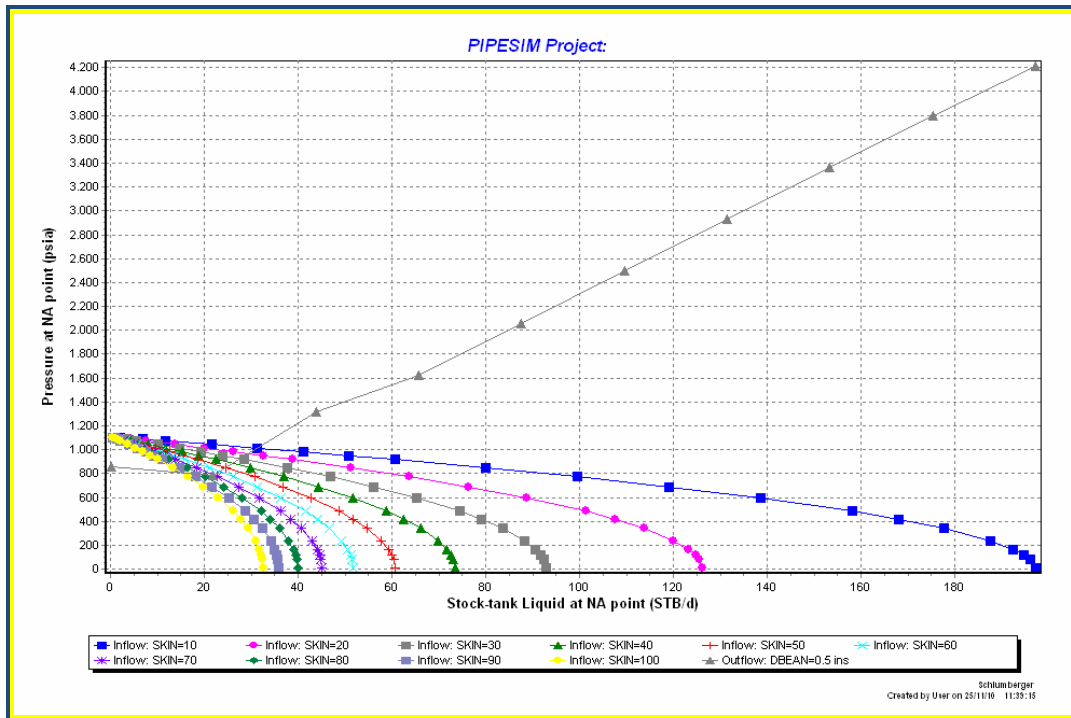


Figura 3.16. Curvas de Oferta y demanda para el cotejo de la tasa de producción de gas.

Finalmente para conocer la producción de gas estimada se abre la opción *Series* de la barra de menú y se despliega el ícono "Select X Axis" que significa seleccione el carácter para barra horizontal de la gráfica en el cual se subraya "Stock-Tank Gas at NA Point" que se refiere a la producción de gas en el punto nodal. Al lado derecho de este icono se especifican unidades: "mmscf/d" que representa los millones de pies cúbicos de gas diarios estimados del pozo en estudio (Figura 3.17).



CAPÍTULO III DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

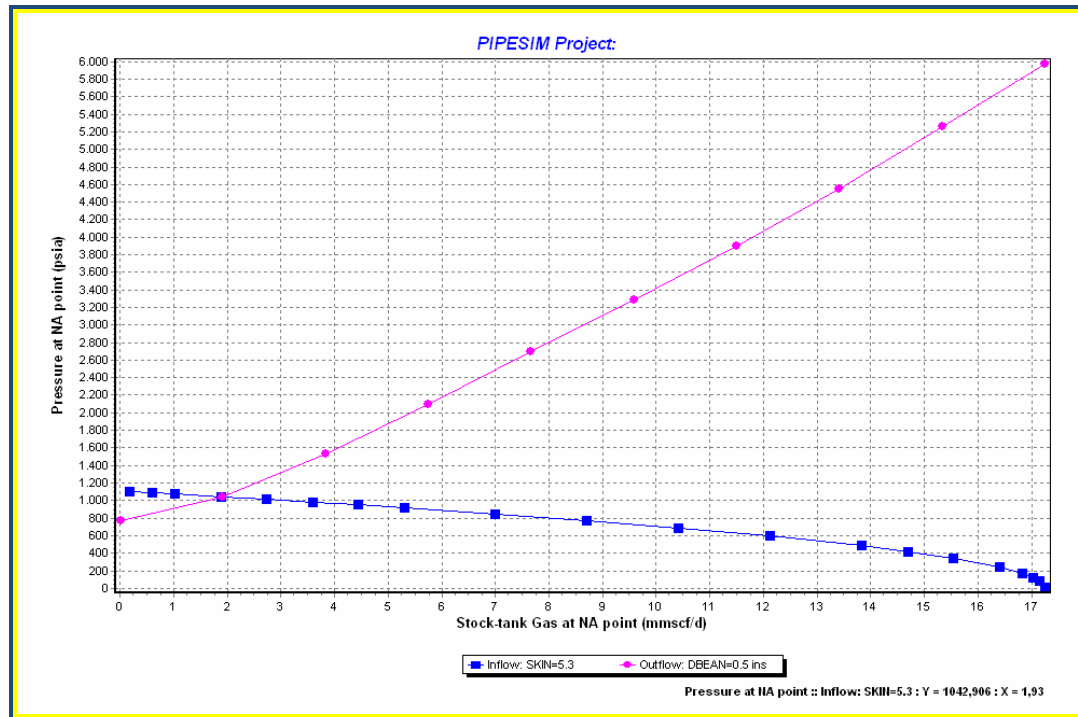


Figura 3.17. Producción de gas estimada.

3.4. Determinar los factores que influyen en el daño de la formación sometidas a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009.

En este objetivo se determinará si las técnicas de cañoneo utilizadas en los pozos anteriormente estudiados, así como el fluido utilizado y la litología de las arenas, influenciaron en el daño causado a la formación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1. Realizar comparación de producción de los pozos sometidos a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009 en el Campo Santa Rosa.

El estudio realizado incluye 21 pozos del Campo Santa Rosa de los cuales 11 fueron sometidos a trabajos de RA/RC en el año 2007, 9 en el año 2008 y 1 en el año 2009. En la Tabla 4.1 se encuentran tabulados los pozos del Campo Santa Rosa que fueron sometidos a reacondicionamiento entre los años 2007 – 2009.

Los trabajos de reacondicionamiento en estos pozos consistieron en abandonar arenas agotadas, cañonear y evaluar nuevos intervalos de producción, 21 pozos fueron reacondicionados representando el 100 % de los pozos que forman parte de este estudio, esto es indicativo de que en el campo la mayoría de los trabajos de rehabilitación están dirigidos a buscar nuevos estratos productivos debido a que las arenas donde estaban produciendo estos pozos antes de ser rehabilitados no son rentables en cuanto a producción.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.1. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa en el periodo (2007 – 2009).

| Pozo | Año | Trabajo Realizado |
|---------------|-------------|----------------------------|
| RG-04 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-12 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-14 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-18 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-60 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-85 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-100 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-112 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-115 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-118 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-127 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-128 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-136 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-141 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-151 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-195 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-205 | 2007 | Reacondicionamiento |
| RG-207 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-211 | 2009 | Reacondicionamiento |
| RG-235 | 2008 | Reacondicionamiento |
| RG-265 | 2008 | Reacondicionamiento |

Los pozos a evaluar en este estudio se encuentran en el Yacimiento RG-2. Como se puede apreciar en las tablas 4.2, 4.3 y 4.4 se encuentran tabulados los pozos



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

con las arenas productoras más importantes que fueron sometidas a trabajos de rehabilitación.

Tabla 4.2. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2007.

| Pozo | Arenas |
|-----------------|---------------------------|
| RG-04 | NAF2/MOU/NA-L2 |
| RG-14 | CO-G/COEF/NA-JIL |
| RG-18 | NA-K3/MOU/NA-L2 |
| RG-60 | VE-C2/VE-C1 |
| RG-85 | CO-A2 |
| RG-100 | NA-K3/NA-J4/NA-L2 |
| RG-115 | NA-F2/NA-L2 |
| RG-127 | NA-K3/MO-U |
| RG-136 | CO-R2/CO-K1/CO-A1 |
| RG-151 | CO-EFG/CO-B4/CO-A1 |
| RG-205 | NA-G3/NA-H2/NA-E1 |
| 11 Pozos | |



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.3. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2008.

| Pozo | Arenas |
|----------------|--------------------------|
| RG-12 | VE-J/NA-H2 |
| RG-112 | CO-EFG/COB1,2/VEJ |
| RG-118 | CO-EFG/CO-A1 |
| RG-128 | ME-C/ME-H/ME-F |
| RG-141 | ME-L/ME-M2M |
| RG-195 | NA-E1/MEJ1L |
| RG-207 | ME-F |
| RG-235 | VE-H3/COEFG |
| RG-265 | ME-S2,3/SJ-A/SJ-B |
| 9 Pozos | |

Tabla 4.4. Pozos sometidos a rehabilitación en el año 2009.

| Pozo | Arenas |
|---------------|-------------------|
| RG-211 | AM-G/AM-F2 |
| 1 Pozo | |

Después de analizar la información suministrada por las carpetas de pozos y con el potencial de producción de los mismos se procedió a seleccionar los pozos que tuvieron cartas de aceptación favorable para su posterior estudio (Tabla 4.5).

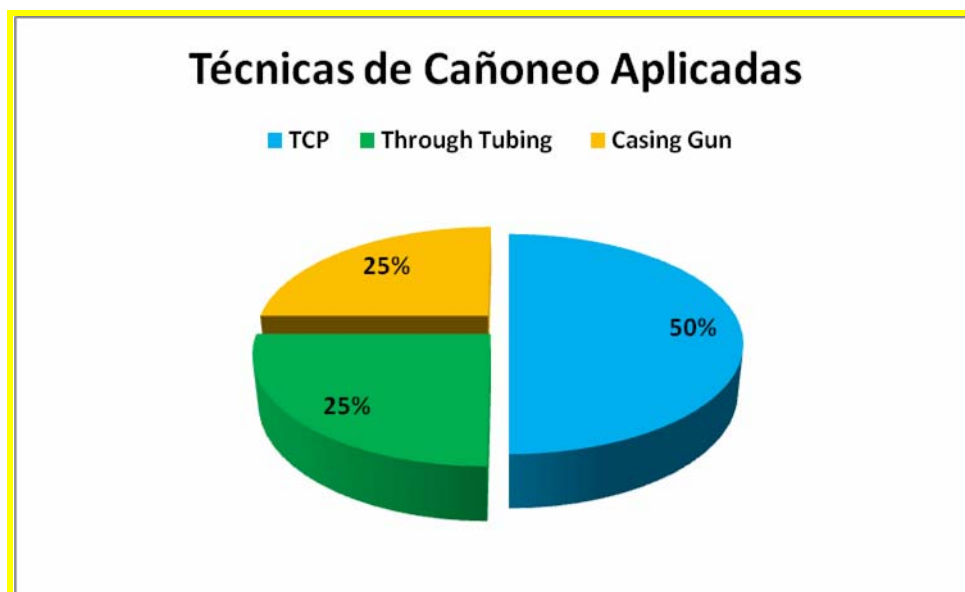


CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.5. Pozos en actividades de RA/RC del Campo Santa Rosa.

| Pozo | Año | Arenas |
|--------|------|---------|
| RG-60 | 2007 | VE-C2 |
| RG-205 | 2007 | NA-E1 |
| RG-265 | 2008 | ME-S2,3 |
| RG-211 | 2009 | AM-G |

De la información tomada de los reportes y sumarios de operaciones así como también de los reportes finales de los pozos se obtuvo toda la información relacionada a las operaciones y técnicas de cañoneo utilizadas, de las cuales se consideraron factores como el Tipo de Cañón, Diámetro del mismo y Densidad de Disparo así como la técnica utilizada para el cañoneo de los pozos de estudio (Gráfica 4.1); todos estos datos se encuentran especificados en la Tabla 4.6 mostrada a continuación.



Gráfica 4.1. Técnicas de Cañoneo Aplicadas a los Pozos.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.6 Características de las Operaciones de Cañoneo.

| Pozo | Arena | Técnica de Cañoneo | Tamaño del Cañon (pulg) | Densidad de Disparo (TPP) |
|---------------|--------------|---------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| RG-60 | VEC2 | TCP | 3-3/8 | 6 |
| RG-205 | NAE1 | CSG | 4-1/2 | 6 |
| RG-211 | AMG | TCP | 4-5/8 | 6 |
| RG-265 | MES2,3 | TT | LJ 1-11/16 | 6 |

La mayoría de las operaciones de cañoneo se realizaron tomando en cuenta que las reservas de gas y de petróleo son altas y el comportamiento de producción en pozos vecinos las hace altamente prospectivas. Las técnicas aplicadas en la mayoría de los pozos se encuentran en mencionada importancia el uso de la técnica TCP seguida de las técnicas Through Tubing y Casing Gun.

4.2. Estudiar las características litológicas y de yacimiento de las arenas completadas en el Campo Santa Rosa.

En los trabajos de perforación y rehabilitación se introduce un fluido, que no favorece a la formación. El efecto que el fluido de control puede tener sobre los minerales de la formación dependerá de la composición química del fluido y del tipo de litología que caracteriza al yacimiento. Por esta razón, al momento de escoger un fluido de completación o de rehabilitación, se debe hacer un estudio litológico de la formación a completar y evaluar, de manera de seleccionar el fluido que sea compatible químicamente con los minerales de la formación, generando el menor daño posible.

La columna estratigráfica penetrada en el Campo Santa Rosa abarca desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno. El Cretácico está compuesto por la Formación San Antonio, San Juan y Vidoño y dentro del Terciario se encuentran las Formaciones Merecure, Oficina, (las cuales son de interés para este estudio) Freites y Las Piedras.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

La Formación Mesa es de edad Cuaternaria. Las formaciones productoras por excelencia que se encuentran dentro del Área de Anaco son las Formaciones Merecure y Oficina.

La Formación Oficina es una alternancia de lutitas grises, gris oscura y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limonitas de color claro y grano fino a grueso. Componentes menores pero importantes de la unidad, son las capas delgadas de lignitos y lutitas ligníticas, arcilitas verdes y gris claro, con esférulas de sideritas, areniscas siderítico-glaucóníticas y calizas delgadas con estructuras como en cono.

El material carbonoso es común en algunos pozos, pueden encontrarse hasta 40 o 50 capas de lignitos, que varían desde pocos centímetros hasta 60 cm de espesor y que son de considerable valor en las correlaciones. Muchas de las areniscas pueden ser llamadas asperones, otras son conglomeráticas, con guijarros de cuarzo. En general las areniscas se hacen más abundantes, de mayor espesor y de grano más grueso hacia la base de la formación.

Las arenas de la Formación Oficina constituyen los principales yacimientos petrolíferos en la mayoría de los campos de la Cuenca Oriental. Las lutitas de la unidad han sido consideradas por algunos autores, como posible roca generadora de hidrocarburos.

En el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en siete intervalos de uso práctico basados en características de perforación, perfiles eléctricos, paleontología, etc.; mal llamados miembros que en orden estratigráfico desde el más antiguo al más joven se designan con los nombres de: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Por otro lado, la Formación Merecure se compone mas del 50% de arenisca, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzada y una variabilidad infinita de porosidad y permeabilidad; el crecimiento secundario de cuarzo es común. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas, algunas arcilitas ferruginosas y ocasionales lignitos. Hacia el suroeste (Campos la Ceiba y Santa Rosa), la parte superior de la unidad se hace más arenosa.

Los pozos en estudio pertenecen a las arenas de los miembros Verde, Naranja y Amarillo de la Formación Oficina las cuales son: (VEC2, NAE1 y AMG) y a la Formación Merecure (MES2,3).

A continuación se especifica la litología de cada una de las arenas de acuerdo a la comparación de los registros Gamma Ray y Master Log realizados al pozo RG-285 del Campo Santa Rosa, con las profundidades de las arenas en estudio.

✓ **Arena VEC2.**

- *Carbón:* negro opaco; en bloque; moderadamente compactado; oscuro quebradizo.
- *Arenisca:* Blanquecina, en parte gris claro, grano fino a muy fino, redondeado a subredondeado; poca consolidación; buena selección; cemento silíceo; matriz arcillosa.
- *Lutita:* Gris oscuro; en parte gris claro; en ocasiones negra; con bloque; en parte sublaminar; moderada compactación; limosa.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

✓ **Arena NAE1.**

- *Arenisca:* Gris claro en parte beige; grano fino a muy fino; redondeado; buena selección; moderadamente consolidada; matriz arcillosa y cemento silíceo.
- *Lutita:* Gris clara; en parte gris oscuro; en bloque; en parte sublaminar; moderadamente compactada.

✓ **Arena AMG.**

- *Arenisca:* Gris claro; en parte blanquecina; en ocasiones gris oscuro; grano fino a muy fino; subredondeado a redondeado; buena selección; moderada consolidación.

✓ **Arena MES2,3.**

- *Carbón:* Negro brillante; en bloque; duro; en parte quebradizo.
- *Arenisca:* Gris claro a gris oscuro; en parte cuarzo cristalino; grano fino a medio; subangular a subredondeado, regular selección; friable; matriz arcillosa; pobre porosidad visual.
- *Lutita:* Negra; en parte gris oscura; en bloque; en parte sublaminar, moderadamente dura; carbonosa; no calcárea.
- *Limolita:* Gris en parte marrón claro; en bloque; moderadamente dura; grada a arenisca; de grano fino.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

4.3. Evaluar los efectos de los fluidos por medio de estimación del factor de daño.

Se realizó el análisis nodal mediante el simulador PIPESIM 2007, a los 4 pozos seleccionados, con la finalidad de simular las condiciones a las que se encontraba esos pozos, evaluando el sistema de producción desde el yacimiento, hasta el separador, para luego mediante sensibilidades del daño encontrar la tasa a la que estaba produciendo de acuerdo a la carta de aceptación de los pozos en estudio. En las Tablas 4.7, 4.8 y 4.9 se muestra la información de yacimiento y longitudes de la línea de flujo y de los fluidos de cada uno de los pozos analizados; otros detalles referentes a las completaciones pueden ser observadas en el apéndice A, donde se muestran los diagramas mecánicos característicos de los pozos de cada zona, todos estos datos requeridos para las simulaciones.

Una vez validada toda la información requerida, se procedió a cargar todos los datos en el simulador, para reproducir las condiciones reales, de todos los pozos en estudio y comparar los resultados del análisis nodal con la producción antes y después de las estimulaciones.

Tabla 4.7. Información de Yacimiento.

| POZO | Arena/Yac | Py (Lpca) | Ty (°F) | ANP (Pies) | K (md) |
|---------------|---------------|-----------|---------|------------|--------|
| RG-60 | VEC2/RG-4 | 1109,1 | 185,53 | 7 | 296 |
| RG-205 | NAE1/RG-126 | 942,5 | 171 | 12 | 234,32 |
| RG-211 | AMG/RG-63 | 1088,7 | 196 | 10 | 85 |
| RG-265 | MES2,3/RG-112 | 1965,8 | 264 | 16 | 46 |



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.8. Información de la línea de flujo.

| POZO | Prof. promedio (Pies) | Reductor (Pulg) | Longitud horizontal (Pies) | Presión de salida (Lpca) |
|---------------|--------------------------|--------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| RG-60 | 5794,5 | 1/2 | 2297 | 74,7 |
| RG-205 | 4079 | 5/8 | 3937 | 264,7 |
| RG-211 | 6951 | 3/4 | 3281 | 74,7 |
| RG-265 | 1160 | 1/2 | 3281 | 514,7 |

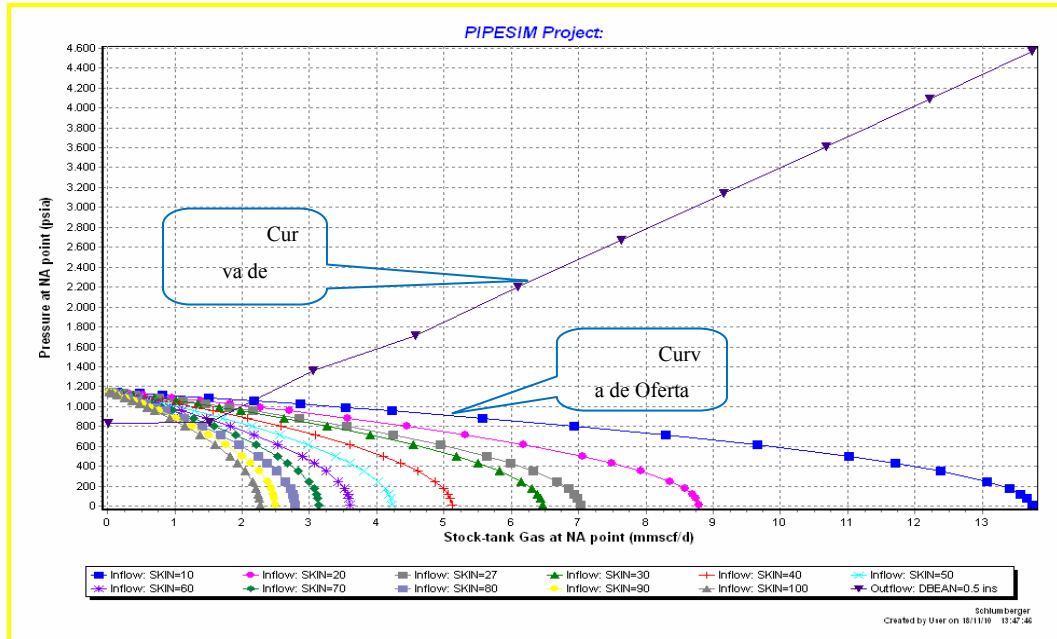
Tabla 4.9. Información de los fluidos.

| POZO | RGP (Pcn/Bn) | °API | G.E | %Wcut |
|---------------|--------------|------|--------|-------|
| RG-60 | 160916 | 39,9 | 0,7506 | 60 |
| RG-205 | 175000 | 53 | 0,748 | 40 |
| RG-211 | 131500 | 50,8 | 0,747 | 70 |
| RG-265 | 99999 | 48,3 | 0,765 | 20 |

Luego de insertada la data necesaria al simulador, prosigue el cotejo de cada pozo en estudio, seleccionando el nodo en el fondo del pozo, para generar la tasa y la presión de fondo fluyente (pwf) bajo ciertas condiciones establecidas, abarcando desde el yacimiento hasta la superficie. La tasa de gas se obtuvo con las curvas de oferta, representada por el daño de formación y la de demanda, representada por el diámetro del reductor (Gráfico 4.2).



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

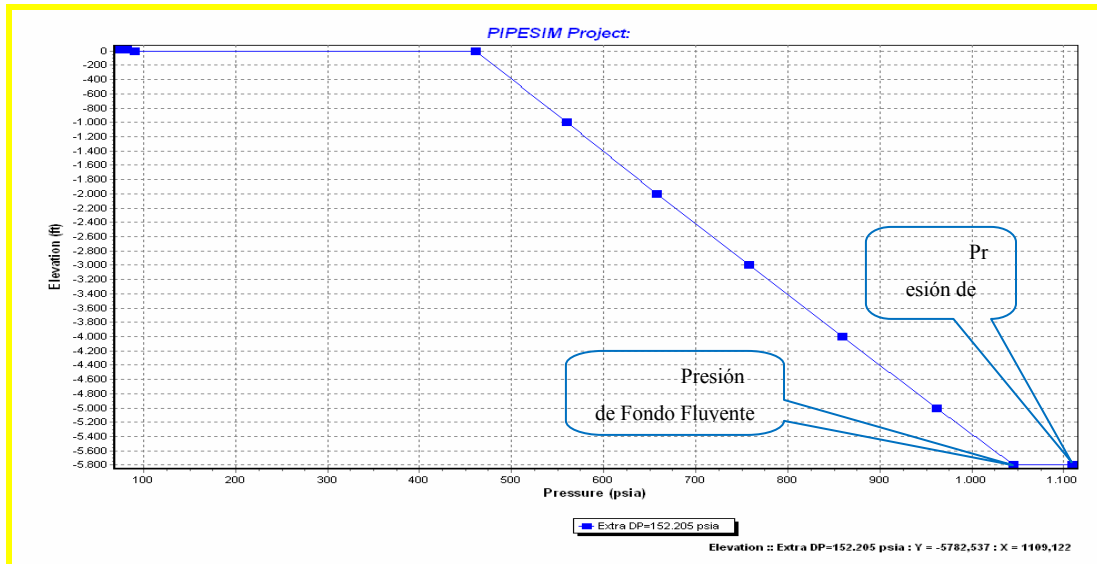


Gráfica 4.2. Curva de Oferta y Demanda para el Cotejo de Tasa de Producción.

Luego de realizado el análisis nodal, fue necesario obtener la presión de yacimiento y de fondo fluyente a través de un perfil de presión realizado por el simulador, el cual modela las caídas de presión desde el yacimiento hasta la línea de flujo (Gráfica 4.3), estos valores se calcularon para corroborar que los pozos estaban produciendo en las condiciones reales.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS



Gráfica 4.3. Caídas de presiones desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo.

Los resultados obtenidos mediante la técnica de análisis nodal, se puede decir que se logró en los pozos, reproducir las condiciones reales del campo, tales como tasa de gas, presión de yacimiento y de fondo fluente, tomando como referencia un porcentaje de desviación igual o menor al 15 % dicho porcentaje está establecido por normas de la empresa “Baker Jardine Petroleum Engineering & Software” y “Schlumberger”, para comparar si está cotejada la producción.

En la tabla 4.10 se muestran los resultados obtenidos de la simulación anterior que se obtuvo de la carpeta de pozos y de la simulación actual validada con los datos de la carta de aceptación de los mismos. El daño para los pozos evaluados en las arenas de interés controlados con agua salada osciló entre 5,2 y 29,5.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Tabla 4.10. Resultados de la simulación de los pozos sometidos a rehabilitación

| Pozos | Arenas | Presión (Lpca) | S antes | Qg antes (MMPCGD) | | S después | Qg después (MMPCGD) |
|---------------|--------|-------------------|------------|----------------------|------|--------------|------------------------|
| | | | | | | | |
| RG-60 | VEC2 | 1109,1 | 5 y 7 | 1,5 | 1,4 | 5,3 | 1,931 |
| RG-205 | NAE1 | 942,5 | 5 y 7 | 3,5 | 3,4 | 29,5 | 2,799 |
| RG-211 | AMG | 1088,7 | 5 y 7 | 2,42 | 2,17 | 5,2 | 2,636 |
| RG-265 | MES2,3 | 1965,8 | 0 y 5 | 4,4 | 3,8 | 5,3 | 3,165 |

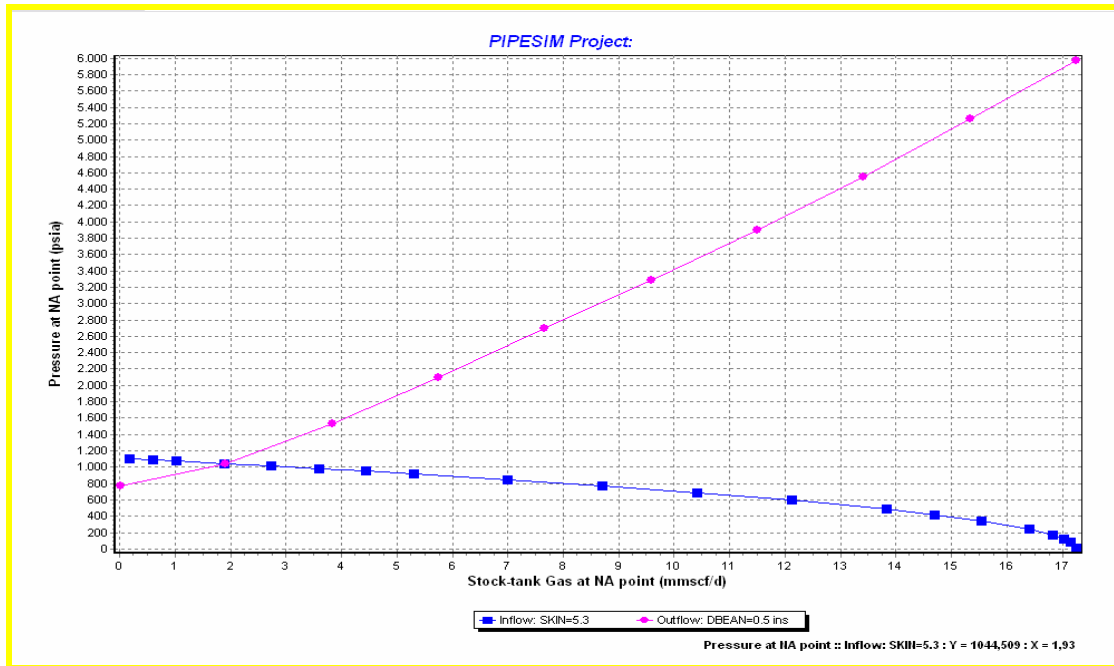
A continuación se presenta un análisis detallado del comportamiento y daño estimado de cada pozo:

✓ **Pozo RG-60**

Para el análisis de este pozo se realizó un pronóstico, estimando un valor de daño de 5 y 7 dando una producción de 1,5 MMPCGD y 1,4 MMPCGD respectivamente con un reductor de 1/2", luego se estimó el daño arrojando un valor de 5,3 lo cual da como resultado la producción aceptada en la última prueba y la cual fue de 1,931 MMPCGD.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS



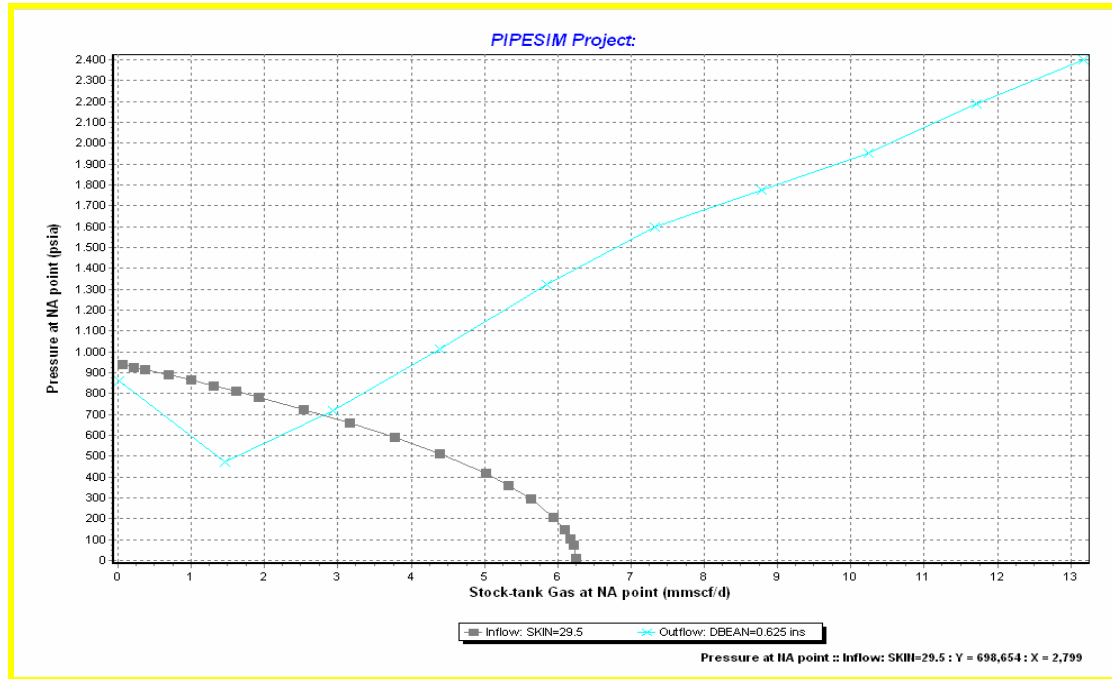
Gráfica 4.4. Daño estimado del Pozo RG-60.

✓ Pozo RG-205

Para el análisis de este pozo se realizó un pronóstico, estimando un valor de daño de 5 y 7 dando una producción de 3,5, MMPCGD y 3,4 MMPCGD respectivamente con un reductor de 5/8", luego se estimó el daño arrojando un valor de 29,5 dando como resultado la producción obtenida en la Carta de Aceptación la cual fue de 2,8 MMPCGD.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS



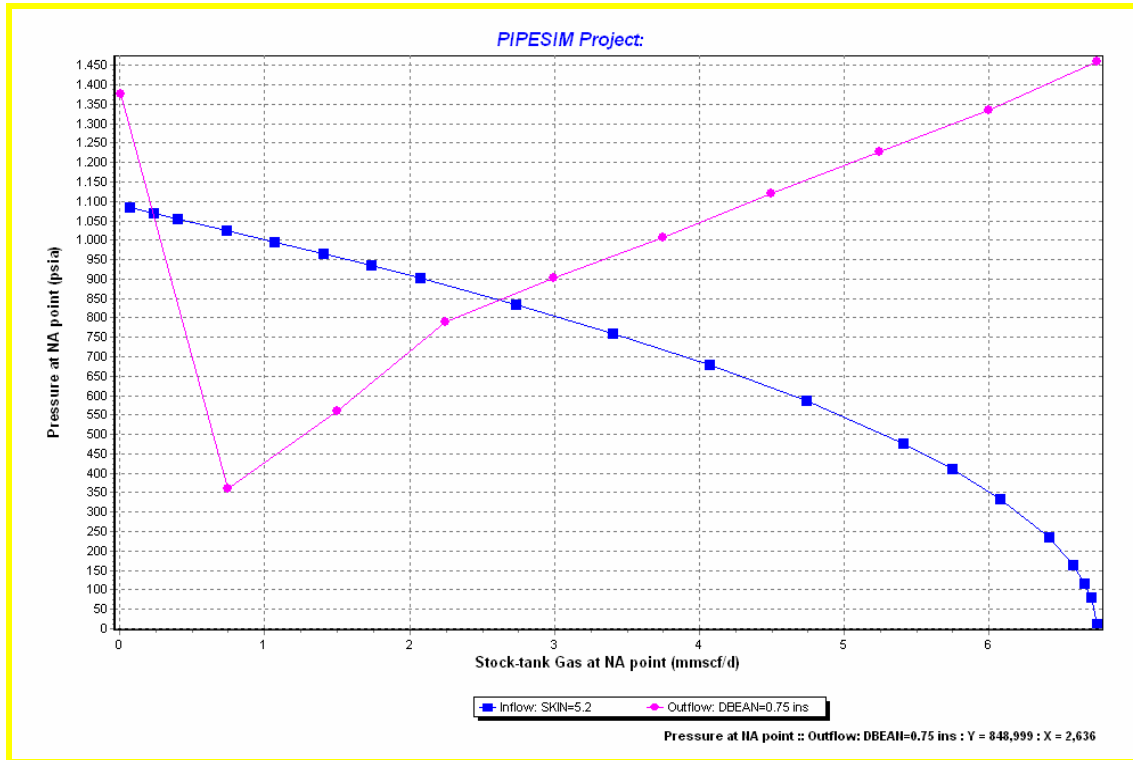
Gráfica 4.5. Daño estimado del Pozo RG-205.

✓ Pozo RG-211

Para el análisis de este pozo se realizó un pronóstico, estimando un valor de daño de 5 y 7 dando una producción de 2,42 MMPCGD y 2,17 MMPCGD respectivamente con un reductor de 3/4", luego se estimó el daño arrojando un valor de 5,2 dando como resultado la producción aceptada en la última prueba y la cual fue de 2,63 MMPCGD. Se puede observar que la curva de demanda representada por el reductor corta 2 veces la curva de oferta, la cual está representada por el daño, lo cual es un comportamiento observado sobre todo en los yacimientos de gas condensado y es debido a la acumulación de líquido.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS



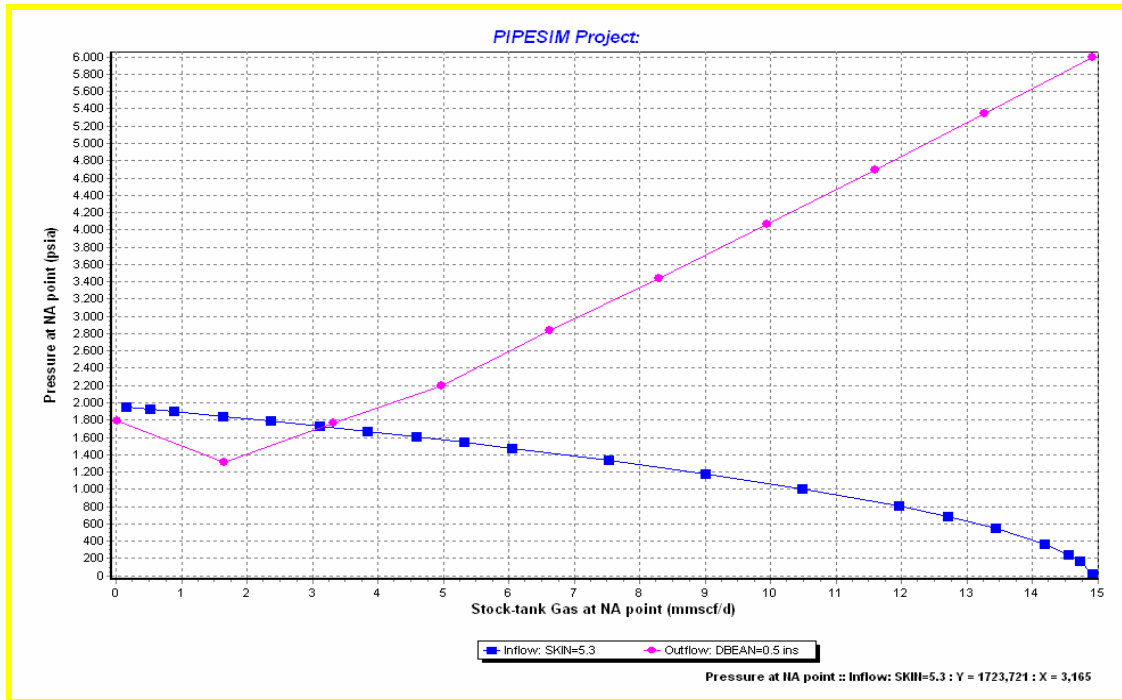
Gráfica 4.6. Daño estimado del Pozo RG-211.

✓ Pozo RG-265

Para el análisis de este pozo se realizó un pronóstico, estimando un valor de daño de 0 y 5 dando una producción de 4,4 MMPCGD y 3,8 MMPCGD respectivamente con un reductor de 1/2", luego se estimó el daño arrojando un valor de 5,3 dando como resultado la producción aceptada en la última prueba y la cual fue de 3,168 MMPCGD.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS



Gráfica 4.7. Daño estimado del Pozo RG-265.

4.4. Determinar los factores que influyen en el daño de la formación sometidas a operaciones de RA/RC en el periodo 2007-2009.

✓ Pozo RG-60

En este pozo el daño estimado actualmente fue de 5,3 y la producción aumentó, posiblemente la causa de este resultado sea que los pseudodaños que se presentan al momento de realizar trabajos de reacondicionamiento no fueron de mucha incidencia en el mismo, por lo cual pudiera inferirse que la caída de presión es pequeña, la cual fue producto de la técnica de cañoneo TCP 3-3/8” la cual por ser bajo balance causa menos daño a la formación, debido a que se esta cañoneando y produciendo al mismo tiempo por lo que el fluido de cañoneo no estaría en contacto con la formación lo cual previene el taponamiento y esto permite pasar el fluido de producción libremente ya que hay menos obstrucciones en el medio poroso.



CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

✓ Pozo RG-205

En este pozo el daño estimado actualmente fue mayor (29,5) y la producción disminuyó, posiblemente la causa de este resultado sea que los pseudodaños incidieron con mayor magnitud durante el reacondicionamiento, la caída de presión de este pozo se incrementa considerablemente en comparación con el pozo RG-60 y esto pudiera deberse a la técnica de cañoneo Casign Gun 4-1/2", la cual fue utilizada con un sobre balance y causa bastante daño a la formación debido a que el fluido de cañoneo estaría en contacto directo con la formación y como se mencionó en la sección 4.2, hay presencia de arcillas las cuales se pudieron hinchar al entrar en contacto con el fluido o también se pudo dar el caso que el fluido de cañoneo formó un revoque impidiendo una buena producción, debido a que los canales porosos no están completamente limpios como el pozo RG-60.

✓ Pozo RG-211

En este pozo el daño estimado actualmente fue de 5,2; posiblemente la causa de este resultado sea que los pseudodaños al momento de realizar trabajos de reacondicionamiento no afectaron la formación, en este caso la caída de presión es pequeña la cual fue producto de la técnica de cañoneo TCP 4-5/8", causando menos daño debido a que esta técnica es utilizada bajo balance.

✓ Pozo RG-265

El daño estimado en este pozo fue mayor y la producción disminuyó, la causa de este resultado sea que los pseudodaños al momento de realizar el reacondicionamiento incidieron con mayor magnitud, esto pudiera deberse a la técnica de cañoneo Throught Tubing Link Jet 1-11/16" utilizada, el cual es usado bajo balance aunque no causa tanto daño, pero limitan la penetración de la formación debido a los pequeños diámetros provocados por el proyectil obstruyendo el sistema poroso.



CONCLUSIONES

1. El fluido de completación no causa efecto sobre la productividad de los pozos estudiados, ya que el daño es causado por las técnicas de cañoneo y los seudodaños que estas provocan.
2. De 21 pozos en estudio fueron evaluados solo 4, los cuales tienen Carta de Aceptación, el resto fueron descartados por no tener toda la información necesaria o están en evaluación.
3. El fluido utilizado en los trabajos de RA/RC fue agua salada.
4. La litología encontrada en las formaciones Oficina y Merecure del Campo Santa Rosa se encuentran arenisca, lutita, trazas de carbón y limolita.
5. La correlación de flujo vertical que más se ajusta a los pozos en estudio en el Campo Santa Rosa fue la de Gray original y para flujo horizontal Dukler Aga & Flanagan.
6. Los pozos RG-60 y RG-265 presentaron valores de daño de 5,3, mientras que el pozo RG-211 el daño fue de 5,2 siendo este el más bajo y el pozo RG-205 con un daño de 29,5 siendo el valor más alto.
7. La producción de los pozos RG-60 y RG-211 aumentó después de haber sido reacondicionando y el daño aumentó, lo cual no concuerda con las estimaciones de producción que se realizaron inicialmente.
8. La técnica de cañoneo más utilizada en este Campo es TCP siendo este el que menos daño causa a la formación y el que causa más daño a la formación es el Casing Gun.
9. El daño estimado de 29,5 se debió a la técnica de cañoneo (Casing Gun) la cual es usada sobrebalance y por lo tanto el fluido de control entró en contacto con la formación hinchando las arcillas presentes en el mismo.

**RECOMENDACIONES**

1. Tomar data actualizada, mediante registro de fondo fluyente para la simulación y análisis nodal de los pozos.
2. Realizar estudios de compatibilidad entre el fluido de completación y la formación antes de la selección del mismo.
3. Mantener una base de datos actualizada de las presiones del yacimiento, mineralogía, caracterización y composición de los fluidos que puedan haberse filtrado a la formación en trabajos anteriores.
4. Realizar pruebas de restauración de presión (BUILD UP) a las arenas para así tener un conocimiento más exacto de las presiones y las permeabilidades actuales de las diferentes arenas del Campo Santa Rosa, de igual manera con estas pruebas se pueden obtener valores de daño que permitan validar los resultados arrojados por el simulador.

**BIBLIOGRAFÍA**

1. Alcubilla, C. **“Evaluación del Efecto de los Fluidos en las Operaciones de RA/RC sobre la Productividad de los Pozos en el Campo San Joaquín. Año 2000-2006”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Barcelona. (2007).
2. López, C. **“Evaluación de las Operaciones de Reparación, Reacondicionamiento y Recompletación, aplicadas en el Área Mayor de Oficina (A.M.O) perteneciente al Distrito Social Anaco, durante el periodo 2006-2007”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Barcelona. (2008).
3. Golindano, C. e Indriago, J. **“Influencia de los Fluidos de Completación en el Índice de productividad de la Arena SJ-A en el Campo San Joaquín, Distrito Gas Anaco”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente, Barcelona (2009).
4. González J. **"GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS"**. Ediciones Foninves, (1980).
5. **Presentación del Proyecto Gas Anaco, PDVSA, (2004).**
6. Pdvsa, **“Manual PDVSA de Análisis de Tiempos de Construcción y Rehabilitación de Pozos”**. Caracas, Venezuela (1999).
7. CEPET. **“Ingeniería de Rehabilitación de Pozos”**, (1993).
8. CIED, **“Completación y Reacondicionamiento de Pozos”**, (1997).



9. Martínez, F. **“Evaluación de los Procesos de Cañoneo Utilizados en la Completación de Pozos en PDVSA, Distrito Anaco Estado Anzoátegui”** (2006).
10. Lanfranchi, E. **“Completación y Rehabilitación de Pozos”**. Cursos Gerenciales, Venezuela (2000).
11. CIED- **“DAÑO A LA FORMACIÓN Y ESTIMULACIÓN DE POZOS”**. INTEVEP, Primera Edición. (1997)
12. Mody F. **"APPLICATION OF FUNDAMENTAL DRILLING FLUID/SHALE INTERACTION PRINCIPLES TO ENHANCE THE PERFORMANCE OF WATER-BASED MUDS"**, Baroid Drilling Fluids, (1994)
13. Quiroga F. **"ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON BASE EN AGUA, PARA PERFORAR LUTITAS DE ALTA REACTIVIDAD"**, INTEVEP, S.A, (1994)
14. INPELUZ. **“ANÁLISIS NODAL”**, 1990.
15. Fariñas, J. **“PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS”**. Venezuela (1999).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

| | |
|------------------|--|
| TÍTULO | DETERMINACIÓN DE LOS EFECTOS QUE PROVOCAN LOS FLUIDOS DE COMPLETACIÓN USADOS EN LAS OPERACIONES DE RA/RC SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS DEL CAMPO SANTA ROSA, ÁREA MAYOR DE ANACO. |
| SUBTÍTULO | |

AUTOR (ES):

| APELLIDOS Y NOMBRES | CÓDIGO CULAC / E MAIL |
|----------------------------|---|
| Perales M. José L. | CVLAC: V-14.931.334 E MAIL: joseluisperales4@hotmail.com |
| Vásquez L. Gabriel A. | CVLAC: V-16.546.418 E MAIL: gvasquez.0710@gmail.com |
| | CVLAC: E MAIL: |
| | CVLAC: E MAIL: |

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Reparación y Reacondicionamiento de Pozos

Tipos de Arcillas

Técnicas de Cañoneo

Curva de Oferta y Demanda

Fluidos de Completación

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

| ÁREA | SUBÁREA |
|---------------------------------|------------------------|
| Ingeniería y Ciencias Aplicadas | Ingeniería de Petróleo |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

RESUMEN (ABSTRACT):

Este estudio se realizó para determinar los efectos que provocan los fluidos de completación usados en las operaciones de RA/RC sobre la productividad de los pozos del Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco. Para realizar este estudio se tomaron en cuenta diferentes áreas de investigación como son Geología, Reacondicionamiento y Producción, con el objetivo de tomar en consideración todos los tópicos que son influenciados por los fluidos empleados en los trabajos de rehabilitación. En la parte Geológica se tomó en cuenta la composición estratigráfica y litológica de las arenas pertenecientes al Campo Santa Rosa. En la parte de Reacondicionamiento se consideraron los diferentes fluidos empleados. En el área de Producción se utilizaron los resultados obtenidos de las Cartas de Aceptación de los pozos trabajados anteriormente. Adicional a esto, a través del simulador PIPESIM 2007 se estimó el daño que presentaron los pozos después de ser rehabilitados.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

| APELLIDOS Y NOMBRES | ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL | | | | |
|----------------------------|------------------------------------|------------------------|----------------|-----------|----------------|
| Morales, Jhonles | ROL | CA | AS X | TU | JU |
| | CVLAC: | 9.726.435 | | | |
| | E_MAIL | jhonles123@hotmail.com | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| Vilela, Aura | ROL | CA | AS | TU | JU X |
| | CVLAC: | 11.825.025 | | | |
| | E_MAIL | auravilela@hotmail.com | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| Ulacio, Ivón | ROL | CA | AS | TU | JU X |
| | CVLAC: | 12.337.648 | | | |
| | E_MAIL | ivonulacio@yahoo.es | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| | ROL | CA | AS | TU | JU |
| | CVLAC: | | | | |
| | E_MAIL | | | | |
| | E_MAIL | | | | |

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

| | | |
|-------------|------------|------------|
| 2011 | 02 | 22 |
| AÑO | MES | DÍA |

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

| NOMBRE DE ARCHIVO | TIPO MIME |
|--------------------------------|-------------------|
| Tesis Operaciones de Ra/Rc.doc | Aplicación/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: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente / Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización"

José Perales

Autor

Gabriel Vásquez

Autor

Jhonles Morales

Asesor

Aura Vilela

Jurado

Ivón Ulacio

Jurado

Rayda Patiño

Por la subcomisión de tesis