



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**Propuesta de Mejoras para el Control de la Alta Presión Existente en el
Múltiple de Producción G10-R-SE-1/4 Ubicado en el Campo Dación, Distrito
San Tomé**

REALIZADO POR:

SARA MARGARITA ROMERO DÍAZ

**Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar
al Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JULIO DEL 2012



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

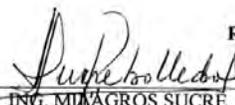
PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CONTROL DE LA ALTA
PRESIÓN EXISTENTE EN EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN G10-R-SE-1/4
UBICADO EN EL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ.

REALIZADO POR:

SARA MARGARITA ROMERO DIAZ

CI: 19.630.537

REVISADO POR:


ING. MILAGROS SUCRE

Asesor Académico


ING. LAZARO RODRIGUEZ

Asesor Industrial

MATURÍN, JULIO DEL 2012

ACTA DE APROBACION



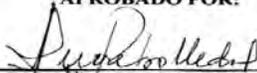
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN- MONAGAS-VENEZUELA

PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CONTROL DE LA ALTA
PRESIÓN EXISTENTE EN EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN G10-R-SE-1/4
UBICADO EN EL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ

REALIZADO POR:

SARA MARGARITA ROMERO DIAZ

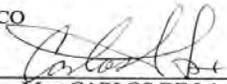
APROBADO POR:


ING. MILAGROS SUCRE

ASESOR ACADÉMICO


ING. FERNANDO CAÑIZALES

Jurado Principal


Msc. CARLOS DE LA CRUZ

Jurado Principal

MATURÍN, JULIO DEL 2012

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 SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES, CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN DEBERÁ PARTICIPARLO PREVIAMENTE AL CONSEJO UNIVERSITARIO, PARA SU AUTORIZACIÓN”



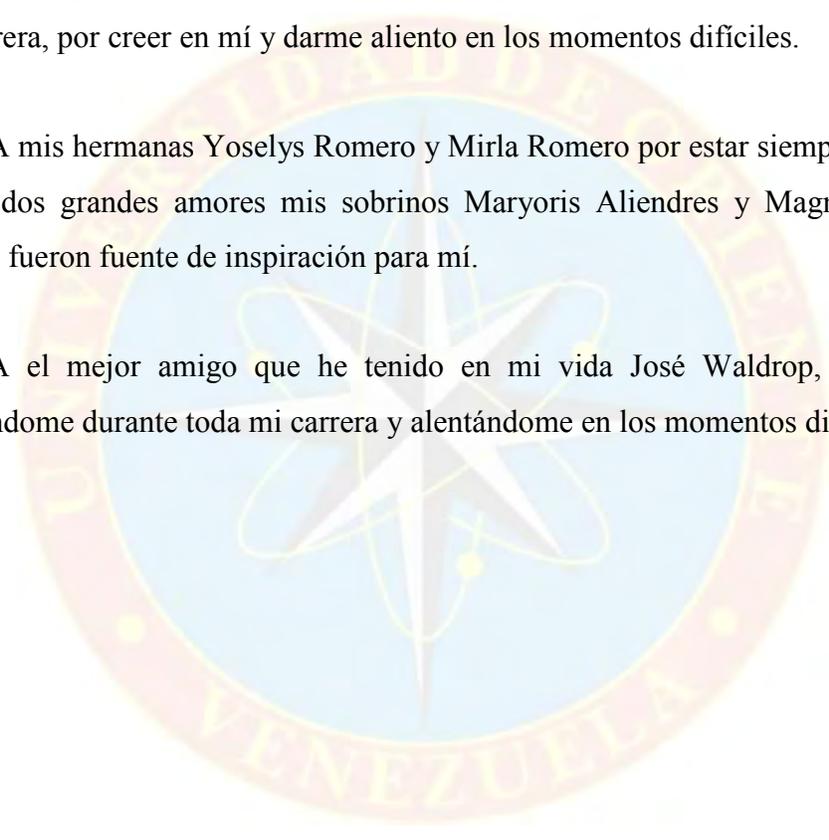
DEDICATORIA

A Dios todopoderoso por permitirme alcanzar esta meta tan importante en mi vida, por darme vida y salud y acompañarme en todo momento.

A mis padres Yoli Diaz y José Romero por su apoyo incondicional durante toda mi carrera, por creer en mí y darme aliento en los momentos difíciles.

A mis hermanas Yoselys Romero y Mirla Romero por estar siempre a mi lado y a mis dos grandes amores mis sobrinos Maryoris Aliendres y Magnun Aliendres porque fueron fuente de inspiración para mí.

A el mejor amigo que he tenido en mi vida José Waldrop, quien estuvo apoyándome durante toda mi carrera y alentándome en los momentos difíciles.



AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso por todo lo que me he dado en la vida.

A mis padres por permitirme alcanzar éste mi más grande sueño.

A la Universidad de Oriente núcleo Monagas por brindarme la oportunidad de cursar mi carrera.

A los profesores de la Universidad de Oriente núcleo Monagas que formaron parte de mi formación académica, en especial al Ing. Miguel Flores y a mi tutora académica Ing. Milagros Sucre.

A la empresa Petróleos de Venezuela, S.A. por permitirme realizar mis pasantías en sus instalaciones.

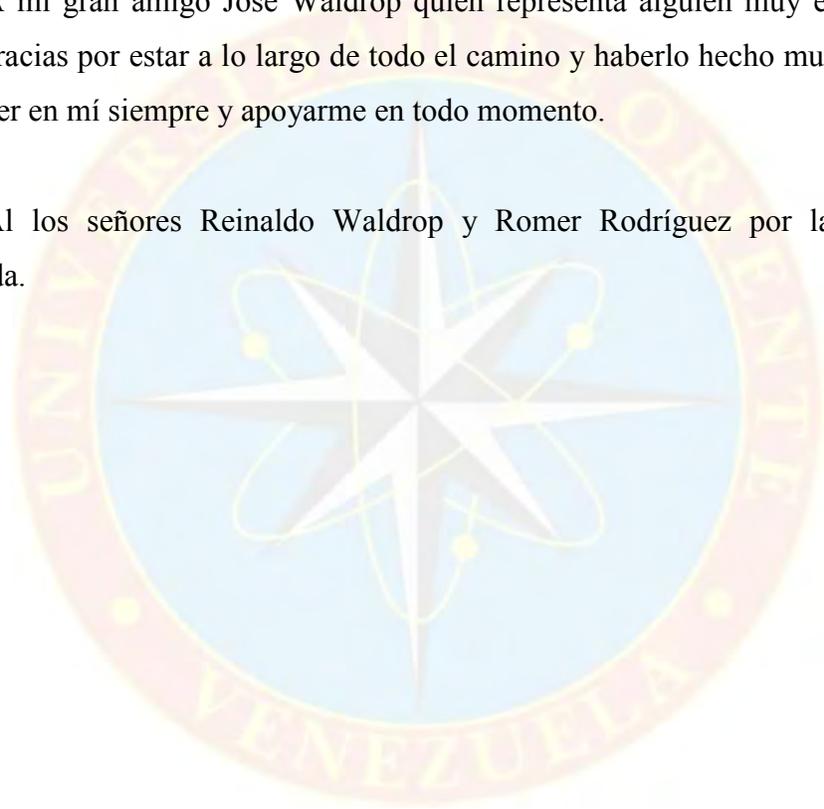
A los supervisores, operadores y demás personal que laboran en la Unidad de Producción Dación por todo el apoyo brindado, en especial a mi tutor Lázaro Rodríguez, a los operadores Adolfo Ortega, José Ponce, Luís Pérez, Juvenal Ortigoza y Jesús Carmona; a los trabajadores de la sala de estadística Indira Castillo y muy especialmente a mis amigos Luís Velazquez y Karylin Torres, a los supervisores Antonio Vivenes, Alexander Llovera y en especial a Pedro Giménez quien desde mi primer día en Dación me recibió con mucha atención y siempre me brindo su apoyo.

Al ingeniero Lennys Silva, pues sin su ayuda no hubiese sido posible llevar a cabo gran parte de ésta investigación.

Al señor Manuel Poleo por el gran apoyo brindado y su tiempo dedicado a ésta investigación.

A mi gran amigo José Waldrop quien representa alguien muy especial en mi vida, gracias por estar a lo largo de todo el camino y haberlo hecho mucho más fácil, por creer en mí siempre y apoyarme en todo momento.

Al los señores Reinaldo Waldrop y Romer Rodríguez por la oportunidad brindada.



Muchas Gracias A Todos

Sara Romero

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS.....	vi
ÍNDICE GENERAL	viii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Dación.....	8
2.3 BASES TEÓRICAS.....	9
2.3.1 Sistemas de Producción.....	9
2.3.2 Recolección	10
2.3.3 Líneas de Flujo	10
2.3.4 Estaciones de Flujo.....	11
2.3.5 Estación de Descarga.....	11
2.3.6 Múltiples de Producción.....	11
2.3.7 Clasificación de los Múltiples de Recolección.....	12
2.3.8 Sistema de Separación Gas-Petróleo	13
2.3.9 Regímenes de Flujo de Fluidos en Tuberías.....	13
2.3.10 Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal.....	14
2.3.11 Válvulas y Accesorios	16
2.3.12 Caída de Presión en Válvulas y Accesorios	16
2.3.13 Tipos de Válvulas	17
2.3.14 Tipos de Accesorios	19
2.3.15 Longitudes Equivalentes de las Líneas por Válvulas y Accesorios	20
2.3.16 Diámetros y Espesores de las Líneas de Flujo	23
2.3.17 Consideraciones Teóricas para Flujo Multifásico	26

2.3.18 Correlaciones de Flujo Multifásico	30
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	32
CAPÍTULO III.....	34
MARCO METODOLÓGICO	34
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	34
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	34
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	35
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	35
3.4.1 Caracterización Físico-Química de los Fluidos Asociados al Múltiple Remoto G10-R-SE-1/4 del Campo Dación	35
3.4.2 Estudio de las Variables de Flujo en el Múltiple de Recolección y en los Pozos Asociados al Mismo.....	36
3.4.3 Determinación de las Causas de las Altas Presiones Presentes en el Múltiple	39
3.4.4 Propuestas de Posibles Acciones o Medidas para el Control de las Altas Presiones Presentes en el Múltiple de Producción G10-R-SE-1/4	41
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	41
3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos	41
3.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos.....	42
3.6 RECURSOS	43
3.6.1 Recursos Humanos	43
3.6.2 Recursos Financieros.....	44
3.6.3 Recursos Materiales.....	44
CAPÍTULO IV	45
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	45
4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA DE LOS FLUIDOS ASOCIADOS AL MÚLTIPLE REMOTO G10-R-SE-1/4 DEL CAMPO DACIÓN	45
4.1.1 Características Físico-Químicas del Crudo	45
4.1.2 Datos de Producción de los Pozos.....	49
4.2 ESTUDIO DE LAS VARIABLES DE FLUJO EN EL MÚLTIPLE DE RECOLECCIÓN Y EN LOS POZOS ASOCIADOS AL MISMO.....	51
4.2.1 Presión Adecuada en el Múltiple de Producción G10-R-SE-1/4	52
4.2.2 Análisis de las Presiones Obtenidas en las Líneas	52
4.2.3 Patrones de Flujo	54
4.2.4 Características Mecánicas de las Líneas.....	54
4.3 DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS DE LAS ALTAS PRESIONES PRESENTES EN EL MÚLTIPLE.....	56
4.4 PROPUESTAS DE POSIBLES ACCIONES O MEDIDAS PARA EL CONTROL DE LAS ALTAS PRESIONES PRESENTES EN EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN G10-R-SE-1/4.....	57
CAPÍTULO V.....	59
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	59
5.1 CONCLUSIONES	59

5.2 RECOMENDACIONES	59
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
APÉNDICES.....	63
HOJAS METADATOS.....	79

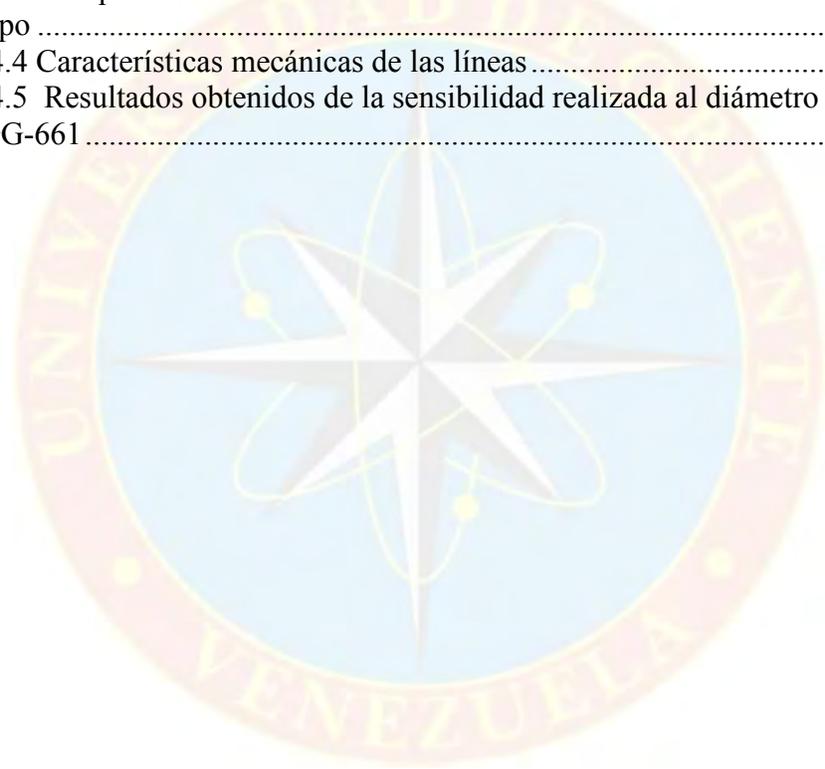


LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Ubicación geográfica de San Tomé.....	8
Figura 2.2 Ubicación geográfica del campo Dación.....	9
Figura 2.3 Múltiple de producción general y de prueba	12
Figura 2.4 Patrón de flujo estratificado.....	14
Figura 2.5 Patrón de flujo intermitente	15
Figura 2.6 Patrón de flujo anular.....	15
Figura 2.7 Patrón de flujo burbujas dispersas	16
Figura. 3.1 Red de recolección en el PIPESIM 2008.....	37
Figura 3.2 Condiciones del pozo.....	37
Figura 3.3 Modelo de fluido	38
Figura 3.4 Propiedades de los fluidos	38
Figura 3.5 Datos de las líneas de flujo	39
Figura 3.6 Red de simulación de la sensibilización realizada.....	40
Figura 3.7 Datos del pozo	40
Figura 3.8 Perfil de presión y temperatura.....	41
Figura 3.9 Ventana del Centinela 2000.....	43
Figura 4.1 Datos de viscosidad del crudo	47

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Longitudes equivalentes de los codos.....	21
Tabla 2.2 Longitudes equivalentes de las válvulas	22
Tabla 2.3 Diámetros de líneas de flujo con su correspondiente espesor.....	23
Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica del crudo de los pozos en estudio.....	45
Tabla 4.2 Datos de producción de los pozos.....	49
Tabla 4.3 Comparación de los resultados obtenidos del simulador con los encontrados en campo	51
Tabla 4.4 Características mecánicas de las líneas.....	55
Tabla 4.5 Resultados obtenidos de la sensibilidad realizada al diámetro de la línea del pozo GG-661	57





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN- MONAGAS-VENEZUELA**

**PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL CONTROL DE LA ALTA
PRESIÓN EXISTENTE EN EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN G10-R-SE-1/4
UBICADO EN EL CAMPO DACIÓN, DISTRITO SAN TOMÉ.**

Autor:

SARA MARGARITA ROMERO DIAZ

C.I.: 19630537

Julio 2012

Asesores:

ING. MILAGROS SUCRE

ING. LÁZARO ROGRIGUEZ

RESUMEN

La presente investigación se llevó a cabo con la finalidad de diagnosticar las causas de las altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 y así proponer posibles soluciones a dicho problema. La identificación de las causas de las altas presiones presentes en dicho múltiple se realizó mediante la simulación de los pozos que llegan al mismo, donde el simulador utilizado fue el PIPESIM 2008; se compararon los datos de presión obtenidos al simular con los datos de campo y así se determinaron los pozos problemas. Obteniendo como resultado que los pozos MS-630 Y GG-661 muestran alta presión en la línea y por ende son los causantes de la alta presión presente en el múltiple en estudio. Se recomendó una constante inyección de química en dichas líneas y su previo desplazamiento, para así disminuir la presión en éstas y evitar que vuelvan a presentar alta presión.

INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo es una tarea que implica muchos procesos, equipos y facilidades de superficie; luego de conseguir que el fluido llegue a superficie es necesario transportarlo hasta la estación de flujo, donde es realizada una separación primaria del crudo, para luego ser enviado a la estación principal o de descarga en la que el mismo se somete a una separación más profunda, hasta quedar con las especificaciones adecuadas para su exportación. En las estaciones de flujo y de descarga existen instalaciones conocidas como múltiples locales de producción, a las cuales llega una cantidad determinada de pozos cercanos a las mismas; adicionalmente se tienen en diferentes puntos del campo instalaciones de este tipo conocidas como satélites o múltiples remotos de producción, donde descargan pozos que se encuentran muy alejados de la estación de flujo o descarga.

En la División Ayacucho, ubicada en el estado Anzoátegui, se encuentra el Distrito San Tomé, en la zona sur; allí se ubica la Unidad de Producción Dación la cual se encarga de controlar y supervisar los procesos de producción del campo. Ésta cuenta con estaciones principales, estaciones de flujo, estaciones de descarga y estaciones compresoras que operan a través de una serie de procesos que tienen como finalidad recolectar la producción asociada a los pozos que se encuentran en el campo, para de esta manera obtener la mayor calidad en relación a la producción y procesamiento del crudo, gas y agua se refiere.

En el bloque Dación se encuentran los campos petroleros Dación, Ganso y Levas, los cuales se extienden sobre un área de 427 kilómetros cuadrados dentro del municipio Freitas del estado Anzoátegui. En el campo petrolero Ganso, se tienen 2 estaciones de flujo con sus respectivos múltiples locales y 4 satélites ubicados en diferentes puntos del campo.

El múltiple remoto G10-R-SE-1/4 (ubicado en el área del campo petrolero Ganso) presenta un problema de altas presiones, el cual debe ser controlado para permitir la afluencia de los pozos de baja presión. Por tal razón se realizó un análisis de las condiciones mecánicas de dicho múltiple y las líneas asociadas a éste, además de evaluar las propiedades físicas del crudo que éste maneja, para así determinar la causa de altas presiones presentes en el mismo y proponer mejoras para controlar la presión en este múltiple.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el bloque Dación, se tiene como principal método de producción el levantamiento artificial por gas, seguido de múltiples métodos de levantamiento, entre los que se destacan: bombas de cavidad progresiva (BCP), bombeos mecánicos (balancines y rotaflex), bombas electro sumergibles (BES) y flujo natural en muy pocos pozos.

Los pozos perforados en el yacimiento Guara 10 (ubicado en el campo petrolero Ganso) producen en su mayoría por métodos de bombeo y la gravedad API del crudo proveniente de estos pozos oscila entre los 13,9 y los 22,5 °API. Por lo tanto, parte de la reserva de crudo del campo Dación es del tipo pesado, lo que dificulta su extracción y ocasiona muchos problemas operacionales como son las altas presiones en los múltiples de producción, debido a que las líneas de producción de este campo fueron diseñadas para crudo mediano y liviano, por ende, al transportar crudo pesado por estas líneas se presentan ciertos problemas.

La razón por la cual se realizó el estudio de las causas de altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 es porque esta situación ocasiona un déficit en la producción del campo, ya que al existir altas presiones en el múltiple se produce una restricción al crudo proveniente de los pozos de baja presión, permitiendo así que sólo los de alta presión puedan aportar crudo a dicho múltiple. En consecuencia, fue necesario identificar las causas de estas altas presiones y llevar la presión del múltiple a una presión adecuada que permitió a los pozos de baja presión aportar fluidos al múltiple de producción.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer mejoras para el control de la alta presión existente en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 ubicado en el campo Dación, Distrito San Tomé.

1.2.2 Objetivos Específicos

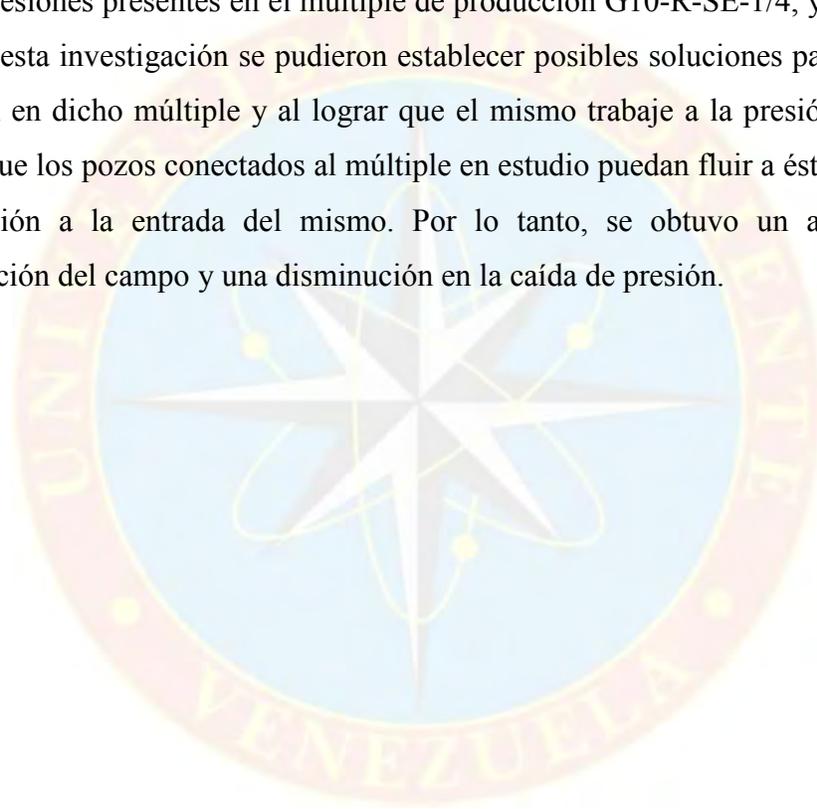
- Caracterizar las propiedades fisico-químicas de los fluidos asociados al múltiple remoto G10-R-SE-1/4 del campo Dación.
- Estudiar las variables de flujo en el múltiple de recolección y en los pozos asociados al mismo.
- Determinar las causas de las altas presiones presentes en el múltiple.
- Proponer posibles acciones o medidas para el control de altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Los múltiples de producción representan una de las instalaciones fundamentales en cualquier campo petrolero, puesto que los mismos permiten recolectar y transferir la producción de los pozos locales y remotos a la estación de flujo y descarga. Por tal razón es importante monitorizar las condiciones en las cuales se encuentran dichas instalaciones y mantener sus condiciones adecuadas de trabajo, en especial la presión existente en los cañones de producción, debido a que de ésta depende principalmente el buen funcionamiento de los múltiples de producción; dicha presión debe ser tal que permita llegar al fluido hasta el primer equipo de tratamiento del crudo (separador), ubicado en la estación de flujo o descarga, pero también debe estar acorde a la

mínima presión que manejan los pozos conectados al múltiple de producción. Por ende, la presión en los múltiples no puede ser muy alta con respecto a la mínima presión de trabajo de los pozos y no debe ser muy baja con relación a la presión requerida para lograr que el crudo llegue al separador.

Lo expuesto anteriormente enfatiza la necesidad de determinar las causas de altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4, ya que al llevar a cabo esta investigación se pudieron establecer posibles soluciones para controlar la presión en dicho múltiple y al lograr que el mismo trabaje a la presión adecuada se logró que los pozos conectados al múltiple en estudio puedan fluir a éste sin tener una restricción a la entrada del mismo. Por lo tanto, se obtuvo un aumento en la producción del campo y una disminución en la caída de presión.



CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Hernández, J. (2010): realizó un trabajo de grado titulado "**Evaluación hidráulica de las líneas de producción de fluidos desde cabezal de pozos hasta el múltiple de producción del campo Boquerón**". El objetivo fundamental de esta investigación fue evaluar el comportamiento del fluido dentro del sistema de recolección, estudiando el flujo multifásico a través de las tuberías horizontales, desde el cabezal de los pozos hasta el múltiple de producción del campo con el uso de la herramienta PIPEPHASE, para detectar restricciones en el flujo del fluido y la distribución de los patrones del flujo en las tuberías. En este estudio se analizó el comportamiento de la velocidad de la mezcla de ambas fases (líquido-gas) con respecto a la velocidad de erosión y la caída de presión generada en las líneas con respecto al gradiente máximo permitido por PDVSA para flujo multifásico horizontal. Se realizaron sensibilidades en la tasa de flujo tabulándose las tasas máximas a las cuales se evita superar la velocidad de erosión a los diferentes niveles de presión. Como resultado se obtuvo que el 67% de las líneas de 3 pulgadas y el 82% de las líneas de 4 pulgadas presentan peligro de erosión y altas caídas de presión.

Salas, C. (2005): realizó un trabajo de grado titulado "**Simulación de la red de recolección de crudo de los pozos asociados a la estación de flujo Carito, área Punta de Mata, Distrito Norte**". El objetivo principal de esta investigación fue desarrollar la simulación de la red de recolección de crudo correspondiente a la mencionada estación y así permitir realizar estudios generales de la red de recolección. Para llevar a cabo dicha investigación se utilizó la herramienta PIPESIM

2000, el cual permitió modelar el flujo de fluidos en las líneas de flujo de la red de recolección; se verificaron las caídas de presión en las líneas de flujo, las velocidades del fluido y de erosión al igual que la relación de criticidad de los pozos . Como resultado se logró reproducir el comportamiento de los pozos que fluyen a la estación de flujo Carito y al mismo tiempo se realizó un estudio hidráulico global de la red y combinar datos individuales de cada pozo en lugar de un análisis por separado de los mismos.

Marín, D. y Contreras, M. (2004): realizaron un trabajo de grado titulado **"Evaluación del comportamiento del flujo multifásico en la red de recolección del Campo Orocual, perteneciente al Distrito Norte, según portafolio de oportunidades 2003-2022"**. El desarrollo de este estudio estuvo enfocado a simular la red de recolección de crudo según portafolio de oportunidades 2003-2022 del campo Orocual, para planificar cambios en el sistema de recolección, arreglos de alineación y segregación de crudo; para facilitar y optimizar la producción del campo al menor costo posible. Como resultado de la investigación se obtuvo que las líneas de producción del campo, la línea de flujo del pozo ORC-15 presentó una velocidad de mezcla por encima de la de erosión, que el régimen de flujo de las líneas del campo Orocual es estratificado para la simulación de la red de recolección actual y según portafolio de oportunidades; la simulación de las líneas de producción de los pozos que serán perforados según portafolio de oportunidades 2003-2004, fue óptima.

2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

El Distrito San Tomé, perteneciente a la División Oriente de PDVSA (actualmente División Ayacucho), está ubicado en la parte sur de los estados Anzoátegui y Guárico, específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa (zona sur del estado Anzoátegui) y limitando también con el estado Monagas, ya que este distrito se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas, encontrándose a unos

14 km al noreste de la ciudad de El Tigre; forma parte del municipio Pedro María Freites, posee un área aproximada de 24.000 km² y sus coordenadas son: 8° 56' 28" N, 64° 7' 48" W. Está conformado por seis Unidades de Explotación (UP): Dación, Liviano, Mediano, Pesado, Extrapesado y San Cristóbal. En la figura 2.1 se muestran las divisiones y distritos de PDVSA.

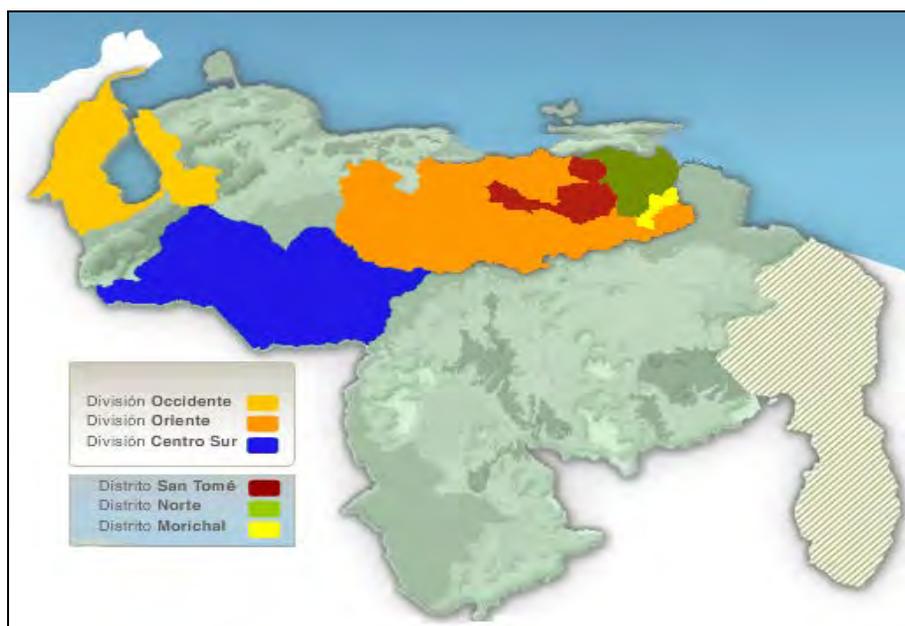


Figura 2.1 Ubicación geográfica de San Tomé
Fuente: Base de datos PDVSA San Tomé, (2006)

2.2.1 Ubicación Geográfica del Campo Dación

Al este de San Tomé, en el municipio Freites del estado Anzoátegui, se encuentra el campo Dación, con una extensión de 427 km², el cual fue descubierto en el año 1944, siendo desarrollado y explotado por la empresa Mene Grande Oil Company hasta que fue declarado “Campo Marginal”. Posteriormente, en 1997, la Compañía LASMO firmó un acuerdo con Corpoven S.A. (actualmente PDVSA Petróleo y Gas), bajo el cual la compañía fue contratada como empresa operadora para que prestara el servicio de explotación de hidrocarburos del área de Dación. En

el año 2001 el grupo de empresas Italianas ENI GROUP, adquirió a la compañía LASMO, expandiendo sus actividades como petrolera operadora en Venezuela, bajo el nombre de ENI DACIÓN B.V. En el año 2006, PDVSA asumió la operación de los campos operacionales que tenía la empresa ENI DACIÓN B.V, al rechazar ésta el modelo de asociación en empresa mixta para la explotación del recurso petrolero.

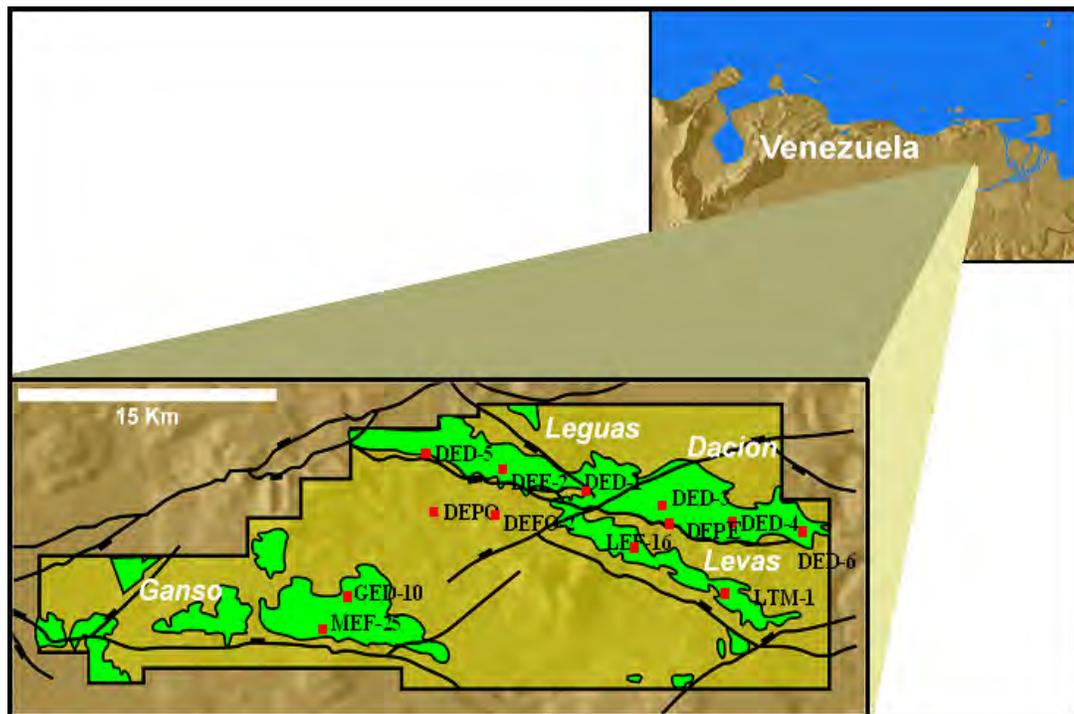


Figura 2.2 Ubicación geográfica del campo Dación
Fuente: Base de datos PDVSA San Tomé, (2006)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Sistemas de Producción

Los sistemas de producción están constituidos por un conjunto de instalaciones cuya función básica consiste en el manejo de la mezcla petróleo-gas desde que se extrae del yacimiento hasta que se realizan las operaciones de comercialización del petróleo y el gas.

El manejo de la producción comprende básicamente la separación de los tres fluidos principales obtenidos del pozo (petróleo, agua y gas).

2.3.2 Recolección

Desde cada pozo, los fluidos producidos son transportados a través de las tuberías de flujo hacia los múltiples de producción en las estaciones de flujo, para luego ser bombeados a estaciones principales o de descarga y de allí a patios de tanques y plantas de procesamiento de gas. Las tuberías son diseñadas y constituidas para transportar fluidos generalmente bifásicos, es decir, mezclas de líquido (petróleo-agua) y gas.

Las líneas de flujo están conectadas a sistemas de recolección denominados múltiples de producción, a los cuales llegan los hidrocarburos provenientes de cada uno de los pozos productores, antes de ser enviados al resto de los equipos de producción que conforman una estación de flujo.

Los equipos e instalaciones principales que conforman una estación de flujo son:

- Múltiple de producción.
- Separadores de gas-líquido, de producción general y de prueba.
- Depuradores de gas.
- Tanques de producción.
- Sistemas de bombas de transferencia de crudo.

2.3.3 Líneas de Flujo

Se denomina línea de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación de flujo. Son

fabricadas en diferentes diámetros, series y rangos de trabajo y se seleccionan según el potencial de producción y presiones de flujo del sistema.

2.3.4 Estaciones de Flujo

La estación de flujo se refiere al conjunto de equipos inter-relacionados para recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos de su vecindad. Las funciones principales de una estación de flujo son:

- Recolectar la producción de diferentes pozos de un área determinada cercana a ella.
- Separar la fase líquida de la gaseosa del fluido multifásico proveniente de los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Realizar las pruebas individuales de cada pozo.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento temporal al crudo.
- Bombear el petróleo al patio de tanques o terminal de almacenaje.

2.3.5 Estación de Descarga

La estación de descarga es el punto donde todo el petróleo es medido antes de bombearse por el oleoducto lateral al patio de tanques. Esas estaciones reciben crudo de estaciones de flujo y de pozos individuales. Están provistas de equipos destinadas al tratamiento, cuentan con separadores de gas-crudo para producciones limpias (sin agua), sucias (con agua) y de prueba, además de calentadores y tanque de lavado.

2.3.6 Múltiples de Producción

Los múltiples están formados por dos o tres tubos, instalados en forma horizontal, paralelos uno respecto al otro y conectados a la línea de flujo provenientes

de los pozos (Figura 2.3). En el punto de convergencia de la línea de flujo con el múltiple, se encuentra instalada una válvula para tomar muestras de crudo, una válvula check (para evitar el retorno del fluido en caso de roturas en la línea de flujo), y válvulas de compuertas, de bola o de tapón, las cuales permiten cerrar o dejar pasar el fluido.

2.3.7 Clasificación de los Múltiples de Recolección

De acuerdo a su temperatura:

- **Múltiple convencional:** aquellos que reciben la producción de los pozos bajo condiciones de presión y temperatura normal.
- **Múltiple caliente:** aquellos que tienen condiciones especiales para recibir fluidos con altas temperaturas provenientes de yacimientos sometidos a procesos de inyección de vapor.
- **Múltiple de producción:** es donde llegan los pozos que fluyen con temperaturas cercanas a los 110 – 120 °F. (8 pulg diámetro).
- **Múltiple de prueba o medida:** se utiliza para aislar la línea de flujo de cada pozo, con la finalidad de medir su producción individual. (4 pulg diámetro).



Figura 2.3 Múltiple de producción general y de prueba
Fuente: Manual de operaciones y de trabajo GED-10 (2003)

2.3.8 Sistema de Separación Gas-Petróleo

Los separadores de mezcla gas-líquido forman parte de un grupo de equipos que involucran los procesos físicos de separación de fases: sólidas, líquidas y gaseosas. El flujo que se obtiene de un yacimiento petrolífero es generalmente multifásico. La separación física de estas fases es una de las operaciones fundamentales en la producción, procesamiento y tratamiento de los crudos y gases. Los hidrocarburos, aguas, partículas de arena, gases corrosivos y contaminantes. En el recorrido desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, la presión y temperatura de esos fluidos se reducen. Esto hace posible el incremento del gas liberado de los hidrocarburos líquidos. El régimen de flujo, por lo tanto, puede variar desde uno monofásico líquido, pasando por varios tipos de flujo multifásico y en algunos casos, pueden ser completamente gaseosos. Un separador óptimamente diseñado hace posible una buena separación de los gases libres y de los diferentes líquidos.

2.3.9 Regímenes de Flujo de Fluidos en Tuberías

- **Flujo laminar:** existe a velocidades más bajas que la crítica; se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas unas sobre otras de manera ordenada. Se determina que hay flujo laminar cuando el número de Reynolds (Re) es menor de 2000.
- **Flujo transicional:** también llamado flujo crítico, existe cuando el caudal se incrementa después de estar en flujo laminar hasta que las láminas comienzan a ondularse y romperse en forma brusca y difusa. Se determina cuando el número de Re tiene valores entre 2000 y 4000.
- **Flujo turbulento:** existe a velocidades mayores que la crítica, cuando hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones

transversales a la dirección principal de flujo. Es determinado cuando el número de Re tiene valores mayores a 4000.

2.3.10 Patrones de Flujo para Flujo Horizontal y Cercanamente Horizontal

Flujo estratificado (estratificado liso y estratificado ondulante): ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope. Este patrón es subdividido en estratificado liso, donde la interfase gas-líquido es lisa, y estratificado ondulante, ocurre a tasas de gas relativamente altas, a las cuales, ondas estables se forman sobre la interfase. También es conocido como flujo segregado.

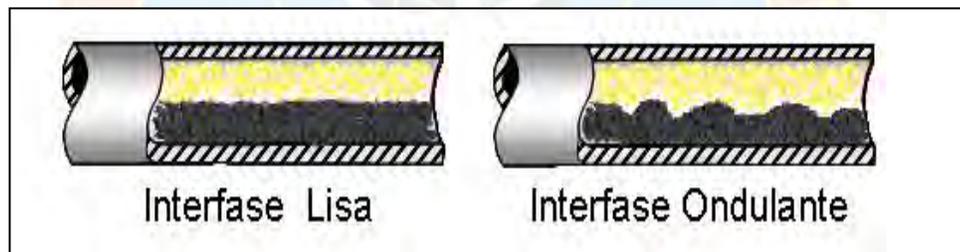


Figura 2.4 Patrón de flujo estratificado
Fuente: (Ricardo M, 2005)

Flujo intermitente (flujo tapón y flujo de burbuja alargada): el flujo intermitente es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, plugs o slugs de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El mecanismo de flujo es el de un rápido movimiento del tapón de líquido ignorando el lento movimiento de la película de líquido a la cabeza del tapón.

El líquido en el cuerpo del tapón podría ser aireado por pequeñas burbujas las cuales son concentradas en el frente del tapón y al tope de la tubería. El patrón de

flujo intermitente es dividido en patrones de flujo slug y de burbuja alongada. El comportamiento de flujo entre estos patrones es el mismo con respecto al mecanismo de flujo, y por eso, generalmente, ninguna distinción se realiza entre ellos.



Figura 2.5 Patrón de flujo intermitente
Fuente: (Ricardo M, 2005)

Flujo anular: ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería. La película al fondo es generalmente más gruesa que al tope, dependiendo de las magnitudes relativas de las tasas de flujo de gas y líquido. A las tasas de flujo más bajas, la mayoría de líquido fluye al fondo de la tubería, mientras las ondas inestables aireadas son barridas alrededor de la periferia de la tubería y moja ocasionalmente la pared superior de la tubería.

Este flujo ocurre en los límites de transición entre los flujos estratificado ondulado, slug y anular.



Figura 2.6 Patrón de flujo anular
Fuente: (Ricardo M, 2005)

Burbujas dispersas: a muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde burbujas son primero suspendidas en el líquido, o cuando burbujas alargadas, las cuales tocan el tope de la tubería, son destruidas. Cuando esto sucede, la mayoría de las burbujas son localizadas cerca de la pared superior de la tubería. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.

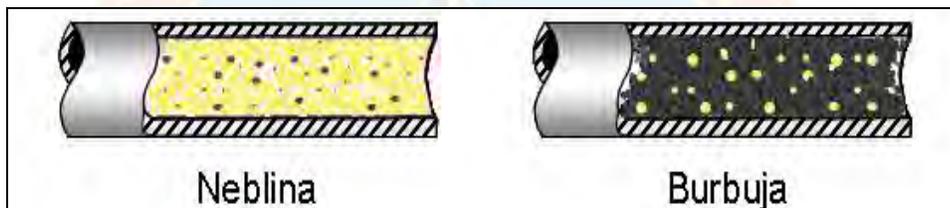


Figura 2.7 Patrón de flujo burbujas dispersas
Fuente: (Ricardo M, 2005)

2.3.11 Válvulas y Accesorios

Constituyen una de las partes básicas en una planta de procesos, estaciones de flujo, líneas de flujo, etc. Sirven para controlar el flujo de un fluido; pueden ser de cierre o bloqueo, de estrangulación (modulación del flujo), o para impedir el flujo inverso.

2.3.12 Caída de Presión en Válvulas y Accesorios

Las válvulas y accesorios en una tubería alteran la configuración del flujo y producen una pérdida de energía adicional a la fricción en la línea. La pérdida de presión total producida por una válvula o accesorio consiste en:

1. La pérdida de presión dentro de la válvula.
2. La pérdida de presión en la tubería de entrada es mayor de la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. Este efecto es pequeño.
3. La pérdida de presión en la tubería de salida es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. Este efecto puede ser muy grande.
4. El flujo por una válvula o accesorio en una línea de tubería causa una reducción de la altura estática que puede expresarse en función de una altura de velocidad y aplicando la ecuación de Darcy.

2.3.13 Tipos de Válvulas

➤ Válvulas de bloqueo

Son dispositivos cuya misión es la de bloquear, cuando sea necesario, el flujo de fluidos de alimentación o escape en tuberías o equipos de procesos. Dentro de este grupo están las siguientes válvulas:

- De compuerta.
- De macho.
- De bola.
- De mariposa.
- De ángulo.
- De tipo Y.

➤ **Válvulas de estrangulamiento**

Estas válvulas permiten regular el paso de un fluido en función de los requerimientos del proceso. Las más comunes son:

- De globo.
- De aguja.
- En Y.
- De ángulo.
- De mariposa.

➤ **Válvulas de retención (check)**

Son aquellas que no permiten el flujo inverso; actúan de manera automática entre los cambios de presión para evitar que se invierta el flujo. La presión del fluido circulante abre la válvula, el peso del mecanismo de retención y cualquier inversión en el flujo la cierran.

Existen diferentes tipos, y su selección depende de la temperatura, caída de presión que producen y la limpieza del fluido. Están disponibles en los siguientes tipos:

- Bisagra.
- Disco inclinable
- Elevación (disco, pistón o bola).

- De pie.

➤ **Válvulas de control o desahogo de presión**

Se utilizan cuando se requiere el desahogo o descarga de la presión cuando ésta exceda la que se puede controlar. Dependiendo del servicio que realizan se les denomina:

- De desahogo.
- De seguridad.
- De seguridad convencional.
- De desahogo equilibrado.
- De purga.

2.3.14 Tipos de Accesorios

➤ **De derivación:** son aquellos que poseen ramificaciones. Dentro de los accesorios de derivación se encuentran:

- Tés.
- Cruces
- Codos con salida lateral, etc.

➤ **De reducción y ampliación:** son aquellos que cambian la superficie de paso de fluido. En esta clase están las reducciones y manguitos.

➤ **De desviación:** son los que cambian la dirección del flujo. Entre ellos se encuentran:

$$L_E = \frac{(\sum K_i)D}{48f}$$

- Curvas
- Codos
- Curvas en U, etc.

2.3.15 Longitudes Equivalentes de las Líneas por Válvulas y Accesorios

Las válvulas, codos y otros accesorios ofrecen resistencia friccional adicional a la que opone la tubería en sí. Un método para correlacionar la caída de presión friccional de válvulas y accesorios es por medio de un coeficiente de resistencia, K, el cual es la presión dinámica perdida debido a la fricción del accesorio particular. Para cálculos de proceso es más conveniente transformar los coeficientes de resistencia friccionales, K, de las válvulas y accesorios a longitud equivalente de la tubería de proceso en la cual son instalados estos accesorios. La ecuación de conversión es:

(2.1)

Donde:

$\sum K_i$ = Sumatoria de los valores de K para los accesorios individuales del mismo diámetro nominal que la tubería.

D = Diámetro de tubería, pulgadas

f = Factor de fricción de Fanning, en las condiciones de flujo en las cuales está disponible el valor de K.

A continuación se muestran las tablas con las longitudes equivalentes de las líneas de acuerdo al diámetro de las mismas y al tipo de válvula y/o codo que en ellas se encuentren:

Tabla 2.1 Longitudes equivalentes de los codos

Diámetro de la línea	Codo de 90° (Regular)	Codo de 90° (Radio largo)	Codo de 45° (Regular)
Pulgadas	Pies	Pies	Pies
1	2,7	2,3	1,7
1 1/4	3,6	3	2,3
1 1/2	4,5	3,6	2,8
2	5,2	4,6	3,5

Tabla 2.1 Longitudes equivalentes de los codos (continuación)

Diámetro de la línea	Codo de 90° (regular)	Codo de 90° (radio largo)	Codo de 45° (regular)
pulgadas	pies	pies	pies
2 1/2	6,5	5,5	4,3
3	8	7	5,2
4	11	9	7
5	14	12	9
6	16	14	11
8	21	18	14
10	26	22	17

Fuente: Simulador numérico PIPESIM 2008

Tabla 2.2 Longitudes equivalentes de las válvulas

Diámetro de la línea	Válvula de compuerta	Válvula de globo	Válvula de ángulo
(pulgadas)	(pies)	(pies)	(pies)
1	0,6	27	14
1 1/4	0,8	38	18
1 1/2	1,0	44	22
2	1,2	53	28
2 1/2	1,4	68	33
3	1,7	80	42
4	2,3	120	53
5	2,8	140	70
6	3,5	170	84
8	4,5	220	120
10	5,7	280	140
12	9	400	190
14	10	450	210
16	11	500	240
18	12	550	280

Tabla 2.2 Longitudes equivalentes de las válvulas (continuación)

Diámetro de la línea	Válvula de compuerta	Válvula de globo	Válvula de ángulo
(pulgadas)	(pies)	(pies)	(pies)
20	14	650	300
22	15	688	335
24	16	750	370

Fuente: Simulador numérico PIPESIM 2008

2.3.16 Diámetros y Espesores de las Líneas de Flujo

A continuación se muestra una tabla con los diámetros y espesores de las líneas de flujo obtenida del simulador PIPESIM.

Tabla 2.3 Diámetros de líneas de flujo con su correspondiente espesor

Diámetro (pulg)	Cédula	Diámetro externo (pulg)	Diámetro interno (pulg)	Espesor (pulg)
2	XXS	2,375	1,503	0,436
2	Sch 160	2,375	1,687	0,344
2	Sch 80	2,375	1,939	0,218
2	Sch 40	2,375	2,067	0,154
2 1/2	XXS	2,874	1,772	0,551
2 1/2	Sch 160	2,874	2,469	0,203
2 1/2	Sch 80	2,874	2,323	0,276
2 1/2	Sch 40	2,874	2,126	0,374
3	XXS	3,500	2,300	0,600
3	Sch 160	3,500	2,624	0,438
3	Sch 80	3,500	2,900	0,300
3	Sch 40	3,500	3,068	0,216
4	XXS	4,500	2,728	0,886
4	Sch 160	4,500	3,438	0,531

Tabla 2.3 Diámetros de líneas de flujo con su correspondiente espesor (continuación)

Diámetro (pulg)	Cédula	Diámetro externo (pulg)	Diámetro interno (pulg)	Espesor (pulg)
4	Sch 120	4,500	3,622	0,439
4	Sch 80	4,500	3,826	0,337
4	Sch 40	4,500	4,026	0,237
5	XXS	5,563	4,063	0,750
5	Sch 160	5,563	4,311	0,626

5	Sch 120	5,563	4,563	0,500
5	Sch 80	5,563	4,815	0,374
5	Sch 40	5,563	5,047	0,258
6	XXS	6,625	4,897	0,864
6	Sch 160	6,625	5,187	0,719
6	Sch 120	6,625	5,504	0,561
6	Sch 80	6,625	5,761	0,432
6	Sch 40	6,625	6,211	0,280
8	Sch 160	8,626	6,815	0,906
8	XXS	8,626	6,878	0,874
8	Sch 140	8,626	7,004	0,811
8	Sch 120	8,626	7,189	0,719
8	Sch 100	8,626	7,437	0,594
8	Sch 80	8,626	7,626	0,500
8	Sch 60	8,626	7,815	0,406
8	Sch 40	8,626	7,980	0,323
8	Sch 30	8,626	8,071	0,278
8	Sch 20	8,626	8,126	0,250
10	Sch 160	10,748	8,496	1,126
10	Sch 140	10,748	8,748	1,000
10	Sch 120	10,748	9,059	0,844
10	Sch 100	10,748	9,311	0,719

**Tabla 2.3 Diámetros de líneas de flujo con su correspondiente espesor
(continuación)**

Diámetro (pulg)	Cédula	Diámetro externo (pulg)	Diámetro interno (pulg)	Espesor (pulg)
10	Sch 80	10,748	9,559	0,594
10	Sch 60	10,748	9,748	0,500
10	Sch 40	10,748	10,020	0,364
10	Sch 30	10,748	10,134	0,307

10	Sch 20	10,748	10,248	0,250
12	Sch 160	12,752	10,126	1,313
12	Sch 140	12,752	10,500	1,126
12	Sch 120	12,752	10,752	1,000
12	Sch 100	12,752	11,063	0,844
12	Sch 80	12,752	11,378	0,687
12	Sch 60	12,752	11,630	0,561
12	Sch 40	12,752	11,941	0,406
12	Sch 30	12,752	12,091	0,331
12	Sch 20	12,752	12,252	0,250
14	Sch 160	14,000	11,189	1,406
14	Sch 140	14,000	11,500	1,250
14	Sch 120	14,000	11,811	1,094
14	Sch 100	14,000	12,126	0,937
14	Sch 80	14,000	12,500	0,750
14	Sch 60	14,000	12,811	0,594
14	Sch 40	14,000	13,122	0,439
14	Sch 30	14,000	13,252	0,374
14	Sch 20	14,000	13,378	0,311
14	Sch 10	14,000	13,500	0,250
16	Sch 160	16,000	12,811	1,594
16	Sch 140	16,000	13,126	1,437
16	Sch 120	16,000	13,563	1,219
16	Sch 100	16,000	13,937	1,031

**Tabla 2.3 Diámetros de líneas de flujo con su correspondiente espesor
(continuación)**

Diámetro (pulg)	Cédula	Diámetro externo (pulg)	Diámetro interno (pulg)	Espesor (pulg)
16	Sch 80	16,000	14,311	0,844
16	Sch 60	16,000	14,689	0,656
16	Sch 40	16,000	15,000	0,500
16	Sch 30	16,000	15,252	0,374
16	Sch 20	16,000	15,378	0,311
16	Sch 10	16,000	15,500	0,250

Fuente: Simulador numérico PIPESIM 2008

2.3.17 Consideraciones Teóricas para Flujo Multifásico

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

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

- **Factor de entrapamiento de líquido (H_L):** es definido como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por líquido al volumen total del mismo.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (2.2)$$

El factor de entrapamiento del líquido es una fracción que varía a partir de cero para flujo monofásico de gas a uno para flujo de líquido únicamente. El remanente del segmento de tubería es ocupado por gas, el cual es referido como un factor de entrapamiento de gas o fracción ocupada por gas.

$$H_g = 1 - H_l \quad (2.3)$$

- **Factor de entrapamiento de líquido sin deslizamiento (λ_L):** es definido como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido por el volumen del mismo, considerando que el gas y el líquido viajarán a la misma velocidad.

$$\lambda_L = \frac{q_l}{q_l + q_g} = \frac{V_{SL}}{V_m} \quad (2.4)$$

Donde q_l y q_g son las tasas de flujo de gas y líquido en sitio, respectivamente. El factor de entrapamiento de gas sin deslizamiento es definido de la siguiente forma:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l = \frac{q_g}{q_l + q_g} \quad (2.5)$$

- **Densidad de líquidos (ρ_L):** la densidad total de líquido puede calcularse usando un promedio ponderado por volumen entre las densidades del petróleo y del agua, las cuales pueden ser obtenidas de correlaciones matemáticas, para ello se requiere del cálculo de la fracción de agua y de petróleo a través de las tasas de flujo en sitio.

$$\rho_L = \rho_o * F_o + \rho_w * F_w \quad (2.6)$$

$$F_o = \frac{q_o * B_o}{F_w q_w + B_o + q_w * B_w} \quad (2.7)$$

$$(2.8)$$

Donde: q_o es el caudal de petróleo, q_w es el caudal de agua, F_w es el flujo fraccional del agua y F_o es el flujo fraccional del petróleo.

- **Densidad bifásica (ρ_s):** el cálculo de la densidad bifásica requiere conocer el factor de entrapamiento del líquido, con o sin deslizamiento.

$$\rho_s = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad (2.9)$$

- **Velocidad:** muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial, la cual está definida como la velocidad que una fase exhibiría si fluyera sólo ella a través de toda la sección transversal de la tubería.

- **Velocidad superficial del gas**

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (2.10)$$

Donde: A es el área trasversal de la tubería

- **Velocidad real del gas**

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A * H_g} \quad (2.11)$$

- **Velocidad superficial del líquido**

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \quad (2.12)$$

- **Velocidad real del líquido**

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A * H_L} \quad (2.13)$$

En unidades de campo se tiene

Para el líquido:

$$V_{sl} = \frac{5,615(q_o * B_o + q_w * B_w)}{86400A_t} \quad (2.14)$$

Y para el gas

$$V_{sg} = \frac{(q_l * RGL - q_o * R_o) * B_g}{86400A_t} \quad (2.15)$$

- **Velocidad superficial bifásica (V_s):** es definida como la diferencia entre las velocidades reales del gas y del líquido.

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (2.16)$$

- **Viscosidad (μ):** la viscosidad de una mezcla de agua-petróleo es generalmente calculada usando la fracción de agua y del petróleo como un factor de peso. A continuación se muestra cómo determinar la viscosidad del líquido:

$$\mu_L = F_o * \mu_o + F_w * \mu_w \quad (2.17)$$

Viscosidad bifásica:

(Sin deslizamiento)
$$\mu_m = \lambda_L * \mu_L + \lambda_g * \mu_g \quad (2.18)$$

(Con deslizamiento)
$$\mu_s = \mu_L^{H_L} * \mu_g^{H_g} \quad (2.19)$$

- **Tensión superficial (σ_L):** cuando la fase líquida contiene agua y petróleo se utiliza:

$$\sigma_L = F_o * \sigma_o + F_w * \sigma_w \quad (2.20)$$

Donde:

σ_o : Tensión en la superficie de petróleo

σ_w : Tensión en la superficie de agua

2.3.18 Correlaciones de Flujo Multifásico

- **Correlaciones tipo A:** consideran que no existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo; entre ellas se encuentran: Poettman y Carpenter, Baxendell y Thomas, Fancher y Brown.

- **Correlaciones tipo B:** suponen que existe deslizamiento entre las fases y no establecen patrones de flujo, dentro de este tipo de correlación se encuentra Hagedorn y Brown.
- **Correlaciones tipo C:** asumen que existe deslizamiento entre las fases y establecen patrones de flujo; entre ellas se encuentran: Duns y Ros, Orkiszewski, Beggs y Brill, Aziz y colaboradores, Chierici y colaboradores.

Una de las correlaciones de flujo multifásico horizontal más utilizada es Beggs & Brill, ya que cubre varios rangos de tasas y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema para caídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico, establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento del líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo. A continuación se muestra dicha ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{HORIZONTAL} = \left(\frac{\rho \times g \times \sin \theta}{g_c} + \frac{\rho \times F \times V^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho \times V \times d_v}{g_c \times d_L}\right) \frac{1}{144} \quad (2.21)$$

Donde:

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{HORIZONTAL}$ es el gradiente de presión

g es la aceleración de la gravedad = 32,2 pie/s²

g_c es un factor de conversión = 32,174 pie-lbm/s².lbf

d es el diámetro interno de la tubería en pies

V es la velocidad de la mezcla en pies/s

F es el factor de fricción, adim.

ρ es la densidad de la mezcla en lbm/pe^3

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Almacenamiento: etapa en la cual el crudo pasa a un patio donde hay un cierto número de tanques y/o depósitos a nivel de superficie para ser despachados. (WWW.OILPRODUCTION.NET).

Asfaltenos: son una familia de compuestos químicos orgánicos, resultan de la destilación fraccionada del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición; estadísticamente son compuestos similares de cadenas largas, muchos de ellos aromáticos y con polaridad relativamente alta. (HTTP://ES.THEFREEDICTIONARY.COM/POZO).

Emulsión: es una mezcla de líquidos inmiscibles de manera más o menos homogénea. Un líquido (la fase dispersa) es dispersado en otro (la fase continua o fase dispersante). (HTTP://ES.THEFREEDICTIONARY.COM/POZO).

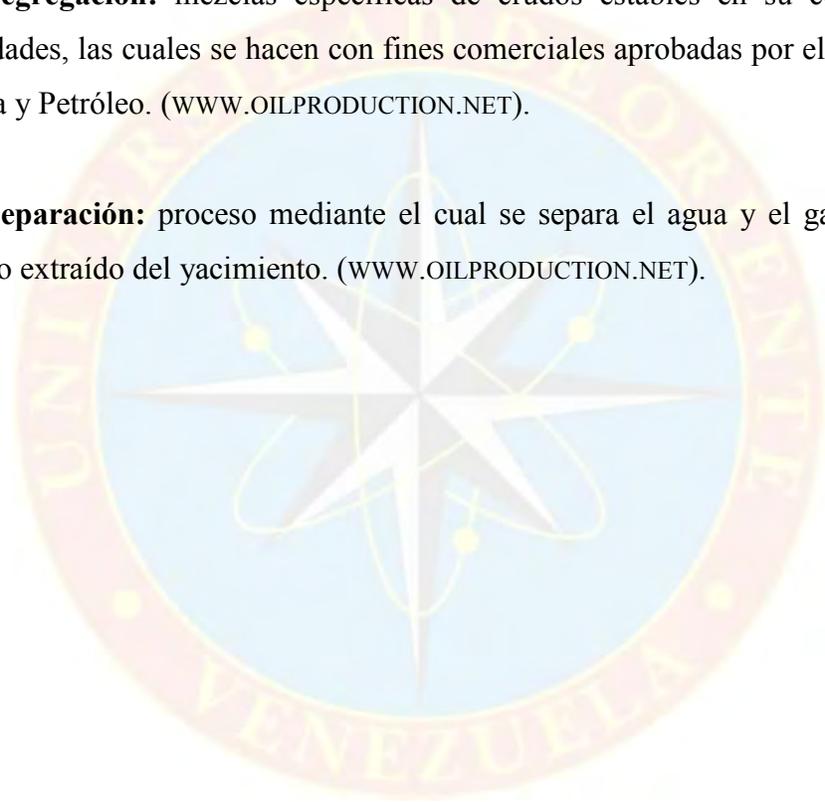
Interfase: se denomina interfase a la zona de separación entre dos fases o medios diferentes, en esta zona de nadie ambas fases pierden sus propiedades características y aparecen nuevas fuerzas que son muy diferentes a las existentes en los medios por separado. (HTTP://ES.THEFREEDICTIONARY.COM/POZO).

Patio de tanques: es el lugar propio de las estaciones que funciona como depósito de crudos y/o almacenamiento del mismo. (WWW.OILPRODUCTION.NET).

Patrones de flujo: son patrones que se observan en el flujo bifásico, el cual presenta una distribución de la interfase y se observan diferentes configuraciones de flujo, las cuales tienen características particulares tales como: los perfiles de velocidad y el factor de entrapamiento. (RICARDO, M).

Segregación: mezclas específicas de crudos estables en su composición y propiedades, las cuales se hacen con fines comerciales aprobadas por el Ministerio de Energía y Petróleo. (WWW.OILPRODUCTION.NET).

Separación: proceso mediante el cual se separa el agua y el gas asociado al petróleo extraído del yacimiento. (WWW.OILPRODUCTION.NET).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación se realizó bajo un nivel descriptivo en acuerdo con lo expresado por Arias, F. (2006), quien afirma que “la investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 24); debido a que se realizó una descripción e interpretación del problema de altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 y a fin de abordar todo el problema con la mayor exactitud posible, se presentaron en forma detallada y precisa las características del múltiple en estudio, de las líneas que descargan en el mismo y del crudo que éste maneja.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación fue desarrollada bajo la modalidad de campo, ya que la recopilación de los datos se realizó directamente en el campo a través de la observación directa, permitiendo conocer el estado físico y real de las instalaciones, complementariamente se reforzó con datos suministrados por la empresa.

Al respecto Arias, F. (2006) define el diseño de campo como:

Aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios) sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. (p. 31).

Lo expresado anteriormente, ratifica que en la investigación de campo la observación, las anotaciones y la obtención de datos conseguidos directamente de los procesos, objetos o fenómenos sujetos a estudio, son fundamentales para desarrollar este tipo de investigación.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población va a ser igual a la muestra, porque se tomaron en cuenta todos los pozos activos que llegan al múltiple de producción en estudio; los cuales conforman un total de 10 pozos, identificados a continuación: MS-630, MS-626, MS625, MS632, MS-641, MS-628, MS-638, MS-657, MS-610, GG-661.

Para la determinación del conjunto poblacional de la investigación fue necesario conocer su significado, al respecto Arias, F. (2006) define la población como "un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación". (p. 81)

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Caracterización Físico-Química de los Fluidos Asociados al Múltiple Remoto G10-R-SE-1/4 del Campo Dación

En esta etapa se tomaron muestras de crudo en el cabezal de cada uno de los pozos que fluyen al múltiple G10-R-SE-1/4, para luego realizarle pruebas de laboratorio a las mismas y conocer ciertas propiedades del crudo como son: viscosidad, gravedad API y %AyS, mediante las normas COVENIN 424, 883 y 2683, respectivamente, además de evaluar si existe presencia de emulsiones y precipitación de asfaltenos por medio de la norma ASTM D3279.

3.4.2 Estudio de las Variables de Flujo en el Múltiple de Recolección y en los Pozos Asociados al Mismo

En esta etapa se estudiaron las condiciones mecánicas del múltiple y las líneas que llegan al mismo, considerando cada uno de los accesorios y válvulas presentes en las líneas y la caída de presión que estos ocasionan, además se determinó la presión de trabajo adecuada para el múltiple de acuerdo al caudal que maneja y las propiedades del crudo.

Para dicho estudio se empleó el simulador de flujo multifásico PIPESIM, al cual se le suministró la data obtenida en el campo y de las pruebas realizadas al crudo (viscosidad, RGP, corte de agua, presión en la línea y en el cabezal, tasa de líquido, longitud horizontal de las líneas, ondulaciones, diferencia de elevación, diámetro interno, espesor, rugosidad y temperatura ambiente), para así simular la caída de presión en cada una de las líneas provenientes de los pozos en estudio, así como también la presión en el cañón general del múltiple en estudio, y en la línea de producción general que va desde el múltiple G10-R-SE-1/4 hasta la estación GED-10; con esta herramienta también fue posible determinar el patrón de flujo en las líneas.

Para realizar las simulaciones se aplicó la siguiente metodología:

- Se formó una red de recolección que parte desde los 10 pozos en estudio, cada uno de ellos seguido por una línea de flujo, las cuales convergen en el múltiple G10-R-SE-1/4 (que fue representado por dos nodos unidos por un tramo de tubería), hasta el múltiple local ubicado en la estación GED-10 (siendo representado por un sumidero). A continuación se muestra la red formada en el simulador:

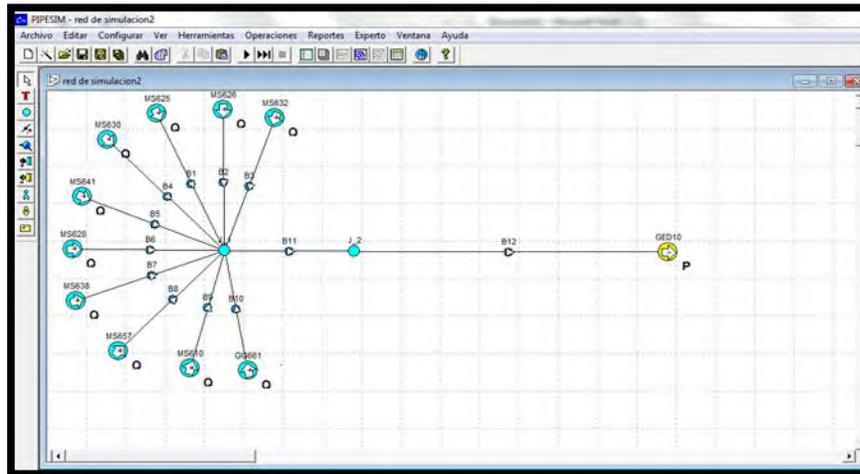


Figura. 3.1 Red de recolección en el PIPESIM 2008
Fuente: PIPESIM 2008

- Una vez formada la red, se procedió a introducir la data en cada uno de los elementos que la componen (pozo, línea, y sumidero). Seguidamente se muestran las ventanas donde se introdujo la data:

	Presión	Gasto (Flujo)
-	psig	STB/d
1		
2		
3		
4		
5		

Figura 3.2 Condiciones del pozo
Fuente: Simulador numerico PIPESIM 2008

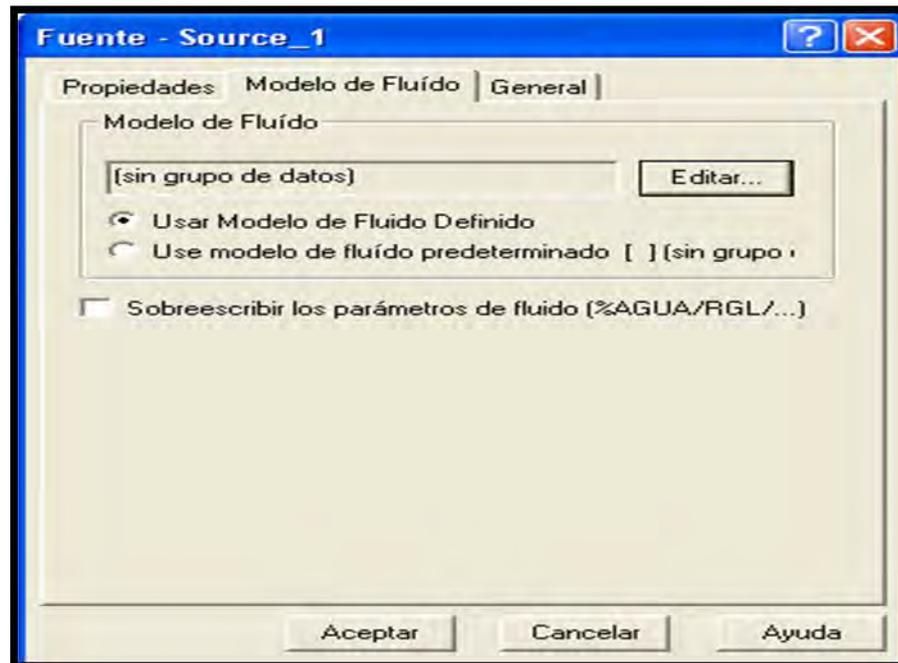


Figura 3.3 Modelo de fluido
Fuente: Simulador numerico PIPESIM 2008

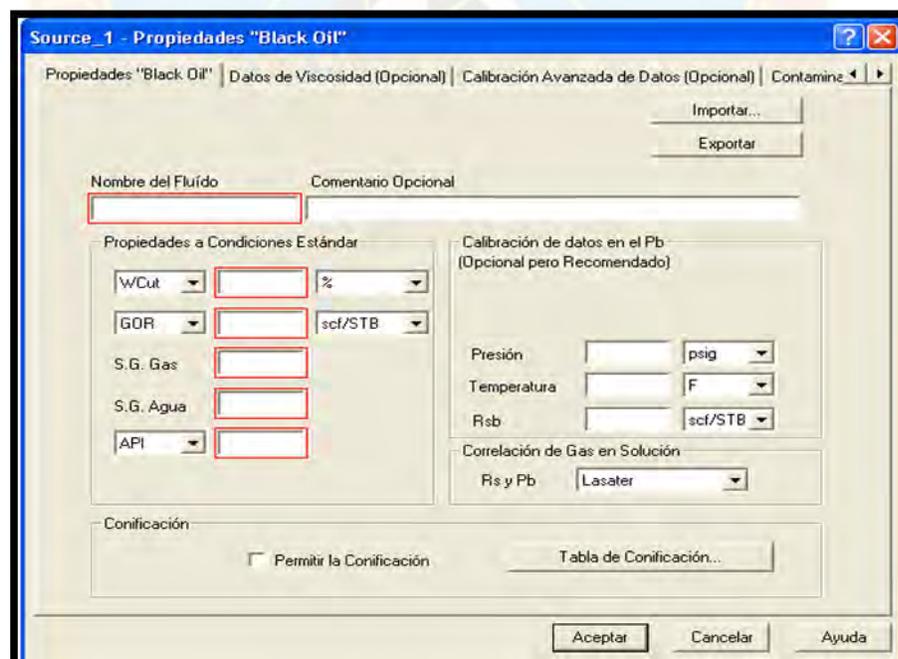


Figura 3.4 Propiedades de los fluidos
Fuente: Simulador numerico PIPESIM 2008

Línea de Flujo - Flowline

Propiedades | Transferencia de Calor | General

Descripción Preferida de Tubería: Vista Simple [Esquema]

Ondulaciones: [] / 1000

Distancia Horizontal: [] km

Diferencia de Elevación: [] km

Diámetro Interno: [] inches

Espesor: [] inches

Rugosidad: [] inches

Temperatura Ambiente: [] F

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

Aceptar Cancelar Ayuda

Figura 3.5 Datos de las líneas de flujo
Fuente: Simulador numerico PIPESIM 2008

3.4.3 Determinación de las Causas de las Altas Presiones Presentes en el Múltiple

Con los resultados obtenidos del simulador PIPESIM y las pruebas realizadas al crudo se determinaron las principales causas de las altas presiones presentes en el múltiple G10-R-SE-1/4, teniendo como objetivo alcanzar la presión óptima de trabajo del mismo; esto se logró comparando los datos obtenidos al simular con los conseguidos en campo, considerando que dichos datos debían ser similares. La variable que se comparó fue la presión en las líneas de transferencia de cada pozo.

Además, se evaluaron los valores de viscosidad del crudo, asfaltenos y parafinas (obtenidos de las pruebas realizadas al crudo), para así saber si la viscosidad era muy alta y si existía precipitación de asfaltenos o de parafinas. Por último, se

realizaron sensibilidades con el diámetro de la línea de flujo de uno de los pozos que reflejó la existencia de un problema.

A continuación se muestra la red de simulación armada para dicha sensibilización y las ventanas donde se introdujeron los datos:

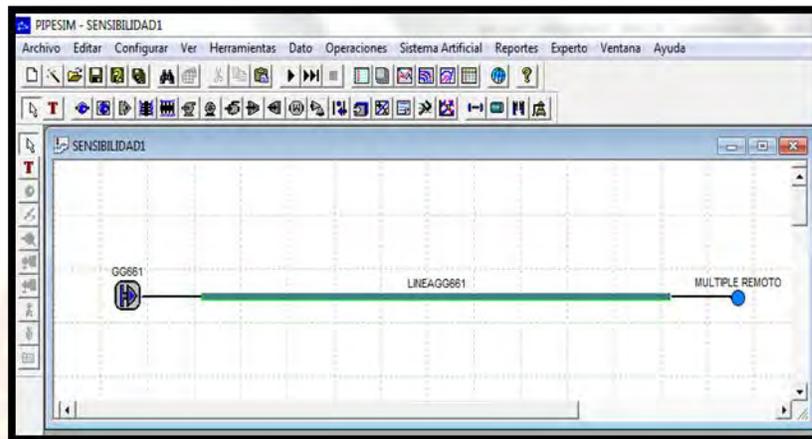


Figura 3.6 Red de simulación de la sensibilización realizada
Fuente: PIPESIM 2008

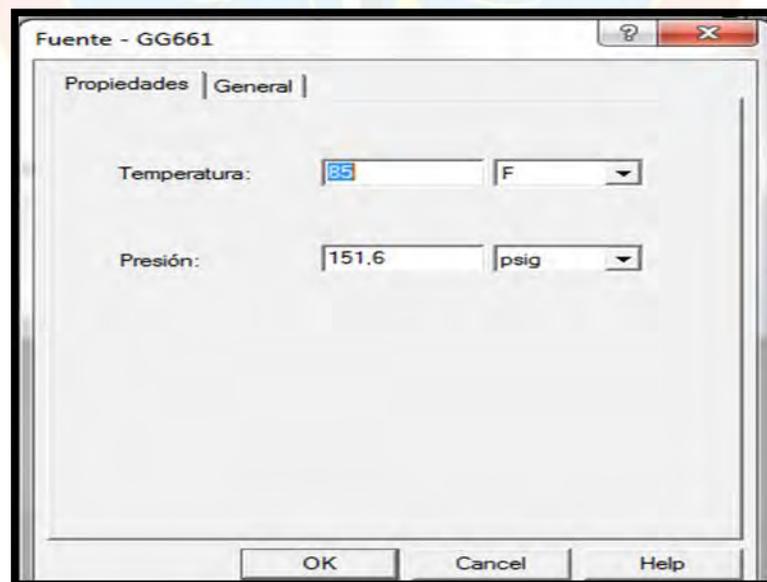
The image shows a dialog box titled "Fuente - GG661". It has a "Propiedades" tab selected, with a "General" sub-tab. The dialog contains two input fields: "Temperatura:" with a text box containing "85" and a dropdown menu set to "F"; and "Presión:" with a text box containing "151.6" and a dropdown menu set to "psig". At the bottom of the dialog are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help".

Figura 3.7 Datos del pozo
Fuente PIPESIM 2008

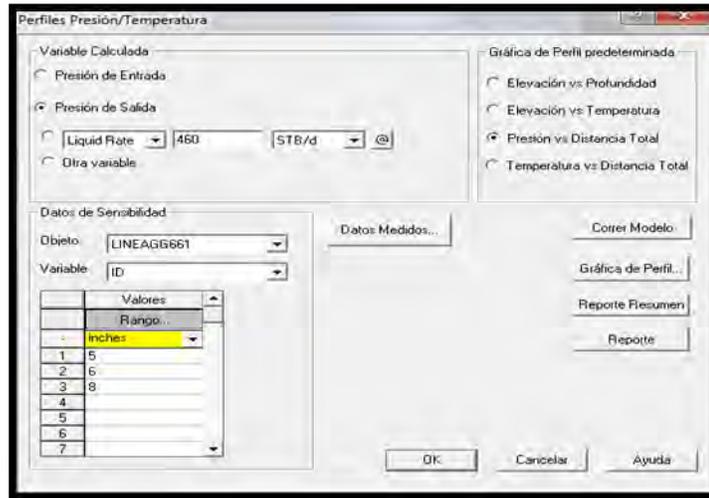


Figura 3.8 Perfil de presión y temperatura
Fuente: PIPESIM 2008

3.4.4 Propuestas de Posibles Acciones o Medidas para el Control de las Altas Presiones Presentes en el Múltiple de Producción G10-R-SE-1/4

Luego de haber detectado las causas de las altas presiones presentes en el múltiple en estudio y de haber cotejado en el simulador las variables causantes del problema, se procedió a proponer las posibles acciones que se pueden tomar para lograr controlar la presión en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas de Recolección de Datos

➤ Revisión documental

Es una técnica que consiste en la búsqueda de respaldo bibliográfico que permitió la elaboración del marco teórico, entre estos documentos están: textos, trabajos de grado, entre otros.

➤ **Observación directa**

Se utilizó la observación directa puesto que se fue a campo a realizar un levantamiento de las instalaciones que se estudiaron y se recolectó información de dichas instalaciones que no se tienen en la base de datos de la empresa.

➤ **Entrevistas no estructuradas**

Se realizaron entrevistas a algunos de los trabajadores pertenecientes a la U.P. Dación, con el fin de recabar información relacionada con el tema.

3.5.2 Instrumentos de Recolección de Datos

- **Simulador numérico PIPESIM:** es un simulador de flujo multifásico en estado estacionario y permite simular pozos, tuberías y redes de tuberías, tanto para el transporte de hidrocarburos como de agua y vapor. Este simulador cuenta con una interfaz de usuario que facilita la construcción de modelos y el análisis de resultados, además de un módulo para optimización de flujo en redes de conducción de fluidos.
- **Base de datos Centinela 2000:** es un sistema corporativo, que tiene como principal función servir como herramienta de apoyo en el área petrolera, lo cual permite tomar decisiones y enfrentar con éxito las distintas necesidades que puedan presentarse en el negocio petrolero. Está conformado por nueve aplicaciones: Pozo, Aico, Gas, Vapor, Agua, Seila, Tabla, Tutorial y Oleo, pero en este caso se utilizó sólo la aplicación Pozo.

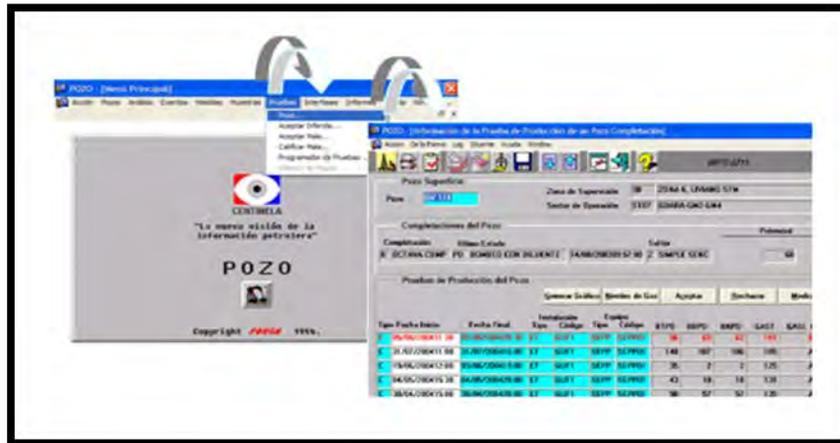


Figura 3.9 Ventana del Centinela 2000
Fuente: Centinela 2000

- **Sistema de posicionamiento global (global position system, GPS):** es un sistema global de navegación por satélite que permite determinar en todo el mundo la posición de un objeto.
- **Manómetro:** es un aparato que sirve para medir la presión de fluidos contenidos en recipientes cerrados.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

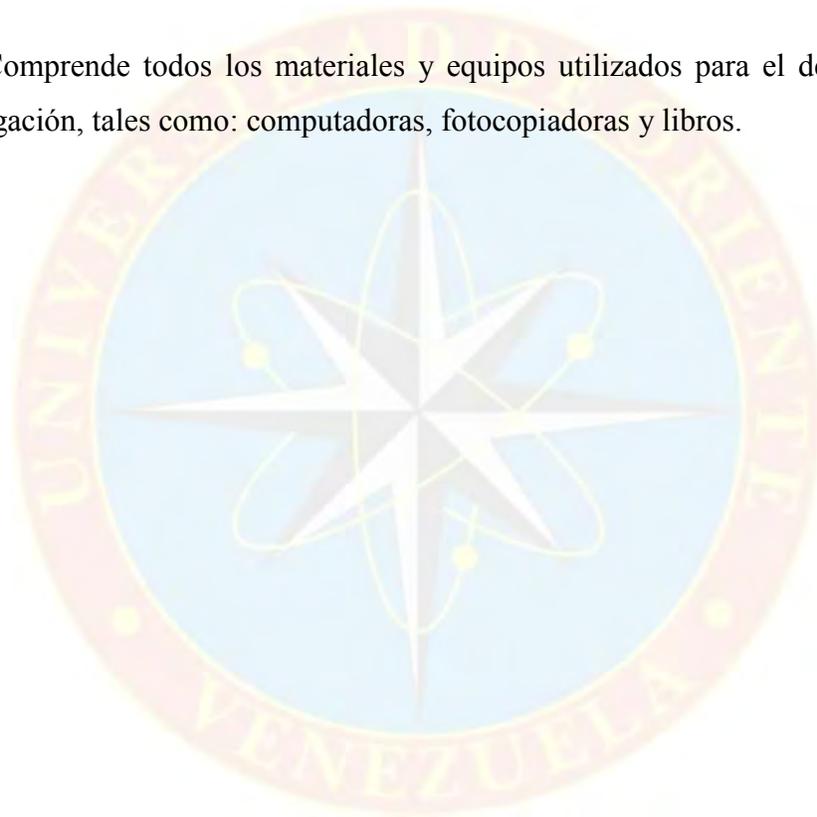
Se refiere a todas las personas que colaboraron en la consecución de los objetivos planteados; en este sentido el recurso humano que participó en la investigación a realizar estuvo constituido por: ingenieros pertenecientes a la Gerencia de Operaciones de la U.P. Dación y, por otra parte, la asesoría metodológica estuvo a cargo del cuerpo de profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Financieros

Recursos monetarios para traslados, levantamiento de información y transcripción estuvieron a cargo del investigador con apoyo de la empresa PDVSA.

3.6.3 Recursos Materiales

Comprende todos los materiales y equipos utilizados para el desarrollo de la investigación, tales como: computadoras, fotocopiadoras y libros.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 CARACTERIZACIÓN FÍSICO-QUÍMICA DE LOS FLUIDOS ASOCIADOS AL MÚLTIPLE REMOTO G10-R-SE-1/4 DEL CAMPO DACIÓN

Para alcanzar este objetivo, se realizaron diferentes pruebas físico-químicas al crudo proveniente de los 10 pozos que convergen en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4, para lo cual se tomaron muestras por separado para cada pozo y se determinaron las siguientes propiedades: %AyS, \square API, % asfaltenos, % emulsión, viscosidad, % parafinas y estabilidad de asfaltenos.

4.1.1 Características Físico-Químicas del Crudo

A continuación se muestra una tabla con los resultados arrojados de las pruebas realizadas al crudo:

Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica del crudo de los pozos en estudio

Pozo	%AyS	%Emulsión	Temperatura ($^{\circ}$ F)	Viscosidad (cP)	API	%Asfaltenos	%Parafinas	Estabilidad de asfaltenos
MS-632	56,0	4	100	5300	18	4,33	0,72	Estable
			120	3000				
MS-626	32,8	4	100	7800	15,3	4,41	0,35	Inestable
			120	3300				
MS-625	22	4	100	2700	15,2	3,02	0,59	Estable
			120	1600				

Tabla 4.1 Caracterización fisicoquímica del crudo de los pozos en estudio (continuación)

Pozo	%AyS	%Emulsión	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	API	%Asfaltenos	%Parafinas	Estabilidad de asfaltenos
MS-630	93,6	8	100	3800	16,5	5,09	0,65	Inestable
			120	2700				
MS-641	91,6	0,0	100	3600	18,8	6,20	0,44	Estable
			120	2900				
MS-628	56,5	2	100	5100	14	3,75	0,82	Estable
			120	2200				
MS-638	94,0	0,0	100	4100	15,2	3,72	0,67	Estable
			120	3800				
MS-657	98,0	10	100	3200	15,2	5,50	1,20	Estable
			120	2900				
MS-610	58,0	12	100	3200	19,7	5,18	0,42	Estable
			120	1800				
GG-661	76	6,00	100	3100	22,4	5,80	0,39	Inestable
			120	1300				

El análisis de la tabla anterior evidencia los siguientes aspectos:

➤ **Gravedad API**

Se puede observar que de acuerdo a la gravedad API determinada, el crudo en la mayoría de los casos es del tipo pesado y sólo una de las muestras es crudo mediano (pozo GG-661), por lo que la mezcla que maneja el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 es del tipo pesada.

➤ Viscosidad

Se puede notar que en la mayoría de los casos se tienen valores bajos de viscosidad, ya que, los resultados obtenidos se encuentran por debajo de los 10.000cp; el pozo MS-626 es el que tiene mayor viscosidad, seguido por los pozos MS-632 y MS-628, estando dichos pozos sometidos a tratamiento de química para mejorar el desplazamiento del crudo; en el caso de los dos últimos pozos mencionados el químico inyectado es un reductor de fricción y en el MS-626 el químico inyectado es un desmulsificante. Es importante destacar que la viscosidad fue determinada a dos temperaturas diferentes porque se requería conocer la misma a diferentes temperaturas para luego introducirlas en el simulador. En la siguiente figura se muestra la ventana de éste donde fueron introducidos los datos de viscosidad:

Figura 4.1 Datos de viscosidad del crudo
Fuente: Simulador PIPESIM 2008

➤ **%AyS**

La mayoría de los pozos posee un alto corte de agua, por lo que se puede inferir la presencia de corrosión y una gran posibilidad de existencia de deposición de sedimentos e hidratos en las líneas, puesto que el agua producida es salada y por ende las sales forman parte de su composición y dichos minerales pueden llegar a precipitar formando hidratos.

➤ **%Emulsión**

El crudo presenta poca cantidad de emulsión agua en petróleo y en parte esto se debe a la baja viscosidad que muestra el crudo y la poca presencia de asfaltenos (considerando que éstos son uno de los factores que promueven la estabilidad de una emulsión), por lo tanto, las emulsiones presentes en el crudo no representan un problema operacional, ya que es a partir de 20% de emulsión que el pozo puede empezar a exhibir problemas de producción, esto va a depender principalmente del caudal que se maneja y el corte de agua.

Este fenómeno ocasiona un aumento de presión en las línea de producción, y por ende una disminución de la producción de crudo, pero algunas veces las emulsiones ayudan a transportar mejor el crudo y a mejorar su producción. Para conocer con exactitud a partir de qué valor de emulsión se presentarán problemas en cada pozo, es necesario evaluar los mismos y realizar un estudio detallado de cada uno de ellos para establecer dicho valor, pero esto se realiza únicamente si el pozo presenta alta presión y un porcentaje de emulsión considerable, por lo que no fue necesario llevar a cabo este procedimiento en los pozos en estudio.

➤ **%Parafinas**

Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas al crudo indican que el mismo presenta poca cantidad de parafinas en todos los pozos, puesto que se considera que al tener una concentración mayor o igual a 5% de este compuesto en el crudo, es que se presentan problemas operacionales (precipitación de parafinas).

➤ **%Asfaltenos**

Los valores de asfaltenos observados indican poca presencia de estos en el crudo y en la mayoría de los casos no representan un problema operacional, puesto que se considera éste cuando el porcentaje de dicho compuesto es mayor o igual a 5% y es inestable. Por lo que se puede decir que los pozos MS-630 y GG-661 presentan precipitación de asfaltenos.

4.1.2 Datos de Producción de los Pozos

Es importante conocer los datos de producción de los pozos, puesto que a partir de ellos se puede conocer su comportamiento y detectar la presencia de algún problema operacional. En la siguiente tabla se muestran los datos de producción de los 10 pozos que convergen en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4:

Tabla 4.2 Datos de producción de los pozos

POZO	BFPD	BNPD	%AyS	RGP	OBSERVACIONES
MS632	492	303	56	191	Posee una significativa pero aceptable producción de agua y produce poco gas, ya que, su relación gas-petróleo es bastante baja

Tabla 4.2 Datos de producción de los pozos (continuación)

POZO	BFPD	BNPD	%AyS	RGP	OBSERVACIONES
MS626	46	31	32,8	3387	Presenta una baja producción de fluidos totales, un bajo corte de agua y una alta relación gas-petróleo
MS625	572	475	22	112	Buen pozo productor, porque produce poca cantidad de agua y su producción de gas también es baja
MS630	315	20	93,6	1750	La mayor parte de su producción es agua y tiene una alta producción de gas.
MS641	822	69	91,6	870	Presenta un alto corte de agua y una significativa producción de gas.
MS628	152	64	56,5	922	Pozo de poco caudal y con una significativa pero aceptable producción de agua, además de esto presenta una alta producción de gas
MS638	1900	113	94,0	522	Alta producción de fluidos por día, pero también posee un alto corte de agua y por ende, la producción de petróleo que aporta el mismo es baja, además de presentar una significativa producción de gas.
MS657	3662	72	98,0	903	Posee un excesivo corte de agua y una alta producción de gas.
MS610	355	147	58	272	Posee una significativa pero aceptable producción de agua y también produce poco gas, ya que, su relación gas-petróleo es baja.
GG661	460	109	76	569	Presenta un considerable corte de agua y una significativa RGP, pero aun así produce una buena cantidad de barriles de petróleo.

4.2 ESTUDIO DE LAS VARIABLES DE FLUJO EN EL MÚLTIPLE DE RECOLECCIÓN Y EN LOS POZOS ASOCIADOS AL MISMO

Para alcanzar este objetivo se procedió a la recopilación de información de las características generales de las líneas que conectan cada uno de los pozos al múltiple de producción GD-R-SE-1/4, del cañón general de dicho múltiple y de la línea de producción general que va del múltiple a la estación GED10; para luego poder determinar la presión de trabajo ideal, tanto en los pozos como en el múltiple, mediante una simulación del flujo multifásico horizontal en el PIPESIM 2008. A continuación se muestra una tabla comparativa con los resultados obtenidos al simular y los hallados en campo:

Tabla 4.3 Comparación de los resultados obtenidos del simulador con los encontrados en campo

Pozo o múltiple	Presión simulada en la línea (lpcm)	Presión real en la línea (lpcm)	%De error	Patrón de flujo (simulado)
MS-632	407	200	103,5	Intermitente
MS-626	151,6	140	8,29	Segregado
MS-625	212,8	180	18,22	Intermitente
MS-630	133,3	190	29,84	Segregado
MS-641	170	170	0	Intermitente
MS-628	268,9	180	49,39	Segregado
MS-638	167,9	160	4,94	Intermitente
MS-657	166	170	2,35	Intermitente
MS-610	220,6	216	2,13	Intermitente
GG-661	156,5	220	28,86	Intermitente
G10-R-SE-1/4	125	170	26,47	Intermitente

4.2.1 Presión Adecuada en el Múltiple de Producción G10-R-SE-1/4

En la tabla 4.3 se puede observar la presión simulada en el múltiple remoto (125 lpcm), la cual corresponde a su presión óptima de trabajo; también se puede apreciar que la presión actual en el mismo es 170 lpcm, por tal razón, se puede confirmar que existe alta presión y que hay pozos que poseen presiones por debajo de dicha presión, lo cual representa una restricción al flujo de fluidos provenientes de estos. Entre los pozos que se encuentran afectados por la alta presión en el múltiple de producción G10/R/SE/1-4 están: MS-626, MS-641, MS-638 y MS-657, puesto que los mismos poseen una presión menor o igual a la del múltiple.

4.2.2 Análisis de las Presiones Obtenidas en las Líneas

- **Pozo MS-632:** de la tabla 4.3 se puede decir que la presión de la línea de este pozo obtenida al simular es mucho mayor que la que existe en campo (teniendo en cuenta que para que los valores de presión cotejen debe existir una diferencia de presión ≤ 15 lpcm), esto se debe a que en dicho pozo se está inyectando un reductor de fricción, el cual ayuda a disminuir la presión en la línea, y como el simulador no considera la inyección de química, se obtiene esta gran diferencia entre ambas presiones.
- **Pozo MS-626:** la presión obtenida en la línea de este pozo luego de haber simulado es un poco mayor a la que existe en campo, con una diferencia menor a 15 lpcm.(ver tabla 4.3), por lo que se puede decir que los valores de la presión simulada y la presión real cotejan.
- **Pozo MS-625:** la presión obtenida de la línea de este pozo al simular es mayor a la que existe en campo (ver tabla 4.3), lo cual se debe a que en dicho pozo se está inyectando desmulsificante, el cual ayuda a disminuir la presión en la línea

y como se mencionó anteriormente el simulador no considera la inyección de química y por tal razón se obtiene esta diferencia entre dichas presiones.

- **Pozo MS-630:** la presión obtenida de la línea de este pozo al simular es menor a la que existe en campo (ver tabla 4.3), lo que indica que existe alguna anomalía en dicha línea.
- **Pozo MS-641:** la presión obtenida de la línea de este pozo al simular es igual a la que existe en campo (ver tabla 4.3), por lo que se puede decir que los valores de la presión simulada y la presión real cotejan.
- **MS-628:** de la tabla 4.3 se puede notar que la presión de la línea de este pozo obtenida al simular es mucho mayor que la que existe en campo, esto se debe a que en dicho pozo se está inyectando un reductor de fricción, el cual ayuda a disminuir la presión en la línea.
- **MS-638:** la diferencia entre la presión simulada y la presión real en la línea de este pozo es menor a 15 lpcm (ver tabla 4.3), por lo que se puede decir que las mismas cotejan.
- **Pozo MS-657:** la presión obtenida de las líneas de este pozo al simular es un poco menor a la que existe en campo (ver tabla 4.3), por lo que se puede decir que los valores de la presión simulada y la presión real cotejan.
- **MS-610:** la diferencia entre la presión simulada y la presión real en la línea de este pozo es menor a 15 lpcm (ver tabla 4.3), por lo que se puede decir que las mismas cotejan.
- **Pozo GG-661:** la presión obtenida de la línea de este pozo al simular es mucho menor a la que existe en campo (ver tabla 4.3), lo que indica que existe alguna anomalía en dicha línea.

Es importante destacar que la línea de producción general que va desde el múltiple en estudio hasta la estación de descarga GED-10 también afecta la presión existente en el múltiple en estudio y por tal razón formó parte de la red de simulación,

pero no fue posible comparar la presión simulada con la presión existente en campo, puesto que no se dispone en éste de las facilidades necesarias para tomar dicha presión. Pero como se sabe que a dicha línea no se le ha realizado un desplazamiento o limpieza, es de esperarse que la misma presente una reducción de su diámetro interno.

4.2.3 Patrones de Flujo

En la tabla 4.3 se puede observar que existen 3 pozos con un patrón de flujo del tipo segregado, y dicho resultado concuerda con los datos de producción de estos pozos, ya que este patrón se presenta a tasas de flujo relativamente bajas, como es el caso de estos pozos (ver tabla 4.2), lo que indica que el gas está siendo transportado en la parte superior de la línea, ocupando así el líquido la parte inferior de la misma. También se puede observar que en el resto de los pozos, en el cañón general y en la línea de producción general que va desde el múltiple hasta la estación GED-10, se produce un patrón de flujo turbulento, el cual se genera a altas tasas de flujo, como es el caso de estos pozos (ver tabla 4.2), lo que sugiere que el líquido y el gas no ocupan un lugar definido en la línea, es decir, fluyen de forma simultánea en el tope y la base de la misma, formándose en algunos casos burbujas de gas.

4.2.4 Características Mecánicas de las Líneas

Uno de los factores que afecta la caída de presión en las líneas, son las características mecánicas de las mismas, por eso fue necesario conocer los diámetros, válvulas y accesorios de las líneas de producción de cada pozo, además de su elevación. A continuación se muestra una tabla con los datos obtenidos:

Tabla 4.4 Características mecánicas de las líneas

Línea	Long. de la línea (m)	Ø de la línea (pulg)	Válvulas tipo bola		Válvulas tipo Check		Codos de 45°	Codos de 90°	Diferencia de elevación	Long. equivalente	Long. Total
			Nº	ID (pulg)	Nº	ID (pulg)					
MS-632	3650	6	Nº	2	Nº	1	13	8	10,9	82,6	3733
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-626	1659	6	Nº	2	Nº	1	3	6	2,8	39,32	1698
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-625	1680	6	Nº	2	Nº	1	5	9	5,2	60,66	1741
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-630	1759	6	Nº	2	Nº	1	7	8	5,2	62,48	1821
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-641	1200	6	Nº	2	Nº	1	5	8	34,7	55,78	1256
			ID (pulg)	4	ID	4					
MS-628	671	4	Nº	2	Nº	1	7	5	34,7	31,69	703
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-638	1585	6	Nº	2	Nº	1	4	10	33,9	62,18	1647
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-657	1300	6	Nº	2	Nº	1	4	9	34,4	57,30	1357
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
MS-610	388	4	Nº	1	Nº	1	5	9	10,3	40,84	429
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
GG-661	610	4	Nº	2	Nº	1	14	4	33,7	43,28	653
			ID (pulg)	4	ID (pulg)	4					
Cañón general	18,12	10	Nº	0	Nº	0	0	0	0	0	18,12
			ID (pulg)		ID (pulg)						
Línea General	2945	10	Nº	1	Nº	1	28	9	35,7	218	3163
			ID (pulg)	10	ID (pulg)	10					

Al observar la tabla 4.4 se puede notar que la mayoría de los pozos poseen una línea de flujo de 6 pulg, con válvulas de bola y de retención, las cuales no ocasionan restricción al flujo, puesto que, el diámetro interno de las mismas es igual al interno de la línea. Además, existen codos instalados en dichas líneas que representan una caída de presión adicional (considerándose como una longitud equivalente), siendo el pozo MS-632 el que presenta una mayor longitud equivalente y una mayor longitud

total; el pozo MS-628 es el que tiene menor longitud equivalente y el pozo MS-610 es el que posee menor longitud total.

También se puede observar que los valores de las diferencias de elevación entre los pozos y el múltiple de producción no son muy altos en la mayoría de los pozos, incluso existen algunos con una pequeña diferencia de elevación (como es el caso del pozo MS-626).

4.3 DETERMINACIÓN DE LAS CAUSAS DE LAS ALTAS PRESIONES PRESENTES EN EL MÚLTIPLE

Luego de comparar las presiones obtenidas en el simulador para cada pozo con las obtenidas en campo, se puede decir que los pozos MS-630 Y GG-661 son los responsables de la alta presión presente en el múltiple de producción G10/R/SE/1-4, puesto que en el resto de los pozos no se observaron diferencias de presiones injustificadas y los valores de precipitación de asfaltenos y parafinas no son lo suficientemente altos para causar un problema. También se pudo observar en la tabla 4.1 que los valores de viscosidad del crudo no representan un problema operacional, porque dichos valores no son muy altos y el diámetro de las líneas es el adecuado para la viscosidad con la que se está trabajando.

En el caso del pozo MS-630 se puede inferir que el problema que se está presentando es la incrustación de sales (presentes en el agua) en la línea, puesto que este pozo presenta un alto corte de agua y valores relativamente bajos de viscosidad (ver tabla 4.1). También se puede considerar la precipitación de asfaltenos, puesto que este pozo presenta un porcentaje de asfaltenos mayor al 5% y es inestable. La incrustación de sales y precipitación de asfaltenos en la línea ocasiona una disminución del diámetro interno de la misma, produciendo un aumento de presión.

En cuanto al pozo GG-661, el problema es causado por la precipitación de asfaltenos, porque en la tabla 4.1 se puede observar que el crudo de este pozo posee una significativa cantidad de estos y además de eso es inestable, lo que indica la precipitación de asfaltenos, ocasionando una disminución en el diámetro de la línea. Además de poseer un alto corte de agua, lo que puede provocar incrustación de sales.

Es importante destacar que el diámetro de la línea del pozo GG-661 es de 4 pulg, por lo que se realizó una sensibilidad del diámetro (con 5, 6 y 8 pulg) para verificar si es necesario cambiar el diámetro de la misma. A continuación se muestran los resultados obtenidos:

Tabla 4.5 Resultados obtenidos de la sensibilidad realizada al diámetro de la línea del pozo GG-661

Diámetro de la línea (pulg)	Presión (lpcm)
5	154,9652
6	153,7719
8	152,8433

Fuente: PIPESIM 2008

En la tabla 4.5 se puede observar que al cambiar el diámetro de la línea por los allí reflejados la presión no cambia considerablemente y por ende no es necesario realizar este cambio.

4.4 PROPUESTAS DE POSIBLES ACCIONES O MEDIDAS PARA EL CONTROL DE LAS ALTAS PRESIONES PRESENTES EN EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN G10-R-SE-1/4

- **Pozo MS-630:** debido a que en este pozo el diámetro de la línea es el adecuado, se puede decir que el problema es la incrustación de sales y/o precipitación de

asfaltenos, por ende la mejor opción para resolver el problema que presenta esta línea es desplazar la misma para obtener una muestra de lo que está adherido a ella y así verificar la presencia de sales y/o asfaltenos, para luego poder determinar la química correcta a inyectar. Sea cual fuese el caso se debe limpiar la línea con el químico correspondiente y luego inyectar permanentemente un tratamiento químico para evitar una futura precipitación.

En el caso de existir incrustación de sales, la línea se debe poner en remojo con un removedor de incrustación (el cual dependerá del tipo de sal a remover; puede ser ácido clorhídrico o ácido sulfúrico), para remover las sales depositadas en ella; luego de terminado este proceso, se deberá inyectar una base para detener la corrosión del ácido inyectado previamente, por último, se deberá inyectar permanentemente un inhibidor de incrustación para evitar una futura deposición de sales. En caso de existir precipitación de asfaltenos se debe inyectar un dispersante de estos, preferiblemente mediante un capilar, al fondo del pozo.

- **Pozo GG-661:** este pozo posee un diámetro adecuado de su línea de producción, por lo tanto, se debe seguir el procedimiento explicado anteriormente para verificar la existencia de la deposición de sales y de qué tipo son, para luego inyectar el químico correspondiente, ya que este pozo posee un alto corte de agua y se puede inferir la existencia de hidratos en la línea; también es recomendable verificar si el tipo de dispersante de asfaltenos que se está inyectando actualmente es el más idóneo, además de cambiar el punto de inyección de química de la línea al fondo del pozo, porque los asfaltenos pueden estar precipitando en fondo.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

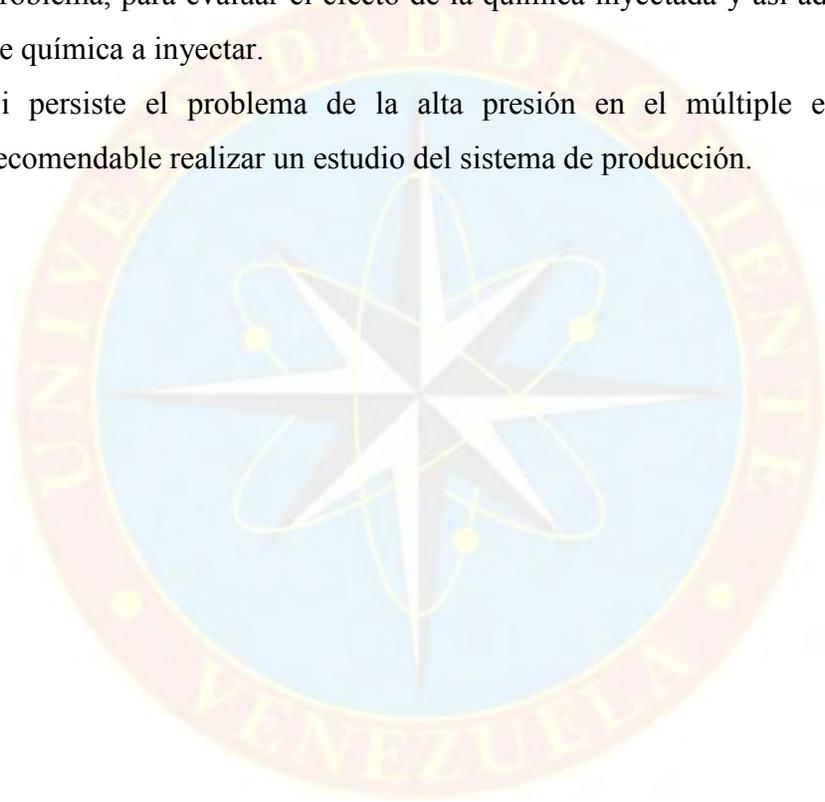
- El crudo presenta poca cantidad de parafinas ($< 5\%$) y exhibe valores bajos de emulsión ($< 20\%$).
- El % de asfaltenos en algunos pozos es mayor al 5%, además de ser inestable, evidenciando la precipitación de asfaltenos.
- La mezcla que se forma en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 presenta un alto %AyS, por lo que se puede inferir que existe un alto nivel de corrosión y acumulación de sedimentos.
- Al evaluar las variables de flujo (condiciones mecánicas de las líneas), se constato que las mismas son adecuadas para el crudo que manejan, y no generan problemas operacionales.
- La alta presión presente en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 (170 lpcm) es causada por los pozos MS-630 y GG-661.
- Un constante tratamiento de dispersante de asfalteno e inhibidor de corrosión son las medidas más indicadas para controlar los problemas detectados en los pozos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Desplazar las líneas de los pozos que presentan problema (MS630 Y GG661) y luego mantener la inyección de química correspondiente.
- Desplazar la línea de producción general que va desde el múltiple en estudio hasta la estación GED-10, puesto que a dicha línea no se le ha realizado este

trabajo y por el %AyS que ésta maneja es muy probable que el diámetro interno de la misma esté reducido.

- Desplazar el cañón general del múltiple en estudio, ya que al mismo no se le ha realizado una limpieza anteriormente y el crudo que llega a dicho múltiple posee un alto %AyS
- Llevar una monitorización constante de la presión en los pozos que presentan problema, para evaluar el efecto de la química inyectada y así adecuar la dosis de química a inyectar.
- Si persiste el problema de la alta presión en el múltiple en estudio, es recomendable realizar un estudio del sistema de producción.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006). **EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**. (5ª ED.). CARACAS: EDITORIAL EPÍSTEME.

FACULTAD DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA, PERÚ. [DOCUMENTO EN LÍNEA]. DISPONIBLE EN: WWW.OILPRODUCTION.NET

HERNÁNDEZ, J. (2010). **EVALUACIÓN HIDRÁULICA DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS DESDE CABEZAL DE POZOS HASTA EL MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO BOQUERÓN**. TESIS DE GRADO UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO MONAGAS.

MARÍN, D. Y CONTRERAS, M. (2004). **EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO MULTIFÁSICO EN LA RED DE RECOLECCIÓN DEL CAMPO OROCUAL, PERTENECIENTE AL DISTRITO NORTE, SEGÚN PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES 203-2022**. TESIS DE GRADO UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO MONAGAS.

PDVSA. (2006). **MANUAL DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN**. SAN TOMÉ. BASE DE DATOS PDVSA.

PDVSA. (2003). **MANUAL DE OPERACIONES Y DE TRABAJO GED-10**.

PDVSA. (2001). **MANUAL DE PROCEDIMIENTOS DE ESTACIÓN GUARA 10**.

PDVSA (1994). **CÁLCULO HIDRÁULICO DE TUBERÍAS**. MANUAL DE INGENIERÍA DE DISEÑO, VOL III.

RICARDO, M. (2005). **ANÁLISIS NODAL**, ASESORÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS LTDA, BOGOTÁ, COLOMBIA.

SALAS, C. (2005). **SIMULACIÓN DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE CRUDO DE LOS POZOS ASOCIADOS A LA ESTACIÓN DE FLUJO CARITO, ÁREA PUNTA DE MATA, DISTRITO NORTE**. TESIS DE GRADO UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO MONAGAS.

THE FREE DICTIONARY BY FARLEX. [DOCUMENTO EN LÍNEA]. DISPONIBLE EN: [HTTP://ES.THEFREEDICTIONARY.COM/POZO](http://es.thefreedictionary.com/pozo)

WALDROP, R. (2010). **EVALUACIÓN DE COMPATIBILIDAD DE CRUDO PARA LA INYECCIÓN DE DILUENTE EN LOS POZOS ASOCIADOS AL CAMPO LEVAS, PERTENECIENTE AL ÁREA OPERACIONAL DACIÓN - DISTRITO SAN TOMÉ**. TESIS DE GRADO UNIVERSIDAD DE ORIENTE, NÚCLEO ANZOÁTEGUI.



APÉNDICES



APÉNDICE A
MAPA DEL CAMPO GANSO

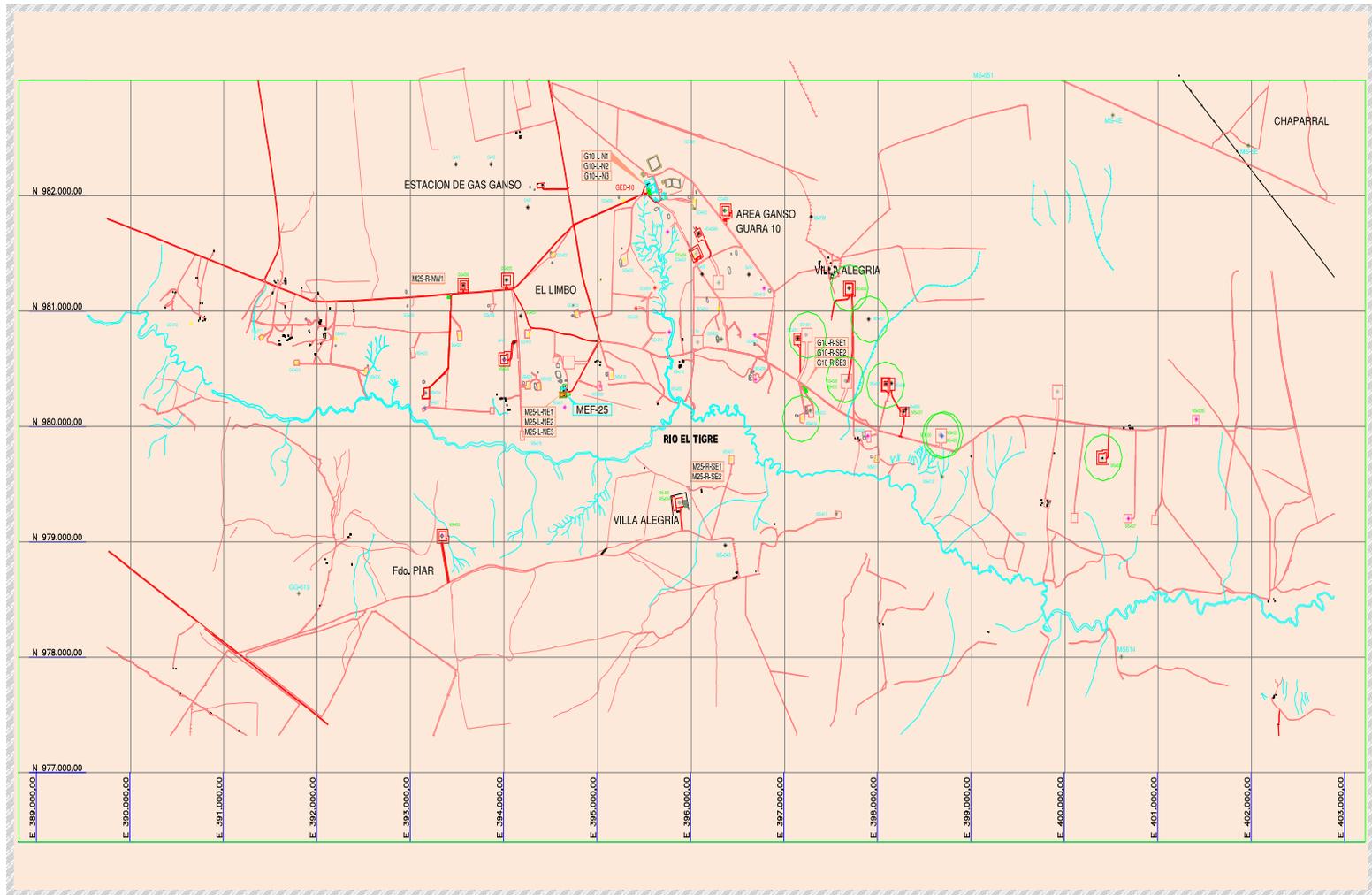


Figura A.1 Mapa del campo Ganso
Fuente: Base de datos PDVSA



APÉNDICE B
PLANOS DE LOS POZOS EN ESTUDIO

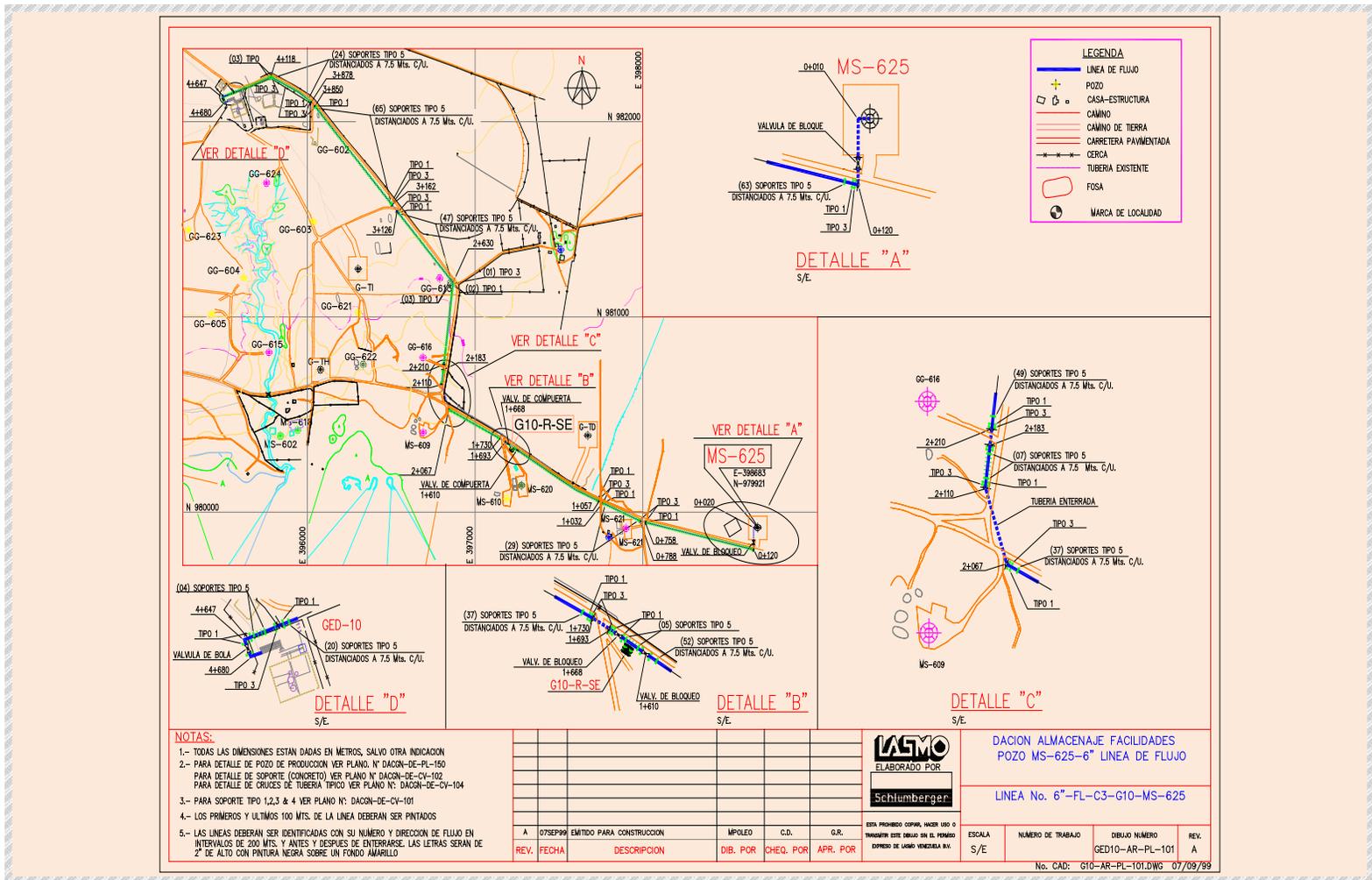


Figura B.3 Plano del pozo MS625

Fuente: Base de datos PDVSA

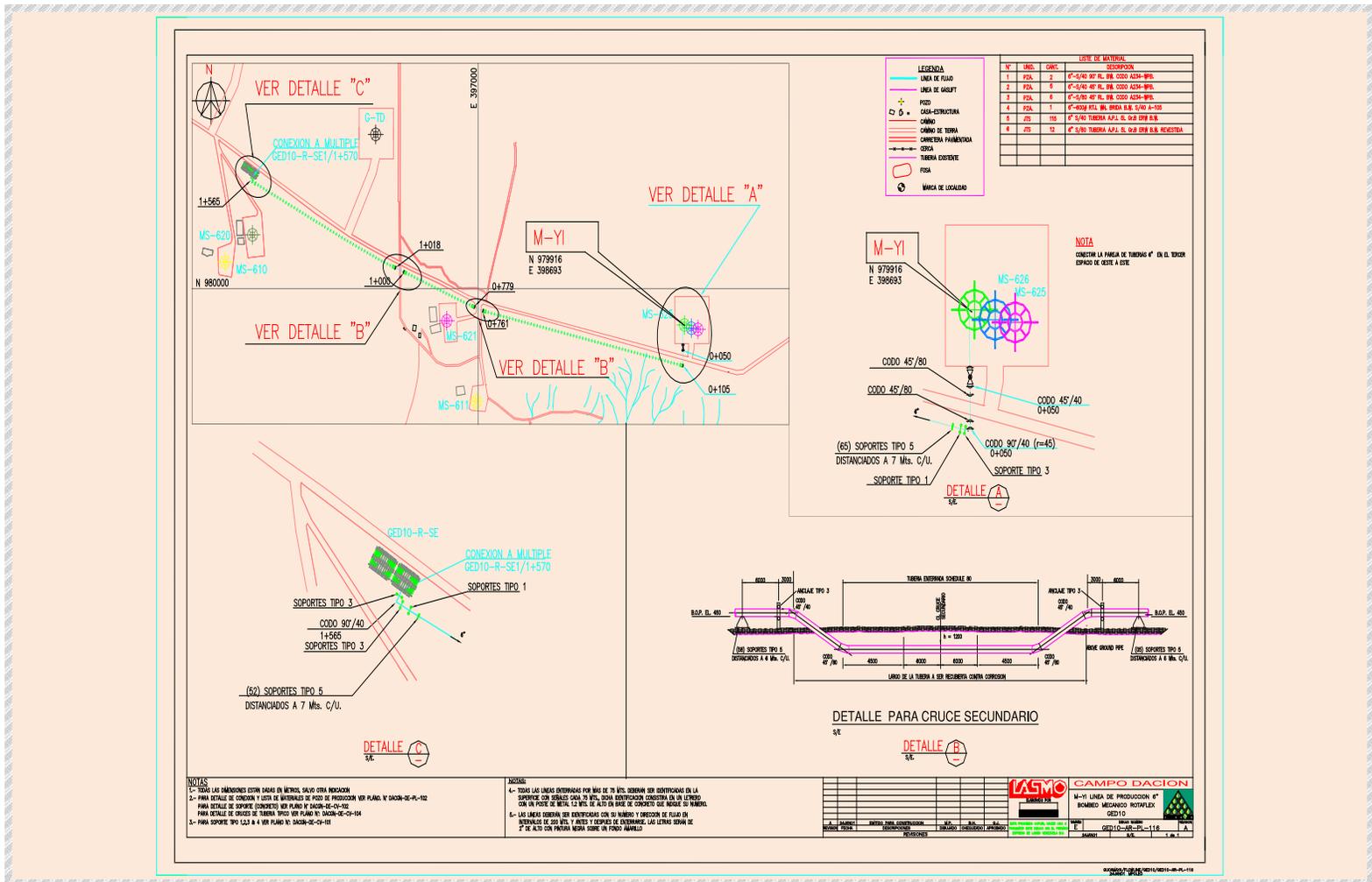


Figura B.4 Plano del pozo MS630
Fuente: Base de datos PDVSA

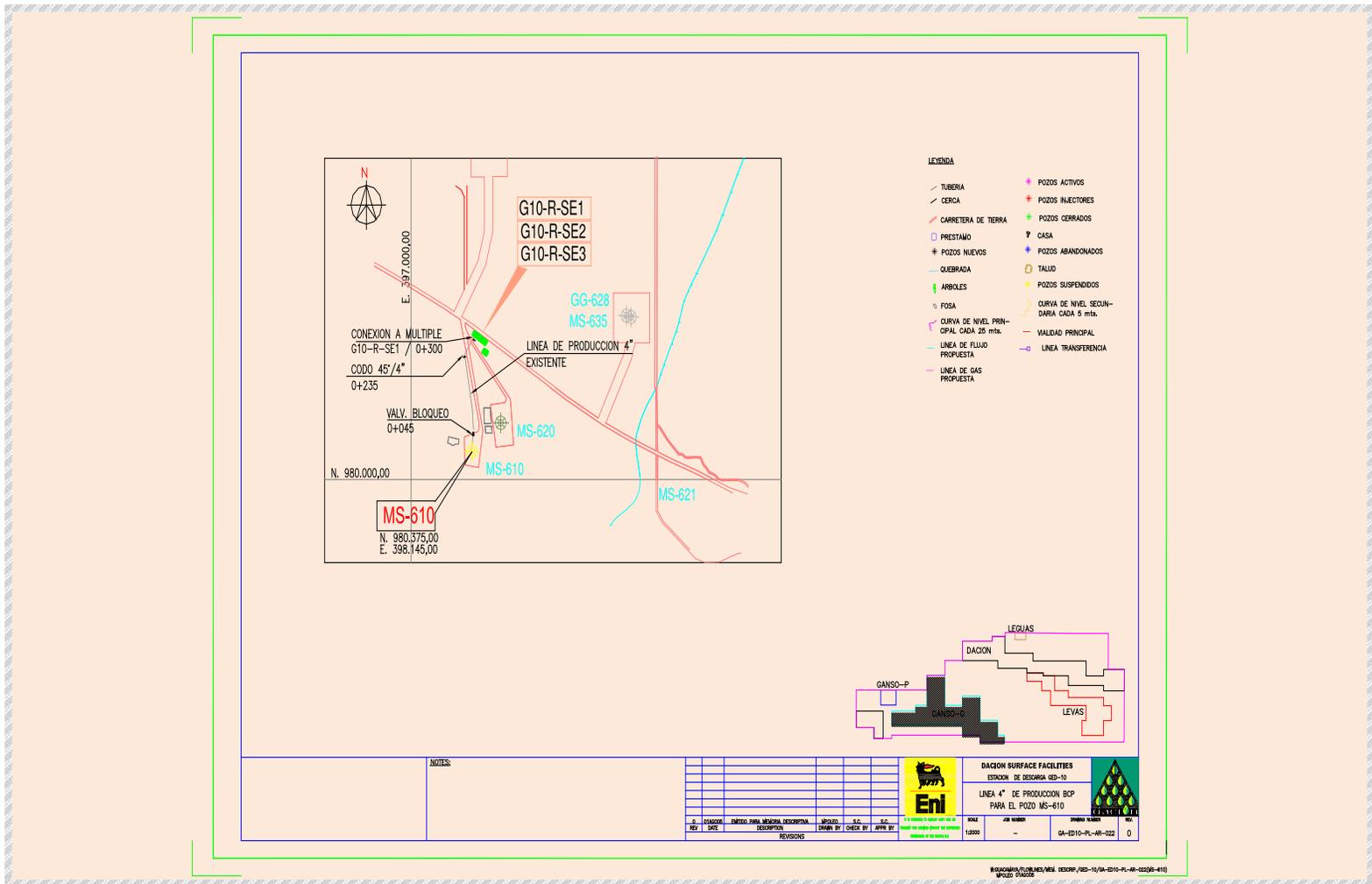


Figura B.9 Plano del pozo MS610
Fuente: Base de datos PDVSA

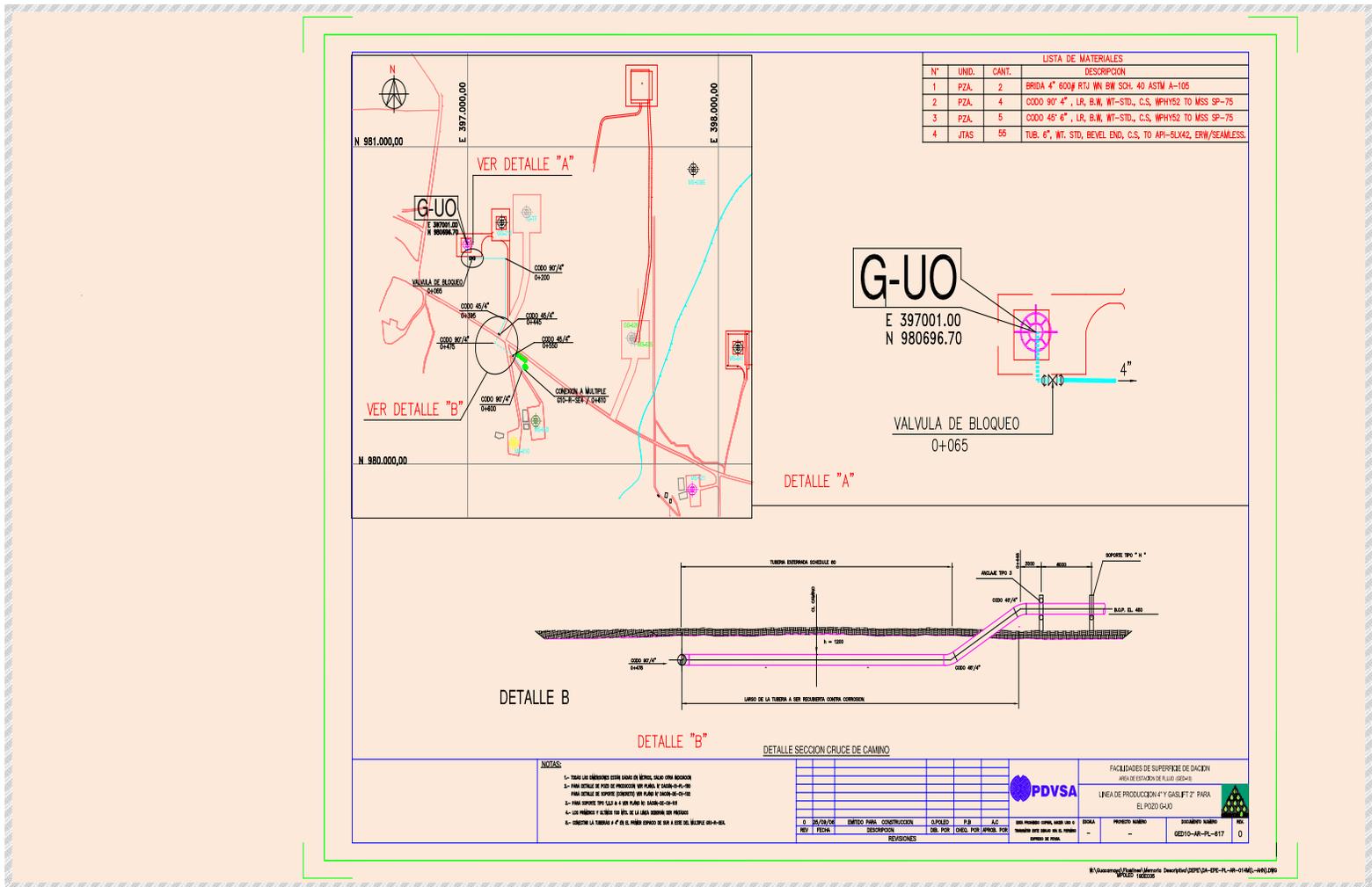


Figura B.10 Plano del pozo GG661
 Fuente: Base de datos PDVSA



APÉNDICE C
GRÁFICOS OBTENIDOS DEL SIMULADOR

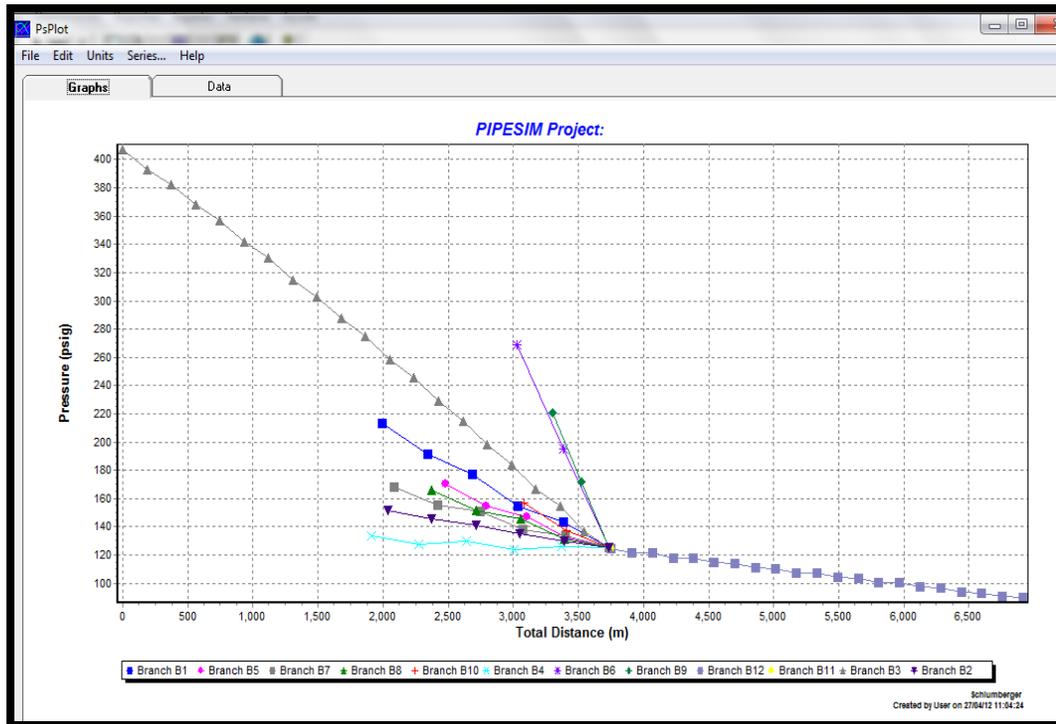


Gráfico C.1 Presión vs distancia de toda la red simulada
Fuente: PIPESIM 2008

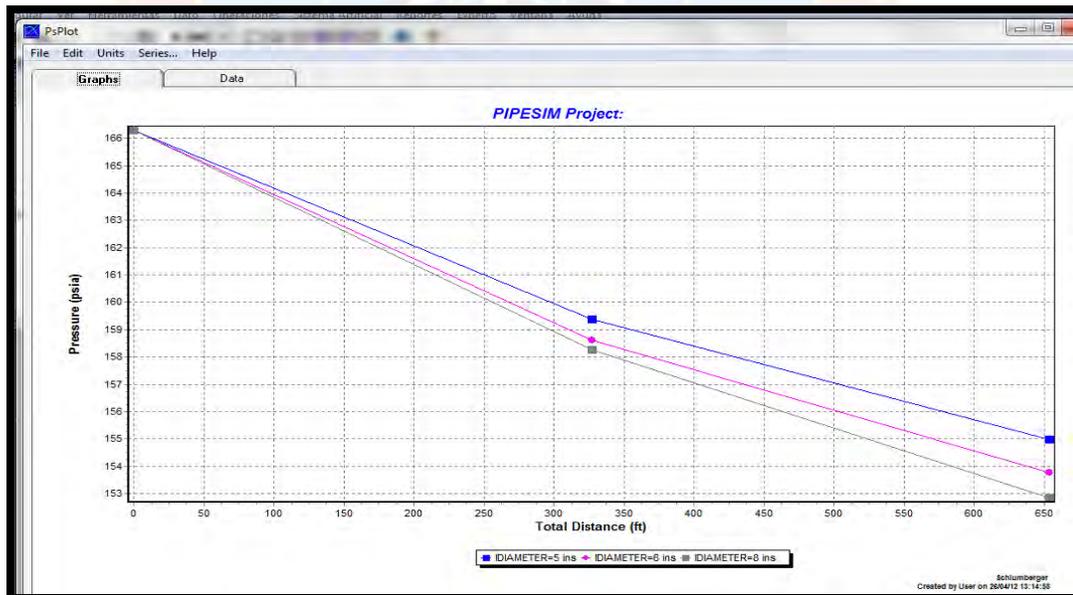


Gráfico C.2 Presión vs distancia de la sensibilidad realizada al pozo GG661
Fuente: PIPESIM 2008

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	Propuesta de mejoras para el control de la alta presión existente en el múltiple de producción g10-r-se-1/4 ubicado en el campo Dación, distrito San Tomé.
Subtítulo	

Autor(es):

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Romero D., Sara M.	CVLAC	19630537
	e-mail	M1C5AADB@alum.udo.edu.ve

Palabras o frases claves:

Alta presión
Flujo multifásico horizontal
Problemas operacionales
Presión en la línea
Presión de trabajo adecuada
Múltiple de producción

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGÍA CIENCIAS APLICADAS	PETRÓLEO

Resumen (Abstract):

La presente investigación se llevó a cabo con la finalidad de diagnosticar las causas de las altas presiones presentes en el múltiple de producción G10-R-SE-1/4 y así proponer posibles soluciones a dicho problema. La identificación de las causas de las altas presiones presentes en dicho múltiple se realizó mediante la simulación de los pozos que llegan al mismo, donde el simulador utilizado fue el PIPESIM 2008; se compararon los datos de presión obtenidos al simular con los datos de campo y así se determinaron los pozos problemáticos. Obteniendo como resultado que los pozos MS-630 Y GG-661 muestran alta presión en la línea y por ende son los causantes de la alta presión presente en el múltiple en estudio. Se recomendó una constante inyección de química en dichas líneas y su previo desplazamiento, para así disminuir la presión en éstas y evitar que vuelvan a presentar alta presión.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Milagros Sucre	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	4183842
	e-mail	milagrossucre@gmail.com
	e-mail	
Fernando Cañizales	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	5978843
	e-mail	feralcag@gmail.com
	e-mail	
Carlos de la Cruz	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	12664336
	e-mail	cjdlco@hotmail.com
	e-mail	

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2012	Julio	10

Lenguaje:	spa
------------------	-----

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo	Tipo MIME
TESIS SARA ROMERO	DOCX

Alcance:

Espacial: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Nivel Asociado con el trabajo:

INGENIERÍA

Área de Estudio:

INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO DE MONAGAS

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

RECIBIDO POR Martínez
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,
JUAN A. BOLAÑOS CUAPELO
Secretario

C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): "Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización".



SARA ROMERO
C.I.: 19630537



MILAGROS SUCRE
C.I.: 4.1.838.42