

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería de Petróleo



**“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”**

Realizado por:

Reinaldo José Waldrop Rodríguez

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente comorequisito parcial

para optar al título de:

Ingeniero de Petróleo

BARCELONA, MARZO DE 2011

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería de Petróleo



**“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”**

Realizado por:

Reinaldo José Waldrop Rodríguez

Asesor Académico

Ing. Ivon Ulacio

BARCELONA, MARZO DE 2011

Universidad de Oriente
Núcleo de Anzoátegui
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas
Departamento de Ingeniería de Petróleo



**“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”**

El siguiente Jurado hace constar que asignó el presente Trabajo de Grado la
calificación de:

APROBADO

Asesor Académico

Ing. Ivon Ulacio

Jurado Principal

Ing. José Rondón

Jurado Principal

Ing. Luis Castro

BARCELONA, MARZO DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo N° 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente:

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

DEDICATORIA

A DIOS TODOPODEROSO, por permitirme recorrer todo este camino, dándome vida y salud e innumerables satisfacciones.

A MIS PADRES, Ursulina Rodríguez y Reinaldo Waldrop por estar conmigo y siempre creer en mí, y en gran parte por brindarme la oportunidad de tener una carrera para el futuro. Gracias por el gran ejemplo de superación.

A MI ESPOSA, MayZoe Zapata de Waldrop por ese optimismo con que siempre me impulso a seguir adelante y por los días y las horas que hizo el papel de madre y padre.

A MI HIJO, Reinaldo Alejandro Waldrop Zapata por todas las veces que no pudo tener a un padre de tiempo completo.

A MIS HERMANOS, Reinalina Del Valle, Mauro Reinaldo y José Gerardo que siempre tuvieron una palabra de apoyo durante mis estudios.

A MIS SOBRINAS, Ana Valentina Waldrop y Emily Isabella Del Valle por ser las pequeñas de la casa.

A LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE, “La Casa Mas Alta” por la formación como profesional integral.

A LA MEMORIA DE, Pablo Waldrop y Adela Rodríguez.

AGRADECIMIENTOS

Nuevamente agradecer a Dios por poner en mi camino a las personas que me tendieron la mano y me prestaron su ayuda desinteresada para el desarrollo de esta Tesis de Grado. Principalmente agradezco al Ingeniero Gustavo Villegas, por el voto de confianza puesto en mí para el desarrollo de este trabajo. Al ingeniero Luis González por ubicarme en el proyecto de inyección de diluyente para el campo Levas, a mi tutor industrial Luis Rondón por la ayuda, la guía y las correcciones y a mi tutora académica IvonUlacio por la orientación y siempre buenísima disposición de ayudarme en todo lo referente a este proyecto.

Es de resaltar que más que un trabajo individual, esto fue un trabajo en equipo, por eso agradezco a todos los trabajadores de la Unidad de Producción Dación, a los Ingenieros Antonio Vívenes, Lazaro Rodríguez, Carlos Quijada y Jesús Gómez a los supervisores, Alexis López, Pedro Hernández, Pedro Jiménez, Rodolfo Sequea, Albino Hernández. También agradezco a los analistas de producción, Indira Castillo, Luis Velásquez, Ohara Hernández, MardelysManeiro, Karilyn Torres, José Requena y especialmente al Señor Poleo que nunca supe su nombre, pero su ayuda fue vital para la culminación de la tesis. También quiero agradecer a todos los operadores.

Finalmente todo esto no se hubiese llevado a feliz término sin la importante formación profesional recibida de parte de los profesores del Departamento de Petróleo de la Universidad de Oriente – Anzoátegui, a todos; muchas gracias.

Quiero agradecer también a mis tíos, Yamilet Rodríguez y Pedro Brito por su apoyo incondicional y contribución para mi permanencia en la ciudad de Barcelona. A todos gracias.

Reinaldo Waldrop

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xv
LISTA DE TABLAS	xviii
RESUMEN.....	xx
INTRODUCCIÓN	xxiii
CAPÍTULO 1. EL PROBLEMA	24
1.1. Planteamiento del Problema.....	24
1.2. Objetivos	26
1.2.1. Objetivo General	26
1.2.2. Objetivos Específicos.....	26
1.3. Descripción de la Empresa.....	27
1.3.1. Divisiones de PDVSA.....	27
1.3.1.1. PDVSA Exploración, Producción.....	27
1.3.1.2. PDVSA Refinación, Suministro y Mercadeo	28
1.3.1.3. PDVSA Servicios.....	28
1.3.2. Ubicación Geográfica de PDVSA.....	29
1.3.3. Visión de la Empresa	29
1.3.4. Misión de la Empresa.....	30

1.3.5. Función de la Empresa.....	30
1.3.6. Objetivo de la Empresa.....	30
1.3.7. Estructura Organizativa de la Empresa.....	30
<i>Vicepresidencias Corporativas.....</i>	<i>1</i>
<i>PROEZCA.....</i>	<i>1</i>
1.3.8. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé de PDVSA.....	33
1.3.9. Ubicación Geográfica del Campo Dación.....	34
1.3.10. Producción del Campo Levas.....	35
1.3.11. Declinación del Campo Levas.....	36
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	37
2.1. Sistemas de Producción.....	37
2.1.1. Recolección.....	37
2.1.2. Descripción de las Instalaciones.....	38
2.1.2.1. Líneas de Flujo.....	38
2.1.2.2. Estaciones de Flujo.....	38
2.1.3. Estación de Descarga.....	39
2.1.3.1. Múltiples de Recolección.....	39
2.1.3.2. Clasificación de los Múltiples de Recolección.....	39
2.1.3.2.1. De Acuerdo a su Temperatura.....	39
2.2. Separadores.....	41
2.2.1. Tipos de Separadores.....	41
2.2.1.1. De Acuerdo a su Forma.....	41
2.2.2 Sistema de Separación Gas-Petróleo.....	42

2.3. Tanques de Recolección.....	43
2.3.1. Sistema de Almacenamiento de Crudos.....	43
2.3.2. Tipos de Tanques	44
2.4. Bombas de Transferencia.....	45
2.5. Calentadores.....	46
2.5.1. Calentador con Tubo de Fuego	46
2.6. Tanque de Lavado	47
2.7. Patios de Tanque	47
2.8. Simulador Numérico Pipephase.....	48
2.9. Métodos de Producción.....	48
2.9.1. Flujo Natural.	48
2.9.2. Empuje por Gas Disuelto.	49
2.9.3. Empuje por Agua.	49
2.9.4. Empuje por Gravedad.	50
2.9.5. Levantamiento Artificial.....	51
2.9.5.1. Bombeo Hidráulico (BH).....	52
2.9.5.2. Levantamiento Artificial Por Gas (LAG).	52
2.9.5.3. Bombeo Mecánico (BM).....	53
2.10. Crudos Pesados/Extrapesados.....	54
2.10.1. Características.	54
2.11. Diluyente	56
2.11.1. Importancia de la Inyección de Diluyente en Pozos de Bombeo Mecánico.....	56

2.11.2. Inyección De Diluyente	56
2.12 Propiedades Físicas de los Fluidos.....	57
2.12.1.Gravedad Específica y Densidad.	57
2.12.2 Viscosidad.....	58
2.13 Regímenes de Flujo de Fluidos en Tuberías	59
2.14. Ecuación General para el Balance de Energía Mecánica.....	61
2.15. Ecuaciones de Flujo de Fluidos.....	63
2.15.1. Flujo de Fluidos Incompresibles	63
2.15.2. Flujo de Fluidos Compresibles.....	64
2.15.3. Ecuación Isotermal.....	65
2.15.4. Ecuación de Weymouth	68
2.15.5. Ecuación de Panhale.	69
2.16. Selección de la Tubería.	70
2.17. Tuberías Equivalentes.....	72
2.17.1. Distribución de Flujo de Fluidos en Tuberías en Serie y en Paralelo.	72
2.17.1.1. Sistemas de Tuberías en Serie.....	72
2.17.1.2. Sistemas de Tuberías en Paralelo.....	73
2.18. Red de Tuberías.	76
2.18.1. Red Abierta.	76
2.18.2 Red Cerrada.....	77
2.19. Caída de Presión en Válvulas y Accesorios.....	78
2.19.1. Tipos de Válvulas.....	79
2.19.1.1. Válvulas de Bloqueo.	79

2.19.1.2. Válvulas de Estrangulamiento.	79
2.19.1.3. Válvulas De Retención (Check).....	80
2.19.1.4. Válvulas de Control o Desahogo de Presión.....	80
2.19.2. Accesorios.....	81
2.20. Ecuaciones para Calcular la Pérdida de Presión debido a Válvulas y Accesorios.....	82
2.21 Coeficiente de Flujo CV de la Válvula.....	83
Capítulo III. METODOLOGÍA	86
3.1. Diseño de Investigación.....	86
3.2. Instrumentos Utilizados	87
3.2.1. Base de Datos Centinela 2000	87
3.2.2. PIPEPHASE.....	88
3.3. Procedimiento Metodológico.....	95
CAPÍTULO IV. DISEÑO DE LA RED DE DILUENTE	97
4.1. Estructura de la Red de Diluentes del Campo Levas	97
4.1.1. Infraestructura desde DEPE hasta LEF-R-SE-1/3 (Existente).....	97
4.1.2. Diseño de Facilidades de Suministro de Diluyente a los Pozos LG-435, LG-574, LG-422 Y LG-421.....	98
4.1.3. Diseño de Tuberías para Diluyente desde LEF-R-SE-3 hasta los Pozos LG-569, LG-412 Y LG-417.....	99
4.1.4. Línea de Diluyente desde LEF-R-SE-3 hasta los Pozos LG-577 y LG- 419.....	101
4.1.5. Línea de Diluyente del Pozo LG-562	101
4.1.6. Línea de Diluyente del Pozo LG-416	103

4.1.7. Línea de Diluyente del Pozo LG-495	104
4.1.8. Línea de Diluyente del Pozo LG-415	105
4.1.9. Red de Diluyente para los Pozos asociados a la Estación LTM-1	105
4.2 Infraestructura de la Red de Diluyente desde Leona Estación de Descarga – 7 (LED-7) hasta el Campo Levas.	107
Capítulo V. DISCUSIÓN DE DATOS Y RESULTADOS	109
5.1. Diluyente 19 °API Proveniente de DEPE	109
5.1.1. Presiones Obtenidas en los Pozos cuando varía la Presión en la Descarga de las Bombas con Diluyente de 19°API	110
5.1.1.1 Presión de Inyección, cuando la Presión de Descarga de Bombas es 650 psig con Temperatura de Diluyente de 85 °F.....	111
5.1.1.2 Presión de Inyección en los Pozos para Presión de Descarga en las Bombas de 700 y 750 psig.	114
5.1.2. Variaciones de Temperatura en el Diluyente Proveniente de DEPE.	115
5.2. Diluyente de 22 °API proveniente de Leona Estación de Descarga – 7.	117
5.2.1 Presiones de Inyección para diferentes Presiones de Bombas con Diluyente de 22 °API	119
5.2.2. Temperatura de Diluyente De 22 °API	121
5.3 Análisis Comparativo entre las Variaciones de Presión de Inyección Presentadas con el Diluyente de 19 °API y el de 22 °API.....	121
5.4. Análisis de Producción con la Inyección de Diluyente.....	123
5.4.1. Evaluación de la Producción con el Diluyente De 22 °API.....	123
5.4.2 Evaluación de la Producción con el Diluyente de 19 °API.....	128

5.5 Propuestas para la Mejora del Sistema de Red de Recolección de Crudo en el Campo Levas.....	130
Capítulo VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	132
6.1 Conclusiones	132
6.2 Recomendaciones.....	133
BIBLIOGRAFÍA	135
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	136

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica de PDVSA	29
Figura 1.2. Organigrama de PDVSA	32
Figura 1.3. Ubicación Geográfica de San Tomé.....	33
Figura 1.4. Ubicación Geográfica del Campo Dación.....	34
Figura 1.5. Producción del Campo Levas.....	35
Figura 1.6. Declinación del Campo Levas.....	36
Figura 2.1. Múltiple de Producción General y de Prueba.....	40
Figura 2.2. Separadores Verticales	42
Figura 2.3. Tanques de Almacenamiento.....	44
Figura 2.4. Bombas de Transferencia	45
Figura 2.5. Calentador.....	46
Figura 2.6. Tanque de Lavado	47
Figura 2.7. Ejemplo de un yacimiento virgen, cuyo mecanismo de producción será del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo.....	49
Figura 2.8. Contacto agua-petróleo en un yacimiento, cuyo mecanismo predominante de producción será el acuífero, si es lo suficientemente activo.	50
Figura 2.9. Esquema que muestra un yacimiento productor por gravedad, ayudado quizás por casquete de gas y, posiblemente, el acuífero.	51
Figura 2.10. Sistemas de tuberías en serie.....	73
Figura 2.11. Sistema de tuberías en paralelo.....	74
Figura 2.12. Red abierta de tuberías	77

Figura 2.13. Red cerrada de tuberías	78
Figura 3.1. Ventana de CENTINELA 2000.....	88
Figura 3.2. Tipos de Fluidos que Maneja PipePhase.	89
Figura 3.3. Selección del Sistema de Unidades para la Simulación.	91
Figura 3.4. Definición de Composición de Fluidos “PVT Data”.....	92
Figura 3.5. Métodos de Análisis en la Simulación.	93
Figura 3.6. Estructura del Sistema.	94
Figura 4.1. Estructura de la Red de Diluyente, desde DEPE hasta LEF-R-SE-1/3	97
Figura 4.2. Línea de Diluyente de Pozos LG-435, LG-574, LG422 y LG-421	98
Figura 4.3. Líneas de diluyente de los pozos LG-569, LG-417 y LG-412.	100
Figura 4.4. Líneas de flujo de pozos LG-577 y LG-419.....	101
Figura 4.5. Líneas de diluentes hasta el pozo LG-562.....	102
Figura 4.6. Ubicación del pozo LG-416	103
Figura 4.7. Línea de diluyente del pozo LG-495	104
Figura 4.8. Línea de Diluyente del Pozo LG-415.....	105
Figura 4.9. Línea de diluyente de LEF-16 a LTM-1 de 6”	106
Figura 4.10. Línea de Diluyente de Pozos LM-307 y LM-226E.....	106
Figura 4.11. Propuesta para Almacenar Diluyente Proveniente de LED-7 y Re- Bombeo a Levas.....	108
Figura 5.1. Presión de Inyección en los Pozos LG-574, LG-422, LG-421 y LG- 435.....	111
Figura 5.2. Presión de Inyección de los Pozos LG-577 y LG-419	112
Figura 5.3. Presión de Inyección de los Pozos LG-569, LG-412 y LG-417.....	113

Figura 5.4. Presión de inyección del pozo LG-495.....	114
Figura 5.5. Variaciones de temperatura del diluyente entre DED-4 y Levas-16.	116
Figura 5.6. Comportamiento de la temperatura del diluyente con la temperatura ambiente en el pozo LG-416.	117

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Rugosidad de Tubería	63
Tabla 2.2. Condiciones de la Tubería.....	70
Tabla 2.3. Coeficientes de Resistencia para Conectores de Tubería.....	85
Tabla 4.1. Materiales de la Red de Diluyente para Pozos LG-435, LG-574, LG-422 y LG-421	99
Tabla 4.2. Lista de materiales para los pozos LG-569, LG-417 y LG-412.....	100
Tabla 4.3. Materiales de construcción para línea del pozo LG-562.....	102
Tabla 4.4. Materiales de construcción del pozo LG-416	103
Tabla 4.5. Materiales de Construcción de Línea de Diluyente del pozo LG-495	104
Tabla 4.6. Lista de Materiales para la Construcción de la Red de Diluyente para los Pozos Asociados a la Estación LTM-1.	107
Tabla 5.1. Gravedad API de la mezcla resultante en los pozos con diluyente de 19 °API.....	109
Tabla 5.2. Gravedad API de mezcla de pozos con diluyente de 19 °API.	110
Tabla 5.3. Presión de inyección para diferentes presiones de bomba. Levas-16.	115
Tabla 5.4. Presión de inyección para diferentes presiones de bomba. LTM-1.	115
Tabla 5.5. Gravedad API de la mezcla resultante en los pozos con diluyente de 22 °API.....	118
Tabla 5.6. Gravedad API de mezcla de pozos con diluyente de 22 °API.	118
Tabla 5.7. Presión de inyección en cada pozo para diferentes presiones de bomba. Diluyente 22 °API	120

Tabla 5.8. Presión de inyección en cada pozo para diferentes presiones de bombas. Diluyente 22 °API.....	120
Tabla 5.9. Presión de inyección según la gravedad API del diluyente. LEF-16.....	122
Tabla 5.10. Presión de inyección según la gravedad API del diluyente. LTM-1.....	122
Tabla 5.11. Viscosidad del crudo de formación y de la mezcla a una temperatura dada.	124
Tabla 5.12. Valores de Producción con el Diluyente de 22°API en la estación LEF-16.....	126
Tabla 5.13. Valores de Producción con el Diluyente de 22 °API, en la Estación LTM-1	127
Tabla 5.14. Valores de Producción con Diluyente de 19 °API, en la Estación LEF-16.....	129
Tabla 5.15. Valores de Producción con Diluyente de 19 °API, en la Estación LTM-1	130

RESUMEN

En el área de Levas perteneciente al Campo Dación entre los pozos que producen por métodos de bombeo están el LM-419, LM-414, LM-408, LM-307, LM-226, LM-416, LM-417, LG-435, LG-577, LG-416, LG-495, LG-569, LG-412 y LG-574, sobre los cuales está basado el proyecto de inyección de diluentes, ya que son pozos que presentan altas viscosidades con gravedades entre 9 y 14 °API, ocasionando problemas de altas presiones a nivel de cabezal, force de bombas y bajas en la producción, por lo que se requiere como proyecto primario una inyección de diluentes a nivel de línea, ya que son pozos existentes y no poseen completación para la inyección en el fondo.

Para la clasificación de los pozos candidatos a inyección de diluyente fue necesario realizar un estudio de las pruebas de pozos existentes y realizarle análisis de laboratorio al crudo de formación para determinar las propiedades de los fluidos. Por otra parte, se realizaron los cálculos pertinentes para la optimización del volumen de diluyente a inyectar.

En la fase de la simulación se obtuvo los resultados necesarios para el diseño del sistema de inyección, como el diámetro de las tuberías que se deben utilizar, presión óptima de inyección, condiciones de flujo, índice de productividad y potencia de las bombas.

Por otra parte se estudiaron las propuestas de utilizar un diluyente proveniente de la estación principal DEPE o la del fluido procedente de LED-7 y el comportamiento de la producción cuando ocurren cambios de presión y temperatura en el diluyente inyectado, obteniéndose como conclusión que ambos diluentes son favorables para el

desarrollo

del

proyecto.

INTRODUCCIÓN

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que esta forma ofrece no sólo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma.

El manejo de los fluidos en superficie provenientes de un yacimiento de petróleo, requieren de la aplicación y el conocimiento de técnicas de producción que ayuden a optimizar el desplazamiento de los hidrocarburos en superficie. Uno de los métodos usados para el mejoramiento de las condiciones de transporte del petróleo pesado, es la inyección de diluentes, que se basa en la adición de una sustancia que cumple con las características de un crudo liviano, con el fin de generar una mezcla que tenga mayor fluidez.

En el siguiente proyecto se ha considerado la inyección de diluentes como solución al transporte de crudos pesados provenientes de las formaciones del área de Levas, ya que es una zona donde el sistema de red de recolección de petróleo esta adaptado para la producción de crudos medianos y livianos, por lo que existe una infraestructura inadecuada para la recuperación de reservas de crudo del tipo pesado que presenta este campo. En tal sentido es importante implementar un sistema de inyección de diluentes, para disminuir problemas por altas presiones de líneas, altos esfuerzos sobre la barra pulida y altos consumos de energía eléctrica. En el desarrollo del proyecto se estudiaran dos propuestas como fuentes de diluentes, una proveniente de Leona Estación de Descarga - 7 (22°API) y la otra proveniente de Dación Estación Principal Este (19°API), con el fin de determinar la rentabilidad en términos de producción que generarían el uso de alguno de estos fluidos.

CAPÍTULO 1

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema.

Desde su creación en 1976, Petróleos de P.D.V.S.A., es una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo. PDVSA es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera, y de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior.

Luego de tres décadas de actividades, PDVSA se ha constituido en una corporación de primera línea en el ámbito nacional e internacional. Ocupa una posición relevante entre las empresas del mundo, por sus niveles de producción, reservas, capacidad instalada de refinación y venta, es así como comienza el desarrollo de la industria petrolera nacional.

La industria petrolera es el principal elemento que impulsa el incremento económico del país. Petróleos de Venezuela cuenta con numerosas sedes a escala nacional; en el estado Anzoátegui se encuentra el Distrito San Tomé como el principal de 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.

El área operacional de la U.P. Dación cuenta con una infraestructura conformada por un conjunto de instalaciones, las cuales se detallan a continuación:

- Dos (2) estaciones principales.
- Dos (2) estaciones de descarga.
- Seis (6) estaciones de flujo.
- Cuatro (4) estaciones compresoras.
- Treinta y tres (33) múltiples de producción y prueba locales.
- Cincuenta y cinco (55) múltiples de producción y prueba remotos.
- Quinientos treinta y uno (531) pozos productores.

El Campo Dación, en el área de Levas posee reservas de crudo pesado con gravedades que oscilan entre 9,5 y 14 API y presenta una producción de 2699 BNPD con 57 % A y S promedio. Actualmente en el campo levas existen más de 15 MMBN de reservas recuperables de crudo pesado, por lo que se hace necesario un sistema de producción eficiente, ya que bajo las condiciones actuales de alta viscosidades del crudo se presentan problemas con altas presiones a nivel de pozos, estaciones y facilidades de producción, dichas reservas no podrían ser drenadas de manera óptima por lo cual se hace necesaria la implantación de mejores prácticas con el objetivo de optimizar la producción de los pozos en superficie. En tal sentido se plantea realizar el diseño de una red de diluyente, con el fin de evaluar la utilización de un fluido proveniente de Dación Estación Principal Este (DEPE), y como otra opción la posibilidad de traer un diluyente desde Leona Estación de Descarga 7 (LED-7).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la compatibilidad de crudo para la inyección de diluyente en los pozos asociados al campo Levas, perteneciente al área operacional Dación - Distrito San Tomé.

1.2.2. Objetivos Específicos

- 1.- Diseñar la infraestructura de la red de diluyente para el área de Levas.
- 2.- Simular a través del software pipephase las condiciones de diseño para la inyección de un diluyente proveniente de Dación Estación Principal Este (DEPE), que sería inyectado en la línea de producción de los pozos asociados al Campo Levas.
- 3.- Estudiar la compatibilidad del crudo de los pozos asociados al Campo Levas para la inyección de un diluyente proveniente de Leona Estación de Descarga 7 (LED-7).
- 4.- Analizar el comportamiento de presión y temperatura de la red de recolección de crudo, con la implantación del sistema inyección de diluyente.
- 5.- Proponer un sistema que mejore el desplazamiento del crudo en la red de recolección y aumente la producción.

1.3. Descripción de la Empresa

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la casa matriz de la corporación, propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, regida por la Ley orgánica que reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos.

Se encarga del desarrollo de industria petrolera, petroquímica y carbonífera, tiene como actividad planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela, como en el exterior, ocupa una destacada posición entre los refinados mundiales y su red de manufactura y mercado. Además realiza actividades en las áreas de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética.

Con el reto de mantenerse como una empresa competitiva rentable frente a los nuevos tiempos, PDVSA ha puesto en marcha la transformación de su estructura corporativa, con el propósito fundamental de redefinir el papel de la casa matriz y consolidar la estructura operativa. En este sentido a finales de 1997, la corporación energética Venezolana creó con la fusión de sus filiales Corpoven, Maraven, Lagoven la empresa PDVSA Manufacturera y Mercadeo, y PDVSA Servicios. Cada una de estas divisiones está integrada a su vez por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

1.3.1. Divisiones de PDVSA

1.3.1.1. PDVSA Exploración, Producción.

La división PDVSA Exploración, Producción es responsable por el desarrollo de Petróleo, Gas, Carbón y la Manufactura de Orimulsión. Esta división esta

compuesta por las siguientes unidades de negocio: PDVSA Exploración, PDVSA Producción Faja, Bitor-Carbozulia y CVP.

1.3.1.2. PDVSA Refinación, Suministro y Mercadeo

Esta división está a cargo de las actividades de refinación de crudos, así como la manufactura de productos comercialización y suministro para el mercado nacional e internacional. Además, se encarga de la comercialización del gas natural y cumple funciones de transporte marítimo.

Esta organización está constituida por: Refinación y Comercio, Deltaven, PDV Marina y PDVSA Gas.

1.3.1.3. PDVSA Servicios

Esta división es responsable del suministro de servicios integrados, especializados y competitivos, a toda la Corporación. Su área de gestión incluye una amplia gama de especialidades, entre las cuales se destaca: suministro de Bienes y materiales, servicios técnicos, consultorías y asesorías profesional, informática e ingeniería, entre otras.

Esta organización está compuesta por Bariven, PDVSA Ingeniería y Proyectos, PDVSA Administración y Servicios, Consultoría Jurídica, Recursos Humanos, Finanzas y Asuntos Públicos, continuando en el desarrollo de todas sus actividades, con especial énfasis, en las áreas de explotación y producción de yacimientos de crudos livianos y medianos que ofrece el Oriente del País y que son vitales actualmente para la aplicación de nuevos mercados internacionales.

1.3.2. Ubicación Geográfica de PDVSA

La empresa PDVSA, se encuentra en todo el territorio nacional mediante una red de oficinas de mercado, refinerías, estaciones de producción, Plantas de distribución de combustibles, Estaciones de servicios, Plantas compresoras. Los centros de operación importantes son: Distrito Puerto la Cruz, Planta Criogénica “JOSE”, Planta de Distribución de combustible “EL GUAMACHE”, Distrito San Tome, Distrito Anaco, Planta de distribución “YAGUA”, Refinería El Palito, Distrito Barinas y el Distrito Occidental de Mercadeo Nacional.(Figura 1.1)

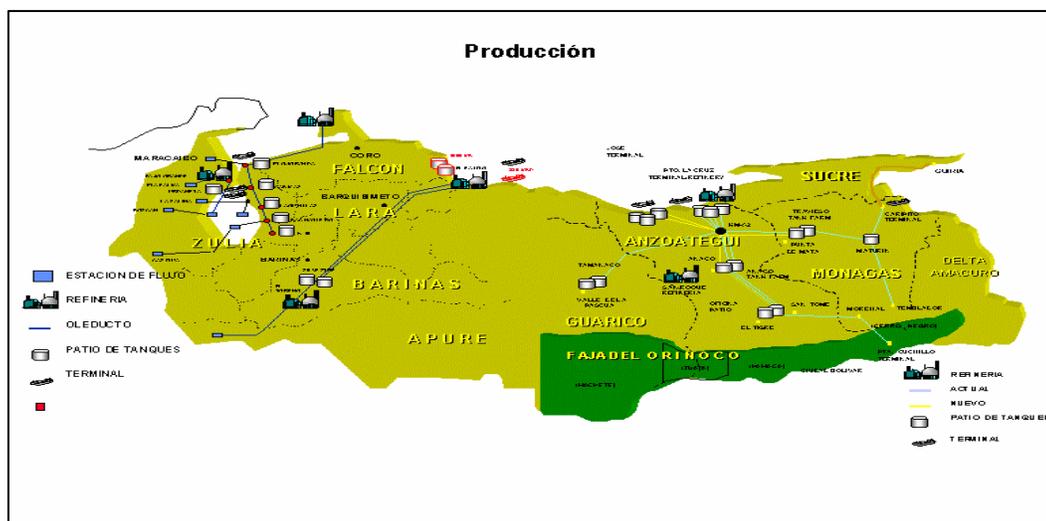


Figura 1.1. Ubicación Geográfica de PDVSA

1.3.3. Visión de la Empresa

La visión de Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) es la de ser reconocida internacionalmente como la Corporación energética de referencia mundial por excelencia, a través del aprovechamiento óptimo de sus recursos, la eficiencia

operacional y la introducción oportuna de nueva tecnología; con gente de primera, preparada y motivada, preservando su integridad y la de los activos, en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además la de ser la organización líder en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo.

1.3.4. Misión de la Empresa

Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, (PDVSA) es una organización energética, destinada a la exploración, producción y mejoramiento de hidrocarburos, esta corporación posee la misión de satisfacer las necesidades de energía de la sociedad, promoviendo el crecimiento socioeconómico.

1.3.5. Función de la Empresa

Planificar y controlar los programas y estrategias que permitan cumplir con las funciones de explorar, explotar, tratar, transportar, almacenar, refinar y comercializar los diferentes productos que producen.

1.3.6. Objetivo de la Empresa

Explotar, tratar, transportar, almacenar, refinar y comercializar los diferentes productos de hidrocarburos que se extraen, en los campos petroleros rentables de todo el territorio nacional.

1.3.7. Estructura Organizativa de la Empresa

Debido al panorama energético mundial, Petróleos de Venezuela actualmente ha puesto en marcha la transformación de su estructura organizativa, con el propósito

fundamental de redefinir el papel de la casa matriz y consolidar su estructura operativa. La corporación energética venezolana, creó la empresa PDVSA Petróleo y gas, la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades medulares del negocio: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufacturera y Mercadeo y PDVSA Servicios. En la figura 3 se muestra el organigrama de Petróleos de Venezuela. En la figura 1.2 se muestra la estructura organizativa de la empresa.

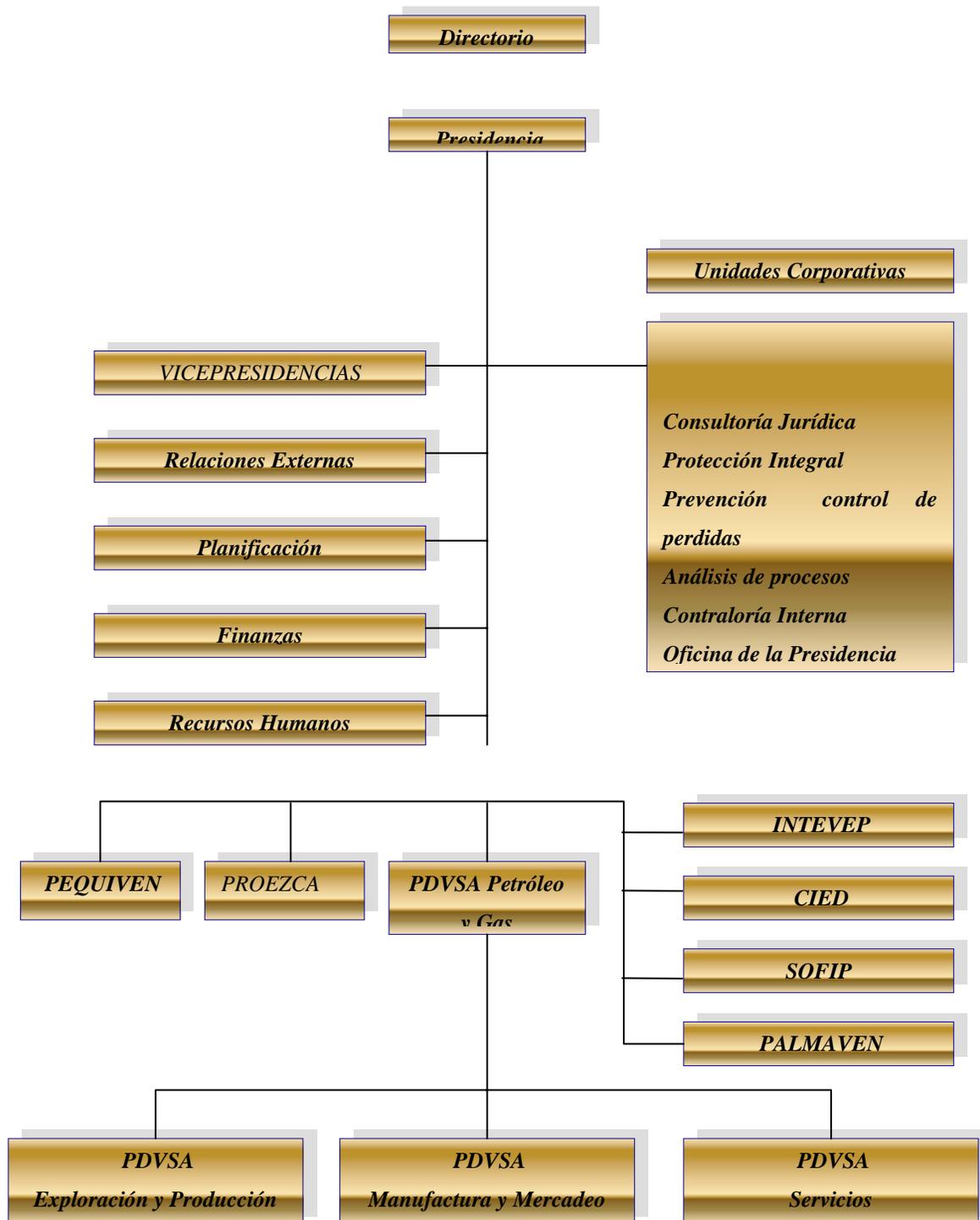


Figura 1.2. Organigrama de PDVSA

1.3.8. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé de PDVSA

El Distrito San Tomé, perteneciente a la División Oriente de PDVSA, posee un área aproximada de 24.000 Km² y se encuentra ubicado en la parte sur de los estados Anzoátegui y Guárico (Figura 1.3), 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. Está conformada por seis Unidades de Explotación (UP): Dación, Liviano, Mediano, Pesado, Extrapesado y San Cristóbal. En la figura 4 se muestra las divisiones y distritos de PDVSA.

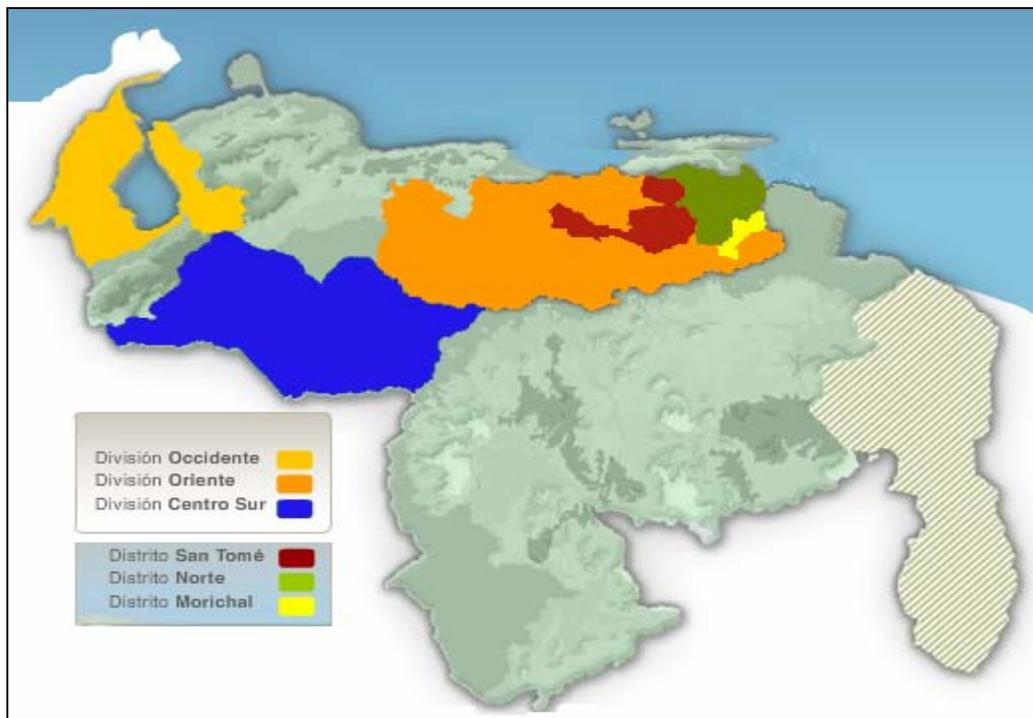


Figura 1.3. Ubicación Geográfica de San Tomé.

1.3.9. Ubicación Geográfica del Campo Dación

Al este de San Tomé en el Municipio Freites del Estado Anzoátegui, se encuentra la UP Dación (figura 1.4), con una extensión de 427 Km², el cual fue descubierto en el año 1944, siendo desarrollado y explotado por la empresa Mene Grande OilCompany hasta que es 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, adquiere 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 asume la operación de los campos operacionales que tenía la empresa ENI DACIÓN B.V, al rechazar el modelo de asociación en empresa mixta para la explotación del recurso petrolero.

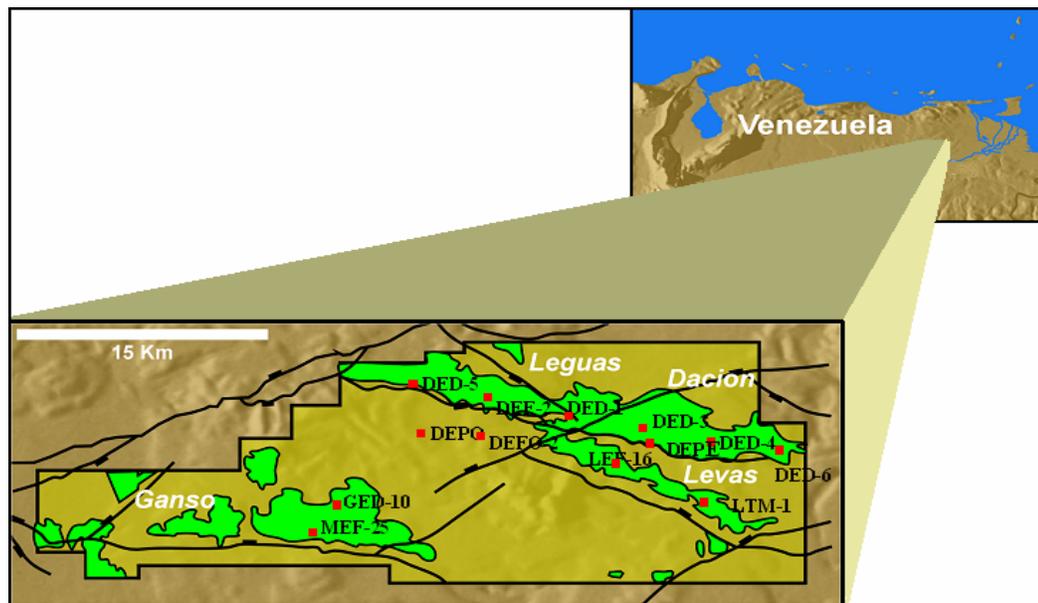


Figura 1.4. Ubicación Geográfica del Campo Dación.

1.3.10. Producción del Campo Levas

El área de Levas presenta una producción de petróleo acumulado desde el comienzo de su vida productiva de 27 MMBN, esta producción para una tasa de 6.000 BNPD, valor que ha ido en aumento en los últimos años gracias a proyectos de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua. Los pozos asociados al área de Levas reportan una producción de agua acumulada de 450 MMBN, que se traduce en un corte de agua de 57 % en promedio aproximadamente. En la figura 1.5 se refleja el comportamiento de producción del Campo Levas.

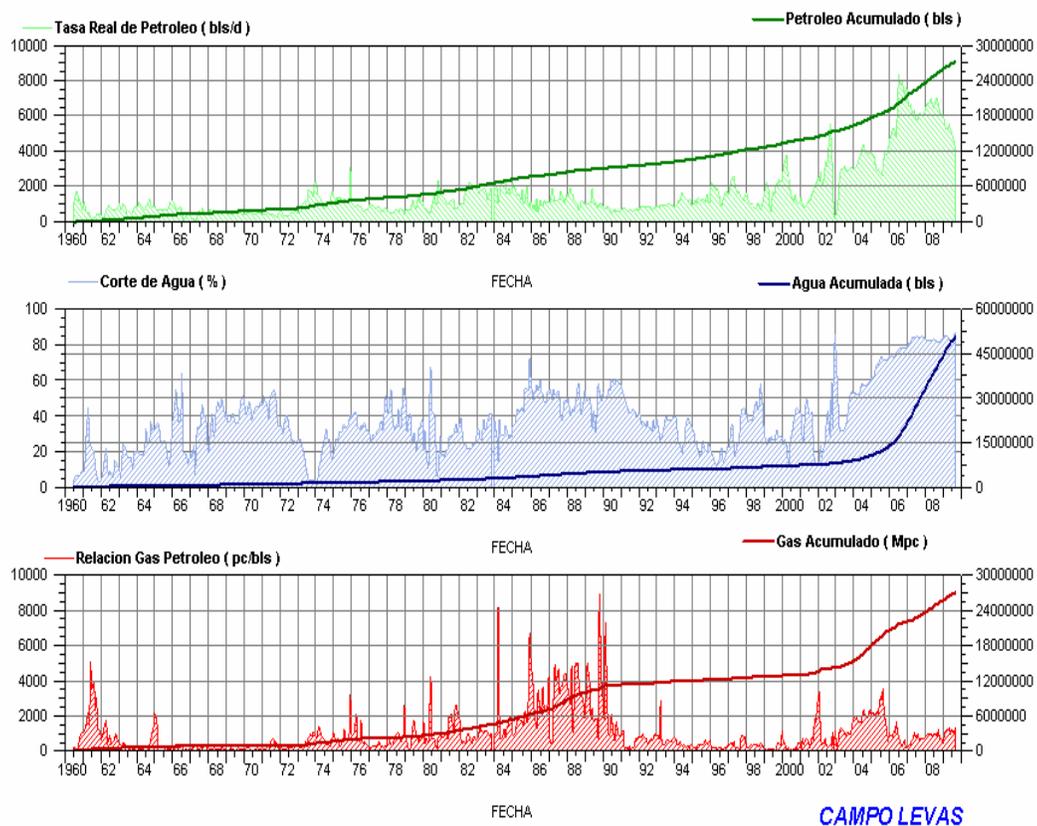


Figura 1.5. Producción del Campo Levas.

1.3.11. Declinación del Campo Levas

El método utilizado en este campo para la estimación de la tasa de producción a un tiempo futuro, es el de la declinación de producción que se presenta a continuación en la figura 1.6.

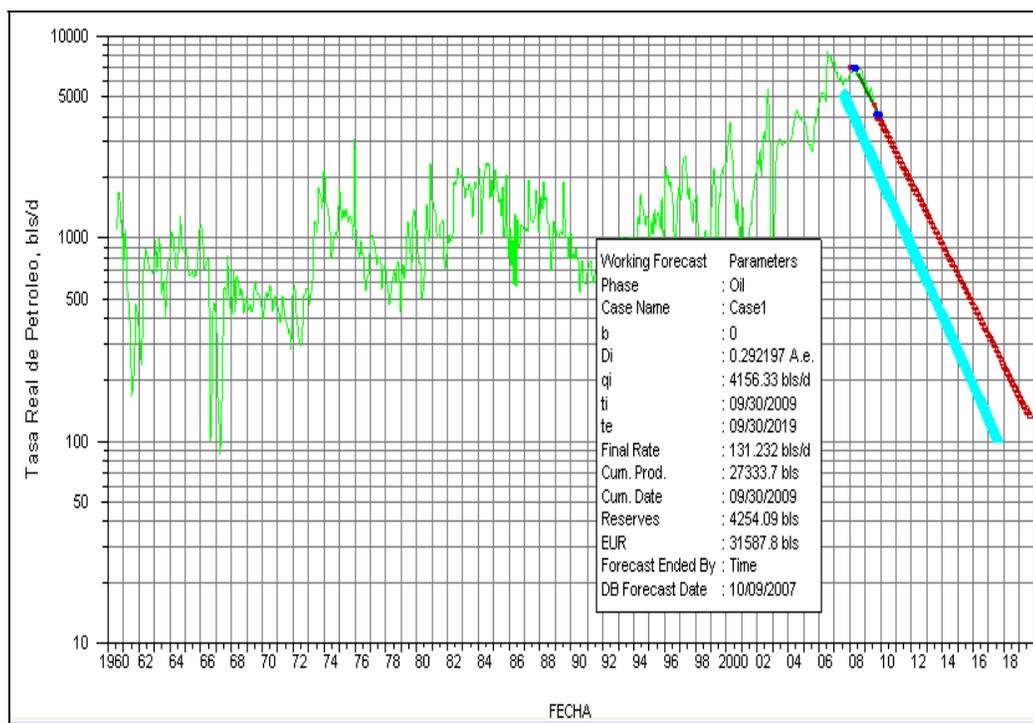


Figura 1.6. Declinación del Campo Levas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. 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).^[1]

2.1.1. 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.

2.1.2. Descripción de las Instalaciones

2.1.2.1. 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]

2.1.2.2. 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**.^[3]

2.1.3. 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.

2.1.3.1. Múltiples de Recolección

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 2.1). 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.

2.1.3.2. Clasificación de los Múltiples de Recolección

2.1.3.2.1. 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 pulgadas de 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 pulgadas de diámetro).



Figura 2.1. Múltiple de Producción General y de Prueba.

2.2. Separadores

Los separadores de gas-petróleo constituyen la primera instalación de procesamiento del fluido obtenido del pozo. Las funciones de un separador son:

- Realizar una primera separación entre los hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- Recolectar las partículas líquidas presentes en la fase gaseosa, con lo cual se logra una mejor refinación de los procesos.
- Liberar el gas que permanezca en la fase líquida.
- Realizar la descarga por separado de petróleo y gas para evitar que se puedan volver a mezclar parcial o totalmente.

2.2.1. Tipos de Separadores

2.2.1.1. De Acuerdo a su Forma se Clasifican en:

- Verticales.
- Horizontales.
- Esféricos.

En la industria petrolera se usan los separadores verticales y horizontales, siendo los más utilizados los verticales. Todos estos separadores operan bajo los mismos principios de funcionamiento y la selección de alguno de ellos para su utilización depende de la relación de resultados óptimos versus costos de cada tipo de separador. La figura 2.2 presenta a los separadores verticales.



Figura 2.2. Separadores Verticales

2.2.2 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. Tanques de Recolección

Diariamente en las estaciones de flujo es recibido el crudo producido por los pozos asociados a estas estaciones, este crudo es recolectado en tanques después de haber sido separado del gas y luego en forma inmediata, es transferido a los patios de tanques y/o despacho. Cabe destacar que algunas empresas utilizan los tanques de recolección para la medición. Figura 2.3.

2.3.1. Sistema de Almacenamiento de Crudos

El sistema de almacenamiento de las estaciones, está compuesto por tanque de 1.500 Bbls de capacidad, diseñados para mantener una succión neta positiva al sistema de bombeo y servir como elemento de control para la secuencia de parada y arranque de las motobombas.

Un tanque de almacenamiento está constituido por:

- **Recipiente Metálico:** Tanque donde se almacena el crudo, con forma de cilindro.
- **Escaleras y Plataforma:** Son utilizadas para subir/caminar alrededor del tanque.
- **Boca de Aforo:** Es un orificio de 4 pulgadas de diámetro con tapa removible ubicada en la parte superior del recipiente (tanque), por donde se introduce la cinta métrica para medir el nivel del crudo en el tanque, en la parte interior esta colocado un tubo guía que va desde la boca de aforo hasta cerca del fondo.
- **Respiraderos:** Son salidas (orificios de 10 pulgadas de diámetro ubicadas en la parte superior del tanque), usadas para permitir la salida de los vapores desprendidos del petróleo a la atmósfera y así evitar acumulación de presión en

el interior del tanque, o formación de presión de vacío por la succión de la bomba.

- **Entradas de Petróleo:** Son tuberías de 6 a 10 pulgadas de diámetro que esta situado en la parte inferior del tanque y conectado a la succión de la bomba.
- **Indicadores de Nivel:** Es un mecanismo utilizado para determinar la altura del líquido dentro del tanque.



Figura 2.3. Tanques de Almacenamiento

2.3.2. Tipos de Tanques

- **Tanques de Producción**

Son tanques de 1.500 bbls de capacidad, 6,57 metros de diámetro y 7,34 metros de altura, cuyo objetivo es el almacenamiento temporal de:

- ✓ Crudo proveniente de los calentadores.

✓ El crudo que proviene directamente del múltiple de producción caliente.

- **Tanques de Medida**

Son tanques de 750 bbls de capacidad, 4,7 metros de altura, cuyo objetivo es el de proporcionar almacenamiento temporal al crudo proveniente de los separadores de prueba. También pueden ser utilizados para la medición de producción.

2.4. Bombas de Transferencia

Luego que el petróleo ha sido separado totalmente del gas y del agua en algunos casos, es necesario transferir energía al fluido para que pueda ser transportado de las estaciones de flujo a los patios de tanques y/o centros de refinación. Figura 2.4.



Figura 2.4. Bombas de Transferencia

2.5. Calentadores

El objetivo principal del sistema de calentamiento es incrementar la temperatura de los crudos desde una temperatura promedio de entrada de 120 °F, hasta una temperatura promedio de salida de 180°F (Figura 2.5). Este incremento de temperatura en el crudo, permite lo siguiente:

- ✓ Modificación de la tensión intermolecular, que hay entre las moléculas de petróleo y agua facilitando el proceso de separación o decantación.
- ✓ Reducir la viscosidad del crudo para facilitar su movilidad.
- ✓ Reducir el consumo de productos químicos en el tratamiento.



Figura 2.5. Calentador

2.5.1. Calentador con Tubo de Fuego

El sistema de calentamiento, en las estaciones de flujo, esta formado por calentadores tipo horizontal de fuego directo, con tubo de fuego cuyas capacidades son de 2 MMBTU/Hr y 3 MMBTU/Hr.

El sistema de calentamiento maneja el crudo pesado que descargan los separadores de producción al cabezal, la cual está conectada a la entrada de los calentadores por líneas de 8 pulgadas de diámetro.

2.6. Tanque de Lavado

El proceso de lavado del crudo consiste en pasar una emulsión a través de un colchón de agua, generalmente caliente, para provocar la disolución de las gotas suspendidas en el crudo. Figura 2.6.



Figura 2.6. Tanque de Lavado

2.7. Patios de Tanque

Estas son instalaciones en donde se recibe el petróleo proveniente de las estaciones de flujo o de descarga, para luego ser bombeado hasta los centros de refinación o a los puertos de embarque con la finalidad de exportar el petróleo. Están destinadas al almacenamiento de todo el petróleo de un área determinada o zona de producción. Están provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades, las cuales oscilan entre 47.000 bbls y 250.000 bbls, además de

capacidad para recibo, fiscalización y bombeo. En los patios de tanques se realiza la medición del petróleo y de sus especificaciones antes de ser bombeado hasta los terminales de embarque.

2.8. Simulador Numérico Pipephase.

El simulador *PIPEPHASE* 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.

2.9. Métodos de Producción.

2.9.1. Flujo Natural.

Si el yacimiento tiene suficiente presión para emanar el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural entonces producirá por mecanismos naturales de producción. Este método de producción es menos costoso, y los pozos que producen por este método pueden tener un flujo multifásico, debido a los cambios de energía cinética potencial y a los efectos de fricción, el gradiente de presión varía en función de la profundidad del pozo.

La energía puede originarse debido a la fuerza expansiva de la capa gasífera, el empuje de un acuífero asociado al yacimiento o a la fuerza de gravitación.

2.9.2. Empuje por Gas Disuelto.

En este tipo de mecanismos no existe capa o casquete de gas (Fig. 2.7). Todo el gas disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forman una sola fase, a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Al comenzar la etapa de producción, el diferencial de presión creado hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Eventualmente, a medida que se extrae petróleo, se manifiesta la presión de burbujeo en el yacimiento y comienza a desarrollarse el casquete o capa de gas en el yacimiento, inducida por la mecánica de flujo.

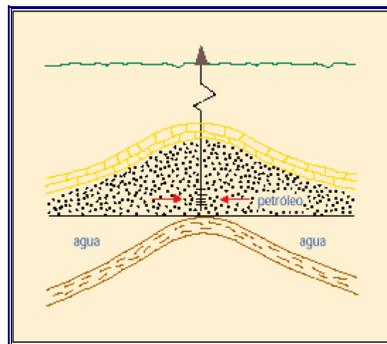


Figura 2.7. Ejemplo de un yacimiento virgen, cuyo mecanismo de producción será del tipo de gas disuelto inicialmente en el petróleo.

2.9.3. Empuje por Agua.

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción del petróleo. Su presencia y actuación efectiva puede lograr que se produzca hasta 60 % y quizás más del petróleo en sitio. Este tipo de mecanismo requiere que se mantenga una relación muy ajustada entre el régimen de producción de petróleo que se establezca para el yacimiento y el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento. El frente o contacto agua-petróleo debe mantenerse unido para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado

uniformemente por el agua. Por otro lado, se debe mantener la presión en el yacimiento a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas e inducción de un casquete de gas.

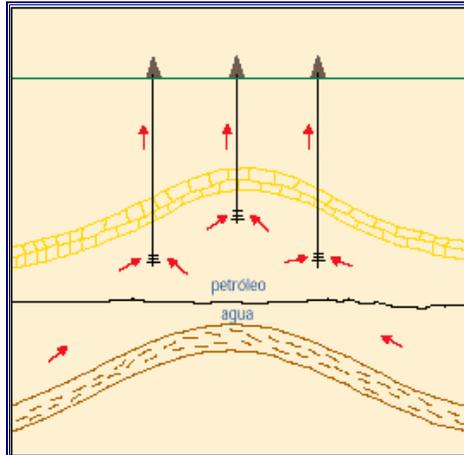


Figura 2.8. Contacto agua-petróleo en un yacimiento, cuyo mecanismo predominante de producción será el acuífero, si es lo suficientemente activo.

2.9.4. Empuje por Gravedad.

Generalmente, los estratos tienen una cierta inclinación o buzamiento que de un punto a otro crea un desnivel. Este buzamiento se expresa en grados y puede ser muy pequeño, 2° , o puede ser muy empinado, 45° o más. Mientras más alto sea el buzamiento, mayor oportunidad tendrá el petróleo de escurrirse buzamiento abajo. En la Figura 2.9 se presenta un caso hipotético general que muestra la contribución que el buzamiento puede prestar al drenaje de petróleo, coadyuvando con otros mecanismos de extracción de los cuales uno puede ser predominante. Si la capa de gas es activa, los pozos ubicados buzamiento arriba empezarán a mostrar incrementos en su relación gas-petróleo durante cierta época de su vida productiva. El mantenimiento de la presión del yacimiento por inyección de gas equivaldría a que la masa de gas actuará como émbolo que comprime y desplaza el petróleo hacia los

pozos ubicados buzamiento abajo, los cuales tardarán mucho más tiempo en incrementar su relación gas-petróleo, según su posición estructural.

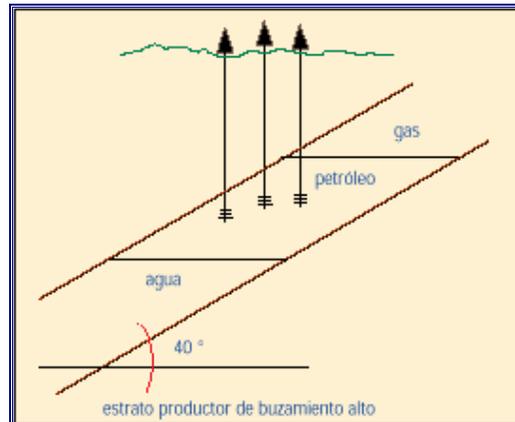


Figura 2.9. Esquema que muestra un yacimiento productor por gravedad, ayudado quizás por casquete de gas y, posiblemente, el acuífero.

2.9.5. Levantamiento Artificial.

Se conoce como levantamiento artificial, al conjunto de métodos utilizados para producir o incrementar la producción de crudo desde el fondo del pozo hasta la superficie. Esto se logra mediante la aplicación de una energía a nivel del pozo, la cual es ajena a la energía propia del yacimiento.

El levantamiento artificial se aplica a un pozo cuando la presión del yacimiento es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, o cuando se requiere incrementar la producción de un pozo que produce por agotamiento natural.

La selección del método de levantamiento artificial se basa en las condiciones existentes del yacimiento o por las facilidades del área. El objetivo principal es

emplear un sistema en el cual se produzca el máximo volumen posible con la instalación más económica.

Las principales razones para la selección de los métodos de levantamiento artificial son:

- ✓ Optimizar el sistema de producción del pozo y/o yacimiento.
- ✓ Efectuar una planificación de producción en forma racional y eficiente
- ✓ Obtener máxima producción con mínimos costos.

Actualmente existen varios métodos de producción por levantamiento artificial, tales como:

2.9.5.1. Bombeo Hidráulico (BH).

Es un mecanismo de extracción del petróleo del fondo del pozo, se usa como medio impelente del petróleo un fluido que se bombea por la tubería de producción. El petróleo producido y el fluido impelente suben a la superficie por el espacio anular. La mezcla pasa por un separador o desgasificador y luego a un tanque de donde el petróleo producido pasa al almacenamiento y suficiente impelente permanece en el tanque para ser succionado por la bomba y ser bombeado otra vez al pozo.

2.9.5.2. Levantamiento Artificial Por Gas (LAG).

Existen dos tipos intermitentes y continuos. La inyección continua ofrece mayores ventajas para hacer producir pozos que mantengan una razonable presión de fondo que sostenga un índice de productividad de líquidos no menor de $0,23 \text{ m}^3/\text{día}/\text{Kg./cm.}^2$ (1,45 bls/día). La selección de uno u otro tipo depende de la presión de fondo, de la disponibilidad del volumen y presión de gas requeridos, como de las

características y condiciones del yacimiento. El diseño y la instalación del sistema dependen de la selección de los elementos que van en el pozo: tipo de válvulas; espaciamiento y profundidad de colocación de las válvulas en la sarta; características de las sarta de revestimiento final y de educación; tipo de terminación del pozo y previsiones para posterior desencaje, cambio e inserción de elementos de la sarta, utilizando herramientas manipuladas desde la superficie por medio de un cable o alambre.

2.9.5.3. Bombeo Mecánico (BM).

El Bombeo Mecánico es uno de los métodos de levantamiento artificial más antiguo, su aplicación data del año 1859 en Estados Unidos, el mismo año que se inició la industria petrolera moderna. Este método es mayormente aplicado en crudos pesados y extrapesados, pero sin embargo también puede ser empleado en la extracción de crudos livianos y medianos.

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. El método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas; esta energía proviene a su vez de un motor eléctrico o de combustión interna el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas.

Para optimizar la producción debe ser controlada la presión de fondo fluyente; esto se logra mediante un incremento en el diferencial de presión (P_{wf}) que a su vez se obtiene disminuyendo la presión de fondo al mínimo. Este sistema está conformado básicamente por: Equipo de Superficie y Equipo de Subsuelo.

2.10. Crudos Pesados/Extrapesados.

Desde decenios de años se conoce la existencia de depósitos de crudos pesados y extrapesados que hoy atraen la atención de los petroleros del mundo. Tal es el caso de la Faja del Orinoco aquí en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extrapesados en California, Canadá, México y otros sitios. Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia. Las evaluaciones de los recursos petrolíferos mundiales asomaron la conclusión de que las reservas probadas aseguradas y las probables y posibles por contabilizar en las cuencas sedimentarias conocidas no serían suficientes para abastecer el mundo a largo plazo. Posiblemente las áreas vírgenes restantes y todavía en espera de estudios y evaluaciones tampoco contribuirán suficientemente a los inmensos volúmenes de petróleo requeridos para el futuro. Por tanto, las áreas ya conocidas de petróleos pesados y extrapesados comenzaron a tener importancia mundial y a ser estudiadas y evaluadas detalladamente. Un ejemplo de este esfuerzo lo constituye el estudio de la Faja del Orinoco (H. Velarde y J.A. Galavís, CVP/MMH, respectivamente, 1976), en el cual se pronosticó la existencia de 700.000 millones de barriles de petróleo en sitio. Desde esa fecha, la progresiva evaluación de la Faja mediante la exploración sísmica, el taladro y las pruebas de producción indican que el volumen de petróleo en sitio puede ser del orden del billón de barriles.

2.10.1. Características.

Una de las características de los crudos es la fluidez o viscosidad, representada también indirectamente por la densidad o gravedad específica (expresada internacionalmente mediante °API). En la escala °API, los crudos extrapesados caen en el rango 0,0-9,9 °API y los pesados en el rango 10-21,9 °API. Así que el rango

general que cataloga a ambos tipos de crudos es 0,0-21,9 °API. La viscosidad o fluidez de estos crudos es bastante alta, de 500 a 1.500 SUS (Viscosidad Universal Saybolt), que representa el tiempo en segundos para que un volumen de fluido de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante). En la escala de viscosidad en centipoise, estos crudos tienen una viscosidad entre 1.200 y 95.000 centipoise.

La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie, y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento o diluentes. Además de lo antes dicho, otras características de estos crudos, y no tanto así de los crudos medianos y livianos, es que por peso tienen un alto contenido porcentual de azufre -1 a 8 %. De igual manera pueden tener un apreciable contenido de sal y también contienen metales (níquel, vanadio y otros) en volúmenes de 100 a 500 ppm y por tanto tienen cierto poder corrosivo. A veces pueden tener también cierta cantidad de sulfuro de hidrógeno, que también es muy corrosivo y venenoso. Todo esto hace que la refinación de estos crudos requiera métodos y tratamientos especiales para mejorar su calidad y obtener los resultados deseados de comercialización.

Generalmente se dice que los crudos pesados y extrapesados se encuentran a profundidades someras, 1.000 a 1.500 metros (3.280 a 4.920 pies). Sin embargo, también se encuentran a profundidades mayores. También se dice que los crudos medianos y livianos, principalmente, no se encuentran sino a profundidades mayores de 1.500 metros (4.920 pies). La realidad geológica y la experiencia demuestran lo contrario. En varias partes del mundo hay yacimientos de crudos livianos a poca profundidad.

2.11. Diluyente

Es un tipo de fluido que cumple con las características de un crudo liviano, éste se utiliza para disminuir la viscosidad de crudos más pesados aumentando la capacidad de transporte de los mismos. Generalmente contiene un porcentaje máximo de agua emulsionada del 0,6 %.

2.11.1. Importancia de la Inyección de Diluyente en Pozos de Bombeo Mecánico.

- ✓ Incrementa la eficiencia de levantamiento al mejorar la fluidez del crudo y aumentar la entrada de fluido a la bomba de subsuelo.

- ✓ Reduce los esfuerzos sobre la barra pulida por la menor densidad de la mezcla.

- ✓ Reduce el efecto de flotación de cabillas.

- ✓ Disminuye el efecto de golpes por la mayor fluidez de la mezcla.

- ✓ Reduce el consumo de energía eléctrica.

- ✓ Mejora el desplazamiento en la línea de producción.

2.11.2. Inyección De Diluyente

La inyección de diluyente puede realizarse en fondo o en superficie. A su vez, la inyección en fondo puede hacerse a la succión o a la descarga de la bomba. La ventaja de hacerlo a la succión es que la viscosidad de los fluidos a la entrada disminuye, lo cual propicia un mayor llenado de la cavidad, aumentando la eficiencia

volumétrica. Por otro lado, en este caso la bomba maneja no solo los fluidos de yacimiento, sino también el caudal de diluyente, lo cual disminuye la eficiencia global del sistema.

En el caso de la inyección en fondo a la descarga de la bomba, parecería lógico pensar que la bomba está más protegida pues no maneja el diluyente, sin embargo, en casos de fallas eléctricas, el diluyente se desvía hacia abajo, inundando la bomba y produciendo su falla casi inmediata. Para evitar esto se coloca una válvula check de bola y asiento (válvula fija) a la entrada de la bomba. Esta práctica ha traído problemas, pues dificulta el espaciamento, ya que el fluido atrapado entre el sello rotor-estator y la válvula fija, impide que el rotor llegue a tocar el pin de paro, dejando gran parte del rotor fuera del estator, lo cual puede producir la rotura del rotor por fatiga debido a vibraciones excesivas o el desgarramiento del estator, ya que el número de etapas efectivas y la capacidad de levantamiento o headde la bomba, se ven reducidas.

2.12 Propiedades Físicas de los Fluidos.

Antes de diseñar los equipos y tuberías usadas en el proceso, es necesario definir algunas propiedades básicas de los fluidos, así como también analizar los procedimientos de cálculos, conversiones y operaciones usadas para los fluidos.

2.12.1. Gravedad Específica y Densidad.

Es la relación de la densidad del líquido a 60 ° F, para la densidad del agua pura.

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

SG = Gravedad específica de un líquido (agua = 1).

La gravedad específica de un gas (SG), es la relación de la densidad del aire a condiciones standard de presión y temperatura.

$$SG = \frac{M_w}{29} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

La densidad del gas a cualquier condición de presión y temperatura puede ser determinada considerando que la densidad del aire a condiciones standard es:

$$\rho_g = \frac{SG * P}{T * Z} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

ó,

$$\rho_g = 0.093 * \frac{M_w * p}{T * Z} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

P = presión, Psia.

Z = factor de compresibilidad del gas.

T = temperatura, °F.

2.12.2 Viscosidad.

Indica su resistencia al flujo, es una propiedad dinámica, es medida cuando el fluido está en movimiento.

La viscosidad sin embargo es una simple relación a cualquier tasa de corte, entre el esfuerzo cortante a la tasa de corte.

Viscosidad absoluta o dinámica (μ) es representada en el SI por el poiseuille (PI) cuya unidad es el segundo Pascal (Pas) o también Newton segundo por metro cuadrado ($\text{N s} / \text{m}^2$), o sea kilogramo por metro segundo (Kg / ms).

El PI no es igual que el poise (P). El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina segundo por centímetro cuadrado o de gramos por centímetro segundo. La unidad más utilizada para medir la μ es el centipoise (**cP**).

La viscosidad cinemática: es el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad.

$$\nu (\text{Centistokes}) = \mu (\text{centipoise}) / \rho (\text{gramos} / \text{cm}^3).$$

La viscosidad cambia con la temperatura. La viscosidad de los líquidos decrece con el incremento de la temperatura. La viscosidad del gas inicialmente decrece con un incremento de temperatura, para luego crecer con el incremento de temperatura.

2.13 Regímenes de Flujo de Fluidos en Tuberías

Hay dos tipos diferentes 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 una sobre otras de manera ordenada. Se determina que hay flujo laminar cuando el número de Re (Reynolds) 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 2.000 y 4.000.

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 4.000.

Numero de Reynolds.

Relaciona la fuerza de inercia y fuerza de viscosidad. Para calcular el número de Re tenemos la siguiente ecuación:

Donde:

$$\text{Re} = \frac{\rho * D * v}{\mu} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Re = Número de Reynolds.

ρ = Densidad (lb/ pie³)

D = Diámetro ID, ft.

V = Velocidad de flujo (pie / seg).

μ = Viscosidad (lb / ft-seg).

Para gases se utiliza:

$$\text{Re} = \frac{20100 * Q_g * SG}{d * \mu} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

SG = Gravedad específica del gas a condiciones standard (aire = 1)

d = Diámetro interior de tubería, in (pulgadas)

μ = Viscosidad del gas, cp

Q_g = Flujo de gas, en MMSCF (millones de pies cúbicos standard).

2.14. Ecuación General para el Balance de Energía Mecánica.

El teorema de Bernoulli es una forma de expresión de la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en tuberías.

La Fig. 1.18 ilustra el balance de energía para dos puntos de un fluido según Bernoulli.

$$Z_1 + \frac{144 * P_1}{\rho_1} + \frac{v_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{144 * P_2}{\rho_2} + \frac{v_2^2}{2g} + H_L \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde :

Z = Elevación de la cabeza, ft

P = Presión , psi

ρ = Densidad, lb/ft³

v = Velocidad, pie (ft)/seg.

g = Constante gravitacional

H_L = Perdida de presión de cabeza por fricción, psi.

Para calcular H_L utilizamos la ecuación de Darcy:

$$H_L = \frac{f * L * v^2}{D * 2g} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

f = Factor de proporcionalidad (factor de fricción).

L = Longitud de tubería en pies.

D = Diámetro de tubería.

Si conocemos en los dos puntos 1 y 2 Z , P , D respectivamente se puede calcular fácilmente la velocidad de flujo.

Para diseño de facilidades en ocasiones se asume que $Z_1 - Z_2$ es cero por lo que la ecuación de Bernoulli.

$$P_1 - P_2 = \Delta P = \frac{\rho * H_L}{144} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

ó;

$$\Delta P = 0.0013 \frac{f * L * v^2}{d} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

donde:

d = Diámetro interior de la tubería (ID), in.

Para flujos turbulentos necesitamos el factor de rugosidad (ϵ / d).

En la tabla 2.1 encontramos valores de rugosidad para distintos tipos de tuberías:

Tabla 2.1. Rugosidad de Tubería

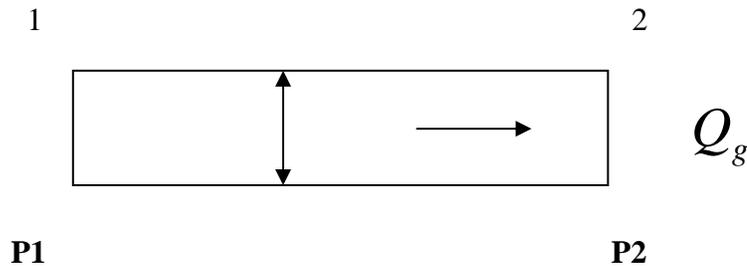
TIPO DE TUBERIA (Limpia y nueva)	RUGOSIDAD (ft)	RUGOSIDAD (in)
Concreto (unlined concreto)	0,0001- 0,01	0,012 – 0,12
Castirón – uncoated.	0.00085	0,01
Galvanized iron	0,0005	0,006
Carbon stell	0,00015	0,0018
Fiberglass	0,00002515	0,0003
Drawtubing	0,000005	0,00006

2.15. Ecuaciones de Flujo de Fluidos

2.15.1. Flujo de Fluidos Incompresibles

En un fluido incompresible, la densidad puede ser considerada constante.

Dentro de las facilidades se consideran diámetros pequeños. Para aplicar la siguiente ecuación para el flujo de un líquido a través de una tubería de diámetro constante, colocada en una posición horizontal ($Z_1 - Z_2 = 0$) se tiene:



$$\Delta P = 11.5^{-6} \frac{f * L * Q_1^2 * SG}{d^5} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

De pendiendo de la Temperatura, rugosidad, fricción, viscosidad, hay que asumir algunos factores fundamentales.

Para la aplicación de la Ecuación 2.11 se siguen los siguientes pasos.

1. Se tiene que conocer la tasa de flujo permisible y óptima.
2. Se calcula el Re.
3. Con el Re calculo f
4. En algunos casos se asume un factor típico de fricción ($f_a = 0,025$) es utilizado en la industria petrolera.
5. Estimar un factor de rugosidad.

2.15.2. Flujo de Fluidos Compresibles.

La determinación de la pérdida de energía de un fluido compresible que circula por una tubería requiere conocer, la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático ($P.V^k = C$), el cual se supone ocurre en tuberías cortas y bien aisladas, y el flujo isotérmico o flujo a temperatura constante que se considera, ocurre muy a menudo, en parte por conveniencia, o

más bien, porque se acerca más a la realidad de lo que sucede en las tuberías de gas natural.

La solución para un fluido compresible a través de una tubería puede obtenerse utilizando las siguientes ecuaciones con la ayuda de una ecuación de estado y la ecuación de continuidad para expresar la densidad y la velocidad en términos de presión.

En general se hace las siguientes suposiciones:

1. Flujo isotérmico.
2. No se aporta ni se realiza trabajo mecánico sobre o por el sistema.
3. El cambio en la energía cinética es insignificante y es asumido igual a cero.
4. La temperatura es constante a un valor promedio para la sección considerada.
5. El factor de compresibilidad es considerado constante a una temperatura y presión promedio.
6. La tubería es recta y horizontal entre los puntos extremos.
7. La aceleración puede despreciarse por ser una tubería larga.

2.15.3. Ecuación Isotermal.

$$Wg = \frac{144 * g * A^2}{Ve \left(f * L / D + \text{Log}_e \frac{P_1}{P_2} \right)} - \frac{P_1^2 - P_2^2}{P_1} \quad (\text{Ec.2.12})$$

Donde:

Wg = Tasa de flujo de gas, lb/seg.

g = ft/seg²

A = Área o sección de tubería ft².

Ve = Volumen específico de gas a condiciones contra corriente ft³/lb.

f = Factor de fricción.

P1 = Presión contracorriente, psia(upstream).

P2 = Presión a factor corriente, psia(downstream).

Esta ecuación asume:

1. No se realiza trabajo entre los puntos 1 y 2.
2. No hay compresores.
3. No hay expansión de gas.
4. No existen cambios de elevación.
5. El gas está fluyendo.

Asunciones para fines prácticos en el campo.

1. Para propósitos de oleoductos.
2. $\log_e(P1 / P2) \ll fL / D$, por lo que puede ser ignorado.

$$P_1^2 - P_2^2 = 25.1 \frac{SG * Q_g^2 * Z * T_1 * f * L}{d^5} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

Qg = MMscfd

T1 = Temperatura de flujo (°R).

f = Factor de fricción de Moody

d = Diámetro interno tubería, in.

3. El factor Z puede cambiar entre un punto y P1 y P2, entonces se puede promediar utilizando la siguiente ecuación:

$$promedio = \frac{2}{3} * \left[(P_1 + P_2) - \frac{P_1 * P_2}{(P_1 + P_2)} \right] \quad (Ec. 2.14)$$

Para obtener:

$$Q_g = 0.199 * \left[\frac{d^5 (P_1^2 - P_2^2)}{Z * T_1 * f * L * SG} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (Ec. 2.15)$$

3. Si el cambio de presión es menor al 10 %, entonces:

$$(P_1^2 - P_2^2) \cong 2 * P_1 (P_1 - P_2) \quad (Ec. 2.16)$$

Por lo tanto:

$$\Delta P = \frac{SG * Q_g * Z * T_1 * f * L}{P_1 * d^5} \quad (Ec. 2.17)$$

4. Asumo un diámetro para ver el factor de fricción.

El objetivo del diseño es determinar un diámetro que produzca la menor caída de presión a una tasa de flujo deseada.

Las siguientes ecuaciones evitan las asunciones anteriores:

2.15.4. Ecuación de Weymouth

Funciona donde la curva de Moody es la parte horizontal. Weymouth hace las siguientes asunciones:

1. Rugosidad absoluta.
2. Tubería de acero:

En tubería horizontal prácticamente no hay cambios de cabeza.

$$f = \frac{0.032}{d^{\frac{1}{3}}} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

3. Para fines petroleros

$$Wg = 1.11 * d^{2.67} * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{LSZT_1} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

Wg = Tasa de flujo de gas, MMscfd.

D = Diámetro interno, in.

P1 y P2 = Presión en el punto 1 y 2, psi.

L = Longitud de tubería en pies (ft).

S = Gravedad específica del gas a condiciones standard.

T1 = Temperatura del gas a la entrada, °R.

Z = Factor de compresibilidad.

Asumiendo $T = 520 \text{ °R} = 60 \text{ °F}$

$$Z = 1$$

$$S = 0.6$$

Tenemos: la Ec. 2.20

$$Qg = E * 865 * d^{2.67} * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{Lm} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (\text{Ec. 2.20})$$

Donde:

Qg = tasa de flujo de gas, scfd

Lm = longitud de tubería, millas.

La ecuación de Weymouth no se debe usar para diámetros mayores a 12 pulgadas (in.) y distancias muy *largas*.^[3,4]

2.15.5. Ecuación de Panhale.

Usa la región de pendiente moderada sobre la curva de Moody, esta ecuación asume valores moderados de Re.

Con las siguientes ecuaciones:

$$\log f = n * \log Re + \log C \quad (\text{Ec. 2.21})$$

$$f = \frac{C}{Re^n}$$

Asumiendo viscosidad constante:

$$Qg = 0.028 * E * \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0.961} ZT_1 Lm} \right]^{0.51} * d^{2.53} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Donde:

E = factor de eficiencia de tuberías

La tabla 2.2 muestra valores tabulados de E para diferentes estados de las tuberías.

Tabla 2.2. Condiciones de la Tubería

VALOR DE (E)	CONDICIONES DE LA TUBERIA
1,0	Completamente nueva
0,95	En buenas condiciones
0,92	En condición promedio
0,85	En condiciones no favorables

Recomendaciones para el uso de estas ecuaciones:

1. La ecuación de general de flujo es recomendada para la mayoría de usos.
2. Use la ecuación de Weymouth solamente para pequeños diámetros (< 15 pulgadas), longitudes cortas y Re altos.
3. Use la ecuación de Panhale solamente para diámetros (> 15 pulgadas) y longitudes grandes, y Re moderados.
4. Tenga cuidado con el uso de factor de eficiencia en tuberías usadas.

2.16. Selección de la Tubería.

Para seleccionar tuberías se deben considerar los siguientes factores: diámetro, espesor, presión de trabajo, material, juntas, uniones y pruebas.

La ASTM (American Society for Testing Material), la ASME (American Society of Mechanical Engineers) y la API (American Petroleum Institute) realizaron

una clasificación detallada de más de 150 materiales diferentes para usarse en la fabricación de tubos.

Para tuberías a presión se aplican las normas dependiendo del fluido a manejar y el tipo de servicio.

Para determinar el espesor de la tubería se debe atender a los siguientes estándares.

ASME B31.4 Liquid Petroleum Transportation Piping Systems. Este estándar es normalmente usado en facilidades de producción de petróleo en tierra.

ASME B31.8 Gas Transmisión and Distribution Piping Systems. Este estándar es normalmente usado para líneas de gas en Facilidades de producción en tierra o en transporte y distribución de gas.

ASME B Chemical Plant and Petroleum Refinery and Piping. Este estándar es usado para tuberías en refinerías y plantas químicas.

El espesor especificado por ASME B31.8 para una tubería dada puede ser calculado por:

$$t_m = \frac{PD_o}{2S^1 F^1 E^1 T^1} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde:

P = Presión de diseño, lpcm

S1 = Esfuerzo mínimo de deformación permanente, lpc.

F1 = Factor de diseño del tipo de construcción.

E_1 = Factor de junta.

T_1 = Factor de temperatura.

T_m = Espesor mínimo requerido, pulg.

D_o = Diámetro externo nominal, pulg.

2.17. Tuberías Equivalentes.

Se dice que dos sistemas de tuberías son equivalentes si la misma pérdida de carga produce igual flujo de descarga en ambos sistemas.

2.17.1. Distribución de Flujo de Fluidos en Tuberías en Serie y en Paralelo.

En la solución de problemas de flujo de fluidos en tuberías, se dispone de sistemas que constan de más de una tubería de diámetros diferentes ó de diámetros iguales y rugosidad diferentes arregladas en serie y/o en paralelo.

2.17.1.1. Sistemas de Tuberías en Serie.

Cuando dos tuberías de diámetro o rugosidad diferentes conectan de modo que el fluido fluya por la tubería y luego por la otra, se dice que están conectadas en serie.

La Figura 2.10 ilustra un sistema típico de tuberías en serie, donde fluye un fluido de A a B, se ha simplificado a un sistema horizontal donde se desprecian las pérdidas secundarias.

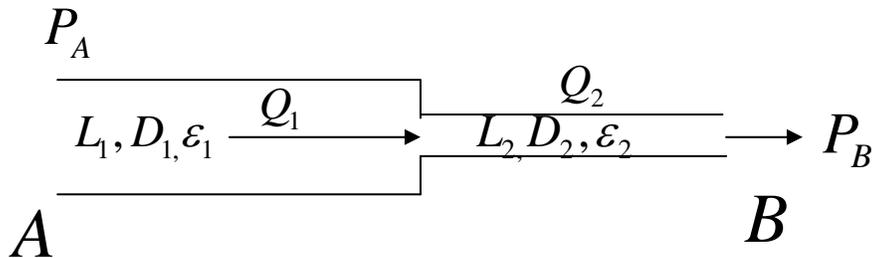


Figura 2.10. Sistemas de tuberías en serie.

Para tuberías en serie se cumple:

$$\Delta P_{AB} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = \sum_{i=1}^N \Delta P_i \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Para solución de tuberías en serie se sugiere convertir en sistema de “N” tuberías en una sola tubería equivalente a un diámetro especificado, para esto se calcula una longitud equivalente para cada tubería aplicando las ecuaciones de flujo, y luego se suman y se aplica una sola vez la ecuación de flujo.

$$L_{eT} = \sum_{i=1}^N L_{ei} \quad (\text{Ec. 2.25})$$

2.17.1.2. Sistemas de Tuberías en Paralelo.

Una combinación de dos o más tuberías conectadas como se muestra en la figura 2.11, de modo que el flujo se divide entre las tuberías y luego se vuelve a unir, recibe el nombre de sistema de tuberías en paralelo.

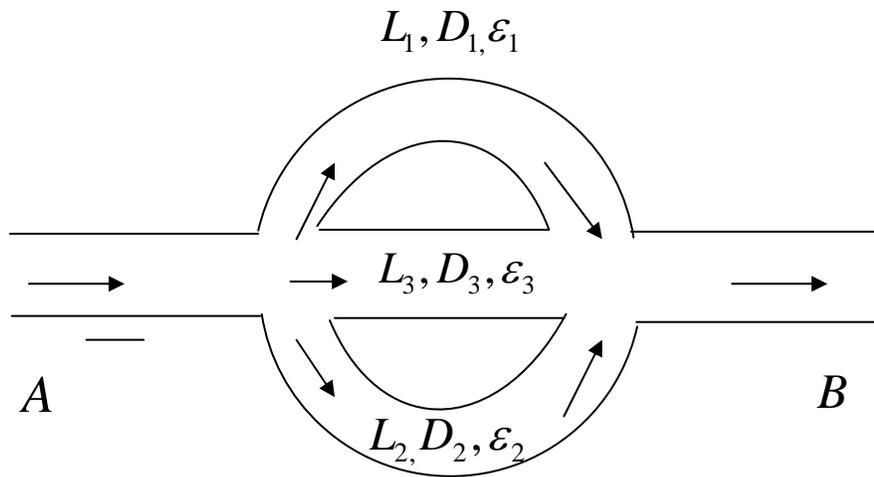


Figura 2.11. Sistema de tuberías en paralelo.

La distribución del caudal en las tuberías del sistema en paralelo, puede ser determinado por el porcentaje del caudal manejado por cada una, como sigue.

$$\%Q_i = \frac{Q_i}{\sum_{i=1}^N Q_i} * 100 \quad \text{para } i = 1, N \quad (\text{Ec. 2.26})$$

a) Si las tuberías son de la misma longitud, la capacidad total del flujo puede ser calculado por:

$$\%Q_i = \frac{\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{2.5}}}{\sum_{i=1}^N \frac{D_i^{2.5}}{f_i^{2.5}}} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Si se aplica la Ec. De Weymouth se tiene:

$$\%Q_i = \frac{D_i^{2.667}}{\sum_{i=1}^N D_i^{2.667}} * 100 \quad (\text{Ec. 2.28})$$

b) Si las tuberías son de longitudes diferentes resulta:

$$Q_T = C^{11} * \sum_{i=1}^N \left(\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}} \right) \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\%Q_i = \left(\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}} \right) * \left[\frac{1}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{D_i^{2.5}}{f_i^{0.5} * L_i^{0.5}} \right)} \right] * 100 \quad (\text{Ec. 2.30})$$

Para la ecuación de Weymouth resulta:

$$\%Q_i = \frac{D_i^{2.667} / L_i^{1/2}}{\sum_{i=1}^N D_i^{2.667} / L_i^{1/2}} * 100 \quad \text{para } i = 1, N \quad (\text{Ec. 2.31})$$

Se utilizan tuberías en paralelo para incrementar la capacidad de flujo en un sistema manteniendo la capacidad de flujo y en otros casos como seguridad en el sistema existente.

2.18. Red de Tuberías.

En la distribución de fluidos como: agua petróleo y gas se manejan sistemas complejos de tuberías formando redes que pueden ser abiertas o cerradas.

2.18.1. Red Abierta.

Una red es abierta cuando las tuberías que la componen se ramifican sucesivamente sin interceptarse luego, para formar circuitos.

En la siguiente figura (Fig. 2.12) se muestra una red sencilla compuesta por tres tuberías. Se conoce la energía estática ($P / \gamma + Z$) de los puntos terminales del sistema dado, las longitudes, diámetros y rugosidad de las tuberías y las propiedades del fluido. El propósito es conocer la magnitud y dirección del flujo en cada tubería.

La solución de este problema para cualquier tipo de fluido monofásico, se resuelve por ensayo y error, suponiendo una energía estática en un punto (A), despreciando el cambio de energía cinética y aplicando la ecuación de continuidad de manera que el flujo que entra en la unión (A) sea igual al flujo que sale de la misma. La ecuación de continuidad suponiendo un fluido incompresible resulta:

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Para la aplicación de la ecuación de continuidad se debe tener en cuenta si el fluido entra o sale del punto de referencia. Convencionalmente se considera (-) cuando entra y (+) cuando sale el flujo del nodo. Por ejemplo: para este caso en el punto A la ecuación de continuidad es:

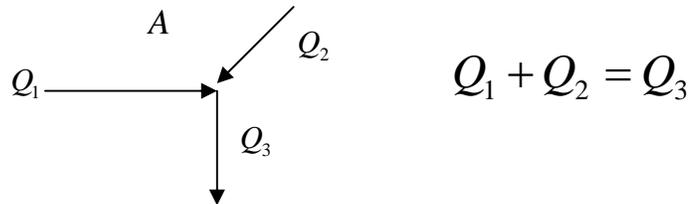


Figura 2.12. Red abierta de tuberías

2.18.2 Red Cerrada.

Es aquella en la cual las tuberías que la componen se cierran formando circuitos. Se requiere un diagrama de la red, que consiste de un mapa a escala del sistema de tuberías, donde se indique los puntos de consumo, denominados nodos de consumo y los puntos de alimentación de fluido denominados nodos fuente, así como la información de cada tubería incluyendo las pérdidas menores y otros equipos que pueden estar presentes en la tubería.

La solución de una red implica calcular el caudal de cada tramo de tubería y la presión en cada nodo. La Figura 2.13 muestra una red de tuberías que consta de dos circuitos 1 y 2 con 7 tramos de tuberías identificados con el número del (1) al (7) y seis nodos con las letras de (A) a (F), un nodo fuente (A) y de dos nodos de consumo (C,E).

El método sistemático más utilizado para resolver problemas de flujo estacionario en redes de distribución de fluidos monofásicos en tuberías es el método de Hardy Cross, para resolver redes relativamente pequeñas.

En los últimos años con el auge de las computadoras se han desarrollado modelos que utilizan el método de Newton Raphson para resolver grandes redes de distribución, en el cual se plantea un conjunto de ecuaciones que se resuelven simultáneamente.

El fundamento matemático de los métodos de cálculo provienen de las leyes de Kirchoff. La primera ley plantea la ecuación de continuidad en cada nodo y la segunda ley establece la igualdad de la caída de presión para cada circuito.

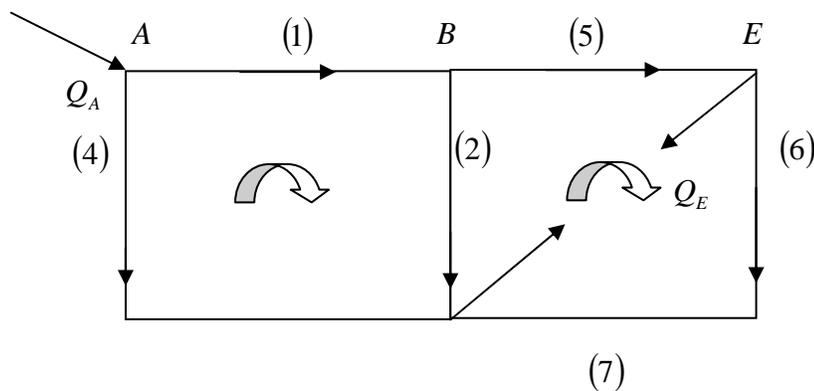


Figura 2.13. Red cerrada de tuberías

2.19. Caída de Presión en 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 en un fluido, pueden ser de cierre o bloqueo, de estrangulación (modulación del flujo), o para impedir el flujo inverso.

2.19.1. Tipos de Válvulas

El tipo de válvula dependerá de la función que debe efectuar, se clasifican en: válvulas de cierre o bloqueo, válvulas de estrangulamiento y válvulas de retención o de flujo inverso, válvulas de control de presión y otras válvulas para funciones especiales tales como dirigir , servicio de muestreo, cerrar salidas de recipientes o tanques, Etc.

2.19.1.1. 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.

2.19.1.2. 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.

2.19.1.3. 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.

2.19.1.4. Válvulas de Control o Desahogo de Presión.

Se utilizan cuando se requiere el desahogo o descarga de la presión cuando esta 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.

2.19.2. Accesorios.

Los acoplamientos o accesorios para conexión se clasifican en:

- De derivación
- Reducción.
- Ampliación y derivación.

Dentro de los accesorios derivación tenemos:

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

Los conectores de reducción o ampliación son aquellos que cambian la superficie de paso de fluido. En esta clase están las reducciones y manguitos.

Los accesorios de desvío, curvas, codos, curvas en U etc., son los que cambian la dirección de flujo.

2.20. Ecuaciones para Calcular la Pérdida de Presión debido a 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.

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 por:

$$h_L = K \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

En unidades de campo para fluido incompresible

$$h_L = 0.00259 \frac{KQ^2}{d^4} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Donde:

h_L = Pérdida de carga, pies.

Q = caudal del líquido, galones por minuto (gal / min).

d = diámetro, pulgadas (pulg.).

K = coeficiente de resistencia.

h_L depende del número de Reynolds, rugosidad y de la geometría de la válvula o conector.

El coeficiente de resistencia K es independiente del factor de fricción y del número de Reynolds y puede considerarse constante para cualquier obstáculo dado en un sistema de tubería bajo cualquier condición de flujo, incluida la de régimen laminar.

$$K = \frac{fL}{D} \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Crane presenta información de coeficientes de resistencia K para diferentes tipos de válvulas y accesorios. Estos coeficientes se dan como el producto del factor de fricción para la medida deseada de tubería nueva de acero comercial y flujo en la zona de turbulencia completa, por una constante que representa la longitud equivalente L / D de la válvula o accesorio en diámetros de tubería para las mismas condiciones de flujo, basados en datos de pruebas. Esta longitud equivalente o constante, es válida para todas las medidas del tipo de válvula o accesorio con el cual se identifica.

2.21 Coeficiente de Flujo CV de la Válvula.

En la industria de fabricación de válvulas de control es conveniente expresar la capacidad de flujo de la válvula y las características de flujo en función de un Coeficiente de válvula definido como los galones de agua a 60°F a través de la válvula con una caída de presión de un psi. Para líquidos se aplican las siguientes ecuaciones.^[5.6.7]

$$C_v = \frac{29.9 * d^2}{\sqrt{K}} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

$$C_v = \frac{29.9 * d^2}{\sqrt{fL/D}} \quad (\text{Ec. 2.37})$$

$$C_v = Q \sqrt{\frac{S}{\Delta P}} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

La ecuación 2.36 es la relación entre el Cv y el K.

$$\Delta P_{PERM} = K_M (P_1 - r_c P_v) \quad (\text{Ec. 2.40})$$

Donde:

Cv = Coeficiente de flujo para válvulas

Q = Caudal. GPM.

S = Gravedad específica.

ΔP = Presión diferencial a través de la válvula.

$\Delta P_{perm.}$ = Máxima caída de presión permitida para propósito de calcular el tamaño de la válvula.

Pv = Presión de vapor del líquido a la temperatura de entrada a la válvula.

K_M = Coeficiente de ajuste de la válvula. Dado por el fabricante.

r_c = Relación de presión crítica.

d = Diámetro interno, in.

D = Diámetro de la tubería.

La siguiente ecuación dada por Fluid Controls Institute puede ser aplicada para gases.

$$\Delta P = 941 \left[\frac{Q_G}{C_v} \right]^2 \left[\frac{ST}{P} \right] \quad (\text{Ec. 2.41})$$

Donde:

C_v = coeficiente de la válvula (GPM de flujo de agua a 60°F a través de la válvula con un ΔP de 1 psi).

Q_g = Flujo de gas, MMMPCND (a 14.7 psi y 60°F).

S = Gravedad específica del gas referida al aire.

T = Temperatura, °R.

P = Presión de entrada., psia.

ΔP = Presión diferencial a través de la válvula (psi).

La tabla 2.3, muestra valores de coeficiente de resistencia para conectores de tuberías.

Tabla 2.3. Coeficientes de Resistencia para Conectores de Tubería

TIPO DE CONECTOR	VALOR
Válvula de globo o de esfera abierta	10,0
Válvula de ángulo abierta	5,0
Válvula de compuerta abierta	0,2
Válvula de compuerta medio abierta (50 %)	5,6
Retorno doblado	2,2
T	1,80
Codo 90 °	0,9
Codo 45 °	0,4

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se da a conocer la metodología utilizada para realizar el estudio, la cual se refiere al conjunto de etapas y fases necesarias para dar solución al problema planteado. La importancia que asume la metodología en cualquier tipo de investigación es innegable, constituyéndose en unos de los elementos básicos que contribuyan al éxito de la misma.

En atención a la situación planteada en esta investigación, a continuación se exponen los aspectos metodológicos que constituyen el estudio.

3.1. Diseño de Investigación

De acuerdo al esquema bajo el cual se plantea el problema el tipo de investigación se cataloga:

De Campo el cual es el proceso sistemático, riguroso y racional de la recolección, análisis y tratamiento de datos directamente de la realidad. Esta investigación de Campo, permitió obtener la información necesaria directamente del área de estudio y se realizó la observación directa en el sitio, donde se pudo conocer el estado físico y real de las instalaciones.

Descriptiva, debido a que se realizó una descripción e interpretación del problema actual y requirió de la aplicación de técnicas, así como criterios y formatos de recolección de información, entrevistas directas con el personal y equipos necesarios en la ejecución de las actividades.

Aplicada, ya que en esta investigación se utilizó un programa de simulación numérica (Pipephase) para el estudio del proyecto de inyección de diluentes en el Campo Levas.

3.2. Instrumentos Utilizados

3.2.1. 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 solo la aplicación pozo.

- *Pozo*. El modulo pozo apoya el control y seguimiento diario de los parámetros de producción de los pozos, además de mantener actualizados los datos históricos de pruebas y muestras. Consolida los resultados contables del resto de las aplicaciones para realizar los balances oficiales de crudo y gas.

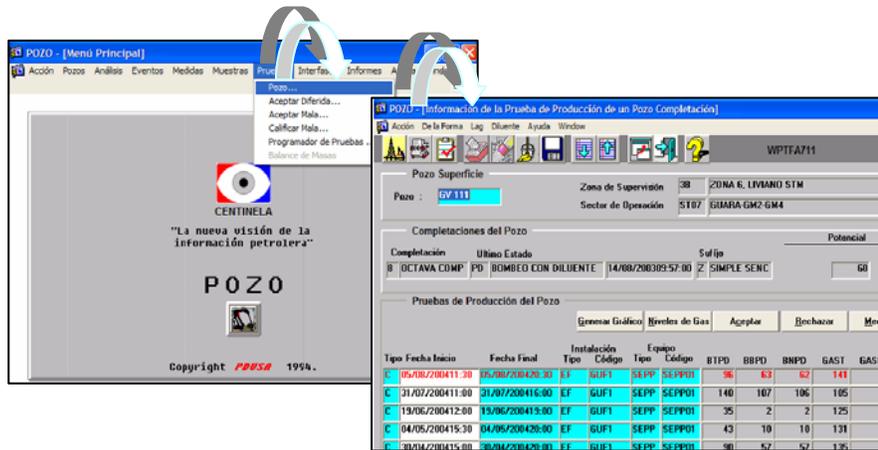


Figura 3.1. Ventana de CENTINELA 2000

3.2.2. PIPEPHASE

Pipephase es un programa de simulación numérica que predice perfiles de presión, temperatura y retención de líquidos en estado estacionario en pozos, líneas de flujo, sistema de recolección y otras configuraciones lineales o redes de tuberías. Los tipos de fluidos que el simulador numérico maneja comprende: Fase líquida simple, fase gaseosa simple, vapor y mezcla multifásica de gas y líquido como se muestra en la figura 3.2. Diferentes capacidades especiales también han sido diseñadas dentro del pipephase, incluyendo aspectos en el levantamiento artificial por gas continuo y análisis de pozos con comportamientos de influjos. Estas adiciones extienden el rango de aplicaciones de pipephase, de modo que problemas en series completas de tuberías y redes pueden ser resueltos.

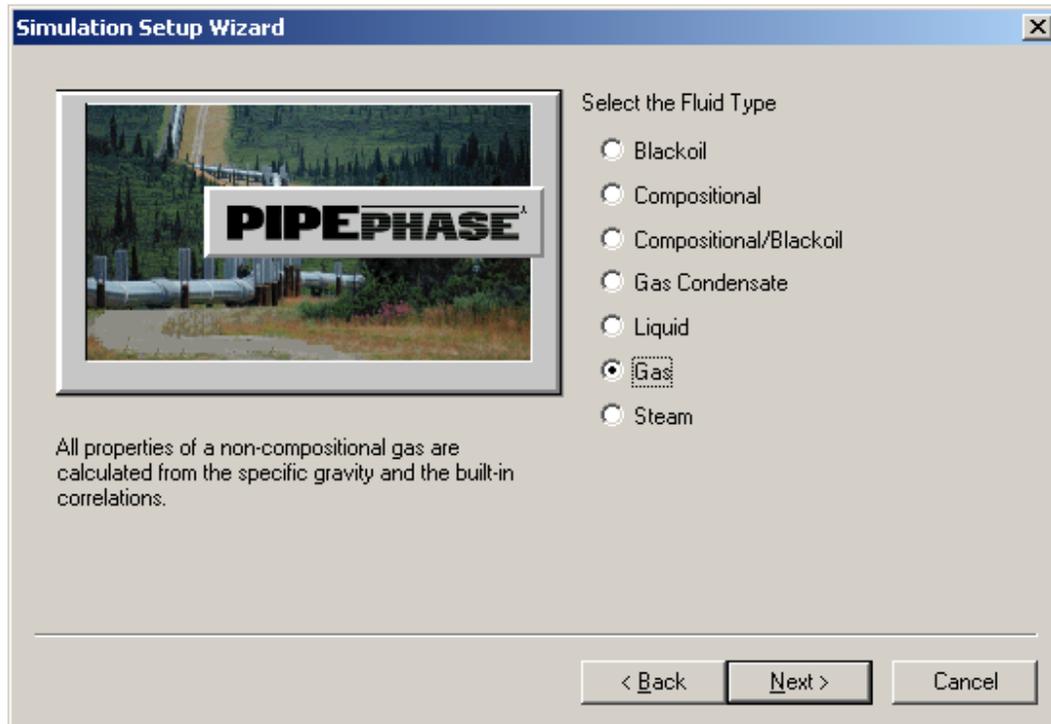


Figura 3.2. Tipos de Fluidos que Maneja PipePhase.

Características Generales:

- ✓ Puede simular el flujo de fluidos, en el estado estable, a través de tuberías, redes y sistemas de producción.
- ✓ Puede analizar el flujo monofásico o multifásico, de un compuesto puro o mezcla multicomponente.
- ✓ Ha sido estructurado en un lenguaje basado en la terminología utilizada en la industria petrolera.
- ✓ Amplia librería con propiedades físicas y termodinámica de más de 950 componentes.
- ✓ Amplio rango de aplicaciones prácticas.
- ✓ Puede analizar sistemas constituidos hasta: 500 nodos, 999 elementos, 50 componentes.

Aplicaciones

Pipephase es una poderosa herramienta en el diseño, análisis y optimización de gran variedades de sistemas de flujo.

Entre sus aplicaciones más importantes están las siguientes:

- ✓ Dimensionamiento de líneas de flujo y tuberías de producción en nuevos diseños.
- ✓ Análisis de mecanismos de producción como gas lift y recuperación secundaria como inyección de gas.
- ✓ Simulación de sistemas de recolección y transmisión.
- ✓ Determinación de los requerimientos de bombeo, compresión, calentamiento/enfriamiento, a través de la predicción de los perfiles de temperatura, velocidad, retención de líquidos, tasas y distribución de los flujos en sistemas de expansión.
- ✓ Determinación de la capacidad máxima de tuberías.
- ✓ Simulación de reductores, separadores, válvulas de LAG, y otros dispositivos y equipos utilizados en la industria petrolera.
- ✓ Análisis del comportamiento de sistemas de flujo en función de la variación de sus parámetros más influyentes (análisis de sensibilidad).

Métodos básicos que utiliza el simulador:

- ✓ Cálculo segmento a segmento.
- ✓ Cálculo de transferencia de calor.
- ✓ Cálculo de caída de presión.
- ✓ Cálculo de fases.
- ✓ Cálculo de líquidos transportados en la fase de gas y líquido retenido.

Estructuración de programas:

Los datos requeridos para estructurar un modelo de simulación con pipephase han sido agrupados en secciones o categorías lógicas bien diferenciadas para facilitar el manejo de la información requerida para la solución de problemas.

Secciones fundamentales:

Datos Generales: En esta sección se definen los datos generales del usuario y del problema analizado, las variables y unidades dimensionales (fig 3.3), así como los métodos y ecuaciones utilizadas en el análisis.



Figura 3.3. Selección del Sistema de Unidades para la Simulación.

Datos de Fluido: Pipephase acepta dos categorías “Componente Data” Permite definir la composición de un fluido en función de componentes puros y pseudo-

componentes del petróleo, la categoría “PVT Data” (figura 3.4) permite definir las propiedades del fluido en función de la gravedad específica de cada una de las fases presentes en el sistema de flujo.

Parameter	Value	Unit
Set Number	1	
Gas Gravity	0.69	sp gr
Specific Heat Ratio	1.3	
Contaminants		
Nitrogen	1.32	Mole %
Carbon Dioxide	0.98	Mole %
Hydrogen Sulfide	0.56	Mole %
Heating Values		
Gross Heating Value (GHV)		BTU/ft3
Wobbe Index (WOBBE)		BTU/ft3

Figura 3.4. Definición de Composición de Fluidos “PVT Data”

Métodos de Análisis: Esta sección permite definir el algoritmo y tolerancia en la solución de redes de tuberías, especificación de los métodos apropiados para determinación de las propiedades termodinámica y de transporte de los fluidos de composición conocida, en función de las propiedades de sus componentes, figura 3.5.

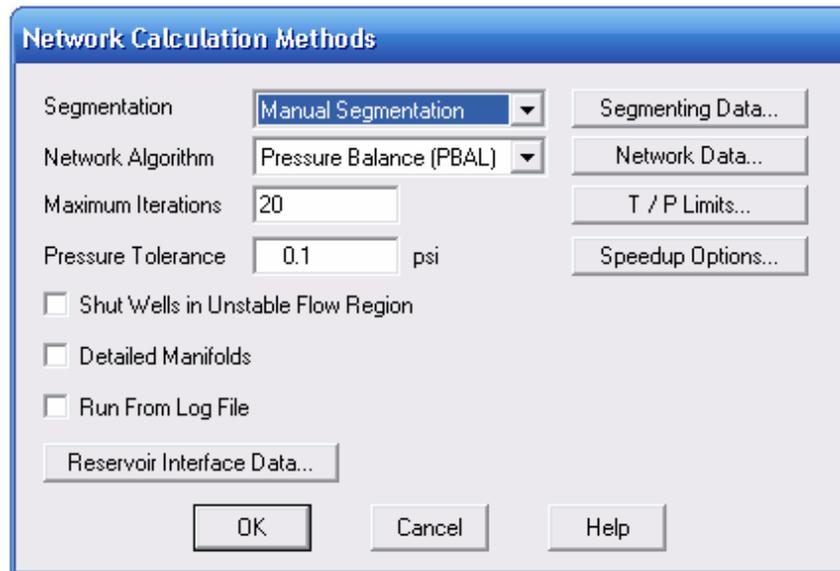


Figura 3.5. Métodos de Análisis en la Simulación.

Estructura del Sistema: Esta sección se utiliza para definir la forma, las características físicas y propiedades del sistema de tuberías, incluyendo los puntos de entrada y salida de fluidos, los elementos de flujo y equipos asociados al mismo (fig. 3.6). Las instrucciones permitidas se encuentran agrupadas en las siguientes clases:

- a) Source (Fuente): Entrada de fluido.
- b) Sink (Sumidero): Salida de fluido.
- c) Link (Enlace): Ramal de flujo.
- d) Juntion (Empalme): Unión/ramificación de varios ramales.
- e) Equipment (Equipos): Equipos asociados a un ramal de flujo.

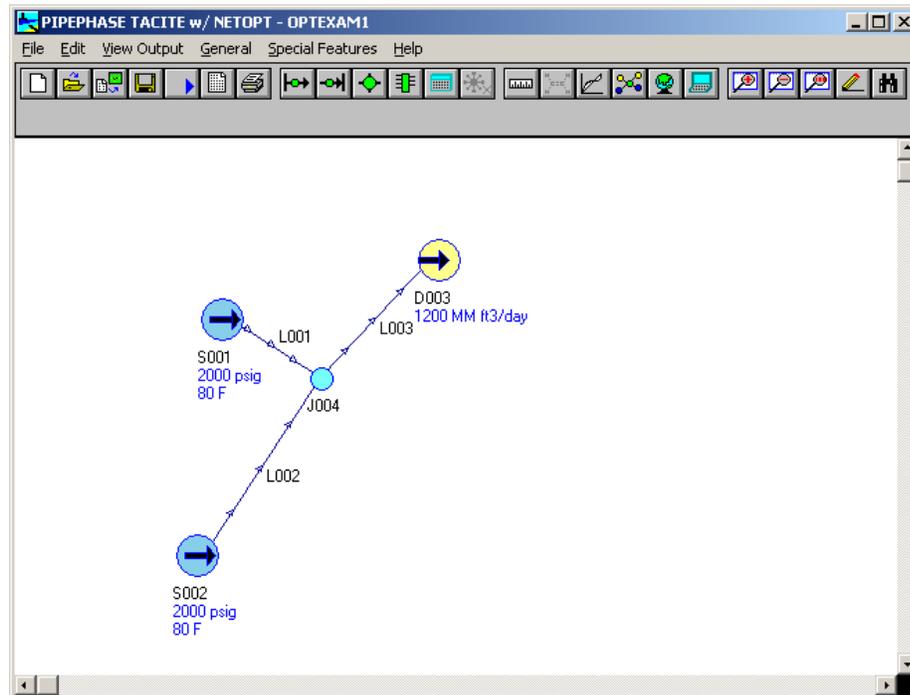


Figura 3.6. Estructura del Sistema.

Secciones especiales.

- ✓ Dimensionamiento de Líneas:

Esta sección permite determinar el diámetro interno requerido de un elemento de flujo, para cumplir con los criterios impuestos por el usuario. Tiene la capacidad de dimensionar 250 elementos de flujo en un solo análisis.

Presenta tres opciones de análisis:

1. Dimensionamiento de un solo elemento fijando las presiones en la fuente y sumidero.
2. Dimensionamiento de múltiples elementos fijando la presión en la fuente y la máxima velocidad.

3.3. Procedimiento Metodológico

✓ Recolección de Información

Al iniciar este trabajo se procedió a la visualización del sistema como tal, con la ayuda del personal técnico se esquematizó el sistema de distribución y recolección de la red de crudo desde los múltiples de producción a las estaciones de flujo y de allí a las estaciones de descarga del campo Levas. Se llevó a cabo una inspección del sistema operativo de las estaciones tanto de flujo como de descarga, haciendo énfasis en el sistema de recolección de crudo.

✓ Mapa de rutas y ubicación de cada estación.

Para poder realizar el análisis de las líneas de flujo, es necesario conocer el recorrido que estas tienen en el plano de estudio, donde están ubicadas y como se distribuyen en la geografía del campo.

✓ Visita al campo.

Para cargar los datos necesarios para la simulación fueron necesarias las visitas periódicas al campo, con el fin de obtener siguiente información: Longitud de líneas, diámetros, número de codos, identificación de accesorios y equipos de las estaciones.

✓ Toma de Muestras de Crudo en Pozos.

Con el fin de determinar las características de los fluidos producidos en el campo, se tomaron muestras del crudo segregado en cada uno de los pozos para realizarle análisis de laboratorio, esto con el objetivo de determinar los pozos candidatos para inyección de diluentes a nivel de línea. En los análisis se determinó el % de emulsión, % de agua y sedimentos, gravedad API, gravedad específica del gas, viscosidad de los fluido y densidad. Sin embargo fue necesario recurrir a registros de las pruebas de pozos con el fin de obtener datos como: Relación Gas-Petróleo, tasa de petróleo bruto, tasa de petróleo neto, tasa de agua y tasa de gas, información que se utiliza para el estudio con el software.

✓ **Simulación de la red de recolección de crudos del campo levas**

Se realizó la simulación de las condiciones operacionales actuales con el propósito de comparar con la información real del campo, mediante la utilización del software de Producción Pipephase. En ella se simuló la red de recolección de crudo para determinar las presiones en el cabezal y condiciones de flujo de cada pozo donde se determinó en cuál de ellos se aplicaría inyección de diluentes.

✓ **Simulación de la inyección de diluyente proveniente de DEPE y LED-7.**

Una vez que ya se tiene la situación actual, se procede a simular la inyección de diluyente en la línea de los pozos, con el fin de determinar la cantidad a inyectar del mismo y el comportamiento que tiene la producción con las dos opciones de diluentes propuestas.

CAPÍTULO IV

DISEÑO DE LA RED DE DILUENTE

4.1. Estructura de la Red de Diluentes del Campo Levas

4.1.1. Infraestructura desde DEPE hasta LEF-R-SE-1/3 (Existente)

La primera de las opciones de diluyente disponible para los pozos del área de Levas es la fuente proporcionada por DEPE, de donde se obtiene un petróleo procesado con una gravedad de 19 °API. Esta representa la primera opción ya que existen facilidades para llevar el diluyente hasta el múltiple Levas Remota Sur-Este 1-3 (LE-R-SE-1/3) a través de una tubería de 8 pulgadas proveniente de un salto en la línea de exportación que va desde DEPE hasta la estación en desuso DED-4 y luego continúa por una tubería de 6 pulgadas que pasa por Levas-16 (LEF-16) y se extiende hasta LE-R-SE-1/3 como se muestra en la figura 4.1.

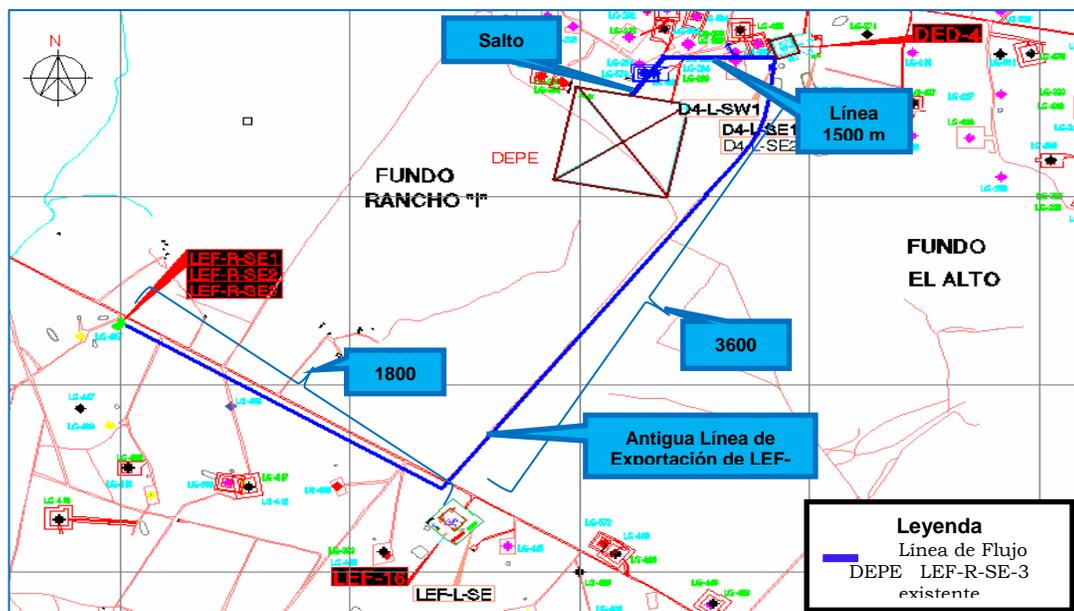


Figura 4.1. Estructura de la Red de Diluyente, desde DEPE hasta LEF-R-SE-1/3

4.1.2. Diseño de Facilidades de Suministro de Diluyente a los Pozos LG-435, LG-574, LG-422 Y LG-421.

Sabiendo que se cuenta con el diluyente de 19 °API en el múltiple LEF-R-SE-3, es necesario crear un tendido de tuberías nuevo que valla hasta el pozo LG-435, luego al LG-574 y continúe a los pozos LG-422 y LG-421, como se muestra en la figura 4.2. Esta línea debe manejar un caudal aproximado de 170 bbl/d de diluyente para entregar a los 4 pozos de acuerdo a datos obtenidos de la simulación en pipephase. Los pozos LG-422 y LG-421 son pozos que producen por levantamiento artificial por gas, pero que presentan gravedades de 13,4 y 10 °API respectivamente, por lo que se ha recomendado incorporarlos a la red de diluyente. Es de resaltar que la red de diluyente se ha diseñado para la inyección de fluidos a nivel de línea de producción para todos los pozos considerados en el proyecto.

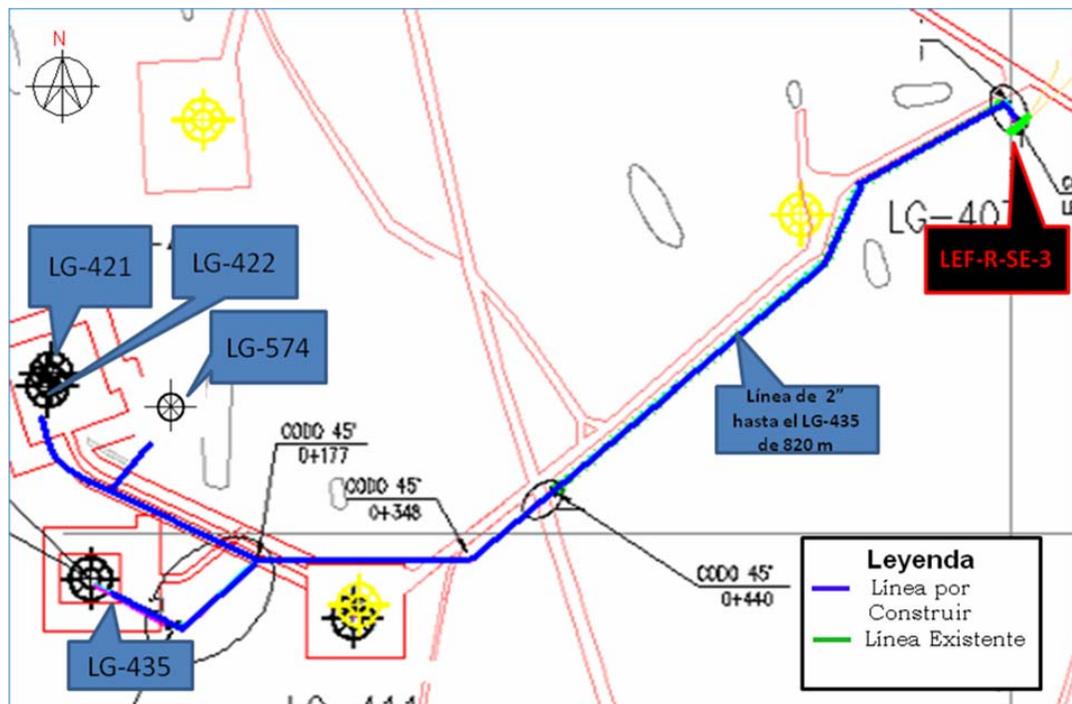


Figura 4.2. Línea de Diluyente de Pozos LG-435, LG-574, LG422 y LG-421

Para el diseño de este ramal de tuberías se determinó que el diámetro óptimo es de 2 pulgadas en toda su extensión para garantizar un volumen y presión de inyección adecuados en cada pozo. Sin embargo esta sección queda configurada de acuerdo a los datos de la tabla 5.1 que muestra los materiales necesarios para la construcción de la misma.

Tabla 4.1. Materiales de la Red de Diluyente para Pozos LG-435, LG-574, LG-422 y LG-421

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LG-435	54	11	1	80	1	1	680
LG-574	12	4	1	80	1	1	150
LG-422	7	4	1	80	1	1	82
LG-421	8	-	-	80	1	1	103
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

4.1.3. Diseño de Tuberías para Diluyente desde LEF-R-SE-3 hasta los Pozos LG-569, LG-412 y LG-417.

En este punto se utilizaría una línea existente de 957 metros y 4 pulgadas de diámetro de un pozo inactivo como se muestra en la figura 5.3, solo restarían 243 metros de tubería de 2 pulgadas para llegar hasta los pozos LG-569, LG-412 y LG-417. En la tabla 4.2 se detallan los materiales necesarios para suministrar diluyente a los pozos mencionados anteriormente.

Tabla 4.2. Lista de materiales para los pozos LG-569, LG-417 y LG-412.

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LG-569	19	4	1	80	1	1	243
LG-417	3	-	1	80	1	1	35
LG-412	3	-	1	80	1	1	32
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

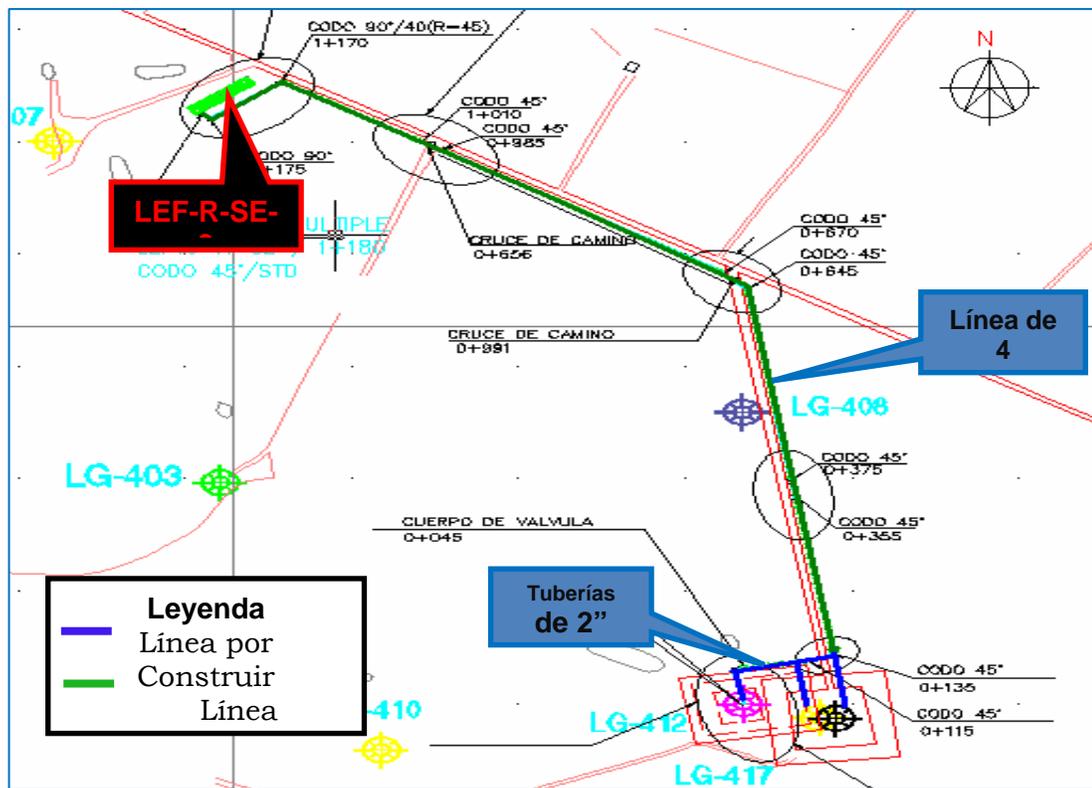


Figura 4.3. Líneas de diluyente de los pozos LG-569, LG-417 y LG-412.

4.1.4. Línea de Diluyente desde LEF-R-SE-3 hasta los Pozos LG-577 y LG-419.

Los pozos LG-577 y LG-419 son pruebas piloto del proyecto de inyección de diluyente, a la fecha 25-06-2010 solo se poseían datos de pruebas de producción del pozo LG-577 al cual se le inyecta diluyente de 19 °API, presenta una disminución de presión de línea de 250 psig a 150 psig y reporta un aumento en la producción de 53 bbl. Esta línea tiene una longitud de 1750 m aproximadamente con un diámetro de 6 pulgadas para manejar un caudal de 240 bbl/d que serán inyectados a las líneas de producción de ambos pozos.

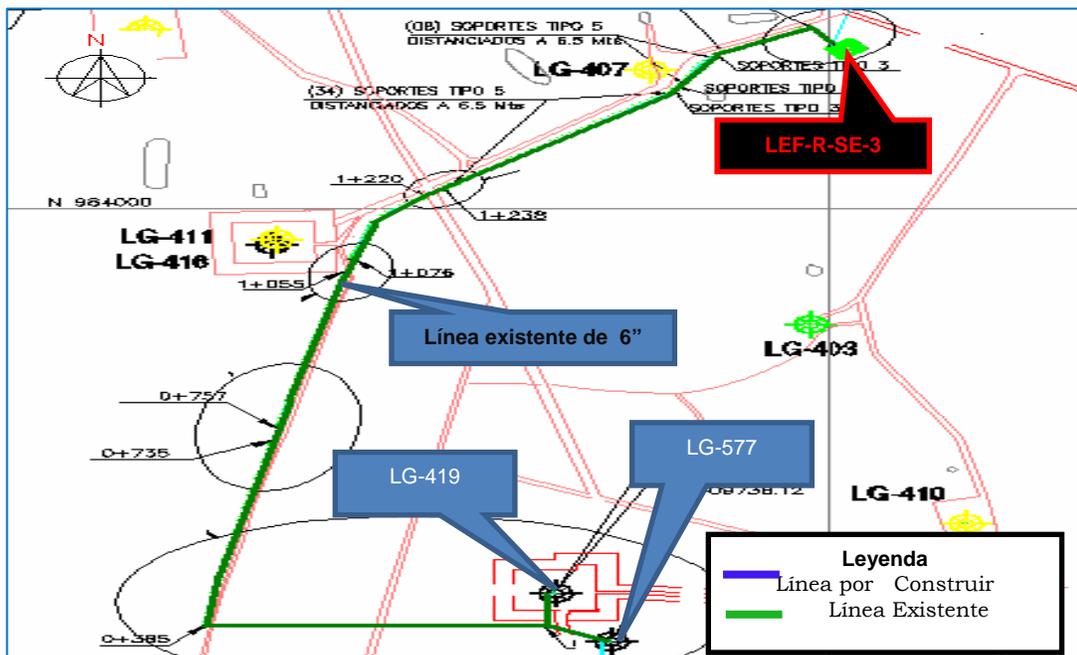


Figura 4.4. Líneas de flujo de pozos LG-577 y LG-419

4.1.5. Línea de Diluyente del Pozo LG-562

El pozo LG-562 es un pozo que produce por gas lift y se encuentra a 1140 m del múltiple LEF-R-SE-3 y para la construcción de esta sección se debe utilizar

tuberías de 2 pulgadas de diámetro como se observa en la figura 4.5. En la tabla 5.3 se especifican los materiales de construcción de la línea de diluyente hasta el pozo LG-562.

Tabla 4.3. Materiales de construcción para línea del pozo LG-562

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LG-562	91	14	2	80	1	1	1140
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

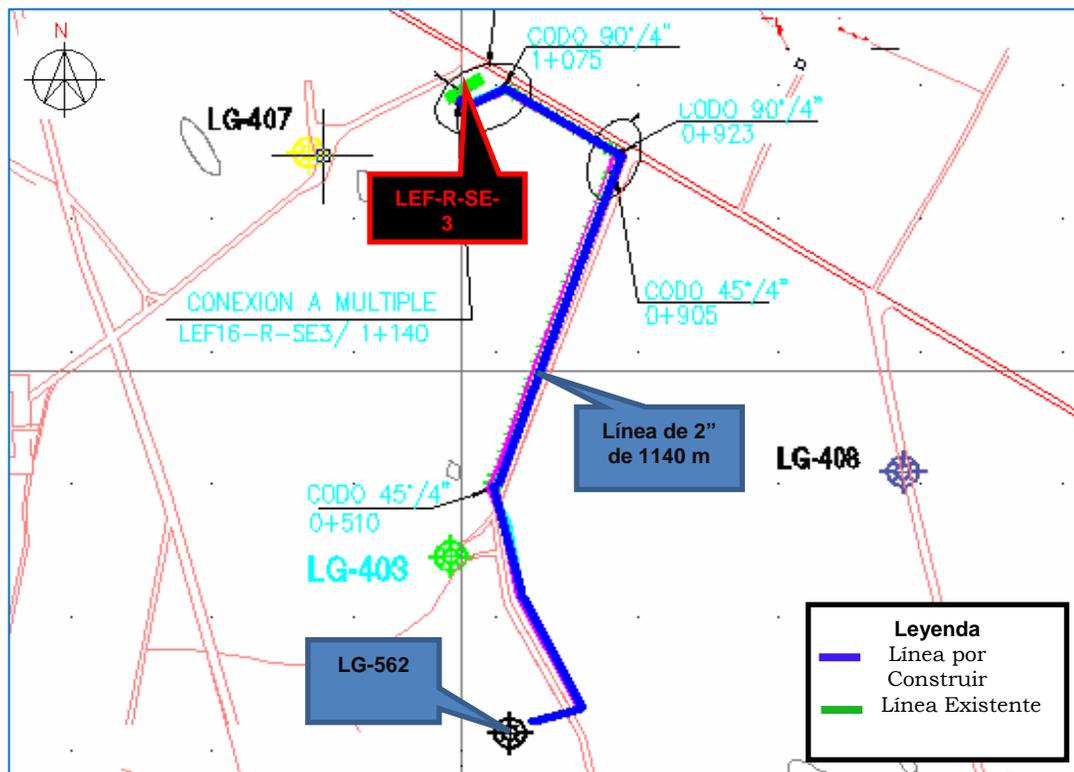


Figura 4.5. Líneas de diluentes hasta el pozo LG-562

4.1.6. Línea de Diluyente del Pozo LG-416

Este es un pozo que produce por bombeo de cavidades progresivas, se encuentra aproximadamente a 720 m de LEF-R-SE-3 (figura 4.6), para la construcción se necesita tuberías con 2 pulgadas de diámetro. En cuanto al caudal de diluyente, esta línea entregaría al pozo 79 BNPD. En la tabla 4.4 se muestran los materiales necesarios para crear esta sección.

Tabla 4.4. Materiales de construcción del pozo LG-416

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LG-416	58	9	1	80	1	1	720
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

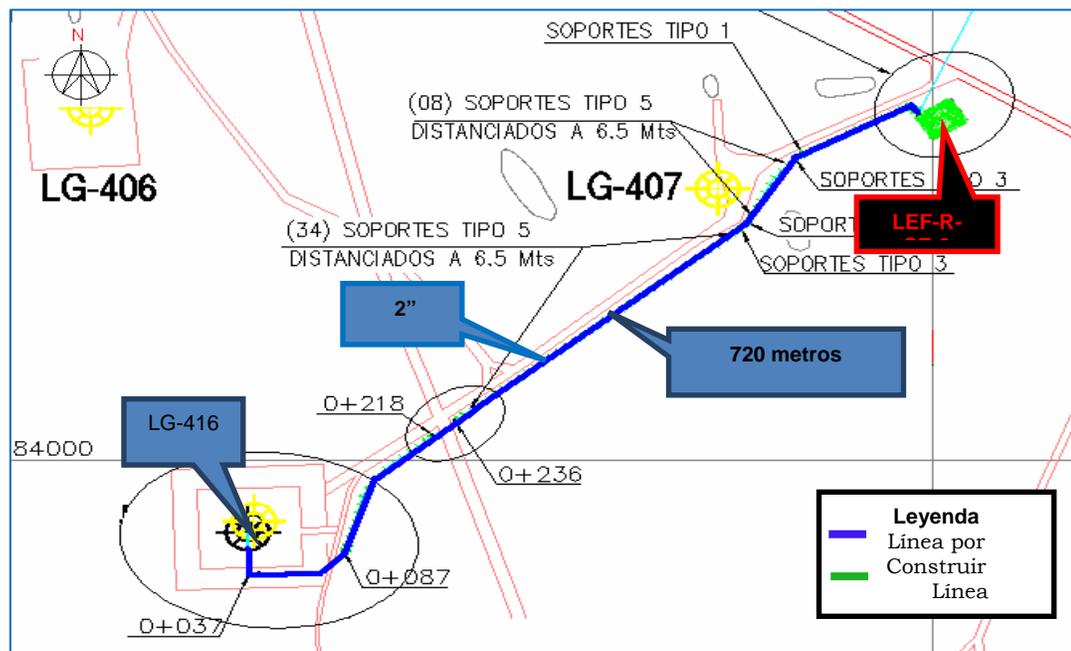


Figura 4.6. Ubicación del pozo LG-416

4.1.7. Línea de Diluyente del Pozo LG-495

El pozo LG-495 se encuentra a 2100 metros de LEF-R-SE-3 y posee una línea de producción de 6 pulgadas para una producción de 65 BNPD. Con el objetivo de aumentar su producción es necesario crear una línea de diluyente de 2 pulgadas con una longitud aproximada de 2095 metros. Para la creación de esta línea se consideraron los materiales que aparecen en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Materiales de Construcción de Línea de Diluyente del pozo LG-495

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LG-495	168	13	5	80	1	1	2100
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

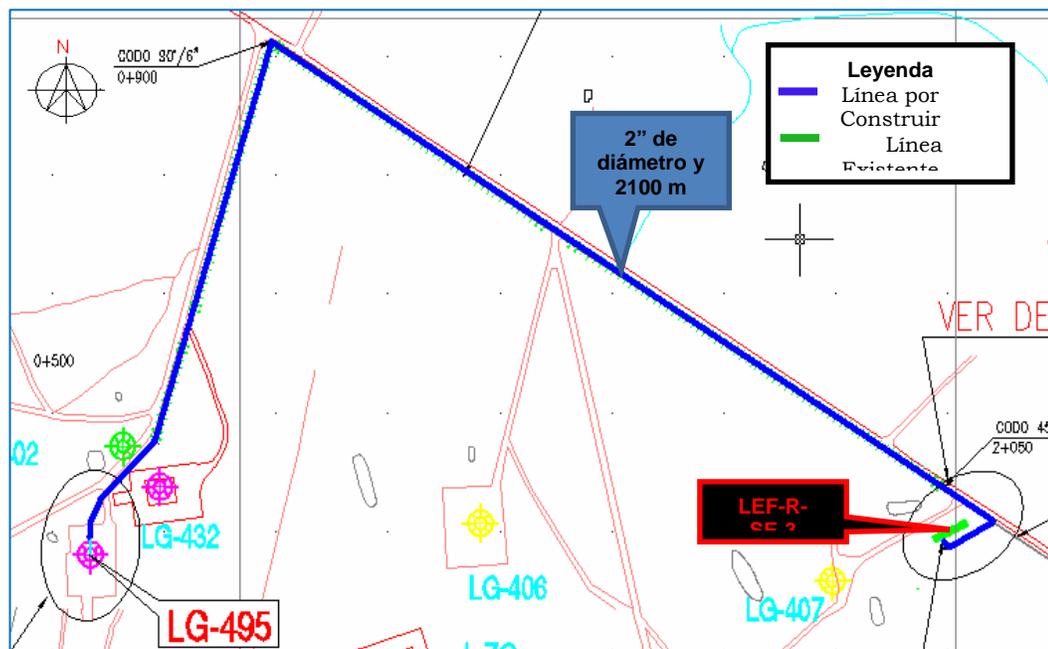


Figura 4.7. Línea de diluyente del pozo LG-495

4.1.8. Línea de Diluyente del Pozo LG-415

El pozo LG-415 está asociado al múltiple local que se encuentra en la estación de flujo Levas-16, y tratándose del único pozo cercano a la estación al cual se le debe realizar inyección, se ha propuesto realizar una reducción de la tubería matriz de diluyente de 6 pulgadas de diámetro y llevarla a 2 pulgadas para suministrar el fluido al pozo y así evitar la colocación de un múltiple adicional en la estación Levas-16. Figura 4.8

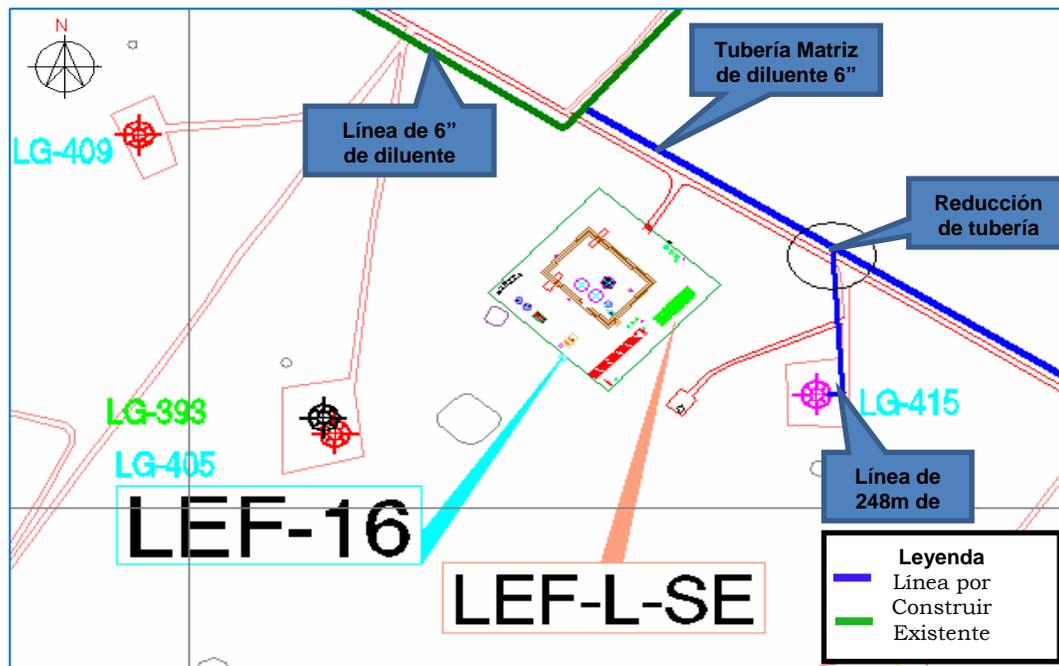


Figura 4.8. Línea de Diluyente del Pozo LG-415.

4.1.9. Red de Diluyente para los Pozos asociados a la Estación LTM-1

Para conectar los pozos asociados a la estación LTM-1, se debe utilizar una tubería de 6 pulgadas que se extienda desde la estación LEF-16 hasta el múltiple L1-L-N1/N3 como muestra la figura 4.9. En la figura 4.10 se muestra el tipo de conexión

que se debe realizar para llevar el diluyente hasta los pozos LM-226E y LM-307 y en la tabla 4.6 los materiales necesarios para llevar el diluyente hasta los pozos de la estación LTM-1.

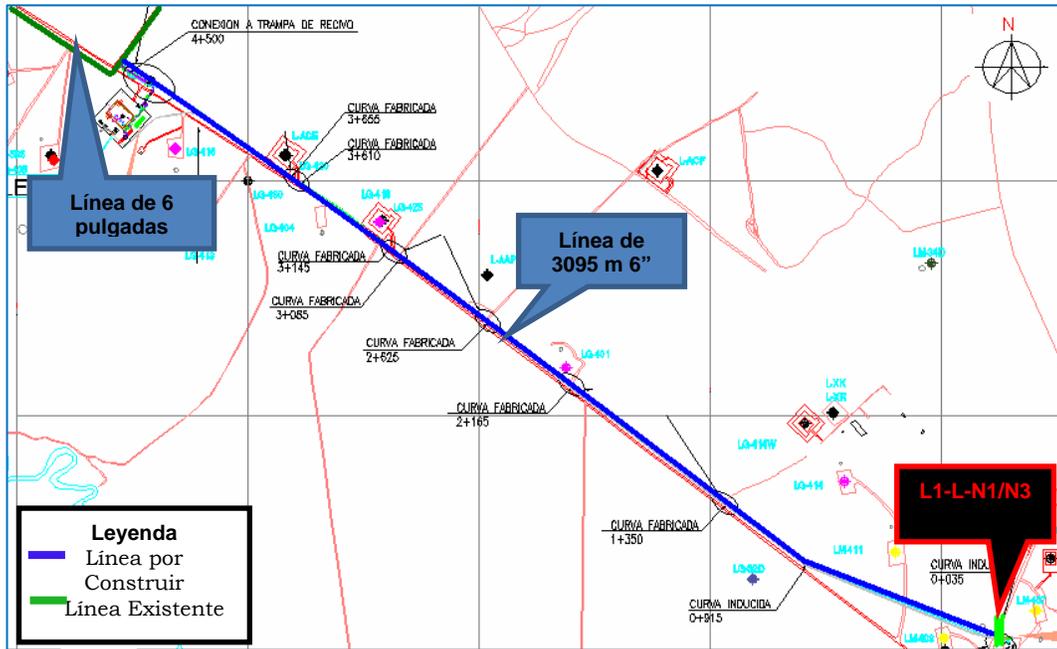


Figura 4.9. Línea de diluyente de LEF-16 a LTM-1 de 6”

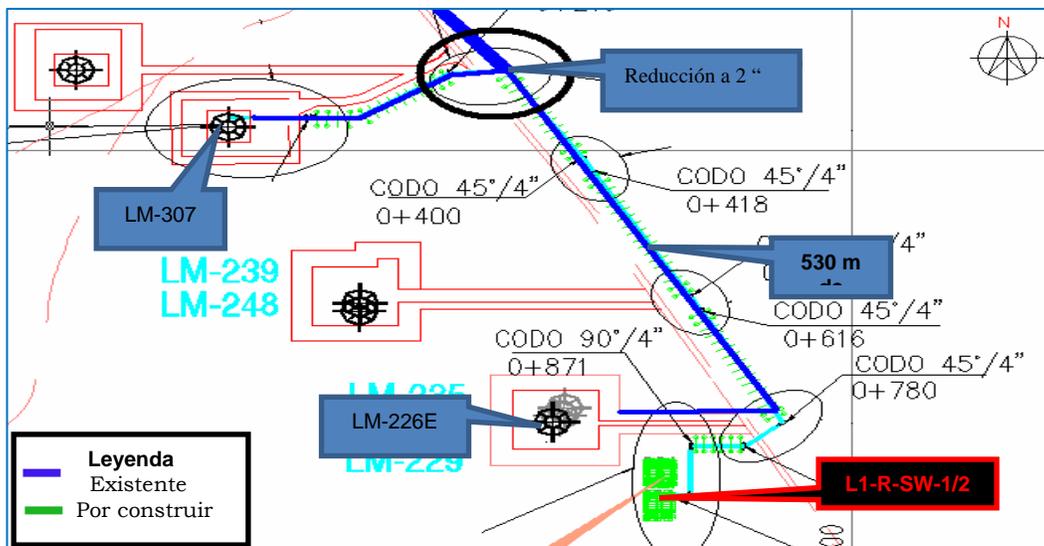


Figura 4.10. Línea de Diluyente de Pozos LM-307 y LM-226E

Tabla 4.6. Lista de Materiales para la Construcción de la Red de Diluyente para los Pozos Asociados a la Estación LTM-1.

Pozo	Nº de Juntas	Codos 45°	Codos 90°	Schedule	Regulador de Flujo	Medidor de Flujo	Distancia Total (m)
LM-307	80	19	2	80	1	1	1000
LM-226E	10	4	-	80	1	1	105
LM-419	69	9	2	80	1	1	860
LM-414	48	7	2	80	1	1	600
LM-417	2	-	2	80	1	1	25
LM-416	234	32	5	80	1	1	2920
LM-408	48	7	3	80	1	1	600
LM-422	64	8	2	80	1	1	800
Diámetro (in)	2	2	2	N/A	N/A	N/A	

4.2 Infraestructura de la Red de Diluyente desde Leona Estación de Descarga – 7 (LED-7) hasta el Campo Levas.

En la estación LED-7 ubicada en el campo Leona se obtiene un crudo procesado de 22 °API, petróleo que podría ser utilizado como diluyente para desplazar las líneas de producción los pozos asociados al campo Levas. Para el desarrollo de dicho proyecto se cuenta con la ventaja de que por la estación DED-4 ubicada en el campo Dación, pasan dos líneas de 6 pulgadas provenientes de LED-7, de donde se podría seccionar unas de estas tuberías para almacenar el diluyente en DED-4 y de ese mismo lugar ser re-bombeado a los pozos del campo Levas.

Tomando en cuenta que la red que llevaría el diluyente desde DED-4 hasta los pozos en Levas sería la misma red diseñada para el diluyente proveniente DEPE, solo

restaría realizar unos arreglos para almacenar el diluyente en DED-4 y así de esta forma contar con la disponibilidad de ambos diluentes. Los arreglos son presentados en la figura 5.11.

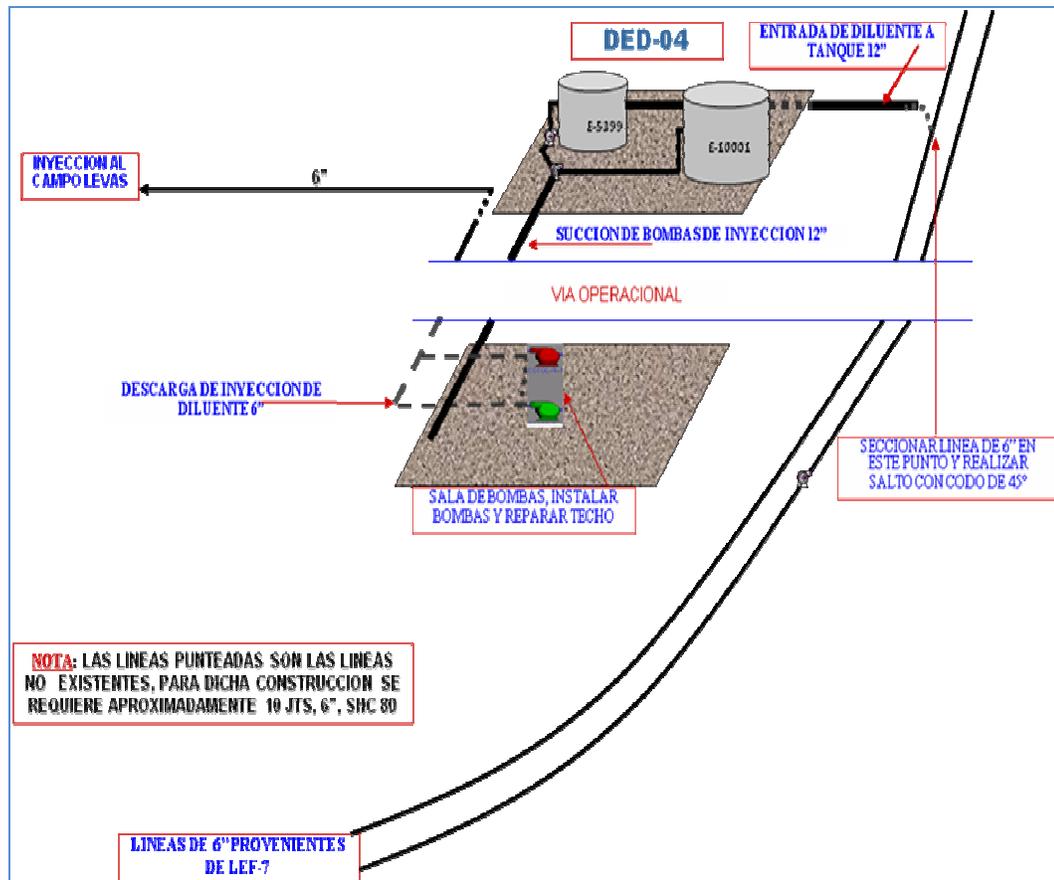


Figura 4.11. Propuesta para Almacenar Diluyente Proveniente de LED-7 y Re-Bombear a Levas.

CAPÍTULO V

DISCUSIÓN DE DATOS Y RESULTADOS

5.1. Diluyente 19 °API Proveniente de DEPE

Para el comienzo del proyecto, lo primero fue verificar la calidad del diluyente y la disponibilidad del mismo, luego de acuerdo a los estudios de las propiedades de los fluidos de cada pozo se determinó que los pozos candidatos para tal proyecto son aquellos presentados en las tablas 5.1 y 5.2.

El diluyente disponible en el campo es el que sale de DEPE con una densidad de 19°API, por lo que se consideró una relación de inyección de 1 barril de diluyente por cada barril producido ya que los fluidos de formación presentan gravedades entre 10 y 14,5 °API. Utilizando la relación mencionada anteriormente se aplica la fórmula 2,0 del capítulo 2 con el fin de determinar la gravedad °API que tendrá la mezcla de hidrocarburos para cada pozo como una forma de optimizar la cantidad de diluyente que se inyecta. En la tabla 5.1 y 5.2 se observa que el grado de fluidez aumenta significativamente en el caso de los pozos LM-408 y LM-416.

LTM-1	Tabla 5.1. Gravedad API de la mezcla resultante en los pozos con diluyente de 19 °API.						
Pozo	Múltiple	Método	BBPD	BNPD	APIcrudo	Vol. Dil.	APIm
LM-419	L1-L-N1/N3	BES	1822	108	18,8	108	18,9
LM-414	L1-L-N1/N3	BES	1871	55	17	55	18,0
LM-408	L1-L-N1/N3	BM	29	16	9	20	14,6
LM-307	L1-R-SW1/3	BM	91	40	11,8	40	15,4
LM-226	L1-R-SW1/3	BES	479	71	16,9	70	17,9
LM-422	L1-L-N1/N3	BM	229	68	19,8	68	19,4
LM-416	L1-L-N1/N3	Rotaflex	269	160	11,3	160	15,2
LM-417	L1-L-N1/N3	BM	132	4	17	10	18,4

LEF-16		Tabla 5.2. Gravedad API de mezcla de pozos con diluyente de 19 °API.					
Pozo	Múltiple	Método	BBPD	BNPD	APIcrudo	Vol. Dil.	API m
LG-435	L16-R-SE1/3	BCP	662	52	11,3	52	15,2
LG-422	LE16-L-SE1/2	Gas Lift	220	50	10	50	14,5
LG-577	L16-R-SE1/3	BM	249	219	12,8	219	15,9
LG-416	L16-R-SE1/3	BCP	200	79	12	80	15,5
LG-495	L16-R-SE1/3	Rotaflex	192	65	18,6	65	18,8
LG-569	L16-R-SE1/3	BCP	218	136	11	130	14,9
LG-412	L16-R-SE1/3	BCP	125	53	18,4	55	18,7
LG-421	L16-R-SE1/3	Gas Lift	46	27	13,4	30	16,3
LG-574	L16-R-SE1/3	Rotaflex	92	45	10,4	45	14,7
LG-415	LE16-L-SE1/2	BM	199	106	12,8	106	15,9
LG-417	LE16-L-SE1/2	BM	152	26	15,5	26	17,3
LG-419	LE16-L-SE1/2	BM	158	122	11	122	15,0
LG-562	LE16-L-SE1/2	Gas Lift	1162	46	17,9	46	18,5

De acuerdo a datos de estudios de optimización de la inyección se determinó, que para el proyecto global de las zonas LEF-16 y LTM-1 se necesitan 1537 BNPD de diluyente, que serán obtenidos de una fuente que bombea 26000 BNPD a presiones que varían entre 500 y 700 psig. Para el análisis de los cambios de presión se realizaron cálculos con el simulador pipephase basado en la red de diluyente propuesta en el capítulo IV, y para un fluido de 19 °API.

5.1.1. Presiones Obtenidas en los Pozos cuando varía la Presión en la Descarga de las Bombas con Diluyente de 19°API

5.1.1.1 Presión de Inyección, cuando la Presión de Descarga de Bombas es 650 psig con Temperatura de Diluyente de 85 °F

En la estación DEPE tenemos que durante el día la presión de bombeo registra variaciones debido a que la cantidad de petróleo impulsado no es la misma. Considerando que el fluido de la Estación Principal sale a temperatura ambiente (85 °F) se realizaron simulaciones para diferentes presiones de descarga de bombas.

En la figura 5.1 se muestra la presión con la que entra el diluyente en los pozos versus longitud de 3 metros de la última sección de la tubería inyectora, tomando en cuenta que la presión en la descarga de las bombas es de 650 psig.

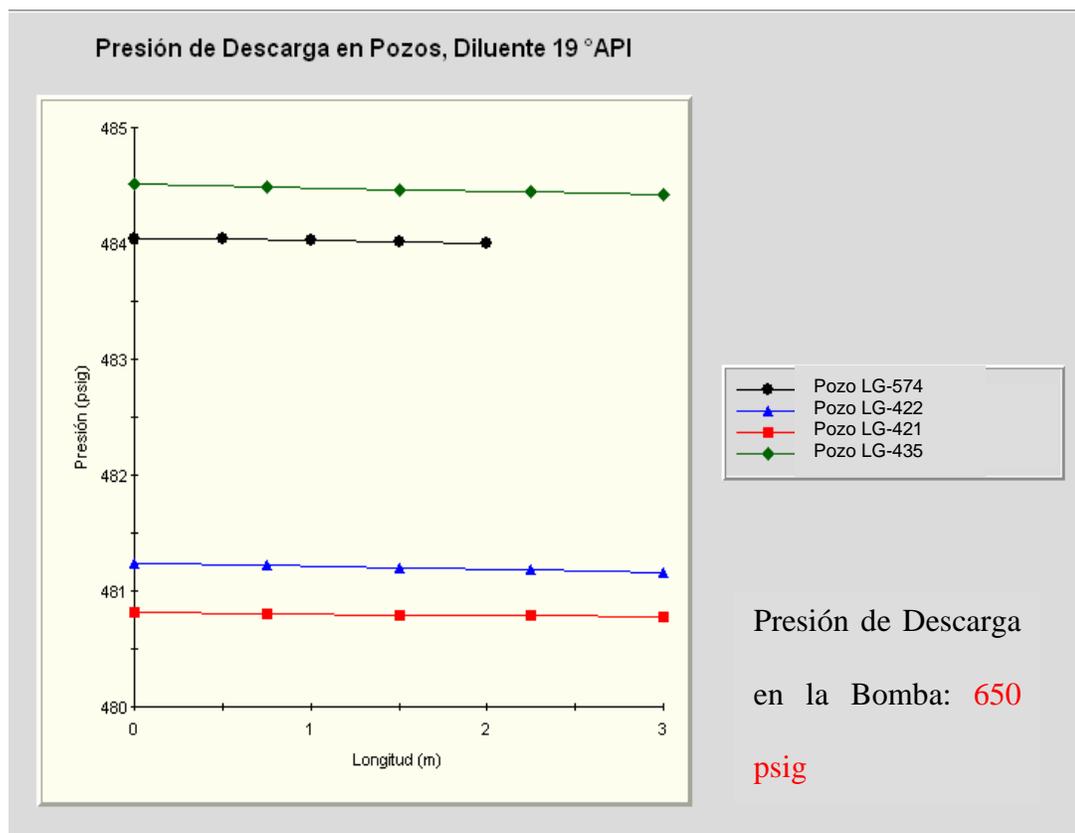


Figura 5.1. Presión de Inyección en los Pozos LG-574, LG-422, LG-421 y LG-435

Para los pozos LG-577 y LG-419 se tiene que la caída de presión se registró en 231 y 229 psig respectivamente, esto debido a que los pozos se encuentran a una distancia mayor con respecto a los demás pozos, aproximadamente a 1800 metros del múltiple de diluyente. La restricción que representa el regulador de flujo, también es un factor que influye en la caída de presión para estos pozos, como se muestra en la figura 5.2.

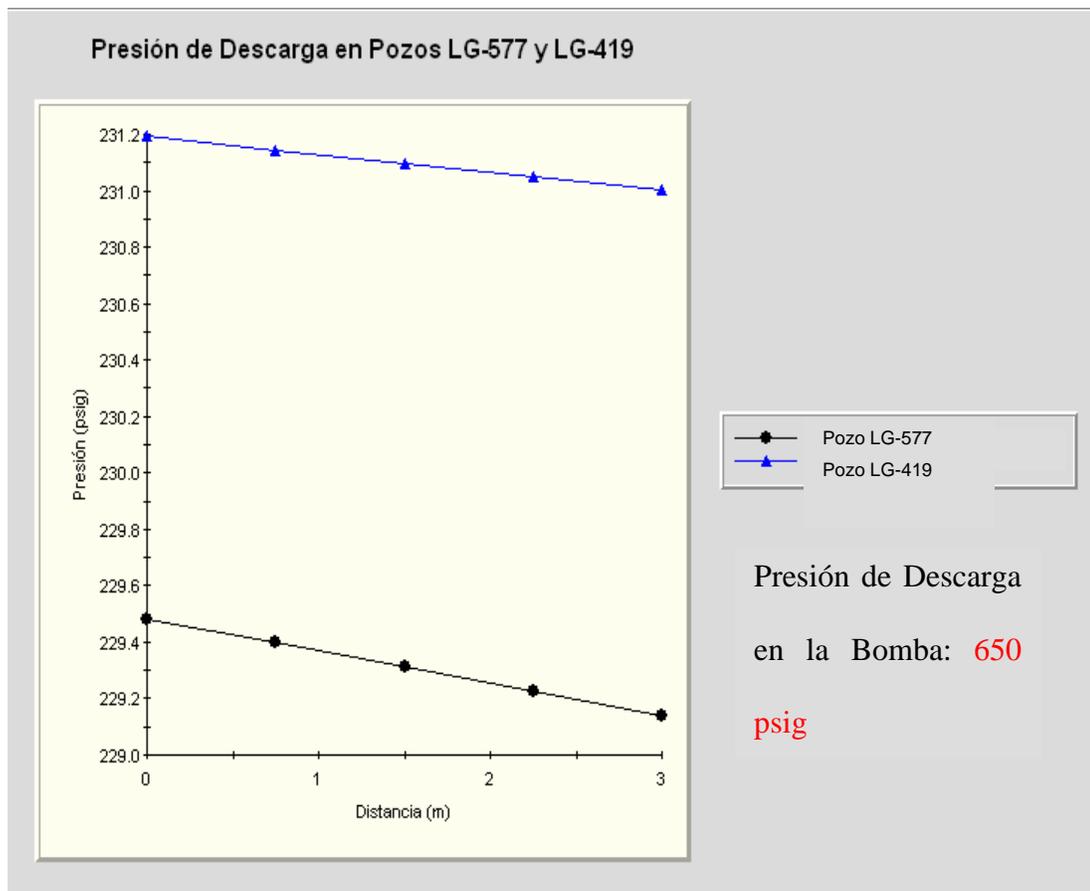


Figura 5.2. Presión de Inyección de los Pozos LG-577 y LG-419

Los pozos LG-417, LG-412 y LG-569 están situados a 1200 metros del múltiple LEF-R-SE-3, y el diluyente llega a estos pozos con presiones entre 540 y 543

psig, tomando en cuenta que en la salida de la bomba se tiene una presión de 650 psig.

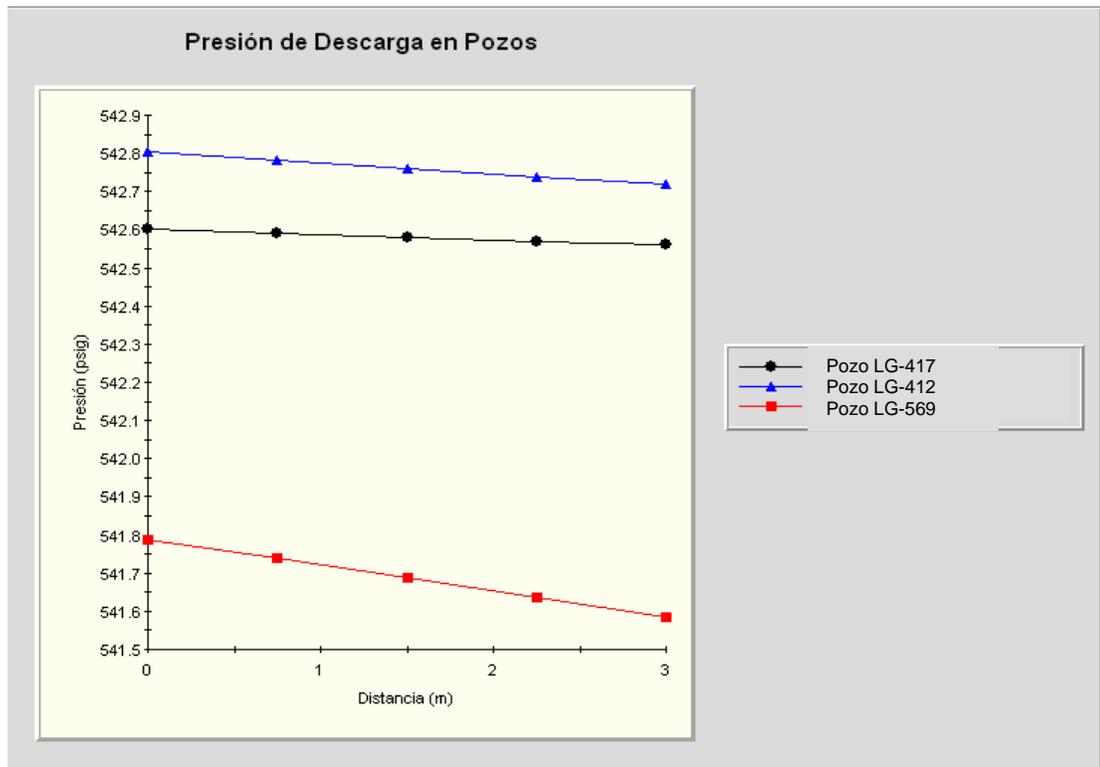


Figura 5.3. Presión de Inyección de los Pozos LG-569, LG-412 y LG-417.

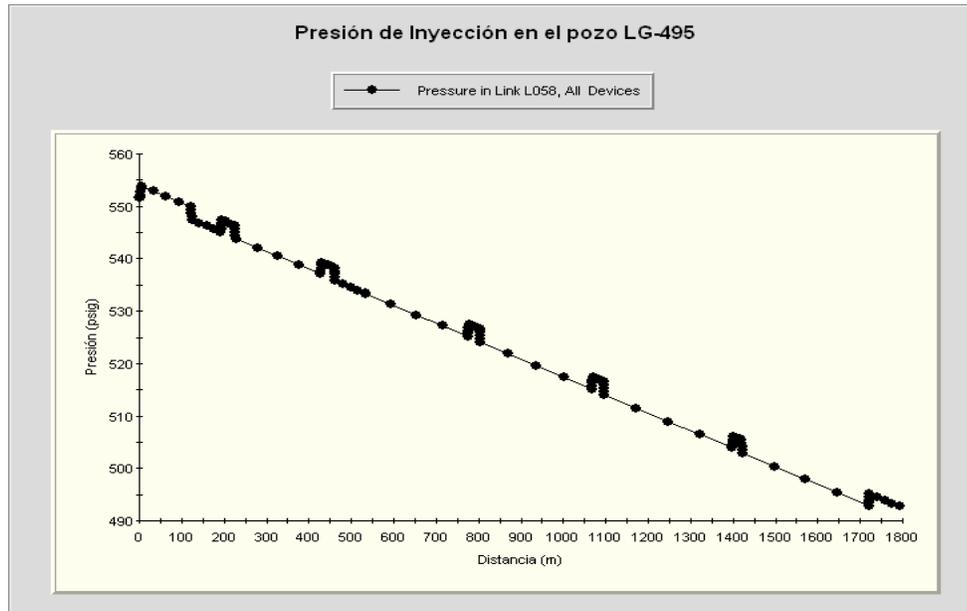


Figura 5.4. Presión de inyección del pozo LG-495

En cuanto al pozo LG-495 se tiene que la presión de inyección se sitúa en 493 psig a una presión de descarga de bombas de 650 psig, diluente de 19 °API y temperatura de fluido de 85 °F. En la figura 5.4 se muestra la caída de presión que presenta la línea de diluente.

5.1.1.2 Presión de Inyección en los Pozos para Presión de Descarga en las Bombas de 700 y 750 psig.

De acuerdo al estudio realizado con el software se obtuvo que mientras mayor es la presión con la que llega el diluente al pozo, mayor va a ser caída de presión en la línea de producción de cada uno de ellos eliminado así las restricciones de flujo ocasionadas por la viscosidad de los fluidos, lo que permite también reducir la presión a nivel de múltiples y por consiguiente mejora también la producción en los pozos que no se le está inyectando diluente. En las tablas 5.3 y 5.4 se reportan las

presiones con las que llega el fluido a inyectar a cada pozos cuando se varía la presión de descargas en las bombas pero manteniendo fijos los caudales de inyección.

Tabla 5.3. Presión de inyección para diferentes presiones de bomba. Levas-16.

LEF-16	Presión de Descarga de Bombas (Psig)				
	Pozo	Múltiple	Método	650	700
LG-435	L16-R-SE1/3	BCP	484	534	584
LG-422	LE16-R-SE1/2	Gas Lift	481	531	581
LG-577	L16-R-SE1/3	BM	229	279	329
LG-416	L16-R-SE1/3	BCP	521	570	620
LG-495	L16-R-SE1/3	Rotaflex	493	542	592
LG-569	L16-R-SE1/3	BCP	542	591	641
LG-412	L16-R-SE1/3	BCP	543	592	642
LG-421	L16-R-SE1/3	Gas Lift	481	530	580
LG-574	L16-R-SE1/3	Rotaflex	484	534	584
LG-415	LE16-L-SE1/2	BM	412	462	512
LG-417	LE16-R-SE1/2	BM	543	592	642
LG-419	LE16-R-SE1/2	BM	231	281	331

Tabla 5.4. Presión de inyección para diferentes presiones de bomba. LTM-1.

LTM-1	Presión de Descarga de Bombas (Psig)				
	Pozo	Múltiple	Método	650	700
LM-419	L1-L-N1/N3	BES	507	559	607
LM-414	L1-L-N1/N3	BES	553	603	653
LM-408	L1-L-N1/N3	BM	550	600	650
LM-307	L1-R-SW1/3	BM	536	586	636
LM-226	L1-R-SW1/3	BES	551	601	651
LM-416	L1-L-N1/N3	Rotaflex	340	390	440
LM-417	L1-L-N1/N3	BM	553	603	653

5.1.2. Variaciones de Temperatura en el Diluyente Proveniente de DEPE.

Debido a que la estación de donde se obtiene el fluido, está relativamente cercana (4.75 Km) se decidió realizar variaciones en la temperatura del diluyente para

determinar su impacto en la producción al inyectar el mismo, tomando en cuenta que la temperatura del diluyente al salir de la estación se encuentra entre 100 y 120 °F. Los resultados de este estudio se aprecian en la figura 5.5, donde se determina que el diluyente cuando va a la altura de la estación Levas-16, ya se encuentra a temperatura ambiente, y por consiguiente llegaría en este caso al pozo más cercano a 85 °F como se muestra en la figura 5.6.

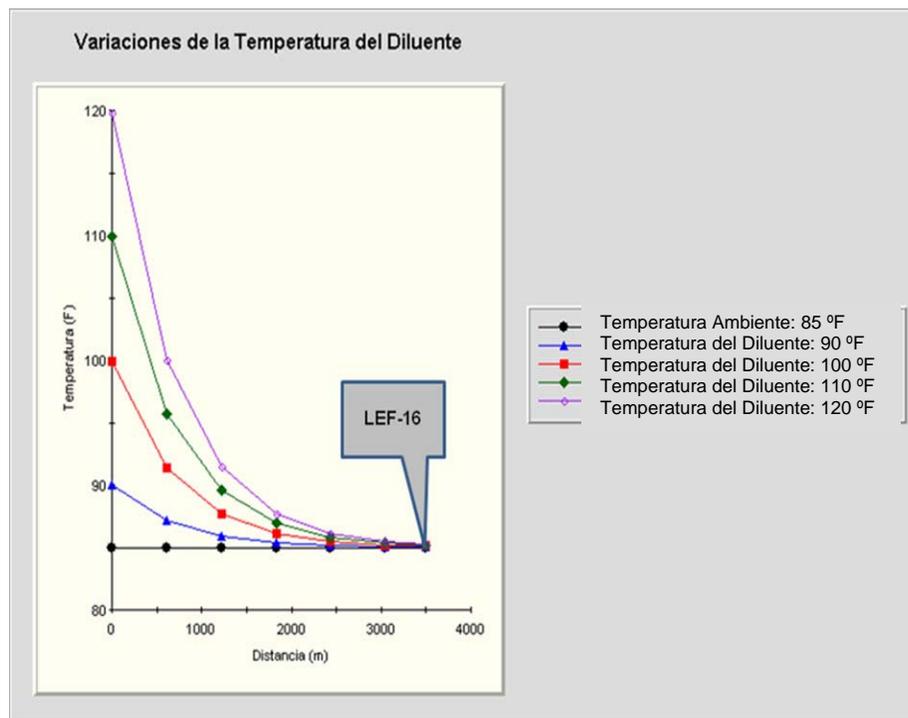


Figura 5.5. Variaciones de temperatura del diluyente entre DED-4 y Levas-16.

El pozo LG-416 (figura 5.6) por ser el más cercano al múltiple LEF-R-SE-3 sería el primero en recibir diluyente, y considerando una temperatura del fluido de 120 °F se confirma que a nivel de pozos el diluyente llega a temperatura ambiente, y por consiguiente el efecto que este factor ocasiona (temperatura del diluyente) en la producción es constante, a menos que exista variaciones en la temperatura ambiental, como de hecho ocurre.

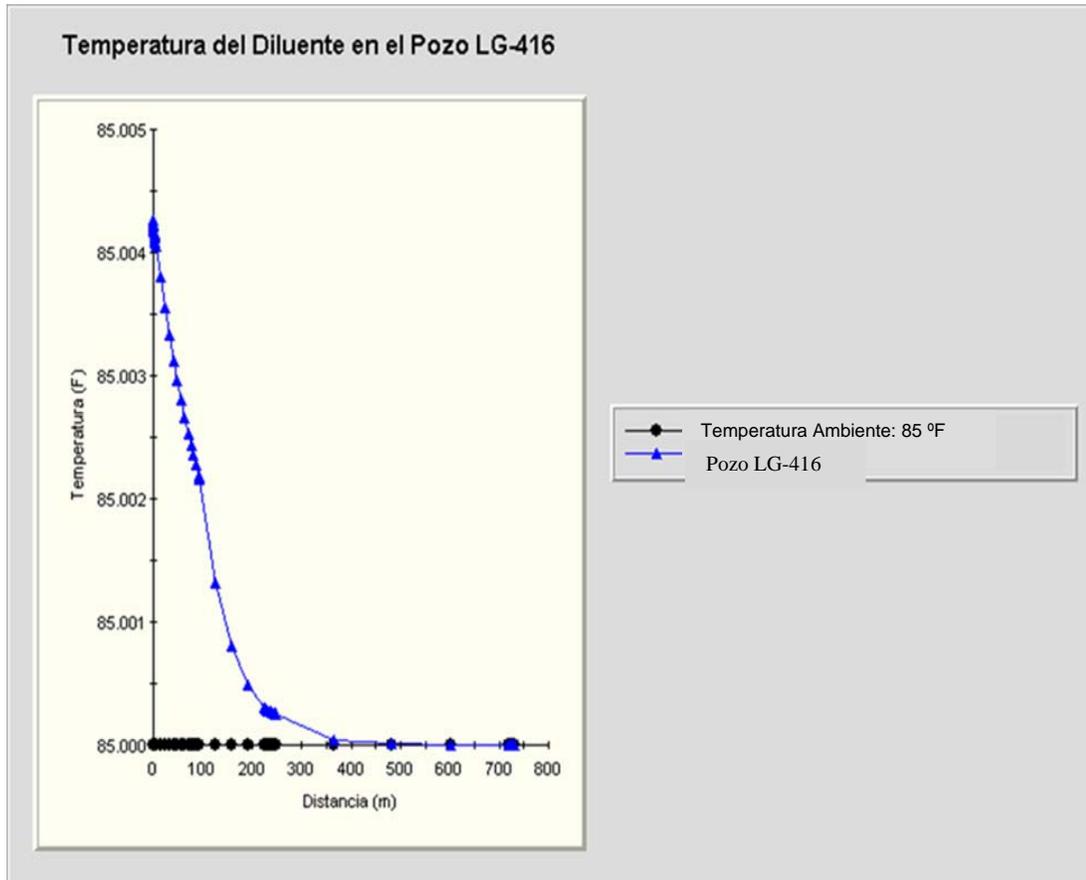


Figura 5.6. Comportamiento de la temperatura del diluyente con la temperatura ambiente en el pozo LG-416.

5.2. Diluyente de 22 °API proveniente de Leona Estación de Descarga – 7.

LED-7 es una estación de descarga que pertenece al campo Leona, pero una de sus líneas de exportación con un diámetro de 6 pulgadas pasa por la estación en desuso DED-4, lugar donde se puede almacenar diluyente para luego ser re-bombeado a los pozos del área de Levas, este fluido posee una gravedad de 22 °API, con el cual podrían obtenerse mejores resultados en este proyecto. Evaluando la red de diluyente para un posible uso del fluido proveniente de Leona, primero se realizaron cálculos

del volumen diluyente óptimo a inyectar en donde se obtuvieron los resultados presentados en las tablas 5.5 y 5.6.

LTM-1		Tabla 5.5. Gravedad API de la mezcla resultante en los pozos con diluyente de 22 °API.					
Pozo	Múltiple	Método	BBPD	BNPD	APIcrudo	Vol. Dil.	API m
LM-419	L1-L-N1/N3	BES	1822	108	18,8	108	20,4
LM-414	L1-L-N1/N3	BES	1871	55	17	55	19,5
LM-408	L1-L-N1/N3	BM	29	16	9	20	14,9
LM-307	L1-R-SW1/3	BM	91	40	11,8	40	17,2
LM-226	L1-R-SW1/3	BES	479	71	16,9	70	19,4
LM-422	L1-L-N1/N3	BM	229	68	19,8	68	20,9
LM-416	L1-L-N1/N3	Rotaflex	269	160	11,3	160	16,3
LM-417	L1-L-N1/N3	BM	132	4	17	10	21,6

LEF-16		Tabla 5.6. Gravedad API de mezcla de pozos con diluyente de 22 °API.					
Pozo	Múltiple	Método	BBPD	BNPD	APIcrudo	Vol. Dil.	API m
LG-435	L16-R-SE1/3	BCP	662	52	11,3	52	16,7
LG-422	LE16-L-SE1/2	Gas Lift	220	50	10	50	16
LG-577	L16-R-SE1/3	BM	249	219	12,8	219	17,4
LG-416	L16-R-SE1/3	BCP	200	79	12	80	17
LG-495	L16-R-SE1/3	Rotaflex	192	65	18,6	65	20,3
LG-569	L16-R-SE1/3	BCP	218	136	11	130	16,3
LG-412	L16-R-SE1/3	BCP	125	53	18,4	55	20,2
LG-421	L16-R-SE1/3	Gas Lift	46	27	13,4	30	17,7
LG-574	L16-R-SE1/3	Rotaflex	92	45	10,4	45	16,2
LG-415	LE16-L-SE1/2	BM	199	106	12,8	106	17,4
LG-417	LE16-L-SE1/2	BM	152	26	15,5	26	18,8
LG-419	LE16-L-SE1/2	BM	158	122	11	122	16,5
LG-562	LE16-L-SE1/2	Gas Lift	1162	46	17,9	46	20

Utilizando el diluyente de 22 °API se tiene como resultado que el proyecto podría ser implementado a un número mayor de pozos, debido a que se incluirían pozos que presenten gravedades de crudo entre 19 y 21 °API, en este caso se consideraría el LM-422 asociado a la estación LTM-1.

5.2.1 Presiones de Inyección para diferentes Presiones de Bombas con Diluyente de 22 °API

Sabemos que en un proceso de bombeo, durante el día se presentan variaciones en el flujo a la succión de la bomba lo que ocasiona cambios de presión en la descarga, y si tomamos en cuenta también que en esta sección se trata con un fluido de menor densidad (22 °API), obtendríamos una mayor velocidad de flujo y por ende mayor presión de inyección para cada pozo.

La presión es un parámetro importante ya que mientras mayor es la presión en la red de diluyente, mejor va a ser la efectividad de la inyección, mejorando la fluidez en las líneas de producción y disminuyendo las pérdidas de energía por viscosidad de fluidos. En la tabla 5.7 y 5.8 se pueden apreciar las presiones de inyección en cada pozo para diferentes presiones de bombas.

Tabla 5.7. Presión de inyección en cada pozo para diferentes presiones de bomba.

Diluyente 22 °API

LEF-16			Presión de Descarga de Bombas (Psig)		
Pozo	Múltiple	Método	600	650	700
LG-435	L16-R-SE1/3	BCP	509	559	609
LG-422	LE16-R-SE1/2	Gas Lift	505	555	605
LG-577	L16-R-SE1/3	BM	355	405	455
LG-416	L16-R-SE1/3	BCP	523	573	623
LG-495	L16-R-SE1/3	Rotaflex	508	558	608
LG-569	L16-R-SE1/3	BCP	535	585	633
LG-412	L16-R-SE1/3	BCP	536	586	636
LG-421	L16-R-SE1/3	Gas Lift	505	555	605
LG-574	L16-R-SE1/3	Rotaflex	507	557	607
LG-415	LE16-L-SE1/2	BM	547	597	647
LG-417	LE16-R-SE1/2	BM	536	586	636
LG-419	LE16-R-SE1/2	BM	356	406	456
LG-562	LE16-R-SE1/2	Gas Lift	525	575	625

Tabla 5.8. Presión de inyección en cada pozo para diferentes presiones de bombas.

Diluyente 22 °API

LTM-1			Presión de Descarga de Bombas (Psig)		
Pozo	Múltiple	Método	600	650	700
LM-419	L1-L-N1/N3	BES	518	568	618
LM-414	L1-L-N1/N3	BES	544	594	644
LM-408	L1-L-N1/N3	BM	542	592	642
LM-307	L1-R-SW1/3	BM	534	584	634
LM-226	L1-R-SW1/3	BES	543	593	643
LM-416	L1-L-N1/N3	Rotaflex	421	471	521
LM-417	L1-L-N1/N3	BM	544	594	644

5.2.2. Temperatura de Diluyente De 22 °API

Para el caso en el que se usaría el diluyente de 22 °API no se realizaron variaciones en dicha temperatura, ya que este fluido proviene de una estación situada aproximadamente a 33 Kilómetros de distancia, e independientemente de la temperatura que posea el diluyente al salir de la estación, al llegar al campo Dacion se encontraría a temperatura ambiente, lo que no representaría ninguna variación a nivel de producción.

5.3 Análisis Comparativo entre las Variaciones de Presión de Inyección Presentadas con el Diluyente de 19 °API y el de 22 °API.

Dependiendo de la gravedad específica del diluyente que se utilice, se van a reportar variaciones en la presión de inyección, considerándose constantes la temperatura del diluyente, la temperatura ambiente y la presión en la descarga de las bombas.

Cuando se utiliza el fluido de 22 °API presenta menor densidad que el de 19 °API y por consiguiente reporta mayor velocidad en la red de diluyente, aumentando la fuerza aplicada en el área transversal de las tuberías, traduciéndose en mayor presión de inyección en los pozos. En las tablas 5.9 y 5.10 se expresan los resultados de tales efectos.

Tabla 5.9. Presión de inyección según la gravedad API del diluyente. LEF-16

LEF-16			Presión de Bombas (Psig)			
			19 °API	22 °API		
Pozo	Múltiple	Método	700	700	Diferencia	% Diferencia
LG-435	L16-R-SE1/3	BCP	534	609	75	6,6
LG-422	LE16-R-SE1/2	Gas Lift	531	605	74	6,5
LG-577	L16-R-SE1/3	BM	279	455	74	24,0
LG-416	L16-R-SE1/3	BCP	570	623	53	4,4
LG-495	L16-R-SE1/3	Rotaflex	542	608	66	5,7
LG-569	L16-R-SE1/3	BCP	591	633	42	3,4
LG-412	L16-R-SE1/3	BCP	592	636	44	3,6
LG-421	L16-R-SE1/3	Gas Lift	530	605	75	6,6
LG-574	L16-R-SE1/3	Rotaflex	534	607	73	6,4
LG-415	LE16-L-SE1/2	BM	462	647	185	16,7
LG-417	LE16-R-SE1/2	BM	592	636	44	3,6
LG-419	LE16-R-SE1/2	BM	281	456	175	23,7
LG-562	LE16-R-SE1/2	Gas Lift	572	625	53	4,4

Tabla 5.10. Presión de inyección según la gravedad API del diluyente. LTM-1.

LTM-1			Presión de Bombas (Psig)			
			19 °API	22 °API		
Pozo	Múltiple	Método	700	700	Diferencia	% Diferencia
LM-419	L1-L-N1/N3	BES	559	618	59	5,0
LM-414	L1-L-N1/N3	BES	603	644	41	3,3
LM-408	L1-L-N1/N3	BM	600	642	42	3,4
LM-307	L1-R-SW1/3	BM	586	634	48	3,9
LM-226	L1-R-SW1/3	BES	601	643	42	3,4
LM-416	L1-L-N1/N3	Rotaflex	390	521	131	14,4
LM-417	L1-L-N1/N3	BM	603	644	41	3,3

5.4. Análisis de Producción con la Inyección de Diluyente

5.4.1. Evaluación de la Producción con el Diluyente De 22 °API.

Propiedades de los Fluidos con el Diluyente de 22°API

En el estudio de este proyecto, debido a que solo se contaba con datos de viscosidad de 3 pozos de un total de 40, se decidió realizar simulaciones con las diferentes correlaciones para determinar la que mas se ajustara a los valores de los pozos (LG-419, LG-577 y LG-515), dando como resultado que la mejor aproximación era la ecuación de VASQUEZ and BEGGS para petróleo muerto. Esta correlación arroja valores representativos de la viscosidad del crudo asociado a los pozos, debido a que en el área de estudio se trata con crudos pesados que tienen como característica poseer baja Relación Gas-Petróleo (RGP), lo que se traduce en baja cantidad de gas en solución, teniendo como resultado que el mismo no afecta significativamente en la viscosidad del crudo. Con la aplicación de esta correlación se obtuvieron los datos de viscosidad del crudo de formación a las temperaturas presentadas para cada pozo, y se observan los resultados en la tabla 5.11.

De acuerdo a las características del diluyente que presenta gravedad API de 22° y una viscosidad de 159 cps a 85 °F, al unirse con el crudo de formación la mezcla alcanza un equilibrio térmico, es decir; un valor entre la temperatura del diluyente y la del fluido inyectado, a partir de donde se genera una reducción de la viscosidad, permitiendo que se logre mayor fluidez en las líneas de producción y a su vez genere una disminución de presión a nivel de pozo.

Tabla 5.11. Viscosidad del crudo de formación y de la mezcla a una temperatura dada.

LEF-16			
Pozo	Temperatura (°F)	Viscosidad del Crudo (cps)	Viscosidad de la Mezcla (cps)
LG-435	130	142	63
LG-422	96	1840	436
LG-577	106	346	199
LG-416	107	409	184
LG-495	101	103	93
LG-569	120	243	126
LG-412	107	82	76
LG-421	125	108	75
LG-574	103	890	313
LG-415	105	395	168
LG-417	108	150	130
LG-419	98	1085	364
LG-562	105	99	76
LTM-1			
LM-419	150	17	15
LM-414	157	19	13
LM-408	101	1225	718
LM-307	93	1257	518
LM-226	145	26	22
LM-416	106	536	235
LM-417	145	26	18

Presiones a Nivel de Pozos con la Inyección de Diluyente de 22 °API

Uno de los objetivos que se quieren alcanzar con este proyecto, es el de lograr disminuir la presión existente en las líneas de producción de cada pozo, generada por la acumulación de impurezas que contiene el crudo en las redes de flujo, y principalmente por las altas viscosidades que presentan los fluidos de formación. Es de resaltar que para evitar que los fluidos regresen al pozo se debe tener en cuenta la presión que presenta la línea de producción de cada pozo para que mediante el

regulador de flujo se lleve la presión de inyección a un nivel donde el fluido pueda entrar en el sistema sin que regrese el crudo de formación hacia el pozo.

La simulación numérica, la cual consta en este caso de un estudio hidráulico realizado a la red de diluyente implantada en la red de tuberías de producción. En la tabla 5.12 se puede apreciar que en la mayoría de los casos se reduce la presión considerablemente como se observa en el múltiple remoto de la estación Levas 16, donde se reporta que la presión pasa de 120 a 109 psig, lo que también mejoraría la producción del resto de los pozos que no se le suministra diluyente. En cuanto a producción se tiene que para las estaciones LTM-1 y LEVAS-16, se obtienen 3608 barriles netos adicionales cuando se usa el diluyente de 22 °API.

Tabla 5.12. Valores de Producción con el Diluyente de 22°API en la estación LEF-16

Producción LEF-16: Temperatura Ambiente= 85 °F, Diluyente= 22 °API								
Pozo	Presión sin Diluyente	Presión con Diluyente	Temperatura	Tasa de Gas std	Tasa de Petróleo Dil.	Tasa de Agua	Tasa de Petróleo Act.	Barriles Netos Ganados
	PSIG	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY
LM431	120	100	83	, 145	<u>287</u>	120	255	32
LG423	100	80	100	, 052	<u>72</u>	34	21	51
LM406	180	129	112	, 254	<u>76</u>	90	30	46
LG430	140	80	142	, 133	<u>219</u>	236	127	92
LG444	180	123	137	, 214	<u>99</u>	1. 617	50	49
LG401	154	86	105	, 369	<u>43</u>	988	12	31
LG439	220	129	106	, 306	<u>58</u>	1. 029	21	37
LG403	250	124	103	, 315	<u>79</u>	905	28	51
LG404	140	99	111	, 191	<u>101</u>	2. 102	65	36
LG421	110	<u>101</u>	125	, 575	64	64	27	37
LG418	170	79	109	, 217	<u>86</u>	862	55	31
LG422	180	<u>128</u>	96	, 210	77	259	50	27
LG574	180	<u>129</u>	103	, 046	91	94	45	46
LG435	120	<u>109</u>	130	, 049	79	914	52	27
LG495	200	<u>132</u>	101	, 291	350	428	65	285
LE-R-01	120	117	99	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LG575	160	78	104	, 216	<u>175</u>	44	138	37
LE-L-01	80	73	99	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LG416	190	<u>128</u>	107	, 061	160	221	79	81
LG577	240	<u>131</u>	106	, 056	341	42	159	182
LG419	230	<u>132</u>	98	, 103	201	60	122	79
LG562	320	<u>121</u>	105	, 341	59	790	46	13
LG417	140	<u>128</u>	108	, 178	210	1. 026	26	184
LG412	150	<u>124</u>	107	, 097	234	310	53	181
LG569	180	<u>147</u>	120	, 051	266	156	136	130
LG415	140	80	105	, 046	<u>202</u>	102	142	60
SEP- LEVAS	75	<u>73</u>	97	4, 517	4. 075	12. 493	1. 804	2. 128

Tabla 5.13. Valores de Producción con el Diluyente de 22 °API, en la Estación LTM-1

Producción LTM-1: Temperatura Ambiente= 85 °F, Diluyente= 22 °API								
Pozo	Presión sin Diluyente	Presión con Diluyente	Temperatura	Tasa de Gas std	Tasa de Petróleo Dil.	Tasa de Agua	Tasa de Petróleo Act.	Barriles Netos Ganados
	PSIG	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY
LM409	150	105	123	, 209	86	1. 271	50	36
LM430	140	129	94	, 118	159	299	127	32
LM229	140	128	99	, 119	<u>73</u>	103	44	29
LM306	120	136	88	, 182	<u>108</u>	78	52	56
LM422	140	97	105	, 025	<u>121</u>	159	68	53
LM239	130	129	95	, 284	<u>146</u>	19	86	60
L1-L-01	100	93	121	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LM308	120	132	93	, 164	<u>125</u>	122	88	37
LM401	140	99	125	, 207	<u>73</u>	264	43	30
LM411	195	103	123	, 552	<u>93</u>	1. 440	60	33
L1-R-01	130	124	127	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LM419	140	<u>104</u>	150	, 057	185	2. 899	108	77
LM414	110	<u>105</u>	157	, 090	105	3. 402	55	50
LM307	150	<u>133</u>	93	, 072	125	159	40	85
LM226	145	<u>129</u>	145	, 582	405	2. 296	71	334
LM416	160	<u>123</u>	106	, 391	335	223	160	175
LM408	120	<u>101</u>	101	, 132	124	607	16	108
LM417	140	<u>113</u>	145	, 375	88	2. 849	4	84
SEP-LTM1	95	<u>88</u>	121	3, 580	2. 627	16. 089	895	1. 480

En la estación LTM-1 tenemos que los pozos que registran mayor producción de petróleo son LM-226, LM-307 y LM-408 como aparece en la tabla 5.13, ya que estos son pozos que tienen tuberías de 6”, y a pesar de que producen un crudo bastante viscoso, con la inyección del diluyente mejora la movilidad de la mezcla permitiendo un repunte en la producción.

5.4.2 Evaluación de la Producción con el Diluyente de 19 °API.

Cuando se usa el diluyente proveniente de DEPE se registra un aumento en la producción de aproximadamente 3163 barriles entre las estaciones LEF-16 y LTM-1, también se reporta un aumento en la producción de agua, pero no representa mayor problema, ya que para el desarrollo de este proyecto se tiene previsto la instalación de tanques adicionales en LEF-16, para el manejo del aumento en la producción mas el diluyente que entra al sistema.

Tabla 5.14. Valores de Producción con Diluyente de 19 °API, en la Estación LEF-16

Producción LEF-16: Temperatura Ambiente= 85 °F, Diluyente= 19 °API								
Pozo	Presión sin Diluyente	Presión con Diluyente	Temperatura	Tasa de Gas std.	Tasa de Petróleo Dil.	Tasa de Agua	Tasa de Petróleo Act.	Barriles Netos Ganados
	PSIG	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY
LM431	120	100	83	, 145	<u>284</u>	120	255	29
LG423	100	79	100	, 052	<u>57</u>	34	21	36
LM406	180	121	112	, 254	<u>68</u>	90	30	38
LG430	140	80	142	, 133	<u>175</u>	236	127	48
LG444	180	115	137	, 214	<u>99</u>	1. 617	50	49
LG401	154	85	105	, 369	<u>74</u>	988	12	62
LG439	220	122	106	, 306	<u>75</u>	1. 029	21	54
LG403	250	117	103	, 315	<u>78</u>	905	28	50
LG404	140	99	111	, 191	<u>104</u>	2. 102	65	39
LG421	120	<u>114</u>	125	, 421	47	47	27	20
LG418	170	79	109	, 217	<u>87</u>	862	55	32
LG422	180	<u>123</u>	96	, 214	79	263	50	29
LG574	180	<u>122</u>	103	, 041	79	83	45	34
LG435	120	<u>115</u>	130	, 054	89	1. 019	52	37
LG495	200	<u>125</u>	101	, 189	228	278	65	163
LE-R-01	120	110	100	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LG575	160	78	104	, 216	<u>179</u>	44	138	41
LE-L-01	80	73	99	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LG416	190	<u>122</u>	107	, 061	159	220	79	80
LG577	240	<u>128</u>	106	, 065	398	49	159	239
LG419	230	<u>125</u>	98	, 089	173	52	122	51
LG562	320	<u>112</u>	105	, 068	95	158	46	49
LG417	140	<u>122</u>	108	, 158	187	915	26	161
LG412	150	<u>117</u>	107	, 087	210	279	53	157
LG569	180	<u>138</u>	120	, 037	192	113	136	56
LG415	140	80	105	, 046	<u>199</u>	102	142	57
SEP- LEVAS	75	<u>73</u>	97	3, 942	3. 794	11. 602	1. 804	1. 612

Tabla 5.15. Valores de Producción con Diluyente de 19 °API, en la Estación LTM-1

Producción LTM-1: Temperatura Ambiente= 85 °F, Diluyente= 19 °API								
Pozo	Presión sin Diluyente	Presión con Diluyente	Temperatura	Tasa de Gas std.	Tasa de Petróleo Dil.	Tasa de Agua	Tasa de Petróleo Act.	Barriles Netos Ganados
	PSIG	PSIG	DEG F	MM FT3/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY	BBL/DAY
LM409	150	94	123	, 215	<u>91</u>	1. 200	50	41
LM430	140	121	94	, 133	<u>186</u>	270	127	59
LM229	140	120	99	, 119	<u>106</u>	103	44	62
LM306	120	129	88	, 182	<u>101</u>	78	52	49
LM422	140	88	105	, 025	<u>114</u>	159	68	46
LM239	130	121	95	, 284	<u>132</u>	19	86	46
L1-L-01	100	83	121	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LM308	120	125	93	, 164	<u>121</u>	122	88	33
LM401	140	89	125	, 207	<u>91</u>	264	43	48
LM411	195	93	123	, 552	<u>105</u>	1. 440	60	45
L1-R-01	130	117	128	, 000	<u>0</u>	0	0	0
LM419	140	<u>100</u>	150	, 056	184	2. 888	108	76
LM414	110	<u>108</u>	157	, 108	126	4. 089	55	71
LM307	150	<u>141</u>	93	, 092	161	205	40	121
LM226	145	<u>131</u>	145	, 648	451	2. 553	71	380
LM416	160	<u>130</u>	106	, 559	478	319	160	318
LM408	120	<u>99</u>	101	, 124	117	571	16	101
LM417	140	<u>100</u>	145	, 248	58	1. 889	4	54
SEP-LTM1	95	<u>80</u>	121	3, 717	2. 835	16. 168	895	1. 551

5.5 Propuestas para la Mejora del Sistema de Red de Recolección de Crudo en el Campo Levas.

Para la obtención de los valores de producción presentados en la tablas y 5.14 y 5.15 se deben colocar los equipos de rebombeo del diluyente en la estación LEF-16, para garantizar mayor presión de inyección a nivel de los pozos. Por otra parte es

importante resaltar que para el desarrollo de este proyecto en el corto y mediano plazo es viable utilizar el fluido proveniente de DEPE “19 °API” ya que genera un aumento importante en la producción (3.1 MBNPD) y no requiere de grandes trámites y gestiones para la obtención del diluyente, ya que éste es producido en el mismo campo. De manera que habría que colocar un medidor de flujo en la tubería de exportación de la estación principal DEPE a fin de considerar el diluyente que se recircula en la producción total de la zona este del campo Dación. Sin embargo para el largo plazo se debe tener en cuenta el diluyente proveniente de LED-7 “22 °API” ya que, es de mejor calidad y su uso garantiza un aumento en la producción de 3.6 MBNPD y si bien el diluyente de DEPE es una buena opción en el corto plazo para el largo plazo no lo es, ya que los proyectos de desarrollo en el campo Dación están encaminados hacia la producción de yacimientos de crudos pesados, lo que eventualmente se traduciría en una desmejora del fluido de inyección utilizado hasta llegar a ser poco eficiente.

Otro punto importante observado en el campo, es que los pozos LG-422, LG421 y LG-562 tienen como método de producción el levantamiento artificial por gas, sin embargo recientemente se les ha realizado un cambio de arena. Dichas arenas presentan fluidos con gravedades entre 10 y 12 °API haciendo que el método actual sea ineficiente, en tal sentido se propone que éste se cambie a bombeo de cavidades progresivas para tener la opción de un aumento de producción por el cambio de método y adicionalmente utilizar las tuberías de dos pulgadas que poseen estos pozos para la inyección de gas, como tuberías de inyección de diluyente. De esta manera con el gas que se deja de inyectarle a estos pozos se estaría garantizando un mayor volumen y mayor presión de inyección para los pozos que verdaderamente requieran del sistema gas lift.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

1. Los diluentes provenientes de LED-7 y DEPE son compatibles para ser inyectados en los pozos asociados al Campo Levas.
2. Para la construcción de la red de diluyente se necesitan en total 978 juntas, 145 codos de 45 °, 32 codos de 90° y 18 reguladores de flujo.
3. El pozo LM-422 presenta gravedad de 19.8 °API, y con inyección de diluyente de 19 °API desmejora la calidad del crudo, pero aumenta la producción en 40 BNPD.
4. Con el diluyente proveniente de DEPE se logra disminuir la presión de LEF-R-SE-1/3 de 120 a 109 Psig, lo que mejoraría la producción en los pozos que no reciben diluyente.
5. De acuerdo a la calidad del fluido proveniente de DEPE, debe ser inyectado en una relación de 1 barril de diluyente por cada barril de petróleo neto producido.
6. Con el fluido proveniente de LED-7, es posible utilizar una relación de 0.9 barriles de diluyente por cada barril neto producido, demandando 1.35 MBND de dicho fluido.

7. A pesar de que el diluyente sale de DEPE con temperatura entre 100 y 120 °F, el fluido siempre va a llegar a los pozos a temperatura ambiente.
8. Con el diluyente de 22 °API se obtienen mayores presiones de inyección en la línea de los pozos, que cuando se utiliza el fluido de 19 °API.
9. Con el uso del diluyente proveniente de DEPE, se obtiene una producción de 3.1 MBNPD.
10. Con el uso del diluyente proveniente de LED-7, se obtiene una producción de 3.8 MBNPD.
11. Se requieren 1.5 MBNPD de diluyente para llevar a cabo el proyecto.

6.2 Recomendaciones

1. Como primera fase del proyecto, utilizar diluyente proveniente de DEPE por un período de 8 años, luego de este tiempo utilizar el fluido proveniente de LED-7.
2. Utilizar la línea de 2” que actualmente se usa para inyectarlegas al pozo LG-421, como línea de diluyente que le suministraría fluido adicionalmente a los pozos LG-435, LG-574 Y LG-422.
3. Para las nuevas perforaciones donde se tenga previsto llegar ayacimientos de crudo pesado, se recomienda bajar completación para inyección de diluyente en el fondo.

4. Realizar el modelo de las redes de gas y crudo en PipePhase para todo el campo Dación, para resolver problemas de producción y evaluación de nuevos proyectos.
5. Colocar las bombas impulsoras del diluyente en la estación Levas-16, para garantizar mayor presión de inyección en los pozos.
6. Realizar una simulación con datos de viscosidades reales a 80 y 100°F.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- A.P.I., **“OPTIMIZACIÓN DEL LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS”**, Segunda Edición. Houston, Febrero de 1995.
- 2.- Arditti L., **“PRODUCCIÓN Y MANEJO DE FLUIDOS”**. Manual de Producción. Caracas, Junio de 1990.
- 3.- CORPOVEN S.A., **“LINEAS DE FLUJO BIFASICO”**, Curso de Ingeniería de Producción, Tercer Módulo, Tomo I, Puerto La Cruz, Mayo de 1990.
- 4.- PDVSA., Explotación y Producción. **“INVENTARIO DE INSTALACIONES”** Manual de Producción. San Tomé, Julio de 1999.
- 5.- **“OPTIMIZACIÓN DE LOCALIZACIONES DE ESTACIONES DE FLUJO”**. Trabajo de Grado. Maracaibo, Marzo de 1979.
- 6.- Gerencia de Ingeniería de Petróleo. **“CURSO DE INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN”**, Tercer Módulo, Tomo I, Puerto La Cruz, Mayo de 1990.
- 7.- **“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE DILUENTE A LOS POZOS DE BOMBEO MECÁNICO DEL CAMPO GUARA OESTE”**. Trabajo de Grado. Universidad de Oriente, Junio de 2001.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	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
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Reinaldo José Waldrop Rodríguez	CVLAC: 18.229.347 E MAIL: reinaldowaldrop@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

COMPATIBILIDAD DE CRUDO

INYECCIÓN DE DILUENTE

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

BOMBAS DE DILUENTE

VÁLVULAS

CAÍDAS DE PRESIÓN

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

En el área de Levas perteneciente al campo Dación entre los pozos que producen por métodos de bombeo están el LM-419, LM-414, LM-408, LM-307, LM-226, LM-416, LM-417, LG-435, LG-577, LG-416, LG-495, LG-569, LG-412 y LG-574, sobre los cuales está basado el proyecto de inyección de diluentes, ya que son pozos que presentan altas viscosidades con gravedades entre 9 y 14 °API, ocasionando problemas de altas presiones a nivel de cabezal, force de bombas y bajas en la producción, por lo que se requiere como proyecto primario una inyección de diluentes a nivel de línea, ya que son pozos existentes y no poseen completación para la inyección en el fondo.

Para la clasificación de los pozos candidatos a inyección de diluyente fue necesario realizar un estudio de las pruebas de pozos existentes y realizarle análisis de laboratorio al crudo de formación para determinar las propiedades de los fluidos. Por otra parte, se realizaron los cálculos pertinentes para la optimización del volumen de diluyente a inyectar.

En la fase de la simulación se obtuvo los resultados necesarios para el diseño del sistema de inyección, como el diámetro de las tuberías que se deben utilizar, presión óptima de inyección, condiciones de flujo, índice de productividad y potencia de las bombas.

Por otra parte se estudiaron las propuestas de utilizar un diluyente proveniente de la estación principal DEPE o la del fluido procedente de LED-7 y el comportamiento de la producción cuando ocurren cambios de presión y temperatura en el diluyente inyectado, concluyendo que ambos diluentes son compatibles para el desarrollo del proyecto en el Campo Levas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
ULACIO, IVÓN	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 12.337.648			
	E_MAIL				
	E_MAIL				
RONDÓN, JOSÉ	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 8.290.101			
	E_MAIL	RONDONJE@GMAIL.COM			
	E_MAIL				
CASTRO, LUIS	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 12.288.427			
	E_MAIL	guardo_1@yahoo.com			
	E_MAIL				
RONDÓN, LUIS	JU	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:				
	E_MAIL	rondonlh@pdvsa.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	11
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación de Compatibilidad de Crudo para la Inyección de Diluyente en los Pozos asociados al Campo Levas, perteneciente al Área Operacional Dación - Distrito San Tomé.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento_de_Ingeniería_de_Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

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

DERECHOS

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

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

AUTOR

Reinaldo José Waldrop Rodríguez

TUTOR

Ing. Ivón Ulacio

JURADO

Ing. Luis Castro

JURADO

Ing. José Rondón

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño

