
**DISEÑO DE UN CIRCUITO HIDRÁULICO PARA LA CONEXIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCION
CON EL ANULAR EN CABEZA DE POZO APLICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

**LUIS CARLOS PATIÑO LAGOS
ANDRÉS FELIPE ZAMBRANO HERNANDEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2014**

**DISEÑO DE UN CIRCUITO HIDRÁULICO PARA LA CONEXIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN
CON EL ANULAR EN CABEZA DE POZO APLICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO**

LUIS CARLOS PATIÑO LAGOS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos

ANDRÉS FELIPE ZAMBRANO HERNÁNDEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero Mecánico

Director:

EMILIANO ARIZA LEÓN

Ingeniero de Petróleos, M.Sc

Co-director:

JULIÁN ERNESTO JARAMILLO IBARRA

Ingeniero Mecánico, PhD.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA DE LUIS CARLOS

Primeramente a DIOS porque me dio la oportunidad de llegar a este punto de realización en mi vida.

A mis padres Carlos Julio Patiño Martínez y Marisol Lagos Jiménez, ya que con su apoyo y total confianza a lo largo de los años logre llegar a este punto de mi vida profesional; Esto es por ustedes y para ustedes MIS PILARES.

A mi hermano Nicolás Patiño Lagos fuiste y eres una de las razones por las que día a día salgo adelante.

A mi Abuelito Lucho quien se convirtió en una razón más para salir adelante, a mis familiares Efrén por su apoyo incondicional, Jenny por confiar en mí siempre y demás.

A mis amigos Karoll por siempre apoyarme en todo, Jahird por sus consejos y buena amistad, Alejo por hacernos reír siempre, Angie Lorena Téllez Peña (mi amor platónico) te quiero muchísimo.

A doña Janeth, Miguel Ángel y Karina por hacerme sentir como en casa.

Al ingeniero Emiliano por su apoyo a lo largo del proyecto, al ingeniero Julián Jaramillo por colaboración y tiempo para este proyecto, al ingeniero Edison García porque sin él no hubiésemos logrado llegar a la meta.

A mi compañero de tesis Andres Zambrano por sus ganas de trabajar y apoyo conmigo.

A todos mil gracias.

DEDICATORIA DE ANDRES ZAMBRANO

A Dios por permitirme terminar mi carrera y darme la sabiduría necesaria, la salud y las fuerzas.

A mis padres que siempre estuvieron apoyándome durante todo este proceso y motivándome en cada instante. A mis hermanos que están presentes en todos mis logros.

A mi abuela, que me regala buenos momentos con sus historias y su compañía.

A mis amigos del colegio que han compartido y me han acompañado durante toda mi formación.

A mis amigos de la universidad que aunque son pocos, pude compartir con ellos muchas situaciones durante esta etapa de mi vida, convirtiéndose en personas importantes para mí.

A mi compañero de proyecto de grado Luis Carlos, que me aguantó durante más de un año.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren reconocer con aprecio los comentarios, sugerencias y críticas constructivas que recibieron, también el acompañamiento durante la realización de este proyecto por parte de **EMILIANO ARIZA LEÓN** Ingeniero de Petróleos, M.Sc, **JULIÁN ERNESTO JARAMILLO IBARRA** Ingeniero Mecánico, PhD y **FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ** Ingeniero de Petróleos, M.Sc.

A Campo Escuela Colorado por la colaboración brindada.

A don Cesar Cortez y a Leonel Guevara por compartir su conocimiento sobre el carevaca.

A los Ingenieros de petróleo Edison García y Alexander Camacho Pardo por las sugerencias y aportes para mejorar este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS NODAL EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	21
1.1. ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE.....	24
1.1.1. Nodo en el fondo del pozo.....	25
1.1.2. Nodo en cabeza del pozo.....	26
1.1.3. Nodo en el separador.....	28
1.1.4. Nodo en el medio poroso.....	29
1.2. ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO.....	30
1.3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.....	31
1.4. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE CAPACIDAD DE AFLUENCIA (IPR).....	31
1.4.1. Construcción curva inflow performance relations (IPR).....	32
1.5. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	34
2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	37
2.1 ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN.....	37
2.2 ECUACIÓN DE LA CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA.....	41
2.3. VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DEL PERFIL DE PRESIÓN HORIZONTAL. 42	
2.4. CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO.....	43
2.4.1. Categoría A.....	
2.4.2. Categoría B.....	43
2.4.3. Categoría C.....	43
2.5 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO MULTIFÁSICO	43
2.5.1. El Hold Up.....	44
2.5.2. Velocidades superficiales.....	44
2.5.3. Velocidades reales.....	45

2.5.4.	Velocidad de la mezcla.....	45
2.5.5.	Slippagge.	45
2.5.6.	Densidad.	45
2.5.7.	Viscosidad.	46
2.6.	PATRONES DE FLUJO.....	46
2.6.1.	Flujo burbuja.....	47
2.6.2.	Flujo tapón.	48
2.6.3.	Flujo transición.....	48
2.6.4.	Flujo anular.....	48
2.7.	COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.....	50
2.8.	PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL.....	50
2.9.	FLUJO EN ESPACIOS ANULARES.....	52
2.10.	CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.....	54
2.11.	CORRELACIONES EMPÍRICAS DE FLUJO.....	54
2.11.1.	Correlación de DUNS & ROS.....	55
2.11.2.	Correlación de Orkiszewski.....	57
2.11.3.	Correlación de Beggs & Brill.....	61
2.11.4.	Correlación de Griffith, Lau, Hon Y Pearson.....	64
2.11.5.	Correlación de Hagedorn Y Brown.	64
2.11.6.	Correlación de Azizi Y Govier.....	65
2.11.7.	Correlación de Oliemans.....	65
2.11.8.	Correlación de Xiao.....	66
2.11.9.	Correlación de Poettman y Carpenter.....	66
2.12.	PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE GRADIENTES DE PRESIÓN.....	68
2.13.	FLUJO A TRAVÉS DE RESTRICCIONES.....	69
2.14.	PERDIDA DE PRESIÓN EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS.....	69
3.	CAMPO ESCUELA COLORADO.....	71
3.1.	SISTEMA PETROLÍFERO CVMM.....	71
3.1.1.	Roca madre.....	71
3.1.2.	Roca reservorio.	71
3.1.3.	Roca sello.....	71

3.1.4.	Trampa.....	71
3.1.5.	Formaciones productoras.....	72
3.1.6.	Evolución geológica.....	73
3.2.	GENERALIDADES CEC	73
3.2.3.	Localización	73
3.2.2.	Estructura.....	74
3.2.3.	Propiedades del yacimiento.. ..	76
3.2.4.	Historia de producción.....	77
3.2.5.	Reseña histórica.....	78
3.3.	PRODUCCIÓN.....	79
4.	PROBLEMA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS	80
4.1.	CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS	80
4.2.	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS	81
4.2.1.	Temperatura.....	81
4.2.2.	Punto de cristalización o WAT.. ..	82
4.2.3.	Punto de fluidez.....	82
4.2.4.	Punto de fusión.....	82
4.2.5.	Temperatura de gel.....	82
4.3.	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ACUMULACIÓN DE PARAFINAS	82
4.3.1.	Composición físico-química del crudo.....	82
4.3.2.	Presión.	82
4.3.3.	Caudal de producción y tiempo de residencia.....	82
4.3.4.	Tipo y rugosidad de la tubería.....	82
4.3.5.	Velocidad del fluido.....	83
4.3.6.	Relación gas/aceite.	83
4.4.	TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS.....	84
4.4.1.	Tratamientos de remoción o limpieza.....	85
4.4.2.	Tratamientos de inhibición.....	85
4.5.	PROBLEMA DE PARAFINA EN CAMPO ESCUELA COLORADO.....	86
5.	ANÁLISIS DE LA FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA LA UNIÓN DE ANULAR Y TUBING DE CEC.....	87

5.1.	CARACTERIZACIÓN DEL CIRCUITO	87
5.1.1.	Descripción del diseño de líneas de recolección.	88
5.1.2.	Dimensionamiento de una línea.	89
5.1.3.	Flujo erosional.	89
5.2	POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO CANDIDATOS PARA EL ANÁLISIS.	90
5.2.1.	Colorado 36	91
5.2.2.	Colorado 45	95
5.2.3.	Colorado 59	97
5.2.4.	Colorado 74	99
5.2.5.	Colorado 25	102
5.2.6.	Colorado 69	103
5.2.7.	Colorado 37	103
5.3.	APLICACIÓN DEL CIRCUITO HIDRÁULICO EN EL CAMPO COLORADO.	105
5.4.	METODO DE APLICACIÓN DE PRODUCTO QUÍMICO EN EL CEC.	108
5.4.1.	Programa dosificación de químico en el CEC.....	110
5.5.	PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN EL CEC.	111
5.5.1.	Instrumentos.....	111
5.5.2.	Procedimiento.....	111
5.6.	EFFECTO DE LAS VARIABLES EN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN TUBERÍA. 114	
6.	DISEÑO DEL CIRCUITO HIDRÁULICO.	117
6.1.	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.	117
6.1.1.	PROGRAMAS	117
6.1.2.	METODOLOGÍA EMPLEADA.....	117
6.2.	CORRELACIÓN AJUSTADA AL PROGRAMA.	117
6.3.	INTERFACES DEL PROGRAMA	118
6.4.1.	NODO 1 TUBING	118
6.4.2.	NODO 2 ANULAR.....	120
6.4.3.	NODO 3 FACILIDAD EN SUPERFICIE (CAREVACA).....	121
7.	REDISEÑO CIRCUITO HIDRÁULICO O FACILIDAD DE SUPERFICIE	122
7.1.1.	TANQUE.	123

7.1.2. BOMBA.....	125
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	126
9. CONCLUSIONES.....	130
10. RECOMENDACIONES.....	131
BIBLIOGRAFÍA.....	132
ANEXOS	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Sistema de Producción y Caídas de Presión Para la Evaluación de Análisis Nodal.....	21
Figura 2. Diagrama de Flujo Para la Realización de un Análisis Nodal	22
Figura 3. Localización de Nodos de fondo a superficie.....	23
Figura 4. Determinación de la capacidad de flujo.	24
Figura 5. Nodo solución en el fondo del pozo.....	26
Figura 6. Nodo solución en l cabeza del pozo.	27
Figura 7. Nodo solución en el separador.	29
Figura 8. Nodo solución en el medio poroso.....	30
Figura 9. Curva típica del comportamiento de afluencia.	32
Figura 10. Comportamiento IPR para un fluido subsaturado.	33
Figura 11. Comportamiento IPR para un fluido Sobresaturado.	34
Figura 12. Flujo de fluidos a través de una instalación típica.....	38
Figura 13. Diagrama de los regímenes de flujo en la tubería vertical.	46
Figura 14. Diagrama de régimen burbuja en tubería horizontal.	47
Figura 15. Diagrama de régimen burbuja en tubería inclinada.	48
Figura 16. Mapa de regímenes de flujo en tubería vertical, determinado para flujo bifásico de agua y de aire.....	49
Figura 17. Patrones de Flujo Horizontal.....	50
Figura 18. Continuación.....	51
Figura 19. Patron de flujo Método Duns & Ros.....	56
Figura 20. Comportamiento del Hold Up del Líquido.	63
Figura 21. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	72
Figura 22. Localización de Campo Escuela Colorado.	74
Figura 23. Estructura (CEC). Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B)	75
Figura 24. Corte Estructural Sentido Norte –sur.	76
Figura 25. Histórico de producción (CEC).	78
Figura 26. Facilidades de producción del Campo Escuela Colorado.....	79
Figura 27. Esquematzación del punto de nueve, transición y punto de fluidez.	81
Figura 28. Parafina en tubería.	86
Figura 29. Facilidad de Superficie.....	88
Figura 30. Colorado 36 (col-36).....	91
Figura 31. Vista Isométrica col-36 y elementos.	91
Figura 32. Vista Lateral col-36 y longitudes.	93
Figura 33. Vista Superior col-36 y longitudes.	94
Figura 34. Colorado 45(col-45).	95
Figura 35. Vista Isométrica col-45 y Elementos.....	95
Figura 36. Vista Lateral col-45 y Longitudes.....	96
Figura 37. Vista Superior col-45 y Longitudes.	96

Figura 38. Colorado 59(col-59).....	97
Figura 39. Vista Isométrica col-59 y Elementos.....	97
Figura 40. Vista Lateral col-59 y Longitudes.....	98
Figura 41. Vista Superior col-59 y Longitudes.....	98
Figura 42. Colorado 74(col-74).....	99
Figura 43. Vista Isométrica col-74 y Elementos.....	99
Figura 44. Vista Lateral col-59 y Longitudes.....	100
Figura 45. Vista Superior col-74 y Longitudes.....	100
Figura 46. Esquema del Estado Mecánico Colorado 37.....	104
Figura 47. Facilidad de superficie para la recirculación de químicos utilizada en CEC.....	109
Figura 48. Componentes del sistema de recirculación utilizado en CEC.....	110
Figura 49. Apertura y llenado del recipiente de dosificación.....	112
Figura 50. Apertura de la válvula del recipiente.....	112
Figura 51. Apertura de la válvula del anular.....	113
Figura 52. Cierre de las válvulas bypass del recipiente y del anular.....	113
Figura 53. Recorrido del químico por el sistema del pozo.....	114
Figura 54. Nodo 1 Pérdidas en Tubería Fondo-Cabeza.....	119
Figura 55. Nodo 2 Pérdidas en Tubería Anular.....	120
Figura 56. Nodo 3 Pérdidas en Facilidad de Superficie y Análisis de Recirculación.....	121
Figura 57. Rediseño Facilidad de superficie.....	122
Figura 58. Dimensiones del Rediseño.....	123
Figura 59. Diseño tanque dosificador.....	124
Figura 60. Dimensiones del Recipiente Químico.....	125
Figura 61. Variación del ΔP Con el Caudal Ejercido por la Bomba.....	127
Figura 62. Variación del ΔP Con la Longitud de la Tubería en Cabeza.....	128
Figura 63. Variación del ΔP Con el Diámetro de la Tubería en Cabeza.....	128
Figura 64. Variación del ΔP Con el Número de Codos en la Facilidad de Superficie.....	129
Figura 65. Botón 1.....	134
Figura 66. Botón 2.....	134
Figura 67. Botón 3.....	134
Figura 68. Botón 4.....	135
Figura 69. Interfaz Entrada de datos.....	135
Figura 70. Nodo 2 Pérdidas en Tubería Anular.....	136
Figura 71. Nodo 3 Pérdidas en Facilidad de Superficie y Análisis de Recirculación.....	137
Figura 72. Patron de flujo Método Duns & Ros.....	142
Figura 73. f_1, f_2, f_3 y f_4 Vs Número de la viscosidad del líquido NLv	143
Figura 74. Factores $L1yL2$ Vs el Número de diámetro de la tubería Nd	144
Figura 75. $F5, F7, F6$ Vs Numero de la viscosidad del líquido.....	145
Figura 76. f_1 Vs NRe	147
Figura 77. Corrección de la Fricción de Burbuja.....	147

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Métodos IPR.....	35
Tabla 2. Continuación.....	36
Tabla 3. Aproximaciones de GOR para algunos pozos.....	41
Tabla 4. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías.....	54
Tabla 5. Límites para los diferentes regímenes de flujo.....	60
Tabla 6. Correlaciones de flujo de pozos.....	66
Tabla 7. Continuación.....	67
Tabla 8. Estudios Comparativos en el Flujo de Pozos.....	68
Tabla 9. Coeficientes de restricción de flujo.....	70
Tabla 10. Datos básicos de propiedades de arenas.....	76
Tabla 11. Continuación.....	77
Tabla 12. Datos básicos del yacimiento.....	77
Tabla 13. Punto de fusión de algunas parafinas.....	80
Tabla 14. Datos col-36.....	94
Tabla 15. Propiedades de Pozo y fluido.....	101
Tabla 16. Datos obtenidos de prueba PBU.....	101
Tabla 17. Estado Mecánico Col-74.....	101
Tabla 18. Continuación.....	102
Tabla 19. Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B).....	102
Tabla 20. Datos col-25.....	102
Tabla 21. Datos col-69.....	103
Tabla 22. Información del muestreo.....	103
Tabla 23. Información del pozo.....	103
Tabla 24. Datos de producción.....	104
Tabla 25. Análisis del fluido del yacimiento.....	104
Tabla 26. Propiedades físicas del DISPERSANTE A.....	106
Tabla 27. Cantidades de aditivos del tratamiento.....	108
Tabla 28. Cantidad de tratamiento a inyectar con el tiempo.....	109
Tabla 29. Programa Dosificación de Químico CEC.....	110

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE UN CIRCUITO HIDRÁULICO PARA LA CONEXIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN CON EL ANULAR EN CAEZA DE POZO APLICADO EN CAMPO ESCUELA COLORADO¹.

AUTORES: PATIÑO LAGOS, Luis Carlos².

ZAMBRANO HERNANDEZ, Andrés Felipe³.

PALABRAS CLAVE: Análisis nodal, flujo multifásico, pérdidas de presión, campo escuela colorado, parafinas, depositación, tratamiento químico, circuito hidráulico.

DESCRIPCIÓN

Campo Escuela Colorado (CEC) siempre ha tenido problemas debido a la precipitación y depositación de parafinas dentro de la tubería de producción, los cuales han ocasionado una disminución del diámetro en la tubería lo que está ligado a la disminución de producción y en algunos momentos hasta el taponamiento de las líneas en subsuelo y superficie, lo cual representa un costo mayor en el mantenimiento y reparación de las tuberías y de los equipos utilizados en la extracción del crudo. Este sobre costo ha ocasionado el abandono de algunos pozos.

El presente proyecto consiste en el análisis y posterior diseño de una facilidad de superficie la cual recircula un químico. Estos tratamientos preventivos han tenido buenos resultados causando un efecto positivo en el control de la formación de las parafinas sobre toda la tubería. Por lo cual se quiere analizar más a profundidad el arreglo hecho con tubos, codos, válvulas y unas tees para realizar la conexión del tubing con el anular. A partir de un software aplicado al pozo colorado-25 se analizaron las pérdidas de presión a lo largo de la tubería del anular, tubing y carevaca teniendo en cuenta dimensiones y cantidades de accesorios de igual manera se analizó el tiempo de recirculación del fluido para dejar sentadas bases a partir de la ingeniería para posteriores diseños del circuito hidráulico.

Con los resultados obtenidos se identificó que al aumentar la longitud de la tubería, el diámetro, el número de codos, las pérdidas en la facilidad de superficie aumentan considerablemente

Finalmente se llegó a la conclusión que la facilidad de superficie es útil ya que influye positivamente en la inyección del químico porque al aumentar la presión y la temperatura en las tuberías del anular y tubing hace que la remoción de las parafinas sea más eficiente.

¹ Proyecto de grado.

² Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Emiliano Ariza Leon. Codirector Julián Ernesto Jaramillo Ibarra.

³ Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director Emiliano Ariza Leon. Codirector Julián Ernesto Jaramillo Ibarra.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF A HYDRAULIC SYSTEM FOR CONNECTING PIPE PRODUCTION WITH CASING IN HEAD WELL APPLIED IN CAMPO ESCUELA COLORADO⁴.

AUTHORS: PATIÑO LAGOS, Luis Carlos⁵.
ZAMBRANO HERNANDEZ, Andrés Felipe⁶.

KEYWORDS: nodal analysis, multiphase flow, pressure drops, colorado school field, paraffins, depositional, chemical treatment, hydraulic circuit.

DESCRIPTION

Campo Escuela Colorado (CEC) always had problems due to the precipitation and deposition of paraffins in the tubing, which have caused a decrease in diameter pipe that is linked to decreased production and at times even plugging of the lines underground and surface, which represents a major cost in the maintenance and repair of piping and equipment used in oil extraction. This cost has led to the abandonment of some wells.

This project involves the review and design of a surface facility which recirculates a chemical. These preventive treatments have been successful causing a positive effect in controlling the formation of paraffins over the entire pipe. Therefore we want to analyze in more depth the arrangement made with pipes, elbows, valves and a tee to connect the tubing to the ring. From software colorado-25 applied to well pressure losses along the annular pipe, tubing and analyzed carevaca given dimensions and accessories amounts Likewise the fluid recirculation time was analyzed to leave from foundations laid for future engineering designs of the hydraulic circuit.

With the results obtained it was identified that with increasing pipe length, diameter, number of bends, the losses increase dramatically ease of surface

Finally it was concluded that the surface facility is useful as a positive influence on the chemical injection because increasing the pressure and temperature in the annular pipe and tubing makes paraffin removal more efficient.

⁴ Proyecto de grado.

⁵ Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Emiliano Ariza Leon. Codirector Julián Ernesto Jaramillo Ibarra.

⁶ Facultad de Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica. Director Emiliano Ariza Leon. Codirector Julián Ernesto Jaramillo Ibarra.

INTRODUCCIÓN.

El crudo que se extrae en Campo Escuela Colorado es bastante parafínico, por eso desde sus inicios el campo ha tenido problemas de precipitación de parafinas, se ha controlado recirculado químicos, utilizando una facilidad en superficie, llamada Carevaca, por las personas que la diseñaron y la instalaron, con la bomba de subsuelo se obtiene la presión para recircular el crudo que se extrae por el tubing y devolverlo al anular adicionándole los químicos. El carevaca siempre se ha construido y montado en campo de manera empírica, pero como transferencia de conocimiento del CEC por parte de los trabajadores que han tenido esa experiencia se planteó la necesidad desde la ingeniería de analizar el diseño y dejar sentadas las bases con el software para futuros diseños y montajes.

En el capítulo 1 y 2 se hará una introducción del análisis nodal y las correlaciones necesarias para modelar el fluido multifásico, se escogió la correlación de Dun & Ros para poder hacer el análisis nodal y encontrar las caídas de presión en la tubería.

En el capítulo 3 se habla del Campo Escuela Colorado, ubicación, historia y los problemas de parafinas.

En el capítulo 4 se habla de las parafinas, los problemas que causa la acumulación, y los factores que influyen en la depositación.

En el capítulo 5 se hizo la caracterización de los circuitos existe, se realizaron diferentes planos de cuatro circuitos que se escogieron dependiendo de las diferentes características que tenían entre sí los pozos, estos planos eran vistas isométricas donde se podían ver los accesorios que tiene cada circuito y en las vistas lateral y superior se pueden observar las dimensiones, también se habla de cada accesorio y se dan detalles.

En el capítulo 6 se habla sobre el software "Carevaca" que se diseñó utilizando Matlab, el software creado tiene cuatro interfaces diferentes en las cuales se deberán introducir los datos del pozo, y en las otras tres nos arrojará los resultados de las caídas de presión y del tiempo que tarda en dar un ciclo el crudo que está recirculando.

En el capítulo 7 se solucionó uno de los problemas que se encontró en el circuito hidráulico, se hizo un arreglo del tanque dosificador del químico, se diseñó un tanque externo a la tubería y se sugirió una bomba que haga la inyección del químico sobre el crudo que está recirculando.

En el capítulo 8 se analizaron los resultados, obtenidos con el programa que se diseñó, con los resultados que se tuvieron de tesis que tratan temas parecidos al del análisis nodal y al del tiempo de recirculación, además se comparó con los datos que se tenían o con las experiencias de algunos ingenieros que han trabajado con la herramienta.

Al final de la tesis vamos a encontrar las conclusiones y las recomendaciones. El circuito hidráulico o facilidad en superficie "Carevaca", influye positivamente en la inyección de los químicos ya que al subir la presión y la temperatura del crudo en todo su recorrido hace que la remoción de las parafinas sea más efectiva. El tiempo que tarda en un dar un ciclo depende de la altura del anular y de la profundidad del pozo, como de los estroques con los que trabaja la bomba y es superior a 20 horas en el caso del Campo Escuela Colorado. Las pérdidas de presión en el circuito son tan bajas que no se tiene un problema con las longitudes que se utilicen, aunque entre más cortas mejor.

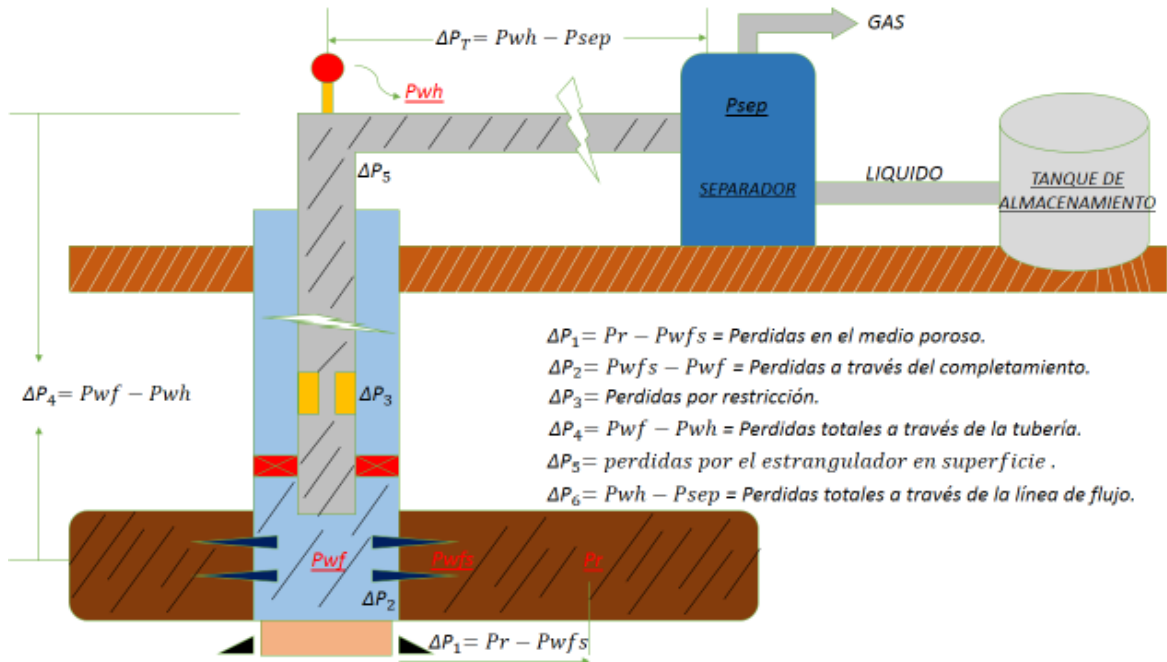
1. IMPORTANCIA DEL ANÁLISIS NODAL EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

El análisis nodal⁷ nos sirve para analizar el comportamiento de sistemas constituidos por componentes que interactúan entre sí como lo son los circuitos eléctricos, complejas redes de tuberías, e incluso sistemas de bombeo centrífugo entre otros.

La aplicación a sistemas en los cuales interviene la producción de pozos de petróleo y gas⁸, fue propuesta por primera vez en 1954 por Gilbert y discutida años más tarde por Nind (1964) y Brown (1978).

Un sistema de producción puede ser relativamente simple pero en estos sistemas pueden ocurrir cambios o pérdidas de energía a continuación se muestra un sistema de producción de manera más compleja (ver figura 1).

Figura 1. Sistema de Producción y Caídas de Presión Para la Evaluación de Análisis Nodal.

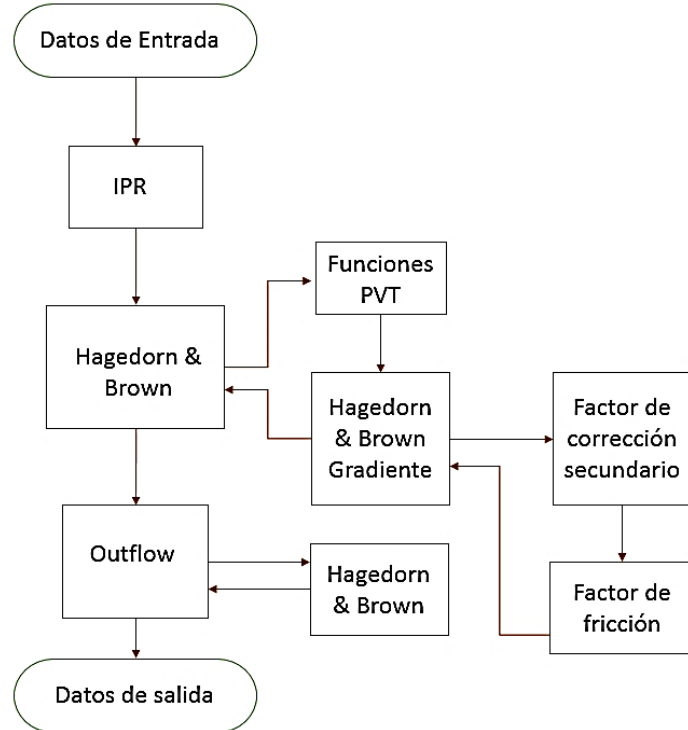


En la figura 2 se muestra como es el procedimiento de un Análisis Nodal a manera general el cual se tiene en cuenta más adelante.

⁷ HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. En BEGGS, H Dalee, BROWN, Kermit, et al.[en línea] Citado en:[mayo 2014] disponible en <www.oilproduction.net>

⁸ BROWN, Kermit E, LEA, James F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. SPE.Agosto 12 de 2009

Figura 2. Diagrama de Flujo Para la Realización de un Análisis Nodal



FUENTE: ERAZO A, Milton y COLMONT M, Gabriel. Desarrollo de programas computacionales para analizar sistemas básicos de producción en pozos de petróleo, Ecuador.

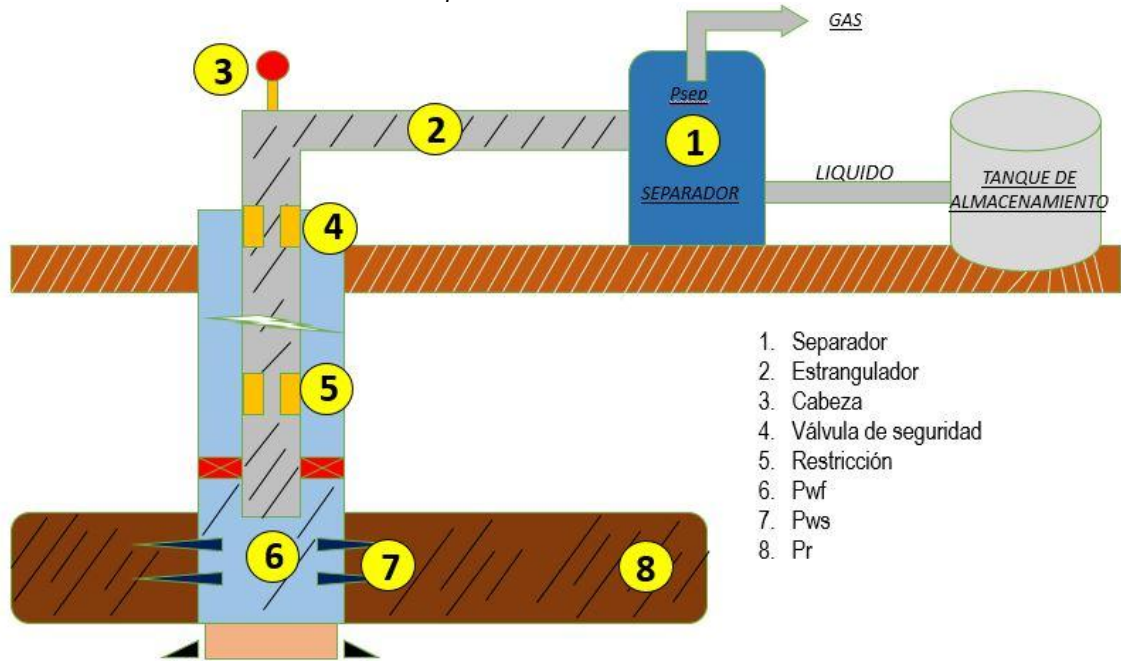
El análisis nodal de un sistema de producción, permite determinar o predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo. Este sistema consiste en encontrar y dividir el sistema de producción en nodos solución para así calcular las caídas de presión con lo cual se podrán determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Con este análisis y los ajustes necesarios se puede obtener un aumento en la producción y un mejoramiento en la eficiencia de flujo, permite definir características como diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y de la línea de descarga por la cual fluye el pozo, de igual manera predecir el comportamiento de flujo es decir el aporte que tienen los fluidos y la presión para los diferentes puntos de operación.

Cada uno de los componentes aguas arriba (upstream) del nodo comprenden la sección de entrada (inflow), mientras que la sección de salida (outflow) consiste en el conjunto de componentes aguas abajo (downstream) del nodo. Por lo cual debe estar disponible para cada componente del sistema una relación entre la rata de flujo y la caída de presión. El flujo a través del sistema se puede determinar una vez se satisfacen los siguientes requerimientos:

1. El flujo de entrada al nodo es igual al flujo de salida del mismo.
2. Solo puede existir un valor de presión para un nodo.

En la figura 3 se pueden apreciar la localización de todos los nodos desde fondo de pozo, hasta cabeza de pozo.

Figura 3. Localización de Nodos de fondo a superficie.



FUENTE. BEGGS, H. Dale. *Production Optimization Using NODAL Analysis*. 1991.

Hay que tener en cuenta que para un tiempo de vida del pozo existen dos valores de presión que permanecerán constantes: la presión promedio del yacimiento P_r y la presión del separador (P_{sep}). A diferencia de los demás nodos estos valores de presión no son una función de la tasa de flujo. Pero si la presión del pozo es controlada por una restricción en superficie la presión a la salida del sistema será la presión de cabeza (P_{wh}).

Así entonces:

Entrada al Nodo (inflow).

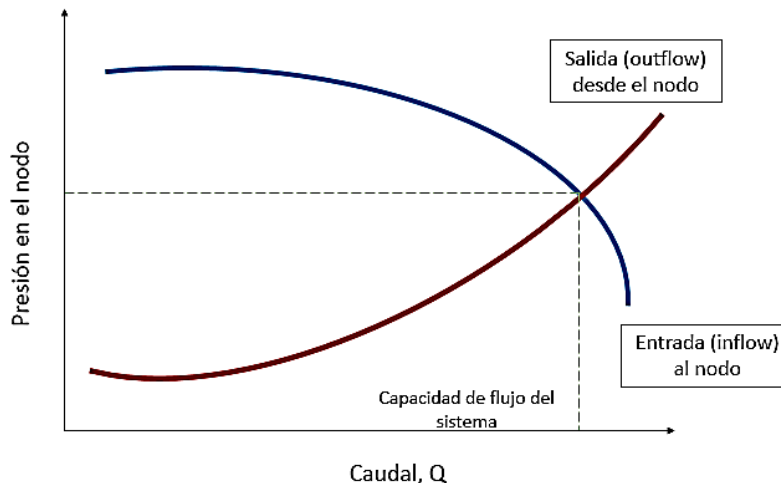
$$P_r - \Delta P (\text{componentes upstream}) = P \text{ nodo} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Salida del Nodo (outflow).

$$P_{sep} + \Delta P (\text{componentes downstream}) = P \text{ nodo} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Como la presión varía con el caudal (Q), un gráfico en el la presión en el nodo Vs caudal generara dos curvas (figura 4), en las cuales se podrán reafirmar las condiciones 1 y 2 mencionadas anteriormente.

Figura 4. Determinación de la capacidad de flujo.



FUENTE. BEGGS. *Op. Cit.*

El balance de energía generalmente se hace en el fondo del pozo pero con la disponibilidad de simuladores del proceso de producción se puede establecer otro tipo de nodo para dicho análisis como lo son en: cabeza de pozo, separador, entre otros.

Al momento de realizar el balance de energía en el nodo se asumen principalmente varias tasas de flujo en las cuales y para cada una de estas se determina la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo al nodo y la presión necesaria en la salida del nodo con la cual transporta y entrega dicho caudal en el separador a una presión dada, denominada como P_{sep} .

1.1. ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE POZOS FLUYENDO NATURALMENTE.

Un buen análisis de los sistemas de producción contribuye a una mejora notable en la eficiencia de un pozo o del campo, por lo cual para entrar a evaluar los sistemas de producción que incluyen un sistema de levantamiento artificial, como es el caso del campo Colorado, es de gran ayuda comprender primero como es el comportamiento de pozos fluyendo naturalmente.⁹

Para un pozo que produce por flujo natural, las variables que influyen sobre la tasa de producción, se pueden clasificar en dos grupos: las que pueden ser controladas, y aquellas que tienen poco o ningún control.

En primer grupo se incluye el diámetro y longitud de la tubería de producción, el diámetro y longitud de la línea de flujo, restricciones de superficie y posible presión del separador. El segundo grupo lo constituye la presión estática del yacimiento, las propiedades del fluido y el índice de productividad, sin considerar los tratamientos de estimulación que ha recibido el pozo.

⁹ REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Tesis de Grado. Bucaramanga, 1988.

El análisis de variables se puede efectuar mediante un procedimiento gráfico con ayuda de las correlaciones de flujo multifásico, en el que no siempre es fácil el problema que presenta el pozo ya que las correlaciones utilizadas no son muy precisas; por ejemplo si ocurre una disminución en la producción y el análisis indica que el pozo está dominado por la tubería y no por el yacimiento, la solución al problema estaría en cambiar la tubería, sin necesidad de un tratamiento de estimulación. En esta sección se ilustran las diferentes posiciones que se pueden considerar como nodo solución para desarrollar el respectivo análisis.

Para cada posición solución se sigue un procedimiento, basado en el cálculo de la curva IPR y en la determinación de las pérdidas de presión a través del sistema de tubería por medio de las curvas de gradiente de presión para flujo de aceite y gas.

A continuación se presentan los procedimientos correspondientes para cada posición tomada como nodo solución.

1.1.1. **Nodo en el fondo del pozo**¹⁰. Localizado en el centro del hueco (fondo de pozo), en el punto medio de las perforaciones, identificado como nodo 6 en la figura 2, es el nodo solución más utilizado. Este divide el sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema de tuberías total. Véase figura 5.

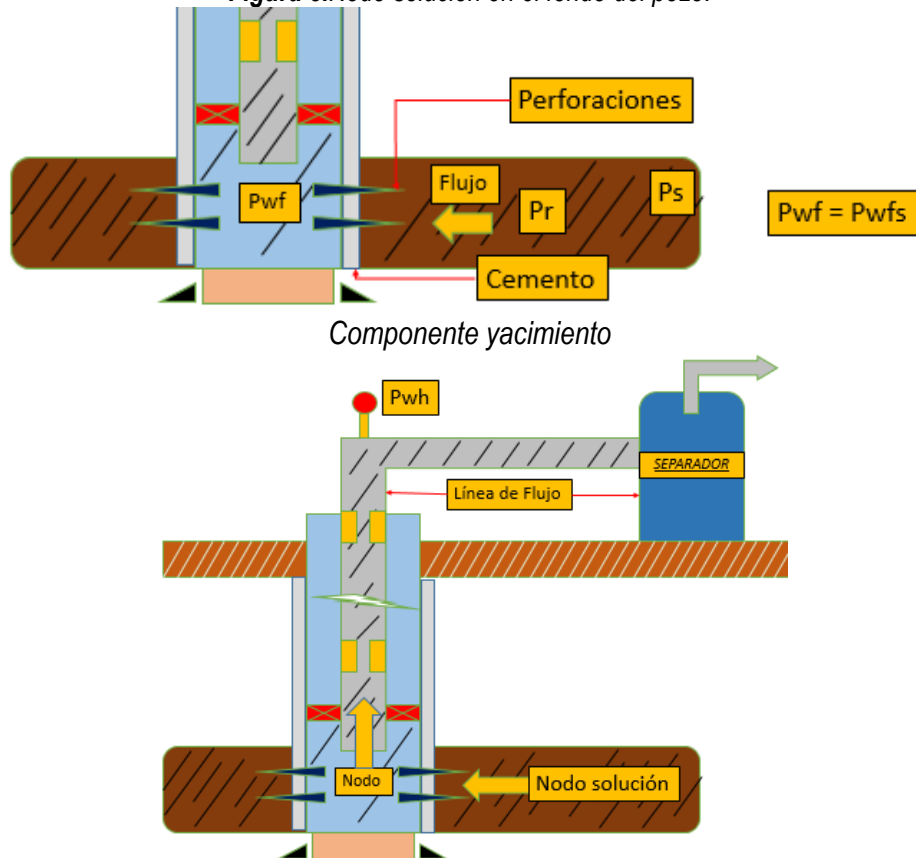
Para esta solución, las caídas de presión deben sumarse desde el nodo 1 hasta el nodo 6 y restarse desde el nodo 8 hasta el nodo 6.

Procedimiento:

1. Construir la curva IPR correspondiente.
2. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, usando una correlación de flujo multifásico apropiada.
3. Usando las mismas tasas de flujo supuestas en el paso 2 y las correspondientes presiones de cabeza, determinar las presiones de entrada al tubing requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiada.
4. Representar gráficamente las presiones de entrada al tubing del paso anterior contra las tasas supuestas en la misma grafica de la curva IPR. La intersección de estas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá para el sistema de tuberías instalado. Esta tasa puede variar únicamente si se da un cambio en el sistema, ya sea el diámetro de la sarta de producción, o en la presión del separador, o si se estimula la formación sucediéndose un cambio en la curva IPR.

¹⁰ DÍAZ VOLORIA, Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009.

Figura 5. Nodo solución en el fondo del pozo.



Componente sarta de producción, línea de flujo, separador.

Fuente. REY, Claudia, Santos, Ana. *Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos.*

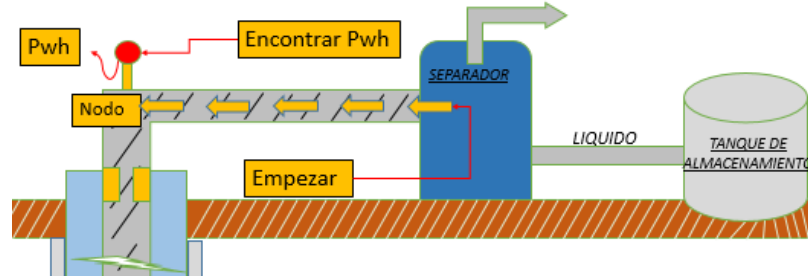
1.1.2. Nodo en cabeza del pozo. En esta posición el sistema se divide nuevamente en dos componentes. El separador y la línea de flujo constituyen el componente downstream, y el yacimiento y la sarta de producción el componente upstream. En este caso se empieza por ambas posiciones finales; en la primera parte de la figura 6 se inicia con la presión del separador, para hallar la presión de cabeza necesaria para llevar las tasas de flujo supuestas a través de las líneas de flujo hasta el separador. En la segunda parte de la figura 6 se comienza con la presión promedio del yacimiento y se obtiene P_{wf} para las tasas de flujo supuestas. Con esta presión se determina la presión de cabeza necesaria para varias tasas de flujo.

Procedimiento:

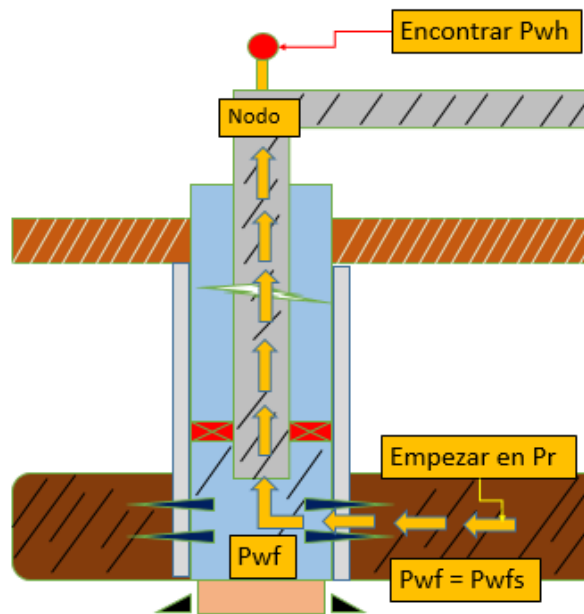
1. Suponer varias tasas de flujo
2. Empezar con la presión de separador y determinar la presión de cabeza para llevar los fluidos hasta el separador. La diferencia entre estas presiones da como resultado la caída de presión desde el nodo 1 (separador) hasta el nodo 3 (cabeza de pozo).
3. Utilizando las mismas tasas de flujo supuestas y empezando desde P_r encontrar las presiones de flujo (P_{wf}) correspondientes para producir estas tasas.

4. Con las presiones de flujo obtenidas, determinar la presión de cabeza permisible para las tasas supuestas.
5. Representar las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 y las determinadas en el paso 4, contra las tasas de flujo supuestas. La intersección de estas dos curvas de presiones de cabeza determina la tasa de flujo del sistema.

Figura 6. Nudo solución en l cabeza del pozo.



Componente línea de flujo y separador.



Componente sarta de producción y yacimiento.

Fuente. REY. Op. Cit., p. 46.

Al tomar como nodo solución la cabeza del pozo, la ventaja resulta de aislar la línea de flujo, facilitando observar el efecto del cambio de esta en las tasas de flujo. También es posible comparar el comportamiento de las tasas para varias combinaciones de sargas de producción y líneas de flujo.

Dado el caso donde se presentan líneas de superficie paralelas, cada línea de flujo se representa gráficamente por separado, suponiendo tasas de flujo y determinando las presiones de cabeza independientes para cada una. Las tasas de flujo para cada tamaño de línea son totalizadas para

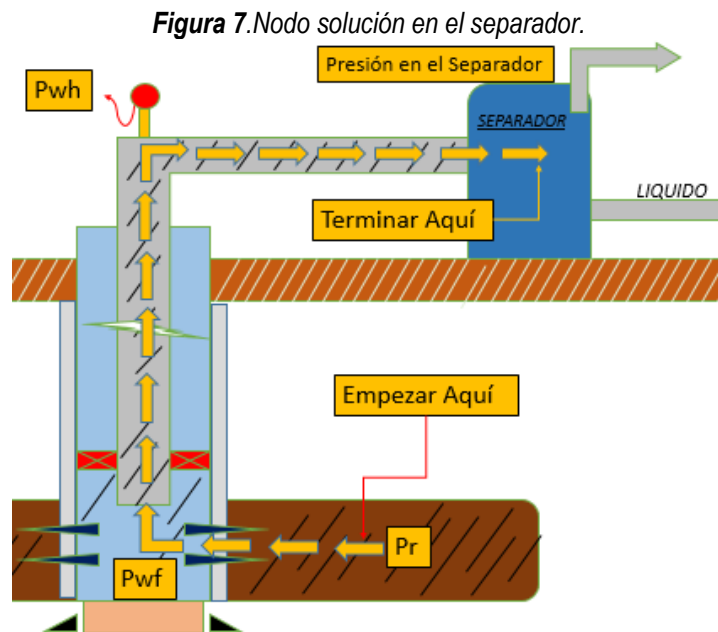
varias presiones de cabeza y luego representadas como la tasa total para ambas líneas Vs presión de cabeza; la tasa de flujo se puede determinar para un pozo en particular representando la P_{wh} hallada a partir del componente interior Vs la tasa de flujo en la misma figura.

1.1.3. Nodo en el separador. El separador es una de las posiciones finales dentro del sistema nodal, la presión en este punto generalmente se toma como constante porque no varía con la tasa que viene del yacimiento.

En algunos casos la presión del separador variaría con la tasa proveniente del yacimiento y puede medirse apropiadamente en el procedimiento de solución. Ver figura 7.

Procedimiento:

1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Empezar por la posición final P_r y determinar la presión de fondo fluyendo necesaria para que el pozo produzca a las tasas de flujo supuestas. A partir de la relación de capacidad de afluencia más apropiada para cada caso.
3. Con el valor obtenido de P_{wf} , como presión de entrada al tubing, determinar la correspondiente presión de cabeza de una correlación de flujo multifásico.
4. Empleando las presiones de cabeza del paso anterior, calcular la presión de separador permisible para cada una de las tasas supuestas, sin tener en cuenta que la presión del separador es constante.
5. Representar gráficamente la presión del separador Vs la tasa, y trazar la línea de presión constante del separador. La intersección de estas curvas es la tasa de flujo.



Fuente. REYES. Op. cit., p. 48.

Si se toma esta posición como nodo solución, se puede visualizar con facilidad el efecto de la presión del separador sobre la tasa de flujo. Algunos pozos presentan un incremento significativo en la producción cuando se disminuye la presión del separador, este cambio en la tasa está influenciando por el sistema en su totalidad, incluyendo la capacidad de entrega del pozo, las dimensiones de la sarta de producción y las dimensiones de las líneas de flujo; por lo tanto el pozo se debe analizar en detalle para lograr una optimización apropiada.

El tamaño de la línea de flujo se debe analizar antes de hacer la selección final de presión del separador, sin embargo el criterio final para la selección de esta presión es el factor económico.

1.1.4. Nodo en el medio poroso. Esta es la posición solución menos práctica ya que solo permite analizar el efecto del cambio de la presión del yacimiento (P_r). Para la solución de este nodo, se inicia por la otra posición final (presión de separador), sumando todas las pérdidas de presión hasta llegar a esta posición como se observa en la figura 8.

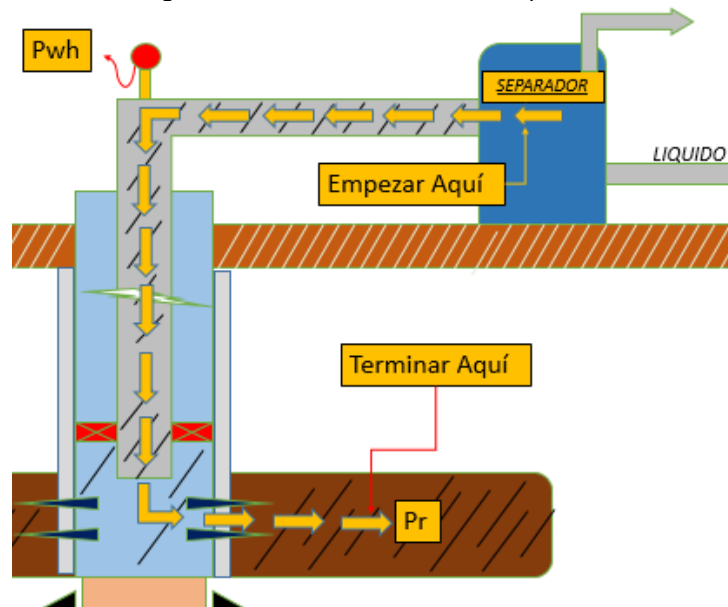
Procedimiento:

1. Suponer varias tasas de flujo.
2. Utilizando una correlación de flujo multifásico apropiada e iniciando por la presión del separador, determinar la presión de cabeza requerida para llevar los fluidos hasta el separador.
3. Determinar los valores de presión de entrada al tubing para las tasas supuestas, utilizando las presiones de cabeza calculadas en el paso 2 a las tasas de flujo supuestas.

4. Partiendo de los valores de presión de entrada al tubing hallados en el paso 3, encontrar los valores de P_r requeridos para cada tasa de flujo supuesta, empleando la ecuación apropiada para el comportamiento del índice de productividad del pozo.
5. Representar gráficamente los valores de presión promedio del yacimiento encontrados en el paso anterior Vs la tasa de flujo, y trazar la línea de presión promedio del yacimiento constante en la misma figura. La intersección de las dos curvas determina la tasa de flujo del sistema.

Bajo el supuesto de que la relación gas-aceite y el corte de agua permanecen constantes; tomando esta posición como nodo solución, permite determinar de manera inmediata la tasa de flujo para otras presiones de yacimiento; sin embargo, en la practica el GOR (relación gas-aceite) cambia también con el tiempo y se hace necesario entonces un nuevo sistema de curvas para cada presión de yacimiento.

Figura 8. Nodo solución en el medio poroso.



Fuente. REY. Op. Cit., p. 50.

1.2. ANÁLISIS NODAL APLICADO A SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO POR BOMBEO MECÁNICO.¹¹

El análisis nodal ha sido ampliamente utilizado en el diseño de nuevos pozos, para determinar el caudal de producción óptimo, el dimensionamiento de los equipos de subsuelo y superficie, así como también en la estimación de la eficiencia del sistema de producción.

¹¹ DÍAZ VOLORIA, Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009.

La aplicación de esta teoría para pozos con algún tipo de sistema de levantamiento artificial resulta más complicada que para pozos fluyendo naturalmente como ya se trató en los apartados anteriores, pero a su vez ofrece ventajas y oportunidades de mejora. El descubrimiento de nuevos y grandes yacimientos que aporten a las actuales reservas de crudo, es escaso, por esta razón es imperativo extender el análisis nodal a pozos que requieren de algún sistema de levantamiento artificial, en yacimientos en los cuales la presión decrece rápidamente.

En el caso de un sistema de bombeo por varillas, las únicas características no comunes con el sistema de producción de un pozo fluyente naturalmente, son la ausencia de un empaque en el pozo y la conexión del anular a la cabeza del pozo y la línea de flujo de superficie. Debido al espacio anular existente, están disponibles dos trayectorias para el movimiento de los fluidos hasta la superficie.

Una de estas es la sarta de producción a través de la cual son levantados los fluidos con ayuda de la bomba de subsuelo.

La otra trayectoria disponible en el espacio anular, en el cual los fluidos se levantan hasta un nivel dinámico sobre el que existe una columna de gas. En el fondo del pozo estas trayectorias convergen en el mismo punto (ver nodo 2 en la figura 3); por tanto las presiones ejercidas por cada subsistema en este punto deben ser iguales.

Como resultado de esta condición, a diferencia de un pozo fluyente, existen dos maneras de calcular las presiones en el fondo de pozos con bombeo mecánico: a través de la sarta de tubing y a través del espacio anular. Por tanto el nivel de líquido dinámico (o en movimiento) es un indicador muy importante de la presión del fondo del pozo como se verá más adelante.

1.3. METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL A LOS POZOS DEL CAMPO COLORADO.

En esta parte será descrito el procedimiento con el cual se realizan los sistemas de producción de los pozos del CEC, la data involucrada, de igual manera se seleccionarán los pozos a los cuales se les evaluará la configuración de equipos y elementos que constituyen las facilidades de producción de subsuelo y superficie. Se aplicarán los conceptos tratados en este capítulo, correspondientes a cálculo y construcción de curvas IPR (curva de comportamiento de afluencia) e índice de productividad y la aplicación de la teoría de análisis nodal para sistemas de bombeo mecánico.

1.4. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE CAPACIDAD DE AFLUENCIA (IPR).¹²

Uno de los más importantes o principal componente en el sistema total del pozo es el yacimiento, por lo cual la optimización de un sistema de producción es de suma importancia y para esto se deben conocer de manera primordial como es el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. La relación entre la rata de flujo y la caída de presión a través del medio poroso el análisis puede ser muy complejo

¹² DÍAZ VOLORIA, Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009.

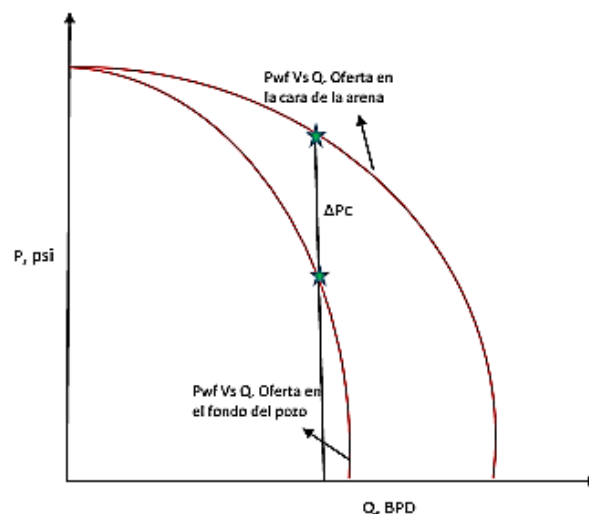
porque depende de parámetros como propiedades de la roca, propiedades de fluido, régimen de flujo, saturación de fluidos en la roca, compresibilidad de los fluidos, daño o estimulación a la formación, y mecanismo de empuje. A su vez es función de la presión del yacimiento, que dependiendo del mecanismo de empuje puede decrecer con el tiempo o la producción acumulada.

1.4.1. Construcción curva inflow performance relations (IPR). La expresión IPR (Inflow performance relations o curva de comportamiento de afluencia) se utiliza en la relación de la tasa de aceite producida en superficie y la presión en el fondo del pozo.

La manera más simple de hacer la construcción y análisis de esta curva es partiendo de la P_r (Presión de Yacimiento) y restándole todas las pérdidas ocasionadas por el flujo de fluidos a través del medio poroso, las cuales pueden ser calculadas mediante la ecuación de flujo de fluidos bajo la condición de un estado semi-estable o por cualquier otro método empírico, Para la construcción de este gráfico se analiza P_{nodo} Vs Q (ver figura 9)

Donde $P_{nodo} = P_{wf}$.

Figura 9. Curva típica del comportamiento de afluencia.



Fuente: MAGGILO, Ricardo, *Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal*, aip 2007

Para el cálculo del IPR existen dos ecuaciones una cuando es un fluido subsaturado y otra para fluido sobresaturado.

1.4.1.1. Fluido subsaturado. Cuando se trata de aceite subsaturado y muy poco compresible se aplica la ecuación lineal, la cual indica que la tasa producida es directamente proporcional a la reducción de presión en el yacimiento (ver figura 10).

$$Q_o = J(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 1.3}$$

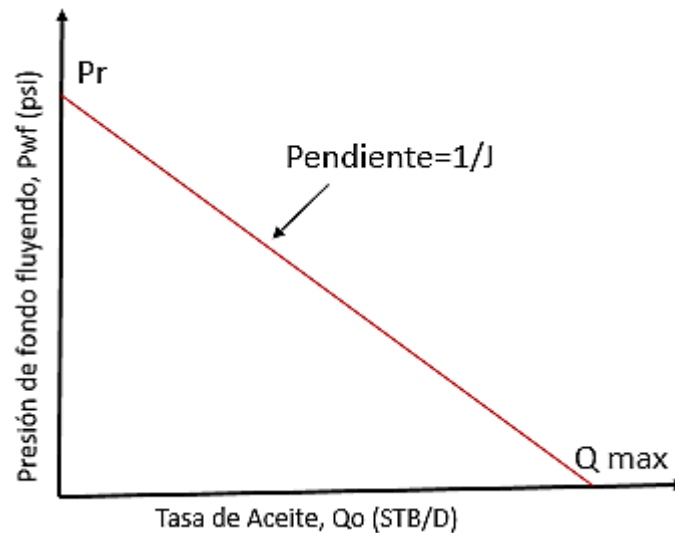
Donde:

J: Índice de productividad (STB/D/psi)

P_r : Presión promedio del área de drenaje (psi)

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo (psi)

Figura 10. Comportamiento IPR para un fluido subsaturado.



FUENTE: Well Performance. GOAL, Michael. WHISTON, Curtis. 1996.

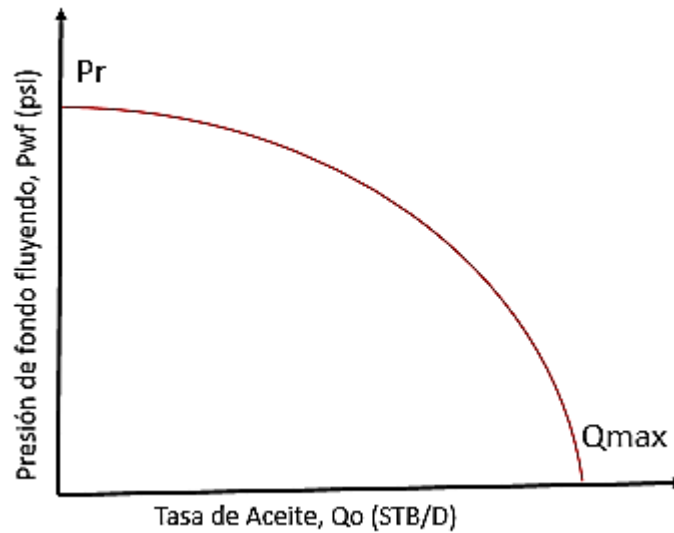
1.4.1.2. Fluido sobresaturado. Cuando hay presencia de gas o aceite sobresaturado altamente compresible, la relación entre la tasa de producción y la caída de presión en el yacimiento no es lineal como el caso anterior, sino una curva pronunciada.

Hay diferentes ecuaciones que ayudan a la representación de esta curva IPR, pero a manera simple la siguiente ecuación se aproxima a una solución de esta (ver figura 11).

$$Q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 1.4}$$

Donde el exponente n puede variar entre 0.5 y 1.

Figura 11. Comportamiento IPR para un fluido Sobresaturado.



FUENTE: GOAL y WHISTON. Op. Cit.

1.5. ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

El índice de productividad es una característica del comportamiento de la producción del pozo que ayuda a definir la facilidad con la que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo.

Matemáticamente está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento:

$$IP = J = \frac{q}{Pr - Pwf} \left[\frac{bl}{d * \left(\frac{lb}{pulg^2} \right)} \right] \quad \text{Ecuación 1.5}$$

Donde.

J es el índice de productividad, q es la razón de flujo del pozo, Pr es la presión promedio del yacimiento y Pwf es la presión en el fondo del pozo mientras esta fluyendo. Resolviendo esta ecuación para Pwf en términos de q (Ecuación 1.6) se puede ver que una gráfica de Pwf Vs q en coordenadas cartesianas resulta en una línea recta con una pendiente de -1/J, como sigue:

$$Pwf = Pr - \frac{q}{J} \quad \text{Ecuación 1.6}$$

Que la ecuación 1.6 pueda ser descrita por una línea recta como la de la gráfica de la figura 10 se debe al hecho de que se consideró que J se mantenía constante con la caída de presión. Esta situación

solo se presenta cuando hay presencia de gas en la producción, es decir, para pozos fluyendo en dos fases (aceite y gas) J deja de ser constante.¹³

RESUMEN METODOS IPR

A continuación se muestra a manera de resumen en una tabla los métodos y características que se tienen en cuenta para el cálculo IPR.

Tabla 1. Métodos IPR.

METODO	ECUACION	CARACTERISTICAS
LEY DE DARCY	$J = \frac{q}{P - P_{wf}} = \frac{0.007082 * Kh}{B_o \mu \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado pseudo estable, factor de daño a la formación S y $P_s \geq P_b$.
	$q = \frac{Kh(P - P_{wf})}{162.6 \mu_o B_o \left[\log \left(\frac{Kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87S \right]}$	Flujo radial, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado transitorio, factor de daño a la formación S y $P_s \geq P_b$.
VOGEL	$\frac{q}{q_i} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$	Yacimiento saturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado pseudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$q = q_b + \frac{JP_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$	Yacimiento subsaturado con factor de daño cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado pseudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.

¹³ DÍAZ VOLORIA, Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009.

Tabla 2. Continuación.

METODO	ECUACION	CARACTERISTICAS
VOGEL	$\frac{q}{q'_{EF=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{Pwf}{Pr}\right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{Pwf}{Pr}\right)$	Yacimiento saturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
	$q = J(P_r - P_b) + \frac{JP_b}{1.8} \left[1.8 \left(1 - \frac{Pwf}{Pr}\right) - 0.8(EF) \left(1 - \frac{Pwf}{Pr}\right)^2 \right]$	Yacimiento subsaturado con factor de daño diferente de cero. Yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable. Flujo radial, líquido homogéneo.
FETKOVICH	$q_o = J_o(P^2 - Pwf^2)$	Calcular el IPR para pozos de aceite usando el mismo tipo de ecuaciones usadas para analizar pozos de gas. Se desarrolla por medio de pruebas isócronas y pruebas flow-after-flow.
	$J_o = \frac{0.007082 Kh}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o}\right) \frac{1}{2p} (p^2 - Pwf^2)$	
JONES	$P - Pwf = Cq + Dq^2$ $C = \left[\ln\left(0.472 \frac{r_e}{r_w}\right) + S \right] \frac{\mu_o B_o}{7.08 * 10^{-3} Kh_p} D$ $= \frac{2.30 * 10^{-14} \beta B_o^2 \rho}{7.08 * 10^{-3} Kh_p}$	Flujo radial y turbulento, líquido homogéneo de poca compresibilidad, yacimiento horizontal uniforme en estado seudo estable, factor de daño a la formación S

Fuente. VIZCAINO, Heydi y DORIA, Linda. Selección de pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo S. Clara. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander 2007.

2. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Para el análisis del flujo multifásico entendido como cualquier tipo de fluido el cual está compuesto de más de una fase o componente, es comúnmente encontrado en varios procesos pertenecientes a la industria petrolera. El flujo multifásico es muy frecuente en líneas de producción y líneas de transporte. Por lo cual y para requerimiento de diseños económicos, optimización de condiciones operacionales, este fenómeno lidera la necesidad de información detallada sobre los efectos de las propiedades físicas del fluido además de las características del flujo multifásico¹⁴.

Uno de los más importantes componentes del sistema de pozo total es el tubing es aproximadamente el 80 % donde ocurren las pérdidas por presión, que es Pr-Psep. Las pérdidas de presión se ven expresadas en la figura 1

El flujo puede existir en el anular o en el tubing entre el tubing y el casing los pozos pueden ser verticales desviados entre otros.

Muchas correlaciones se han generado desde los años 30 y 40 para la predicción en los gradientes de presión para flujo de dos fases. La ecuación para flujo de fluidos en tuberías que se utiliza para cualquier fluido (monofásico o multifásico), y para cualquier ángulo de inclinación (en flujo ascendente) es la siguiente:

Pérdidas de presión total

$$= \text{Pérdidas por Elevación} + \text{Pérdidas por Fricción} + \text{Pérdidas por Aceleración}$$

Ecuación 2.1

2.1 ECUACIÓN DE GRADIENTE DE PRESIÓN

En el diseño de una línea de flujo es necesario conocer el perfil de presiones que el fluido tendrá a lo largo de esta, en otras palabras determinar la curva de gradiente, la cual permite visualizar las pérdidas de presión del fluido en todos los puntos de la tubería.

Todos los cálculos que involucran flujo de fluidos en tuberías se basan en la conservación de masa, momento lineal y energía. Por lo cual la aplicación de estos principios permite los cálculos de cambios de presión y temperatura en función la distancia. Los cálculos del gradiente de presión, se dan en estado estable para flujo en dos fases.

Para efectos de flujo multifásico horizontal, las pérdidas de presión pueden llegar a ser 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujos monofásicos, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interface que puede ser lisa o irregular dependiendo del

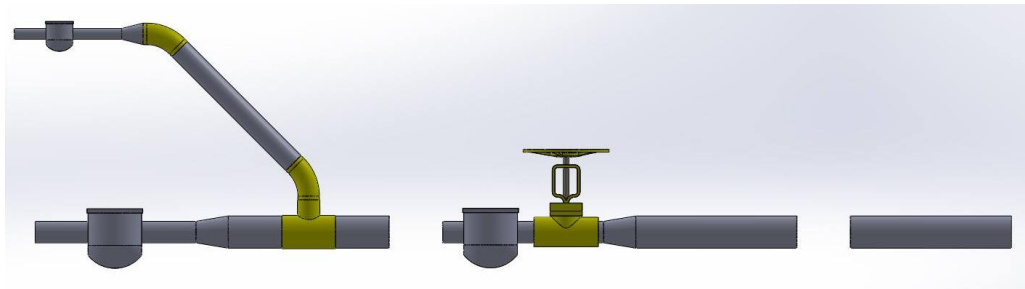
¹⁴Gokcal, B. Effects of High Oil Viscosity on Oil/Gas Flow Behavior in Horizontal Pipes, SPE paper 102727, junio 2008.

régimen de flujo presente. Sin embargo, en ambos sistemas (monofásico y multifásico), las pérdidas que se producen son primarias y secundarias.

Las pérdidas se producen por el contacto del fluido con las paredes de la tubería (capa límite), al presentar fricción o rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento) y las secundarias son producidas por las transiciones de flujo (estrechamientos o expansiones de la corriente) y por los accesorios presentes en el sistema de tuberías (codos, válvulas, etc.).

En el flujo de fluidos en estado estable por un tramo de tubería recta, el cambio de la presión que acompaña el flujo es la cantidad de interés más inmediato. En general, para obtener la caída de presión entre dos puntos de una tubería, tal como se muestra en la figura 12, es necesario realizar un balance de energía en el flujo de fluido a través de dichos puntos, aplicando la primera ley de la termodinámica, la conservación de la energía, se establece: "la energía del fluido que se almacena en cualquier región del sistema+ cualquier trabajo adicional realizado sobre o por el fluido-la energía perdida por calor en el sistema es igual a la energía del fluido que sale de dicha sección."¹⁵

Figura 12. Flujo de fluidos a través de una instalación típica.



Fuente. Modificado de AZÓCAR Y GONZÁLES. Op. Cit., p. 46.

Considerando el sistema presentado en la figura 12 se puede establecer el siguiente balance entre los puntos 1 (Izquierda de la figura) y 2 (Derecha de la figura):

$$U_1 + P_1V_1 + \frac{mv_1^2}{2g_c} + \frac{mgz_1}{g_c} - Q + W = U_2 + P_2V_2 + \frac{mv_2^2}{2g_c} + \frac{mgz_2}{g_c} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

U = Energía interna.

P = Presión, (lb/pul^2)

V = Volumen, (pie^3) .

¹⁵ AZÓCAR MARIÑO. Julián Alexander. Y GONZÁLES MARCANO. Marvilec del Valle. Desarrollo de un Programa en MATLAB para el Análisis de Flujo multifásico Horizontal en los Pozos del Campo UDO. Monografía. Venezuela, 2007.

m =Masa, (lb).

v = Velocidad, (pie/s)

g_c = Constante gravitacional, 32,2(lb pie/lbfs²)

g = Gravedad, (pie/s²)

z = Elevación desde un plano de referencia, (pie)

Q = Calor.

W = Trabajo realizado sobre el fluido.

Como el fluido no ejerce ningún trabajo sobre el sistema y el calor entregado al mismo es despreciable, la ecuación anterior se puede simplificar, escribiéndola en forma diferencial y en parámetros prácticos, se obtiene:

$$du + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dz = 0 \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Esta forma de la ecuación del balance de energía es difícil de aplicar por el término de la energía interna. Sin embargo, por medio de las relaciones fundamentales de la termodinámica, este se puede convertir en energía mecánica, tal como se muestra en la ecuación 2.4

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{v dv}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \quad \text{Ecuación 2.4}$$

La ecuación 2.4, que se conoce como el balance de energía mecánica, toma en cuenta, agregando el término de fricción de Fanning, dL_w , que los fluidos reales inducen fricción en el sistema causando que los cambios de estado en procesos de flujo sean inherentemente irreversibles, puesto que la energía mecánica se disipa al convertirse en energía interna. El término de fricción de Fanning se define como:

$$\left(\frac{dp}{dz_f}\right) = \frac{2f\rho v^2}{Dg_c} = dL_w \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Sustituyendo esta expresión en la ecuación 2.4 y considerando que la tubería está inclinada con respecto a la horizontal a un ángulo θ resulta.

$$-\left(\frac{dp}{dz}\right) = \frac{f\rho_m v_m^2}{2d} + \rho_m g \sin\theta + \rho_m f_m \frac{dv}{dz} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

f = Factor de fricción

f_m = Factor de fricción de la mezcla

ρ_m = Densidad de la mezcla, Lb/ft³

v_m = Velocidad de la mezcla, ft/sec

d = Diámetro de la tubería, in

θ = Ángulo de la tubería, $^\circ$

g = Aceleración debido a la gravedad, ft/sec^2

$\frac{dp}{dz}$ = Gradiente de presión, sec^{-1}

También es llamada frecuentemente la ecuación mecánica de balance de energía. Así, en estado estable, la ecuación de gradiente de presión es un resultado, aplicando los principios de conservación de masa y momento lineal.¹⁶

La ecuación 2.7 muestra claramente que el gradiente de presión en estado estable es adoptado por tres componentes. Así como:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right) = \left(\frac{dp}{dz}\right)_f + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{acc} \quad \text{Ecuación 2.7}$$

El primer componente de la Ecuación 2.7, son los resultados por fricción o esfuerzos de corte en la pared de la tubería. Pérdidas de fricción normalmente representa el 5 a 20 % de la caída de presión en el pozo.

El segundo componente en la Ecuación 2.7, es el gradiente de presión por cambios en la elevación (frecuentemente llamado cabezal hidrostático o componente de elevación). Esto es normalmente el término predominante en pozos y contribuye de 80 a 95 % del gradiente de presión.

El componente final, es el resultado de cambios de velocidad (frecuentemente llamado aceleración o el componente de la energía cinética). Esta es normalmente insignificante pero se debe tener en cuenta si una fase existente es compresible a relativamente bajas presiones, tal como el levantamiento en pozos de gas cerca de la superficie.

Para flujo ascendente en un pozo, la presión siempre cae en la dirección de flujo. Esto es común para mostrar la caída de presión como positiva en la dirección de flujo. La Ecuación 2.7 se debe multiplicar por (-1) para obtener un gradiente de presión positivo.

La evaluación del esfuerzo de la pared o pérdidas por fricción puede ser realizada por definición de un factor de fricción adimensional que es la relación del esfuerzo de la pared para energía cinética del fluido por unidad de volumen. Para esto se utiliza el factor de fricción (Moody).

¹⁶ AZÓCAR Y GONZÁLES. *Op. Cit.*

Los rangos de contribución de cada uno de estos componentes a la presión total bien puede ser visto en la tabla 2, donde las contribuciones son puestas en una lista como el porcentaje total del Δp en la tubería, Pwf-Pwh tanto para pozos petróleo como de gas.

Tabla 3. Aproximaciones de GOR para algunos pozos.

Porcentaje total de Δp		
Componente	Pozos de aceite	Pozos de gas
Elevación (Hidrostática)	70-90	20-50
Fricción	10-30	30-70
Aceleración	0-10	0-10

Fuente: ARIZA CARVAJAL, Ariel Maurissio y QUINTERO SOLANO, Valentín. IMPLEMENTACION DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA ANÁLISIS NODAL DIÁMICO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN Tesis de grado. Bucaramanga, 2006.

Los números dados en la tabla 2 son por supuesto aproximaciones, para algunos pozos con altas relaciones gas/líquido (GLR) y para algunos pozos que producen cantidades considerables de agua

2.2 ECUACIÓN DE LA CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA

La diferencia de temperatura entre el fluido del pozo y la formación productora resulta en intercambio de energía. Un balance de energía para el fluido puede ser encontrado en textos. Ramey¹⁷ quien realizó un balance de energía para el flujo de fluidos, asumiendo flujo en fase simple. Un balance general de energía, ya sea para un sistema monofásico o dos.

La aplicación de la conservación de la energía para flujo de fluidos en tuberías, requiere que para un segmento dado de la tubería la energía entrante, menos la energía saliente, más la energía transferida para o del medio circundante debe ser igual a tasa de la energía acumulada (ecuación 2.8).

$$\frac{dH}{dz} + \frac{g \sin \theta}{J g_c} + \frac{v}{J g_c} \frac{dv}{dz} = \pm \frac{Q}{w} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde el signo negativo en la derecha de la ecuación aplica para producción y el signo positivo para inyección. En ecuación 2.8, g_c y J representa factores de conversión. Para un fluido que no experimenta cambio de fase, que es, cuando los efectos no se deben a condensación y/o evaporación, la solución y la mezcla son insignificantes.

¹⁷ HASAN, A. R. Y KABIR, C. S. Fluid Flow AND Heat In Wellbores. Richardson, Tx.: Society Of Petroleum Engineers.2002.p.66

Despejando la entalpía,

$$\frac{dH}{dz} = \pm \frac{Q}{w} + \frac{g \sin \theta}{J g_c} + \frac{v}{J g_c} \frac{dv}{dz} \quad \text{Ecuación 2.9}$$

Q = Tasa de transferencia de calor por unidad de longitud del pozo, BTU/h-ft

w = Flujo másico, Lb/h

g = Aceleración debido a la gravedad, ft/sec^2

θ = Ángulo de la tubería, °

J = Factor de conversión

g_c = Factor de conversión

v = Velocidad del fluido, ft/sec

$$\left(\frac{dH}{dz}\right)_T = \left(\frac{dH}{dz}\right)_{HT} + \left(\frac{dH}{dz}\right)_{EL} + \left(\frac{dH}{dz}\right)_{acc} \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Igual con el gradiente de presión, el gradiente de la entalpía tiene tres componentes: transferencia de calor, tiene fuerte dependencia en la entalpía total; aceleración, que es casi despreciable en la mayoría de los casos y elevación.

$$\left(\frac{dH}{dz}\right)_{HT} = \pm \frac{U_{to} \pi d (T_f - T_e)}{w} \quad \text{Ecuación 2.11}$$

2.3. VARIABLES QUE AFECTAN LAS CURVAS DEL PERFIL DE PRESIÓN HORIZONTAL.¹⁸ EFECTO DEL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA.

A menores diámetros mayores serán las pérdidas de presión a lo largo de la tubería.

EFECTO DE LA TASA DE FLUJO. A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad de los fluidos transportados, lo que provoca un aumento de las pérdidas por fricción.

EFECTO DE LA RELACIÓN GAS-FLUIDO. En tuberías horizontales, contrariamente a lo que ocurre en tuberías verticales, a mayor relación gas fluido mayor es la pérdida de presión, esto se debe a que la tubería debe transportar un fluido adicional.

EFECTO DE LA VISCOSIDAD DE LA FASE LÍQUIDA. A mayor viscosidad de la fase líquida mayor será la resistencia de dicha fase para fluir por lo que mayores serán las pérdidas de energía en la tubería.

¹⁸ AZÓCAR Y GONZÁLES. *Op. Cit.*

EFECTO DE LA ENERGÍA CINÉTICA. Salvo para altas tasas de flujo en regiones de baja presión (<150 lbf/pul²), donde la densidad es baja y la velocidad se incrementa rápidamente, el término de aceleración no se toma en cuenta.

EFECTO DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS. Distorsionan las líneas normales de flujo y dan lugar a pérdidas por fricción. Esto se debe, a que cualquier obstáculo en la tubería cambia la dirección de la corriente en forma total a parcial, alterando la configuración, características del fluido, causando una pérdida de energía mayor de la que normalmente se produce en un flujo por una tubería recta.

2.4. CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO MULTIFÁSICO.

Tratar los fluidos como una mezcla homogénea normalmente no es real, resultando esto en predicciones pobres del comportamiento del flujo. Una tendencia para mejorar las predicciones del comportamiento del flujo, incluye correlaciones empíricas y la consideración de un flujo de fluidos. De esta forma podemos clasificar las correlaciones empíricas en tres categorías:

2.4.1. Categoría A. Corresponde al flujo homogéneo, en el que no se tiene en cuenta el patrón de flujo. Se asume que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad. No hay distinción del patrón de flujo.

2.4.2. Categoría B. Se considera deslizamiento, no se tiene en cuenta el patrón de flujo. Debido a que el líquido y el gas pueden viajar a diferentes velocidades, se debe disponer de un método para calcular la porción de tubería ocupada por el líquido en cualquier ubicación.

2.4.3. Categoría C. Se considera deslizamiento, se tiene en cuenta el patrón de flujo. Se requieren correlaciones para determinar el hold up (ecuación 2.12) de líquido, factor de fricción y métodos para predecir el patrón de flujo. Una vez que se ha establecido el patrón de flujo, se establece la correlación apropiada para el hold up de líquido y el factor de fricción.

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO MULTIFÁSICO

El análisis y posterior modelamiento del flujo multifásico inicio en el año de 1980, cuando la industria petrolera necesitaba un cambio por lo cual se necesitaba un mejor entendimiento de las tecnologías para tratar este tipo de flujo de fluidos tan complejos. Los primeros estudios se dieron en operaciones costa afuera y en el ártico invirtiendo una gran cantidad de dinero, las altas inversiones en investigación de flujo multifásico se dieron por los Estados Unidos, Francia y el UK.¹⁹

El flujo multifásico se presenta en infinidad de procesos industriales y en la industria petrolera se encuentra en pozos de gas y de aceite, en sistemas de recolección, tuberías de superficie como las

¹⁹ SOSA SOLÍS, Sergio Alberto. "Aplicación de Modelos Mecanisticos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sartas de velocidad" Tesis de grado. México, D.F.2010.

líneas de flujo, piezas claves de equipos necesarios en refinerías y en la industria petroquímica, como condensadores, destiladores y separadores.

Al momento de diseñar e instalar tuberías ya sea de producción o de facilidades de superficie, en las que se va a transportar fluidos multifásicos, surge una serie de inquietudes las cuales deben ser resueltas según el campo de aplicación. Algunas inquietudes que se deben plantear son:

- Cuánta es la pérdida de presión.
- Cuánto es el nivel de líquido.
- Cómo se pueden separar las fases.
- Dónde ocurre el mayor desgaste de tubería y se presenta corrosión.

Las propiedades más importantes a tener en cuenta en el análisis de flujo multifásico son: Hold up, velocidades superficiales, velocidades reales, velocidad de la mezcla, slippage, densidad y viscosidad.

2.5.1. El Hold Up. Numerosos estudios se han realizado respecto al análisis del flujo multifásico y una de las finalidades de estos ha sido determinar los diferentes patrones de flujo que se desarrollan con base en las velocidades de los diferentes tipos de fluido y para el cálculo del hold up o retención. Una definición para el hold up (HL) y podría decirse la más general es la relación de volumen ocupado por el líquido en un segmento de tubería respecto al volumen total del segmento de la misma. Uno de los métodos directos para el cálculo de hold up es por medio de imágenes de video digitales. Ahora bien la importancia del cálculo del hold up radica en determinar el promedio real de las velocidades lineales de cada fase y una vez obtenidas estas velocidades se pueden cuantificar propiedades como la energía cinética, números de Reynolds, densidad y viscosidad de la mezcla al igual que otras propiedades que intervienen con la transferencia de masa.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de fraccion de tuberia ocupado por el liquido}}{\text{Volumen total de la fraccion de tuberia}} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

2.5.2. Velocidades superficiales. Velocidad que presenta una fase como si se encontrara fluyendo sola en la tubería ocupando toda el área de flujo.

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} = \frac{Q_L}{\pi * D^2 / 4} \quad \text{Ecuación 2.13}$$

$$V_{Sg} = \frac{Q_g}{A} = \frac{Q_g}{\pi * D^2 / 4} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Donde

Q_L : Caudal de líquido

Q_g : Caudal de gas

A : Área transversal de la tubería

D: Diámetro de la tubería

2.5.3. Velocidades reales. Es la velocidad que tiene en cuenta el hold up de cada fase es decir tiene en cuenta la fracción de área ocupada por cada fase al fluir por la tubería.

$$V_L = \frac{Q_L}{A * H_L} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

$$V_g = \frac{Q_g}{A * H_g} = \frac{Q_g}{A * (1 - H_L)} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Como se puede apreciar en las ecuaciones 2.15 y 2.16 las velocidades reales son mayores que las velocidades superficiales, por lo tanto, cuando existe flujo multifásico las fases fluyen más rápidamente comparado a cuando se encontraran fluyendo solas en la tubería.

2.5.4. Velocidad de la mezcla. Hace referencia a la suma algebraica de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

$$V_m = V_{SL} + V_{sg} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

2.5.5. Slippage. Slippage es el fenómeno que ocurre cuando las diferentes fases, fluyen a velocidades diversas en la tubería, por lo cual la composición y densidad del fluido puede variar en distintas secciones de la tubería. En ciertos casos dependiendo del ángulo de inclinación alguna de las fases ya sea líquido o gaseosa puede fluir en sentido contrario.

El slippage (slip) corresponde a la diferencia entre la velocidad real del líquido y la velocidad real del gas.

$$slip = V_g - V_L = \frac{Q_g}{A * H_g} - \frac{Q_L}{A * H_L} \quad \text{Ecuación 2.18}$$

2.5.6. Densidad. La densidad del flujo multifásico está dada por:

$$\rho_m = \rho_L * H_L + \rho_g * H_g \quad \text{Ecuación 2.19}$$

Donde:

$\rho_{(L,m,g)}$: Densidad del líquido, del gas y de la mezcla respectivamente

La densidad del líquido está definida por:

$$\rho_L = \rho_o F_o + \rho_w F_w \quad \text{Ecuación 2.20}$$

$$F_o = \frac{Q_o}{Q_o + Q_w} \quad \text{Ecuación 2.21}$$

$$F_w = 1 - F_o \quad \text{Ecuación 2.22}$$

2.5.7. Viscosidad. No existe una ecuación que proporcione la viscosidad real de la mezcla gas-liquido, pero en algunos casos existen ciertas aproximaciones al valor real utilizando las siguientes expresiones, las cuales son similares a las utilizadas para calcular la densidad de la mezcla.

$$\mu_m = \mu_L H_L + \mu_g (1 - H_g) \quad \text{Ecuación 2.23}$$

$$\mu_L = \mu_o F_o + \mu_w F_w \quad \text{Ecuación 2.24}$$

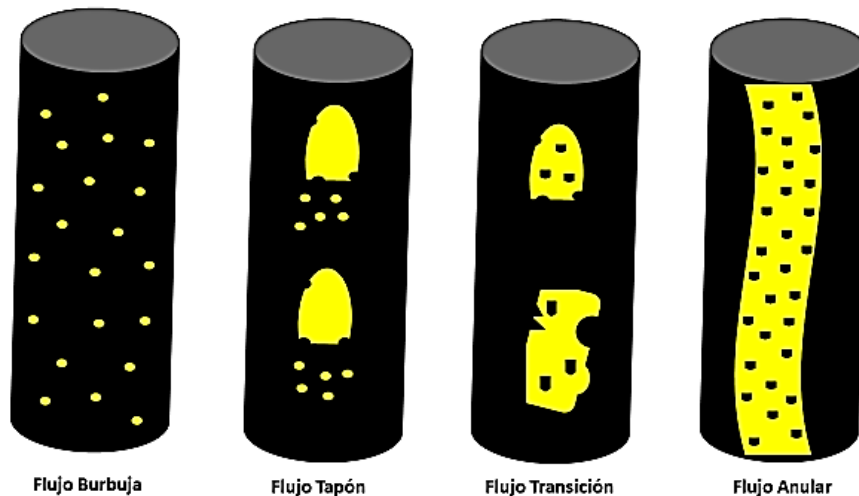
2.6. PATRONES DE FLUJO.

Se han realizado estudios con respecto al flujo multifásico en tuberías, con muchos fines entre ellos el de determinar los distintos patrones de flujo que se desarrollan con base a las velocidades de los diferentes fluidos y para el cálculo de hold up o retención.

Uno de los aspectos más importantes del flujo multifásico en tuberías, es la geometría y la distribución de las fases bajo las condiciones de flujo. Esta distribución geométrica es normalmente llamada régimen o patrón del flujo. El régimen de flujo multifásico depende del ángulo de inclinación de la tubería y de la dirección de flujo junto con los otros parámetros de flujo y del fluido.

Dependiendo de las características de la distribución geométrica del gas y del líquido en la tubería, se han identificado cuatro patrones de flujo principales para flujo en tuberías verticales e inclinadas, que son: flujo burbuja, flujo tapón, flujo transición y flujo anular (ver figura 13).

Figura 13. Diagrama de los regímenes de flujo en la tubería vertical.



FUENTE: Modificado de GRIFFITH. Op. Cit.

2.6.1. Flujo burbuja. En este régimen, la tubería se encuentra llena casi por completo de líquido, que representa la fase continua, con una pequeña cantidad de gas libre (figura 14.). El gas está presente como pequeñas burbujas distribuidas de una manera aleatoria, con diámetros que también varían aleatoriamente. La velocidad de la burbuja excede la del líquido debido a la flotabilidad. Cuando el flujo de gas es incrementado, el tamaño, número y velocidad de las burbujas aumenta. En lo que respecta a las caídas de presión el gas casi no presenta ningún efecto excepto por su influencia sobre la densidad.

El flujo burbuja en una tubería horizontal a bajas tasas de gas y líquido, se caracteriza por la formación de pequeñas burbujas que fluyen a través del tope de la tubería debido a la segregación gravitacional. Cuando la tasa de líquido aumenta, las burbujas se vuelven más dispersas, finalmente formando un flujo muy homogéneo de pequeñas burbujas de gas coalescen y crecen en tamaño, formando una burbuja elongada. Si la velocidad superficial del líquido es superior a 2.44 m/s, el fluido se encuentra tan disperso que es imposible observar la transición a flujo tapón claramente, si la velocidad es menor se puede observar este cambio.

Figura 14. Diagrama de régimen burbuja en tubería horizontal.

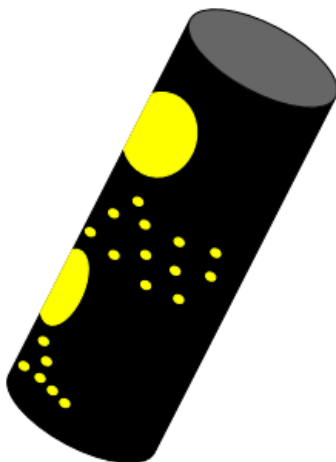


FUENTE: Modificado de *Multiphase Flow in pipes*. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

Cuando la tubería se encuentra inclinada y el flujo es aguas arriba, a bajas tasas de gas las pequeñas burbujas de gas fluyen hacia la parte superior de la sección transversal de la tubería. A medida que aumente la tasa de gas, las burbujas tienden a ocupar una mayor parte de la sección transversal de la tubería. A altas tasas de gas, las burbujas de gas tienden a coalescer para formar burbujas de gas que están un poco dispersas y distribuidas de manera más uniforme a través de la sección transversal de la tubería, como se puede observar en la figura 15.

Por otra parte en flujo descendente, el componente de la velocidad de las burbujas de la fase gaseosa se encuentra siempre en contra corriente a la dirección de flujo general. Esto causa una colisión de las burbujas con la masa de líquido, resultando en la formación de burbujas más pequeñas. Esto explica la transición de flujo burbuja a flujo tapón a mayores tasas de gas en flujo descendente.

Figura 15.Diagrama de régimen burbuja en tubería inclinada.



FUENTE: Modificado de *multiphase Flow in pipes*. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895

2.6.2. Flujo tapón. En este régimen, la fase gaseosa está más pronunciada. Sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas coalescen y forman burbujas estables de forma y tamaño similar al diámetro de la tubería. Las burbujas son separadas por tapones de líquido y rodeadas de una película delgada de líquido, la velocidad de las burbujas es mayor que la del líquido y puede ser predicha partiendo de la velocidad de los tapones de líquido.

La velocidad de los tapones de líquido no es constante, pero siempre en la dirección de flujo, la película de líquido se mueve a menores velocidades y en algunos casos en sentido contrario a la dirección de flujo. Esta variación en las velocidades de líquido puede resultar no solo en una variación en las pérdidas de presión por fricción, sino que también en el hold up del líquido, afectando la densidad del fluido.

A altas velocidades, el líquido se puede introducir en las burbujas de gas.

En lo que respecta a las caídas de presión ambas fases líquida y gaseosa, tienen un efecto relevante.

2.6.3. Flujo transición. El cambio de una fase continua líquida a una fase continua gaseosa ocurre en esta región. Los tapones de líquido entre las burbujas prácticamente desaparecen y una cantidad significativa de líquido penetra la fase de gas. Aunque los efectos del líquido son significantes en las caídas de presión, el gas es la fase más importante.

2.6.4. Flujo anular. Este régimen está caracterizado por una fase gaseosa continua con pequeñas gotas de líquido dentro de la base y como una película muy delgada que recubre las paredes de la tubería.

Un ejemplo típico de este régimen de flujo es el gas y el condensado en un pozo que produce gas condensado.

En las caídas de presión el gas es el factor de control.

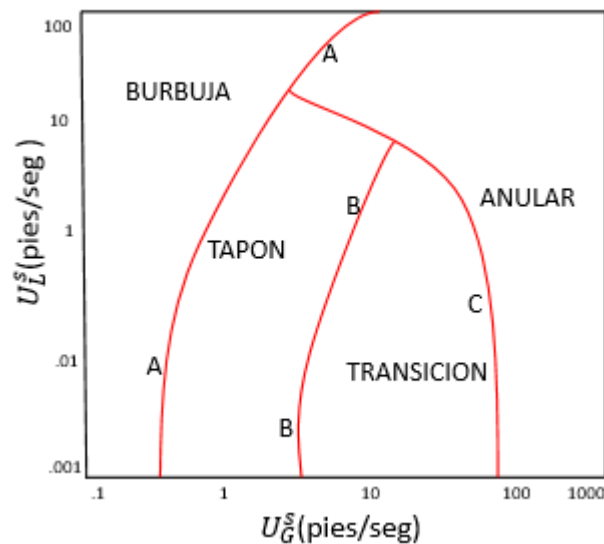
En todas las instalaciones de la tubería con flujo ascendente o descendente, a medida que la tasa de gas aumenta a una tasa de líquido constante, el flujo anular es eventualmente observado. Es importante resaltar que este patrón de flujo está caracterizado por la ausencia de slippage.

Extensivos trabajos de investigación se han realizado, para entender y predecir la transición entre regímenes de flujo para diversos ángulos de inclinación de la tubería.

Los trabajos realizados se pueden clasificar en empíricos y analíticos; cada una de las modalidades de investigación presenta mapas de regímenes de flujo.

Los mapas empíricos de patrones de flujo, son aquellos en los que la transición de los regímenes, se encuentran definidos a partir de una observación visual, graficados con una serie de variables independientes que definen los patrones de flujo (figura 16).

Figura 16. Mapa de regímenes de flujo en tubería vertical, determinado para flujo bifásico de agua y de aire.



FUENTE: GRIFFITH. Op. Cit.

En estos mapas empíricos siempre existe una gran banda de transición entre los regímenes, debido a la subjetividad de la definición de los patrones, el inapropiado diseño de los procedimientos experimentales y la inconsistencia natural en la percepción de los patrones.

Por otra parte los mapas elaborados de manera analítica, están basados en las fuerzas físicas responsables de la distribución geométrica de las fases.

La utilidad de los mapas de regímenes de flujo, está en la habilidad de resolver algunos de los problemas o cuestionamientos planteados en la parte introductoria de flujo multifásico, ya que estos nos indican si hay algún nivel de líquido, si el fluido se encuentra estable y da una idea de la distribución de los fluidos en la tubería.

Para calcular las caídas de presión y la fracción de gas en las tuberías, no es conveniente utilizar estos mapas como parte del esquema de cálculo. Estas cantidades de interés son continuas y pueden ocurrir en las fronteras de los regímenes, por lo tanto para los cálculos se utilizan correlaciones de flujo.

2.7. COMPORTAMIENTO DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS HORIZONTALES.

Como se ha mencionado a lo largo de este capítulo las caídas de presión en flujo multifásico son de cinco a diez veces mayores que las ocurridas en flujo monofásico, esto es debido a como la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interface que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen o patrón de flujo existente ²⁰.

2.8. PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL

Los estudios para la predicción de almacenamiento del líquido es menos crítica para los cálculos de pérdida de presión en el flujo horizontal que para el flujo inclinado o vertical, aunque varias correlaciones requerirán un valor de cálculo para los términos de densidad utilizados en los componentes de caída de presión de fricción y de aceleración. La caída de presión de aceleración es generalmente de menor importancia y, a menudo se ignora en los cálculos de diseño.

Al igual que en el flujo vertical, el flujo horizontal de dos fases se puede dividir en los siguientes regímenes de flujo: flujo estratificado (liso, ondulado), el flujo intermitente (slug) y distribuido (neblina) como se presenta en la figura 17.

Figura 17. Patrones de Flujo Horizontal.

Flujo estratificado	Suave	
	Ondulado	
Flujo intermitente	Slug o tapón de gas	

²⁰ DIAZ CAMACHO, Alberto A., y MORALES, Sandra L. "Diseño de líneas de superficie para el campo Jazmín Fase I." Tesis de grado. Bucaramanga. 2000.



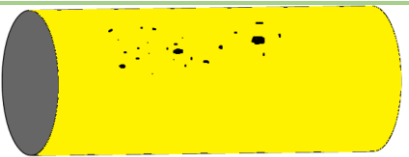
	Burbuja alargada, neblina	
--	---------------------------	---

Figura 18. Continuación.

Flujo distributivo	Anular	
	Burbuja	

a. FLUJO ESTRATIFICADO.²¹

Las burbujas de gas se unen formando una fase gaseosa que se mueve en la parte superior de la tubería, quedando líquido en la parte inferior con una interface continua y lisa.

b. FLUJO TAPÓN DE GAS.

Las burbujas de gas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería. La fase continua es el líquido que sigue transportando al gas.

c. FLUJO NEBLINA.

El líquido está completamente disperso en el gas, la fase continua es el gas que lleva en suspensión las gotas de líquido.

d. FLUJO ONDULANTE.

Semejante al anterior régimen pero se rompe la continuidad de la interface por ondulaciones en la superficie del líquido originadas por el incremento de la velocidad del gas.

e. FLUJO TAPON DE LÍQUIDO.

²¹ BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pág. 88.

Las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería, taponándola y ocasionando gran turbulencia en el flujo.

f. FLUJO TIPO ANULAR.

Una película de líquido cubre las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior, llevando partículas de líquido en suspensión.

g. FLUJO BURBUJA.

Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido que transporta el gas.

2.9. FLUJO EN ESPACIOS ANULARES.²²

Los efectos del flujo multifásico en espacios anulares son muy similares a los observados en el flujo en tuberías y en muchos casos estudiados de la misma manera. Estrictamente esta consideración no es correcta, ya que los fenómenos que se presentan cuando el líquido y el gas fluyen a través de espacios anulares tienen diferentes rangos de ocurrencia que los que se presentan en tuberías.

En la industria petrolera el flujo bifásico de gas y líquido en espacios anulares puede encontrarse en gran variedad de situaciones de campo, desde la perforación, producción por espacio anular o con sarta de velocidad, hasta la inyección de fluidos al pozo, entre otras. Por lo tanto, es de gran importancia estudiar el comportamiento del flujo de dos fases en un anular y así interpretar correctamente situaciones como éstas.

Ninguna de las correlaciones que se discutirán en este capítulo, fueron desarrolladas específicamente para flujo en anulares. Las correlaciones son generalmente aplicadas a un espacio anular mediante el uso del concepto de radio hidráulico (Y_h). De acuerdo con este concepto, el diámetro de un conducto de sección transversal circular es igual a cuatro veces el radio hidráulico, donde el radio hidráulico está definido como el área de la sección transversal abierta al flujo dividido por el perímetro mojado.

$$Y_h = \frac{\text{área de la sección transversal}}{\text{perímetro mojado}} \quad \text{Ecuación 2.25}$$

Aplicando a anulares, se convierte en:

$$Y_h = \frac{\pi(d_i^2 - d_o^2)/4}{\pi(d_i + d_o)} = \frac{d_i - d_o}{4} \quad \text{Ecuación 2.26}$$

²² SOSA SOLÍS, Sergio Alberto. "Aplicación de Modelos Mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sarts de velocidad" Tesis de grado. México, D.F.2010.

Donde,

d_i = Diámetro interior de la tubería exterior.

d_o = Diámetro exterior de la tubería interior.

Esto implica que el diámetro hidráulico que será usado en anulares es:

$$d_h = d_i - d_o \quad \text{Ecuación 2.27}$$

El área que se usará para el cálculo de las velocidades es por lo tanto:

$$A = \frac{\pi}{4} (d_i^2 - d_o^2) \quad \text{Ecuación 2.28}$$

Sánchez realizó una prueba comparativa usando cuatro de las correlaciones para flujo vertical, para predecir la medida de la caída de presión de los datos de 87 pozos de campo. Las correlaciones probadas fueron las de Bexendell & Thomas, Hagedorn & Brown, Duns & Ros y Orkiszewski. Las conclusiones de este estudio, junto con áreas de aplicación recomendadas están listadas a continuación (no son dadas las definiciones de “alto” y “bajo”).

1. Ningún método es lo suficientemente exacto y preciso para cubrir todas las regiones de flujo y condiciones para flujo multifásico en anulares.
2. El método de Bexendell es el más preciso para rangos completos de diámetros de tubería y regímenes de flujo. La determinación del diámetro hidráulico que será usado requiere datos de campo que no siempre están disponibles.
3. El método de Hagedorn & Brown resultó ser el segundo más preciso y ofrece una mejor base para encontrar una correlación general para flujo en anulares que con otras correlaciones.
4. La correlación de Duns & Ros debe ser usada con discreción. Sin embargo, para flujo burbuja y grandes gastos su precisión es excelente.

En general, se reconoció que para el flujo de una sola fase en un espacio anular, el concepto del diámetro hidráulico es válido para $d_o/d_i < 0,3$. El concepto de diámetro hidráulico puede ser usado en pozos direccionales con precaución, ya que la tubería de producción probablemente toque la tubería de revestimiento en muchos puntos, resultando esto en un anular excéntrico.

Cornish dedujo que la rugosidad absoluta del anular puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \varepsilon_i \left(\frac{d_i}{d_i + d_o} \right) + \varepsilon_o \left(\frac{d_o}{d_o + d_i} \right) \quad \text{Ecuación 2.29}$$

Donde,

ε_i = Rugosidad de la superficie interior de la tubería exterior.

ε_o = Rugosidad de la superficie exterior de la tubería interior.

2.10. CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS.

En la Tabla 4 se presentan las correlaciones más usadas para flujo multifásico y su aplicación,

Tabla 4. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías.

Modelo	Flujo vertical		Flujo horizontal
	Pozos verticales	Pozos desviados	
Orkiszewski	Si	No	No
Beggs & Brill Original	Si	Si	Si
Beggs & Brill Revisada	Si	Si	Si
Duns & Ros	Si	Si	Si
Hadedom & Brown	Si	No	No
Dukler AGA Flanigan	No	No	Si
Ansari	Si	No	No
Oliemans	No	No	Si
Xiao	No	No	Si

Fuente: MONCADA CEBALLOS, Andersson Estefann, y GUERRERO ARDILA, Diana Patricia. Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales Tesis de grado. Bucaramanga.2012.

2.11. CORRELACIONES EMPÍRICAS DE FLUJO

Las correlaciones empíricas para la predicción de los gradientes de presión, se acopló con la introducción del PC a principios de los 80, lo que mejoró dramáticamente las herramientas disponibles para la ingeniería de petróleos. Aparecieron técnicas para la integración numérica del gradiente de presión, y prácticamente cada gran compañía productora tenía un programa de computación que predecía las pérdidas de presión o las tasas de flujo, a través del pozo y por las tuberías. Dando inicio al verdadero concepto de análisis nodal del sistema.

Las correlaciones para flujo multifásico son utilizadas para predecir el hold-up y el gradiente de presión. Las correlaciones comúnmente utilizan interacciones de la fase líquida y gaseosa. La fase líquida está representada por la unión del agua y el aceite. Por esto se nombra este tipo de correlaciones como correlaciones para flujo de dos fases. Dependiendo del patrón de flujo en el que se encuentre el fluido, se determina cual correlación es la más especializada. Cabe notar que el hold-up y el gradiente de fricción varían con cada régimen de flujo.

Las correlaciones empíricas presentan una cierta discrepancia entre sí, a pesar de obtener sus resultados a partir de los mismos parámetros, por lo que se debe tener cuidado en su aplicación teniendo en cuenta sus alcances y limitaciones.

Existen diversos tipos de correlaciones para flujo de fluidos en tuberías, las que se mencionan a continuación son algunas con las que se trabajará en este proyecto.

2.11.1. Correlación de DUNS & ROS.

1. Esta correlación usualmente ajusta mejor a flujo transición y anular, que a flujo tapón en tuberías verticales.
2. Debe ser utilizado para valores de GOR entre medios y altos, ajusta muy bien en pozos de aceite o condensado y pozos con sistema gas lift. Se ha probado que se ajusta muy bien en valores de API entre 13^o-56^o.
3. No maneja bien pozos con producción de agua.
4. En algunas ocasiones este método sobre predice las caídas de presión en pozos de aceite.

Duns & Ros publicaron los resultados de un estudio experimental del flujo bifásico vertical. El experimento, que consistía en unas 4.000 carreras y datos de 20.000 puntos, fue llevado a cabo en una instalación de laboratorio a baja presión Seguro de usar el aire, aceite y agua como los componentes del fluido. La sección de prueba fue de 10 m de longitud y los diámetros de tubería varió desde 3,2 hasta 8,02 cm. Pruebas de flujo anulares SORNE eran también llevada a cabo.

Detención líquido se midió con trazadores radioactivos, y el patrón de flujo se observó a través de la sección de prueba transparente. El trabajo experimental y el desarrollo preliminar de las correlaciones se informaron anteriormente por ROS. Tres patrones de flujo se definen, y un mapa patrón de flujo se construyen a partir de la que el patrón de flujo se puede determinar con base en las velocidades superficiales de las fases líquidas y de gas. Los patrones de flujo se describen

Como sigue:

Región 1: La fase líquida es continua, y el gas mueve burbujas o tapones como discontinuos. Esta región se denomina a menudo como el modelo de la burbuja de flujo.

Región 2: Tanto las fases líquida y gaseosa son discontinuas. Esto a veces se llama el patrón de flujo lento.

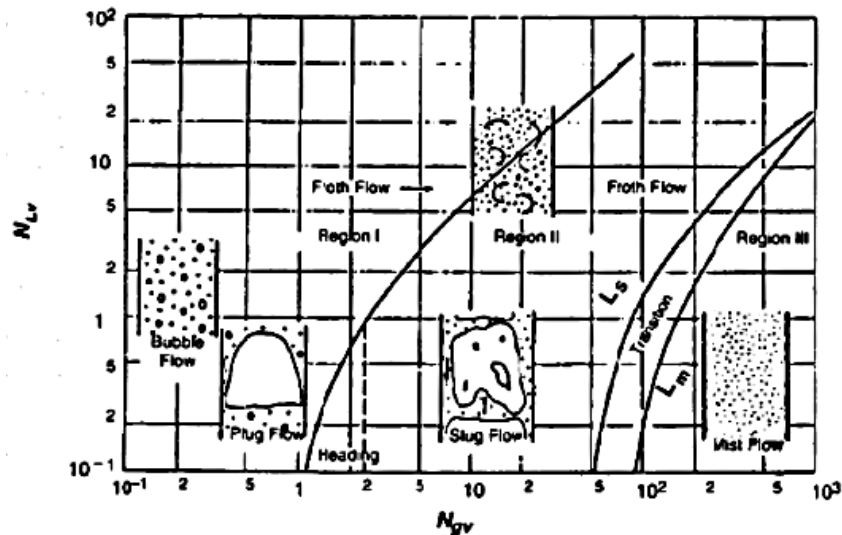
Región 3: La fase gaseosa es continua, y el líquido se desplaza como gotitas dispersadas en el gas o como un anillo anular alrededor del interior de la tubería. Esta región puede ser llamada el patrón de niebla-flujo.

También se identificó una zona de transición entre las regiones II y III. El mapa de patrones de flujo se muestra en la figura 18. Las ecuaciones se presentan para la determinación de los límites de los diversos patrones de flujo como funciones de números adimensionales.

Correlaciones independientes para almacenamiento del líquido y el factor de fricción se presentaron para cada una de las regiones de flujo. La aceleración se consideró importante en la Región sólo III. El almacenamiento del líquido se correlacionó en términos de la velocidad de deslizamiento sin dimensiones, que se definió como

$$N_s = v_s(\rho_L/g\sigma)^{0.25} \quad \text{Ecuación 2.30}$$

Figura 19. Patron de flujo Método Duns & Ros.



Fuente. Multiphase flow in wells, james p brill, 1999.

Donde.

Ns= velocidad de deslizamiento sin dimensiones

Vs= velocidad de deslizamiento real

Una vez Vs es determinada, HL puede ser calculado de la ecuación 2.31

$$V_s = \frac{v_{sg}}{1-H_L} - \frac{v_{sL}}{H_L} \quad \text{Ecuación 2.31}$$

La velocidad de deslizamiento se considera insignificante en la Región III, y por lo tanto $H_L \approx \lambda L$

Tanto la velocidad de deslizamiento sin dimensiones y los factores de fricción se correlacionaron como funciones de los números adimensionales presentados anteriormente en la ecuación 2.30.

Debe ser transformada a cualquiera de las ecuaciones o en forma tabular para aplicación informática.

El método Duns & Ros se considera que es aplicable en un amplio rango de condiciones, especialmente una, versión propietaria actualizado conocido comúnmente como el Método de Shell. La correlación de Ill Región, la niebla - flujo

Patrón, se recomienda por tanto Orkiszewski

Rango de aplicación del método.

- Tamaño Tubing. En general, la caída de presión es más notoria en el rango de diámetros de tubería entre 1 y 3 pulgadas.
- Gravedad de Petróleo. Una buena predicción del perfil de presión se obtiene en un rango de gravedad de 13 a 56 °API.
- Relación Gas-Líquido (RGL). Los errores se hacen especialmente grandes >20% para RGL mayores a 5000.
- Corte de Agua. El modelo de Duns & Ros no es aplicable para mezclas de flujo multifásico de aceite, agua y gas, sin embargo puede ser empleada con un factor de corrección (contenido de agua menor al 10%).²³

2.11.2. Correlación de Orkiszewski. Esta correlación fue desarrollada por la necesidad de encontrar una ecuación que se pudiera aplicar a un gran rango de condiciones del flujo multifásico, para el cálculo de caídas de presión.

Inicialmente orkiszewski observo el comportamiento de cinco correlaciones diferentes, que existían previamente, para determinar cuál se ajusta mejor en diversas condiciones.

Primero fueron probadas la correlación de Poettmann y la de Terk, en los cuales no se tiene en cuenta el hold-up del líquido en el cálculo de la densidad. Posteriormente se analizó el método de Hagedorn y Brown, donde si se tiene en cuenta el Hold up del líquido. Pero en los cálculos es indiferente el régimen en el que se encuentre el líquido.

Por último se analizaron los métodos de Griffith y Walls y el de Duns & Ros. Que tienen en cuenta el hold up, y el régimen en que se encuentra el fluido, para el cálculo de la densidad y de las pérdidas de presión por fricción.

El método que presento mejores resultados fue el de Grffith, pero no se adaptaba bien a altas tasas de flujo y altas relaciones de gas.

²³ MONCADA CEBALLOS, Andersson Estefann, y GUERRERO ARDILA, Diana Patricia. Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales Tesis de grado. Bucaramanga.2012.

El trabajo realizado por Orkiszewski, consistió en un mejoramiento del método de Griffith, para adaptarlo a las condiciones donde no presenta buenos resultados.

Este método puede predecir las caídas de presión para flujo de dos fases, con una precisión de alrededor 10 %, sobre un gran rango de condiciones de flujo. La precisión del método se verificó cuando los valores de las predicciones fueron comparados con las caídas de presión de 148 pozos. La mejora de este método sobre los demás, se encuentra en que el hold up del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con la distribución geométrica de las fases líquida y gaseosa (régimenes de flujo). Y ofrece una buena descripción de lo que ocurre dentro de la tubería.

La limitación de la correlación de Orkiszewski está en que el trabajo experimental, ninguno de los pozos en los que se probó presenta flujo anular, por esta razón hay que utilizarlo con precaución cuando el fluido se encuentre en este régimen.

Lo anterior no quiere decir que no sea bueno en el régimen anular, solo que no fue probado.

Es importante resaltar que el método es aplicable a tuberías verticales, o con poco grado de inclinación, preferiblemente.

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.

La caída de presión en tuberías verticales es la suma del efecto de la pérdida de energía por fricción, del cambio en la energía potencial y de la energía cinética. Este balance de energía, el cual es básico para todos los cálculos de caídas de presión, generalmente se puede escribir como:

$$-dP = \tau_f dD + \left(\frac{g\rho}{gr}\right) dD + \left(\frac{\rho v}{gr}\right) dv \quad \text{Ecuación 2.32}$$

P=presión, lb/sq ft

τ_f = gradiente de pérdida por fricción, lb/sq ft/ft

D=profundidad, ft

g= aceleración de la gravedad, ft/seg²

gr=constante gravitacional ft-lb (masa)/lb (fuerza)- seg²

ρ =densidad del fluido lb/cu ft

v= velocidad del fluido, ft/seg

En el flujo bifásico tanto τ_f como ρ están influenciados por el tipo de régimen en que se encuentre el fluido, y todos los términos anteriores están influenciados por la presión y la temperatura. Por lo tanto al utilizar la ecuación 2.32

- El tipo de régimen y las variables τ_f y ρ deben ser determinadas por cada incremento de presión y temperatura.
- Cada incremento debe ser evaluado por un proceso iterativo.

El término energía cinética es significativo solo en el régimen anular o de transición, la energía cinética puede ser expresada de una manera simple utilizando la ley de los gases.

$$\left(\frac{\rho v}{gr}\right) dv = -\frac{w_t q_g}{g_r A_r^2 P} dp \quad \text{Ecuación 2.33}$$

Donde

A_r =área de la tubería, sq ft,

w_t =masa total de flujo, lb/seg

q_g =tasa de flujo volumétrico de gas, cu ft/seg

Como resultado de la unión de las ecuaciones 2.32 y 2.33, se tiene la siguiente ecuación.

$$\Delta p = \left[\frac{1}{144} * \frac{\rho + \tau_f}{1 - \frac{w_t q_g}{4.637 A_r^2 P}} \right] \Delta D \quad \text{Ecuación 2.34}$$

Donde

ρ =densidad promedio del fluido

Δp =caída de presión

P =presión promedio

Desde que la temperatura está relacionada con la profundidad la ecuación 2.34 puede ser incrementada ajustando el ΔD y resolviendo el Δp , o viceversa. Aunque la presión tiene un efecto mayor sobre las propiedades del fluido que la temperatura, esta debe tener en cuenta en los incrementos graduales ya que en el cálculo total de caídas de presión si podría tener un efecto.

Los cálculos para las caídas de presión utilizando la ecuación 2.34 son los siguientes:

- Escoger un punto en la trayectoria del fluido (presión de cabeza o de fondo fluyendo) donde se conozcan las propiedades del fluido, la temperatura y la presión
- Estimar el gradiente de temperatura del pozo
- Ajustar el Δp alrededor de un 10 % de la presión medida o previamente calculada, determinar el incremento de presión promedio.
- Asumir un incremento de profundidad ΔD y encontrar el incremento promedio de la profundidad
- Del gradiente de temperatura determinar el incremento de temperatura

- f) Corregir las propiedades del fluido por presión y temperatura
- g) Determinar el régimen de flujo
- h) Después de determinar el régimen de flujo, obtener la densidad y las pérdidas por fricción
- i) Calcular ΔD de la ecuación 2.34
- j) Realizar iteraciones hasta que la ΔD asumida sea igual a la calculada
- k) Determinar los valores de densidad y profundidad para el incremento
- l) Repetir el procedimiento hasta que la suma de los delta de profundidad sean igual a la profundidad total de la tubería.

Este procedimiento es básicamente el mismo para todas las correlaciones, la diferencia se encuentra en que ésta tiene en cuenta el patrón de flujo para el cálculo de la densidad y de las caídas de presión por fricción en la tubería.

DETERMINACIÓN DEL RÉGIMEN DE FLUJO

En la tabla 5 se encuentran los límites para cada régimen de flujo para los rangos de aplicación su determinación se halla de la siguiente manera:

Tabla 5. Límites para los diferentes regímenes de flujo.

Limites	Régimen de flujo
$qg/q_l < (L)B$	Burbuja
$qg/q_l > (L)B, VgD < (L)g$	Tapón
$(L)M > Vg > (L)g$	Transición
$VgD > (L)M$	Anular

Fuente: MONCADA CEBALLOS. Op. cit.

Las variables anteriores se encuentran definidas como:

$$v_{gD} = \frac{q_g \left(\sqrt[4]{\frac{\rho_l}{g\sigma}} \right)}{A_p} \quad \text{Ecuación 2.35}$$

$$(L)_B = 1.071 - \left(\frac{0.2218v_l^2}{d_h} \right) \text{ con limite } (L) > 0.13 \quad \text{Ecuación 2.36}$$

$$(L)_g = 50 + \frac{36v_{gD}q_l}{q_v} \quad \text{Ecuación 2.37}$$

$$(L)_M = 75 + 84 \left(\frac{v_g q_l}{q_g} \right)^{0.75} \quad \text{Ecuación 2.38}$$

Donde

v_{gD} = velocidad adimensional de gas

v_g = velocidad total del fluido

ρ_l = densidad del líquido

σ = tensión interfacial del líquido

DETERMINACIÓN DE LA DENSIDAD Y GRADIENTE DE FRICCIÓN

Luego de determinar los patrones de flujo, se encuentran tablas y gráficos para determinar la densidad promedio y los gradientes de fricción.

Rango de aplicación del método.

- Tamaño Tubing. La correlación se desempeña bien entre diámetros de tubing de 1 y 2 in, la pérdida de presión es más notoria en tamaño de tubería mayor a 2 in.
- Gravedad del Petróleo. En bajas gravedades de aceite entre 13-30 °API la predicción del perfil de presión es sobrestimado, sin embargo al aumentar la gravedad mejora la predicción de la pérdida de presión.
- Relación Gas-Líquido (RGL). La exactitud del método de Orkisewski es muy bueno para RGL hasta 5000, los errores llegan a ser grades >20% para RGL superiores a esta.
- Corte de Agua. La correlación predice la caída de presión para un amplio rango de cortes de agua.

2.11.3. Correlación de Beggs & Brill. El problema de flujo de dos fases es complicado debido al fenómeno de slippage entre las fases, el cambio de regímenes de flujo, y la transferencia de masa entra las fases. Cuando se agrega un ángulo de inclinación a ciertas variables como son: las propiedades del fluido, la tasa de flujo y el diámetro de la tubería, el problema aumenta significativamente.

La correlación de Beggs y Brill o Modelo de Flujo Relativo se enfatiza en calcular las propiedades que afectan las caídas de presión en flujo multifásico, a diferentes grados de inclinación en la tubería.

Esta investigación es de gran importancia en la actualidad, ya que cada día el número de pozos direccionales o inclinados es mayor, especialmente en las plataformas marinas y en áreas muy inhóspitas como algunas zonas de Alaska y Canadá.

Entre las limitaciones del método se encuentran, la sobre predicción de las pérdidas de presión en tuberías menores a 1^{1/2} in, los errores que presenta en valores de GOR mayores a 5000 y que no es muy aplicable en pozos verticales, es preferible si la tubería presenta algún grado de inclinación.

Se consideran:

- La mezcla de fases se trata como una mezcla homogénea.
- Deslizamiento entre las fases.
- Las velocidades superficiales de las fases son distintas.
- Las caídas de presión por fricción, aceleración y elevación.
- El área transversal de la tubería es constante a lo largo de la dirección axial.²⁴

Rango de aplicación del método.

- Tamaño Tubing. Para el rango en que la investigación experimental se llevó a cabo, es decir, diámetros de 1 y 1.5 in las pérdidas de presión se calculan con precisión, cualquier aumento en el tamaño de tubing representa una sobre predicción de la caída de presión.
- Gravedad del Petróleo. En un amplio rango de gravedades la correlación se desempeña con exactitud
- Relación Gas-Líquido (RGL). En general, la caída de presión se desfasa con el aumento de RGL, los errores se hacen especialmente grandes para RGL por encima de 5000
- Corte de Agua. La precisión de las predicciones del perfil de presión es generalmente bueno hasta cortes de agua del 10%.

DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.

Para este método la ecuación de caída de presión para la fase gas, líquida o ambas se expresa de la siguiente manera.

$$-\frac{dp}{dz} = \frac{\frac{g}{g_c} \sin \alpha [\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] + \frac{f_{tp} G_m v_m}{2 g_c d}}{1 - \frac{[\rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)] v_m v_g}{g_c v}} \quad \text{Ecuación 2.39}$$

Donde

H_L = hold up del líquido

f_{tp} = factor de fricción de las dos fases

G_m = tasa de flujo másico de la mezcla

d = diámetro de la tubería

²⁴ AZÓCAR MARIÑO, Julián Alexander, y GONZÁLEZ MARCANO, Marvilec del Valle. Desarrollo de un Programa en MATLAB Para el Análisis de Flujo Multifásico Horizontal en los Pozos del Campo UDO Monografía. Venezuela.2007.

La ecuación 2.39 se puede reducir a una sola fase líquida si H_L tiende a uno o una sola fase gaseosa si H_L tiende a cero. También se puede aplicar a tuberías verticales u horizontales si el ángulo es igual a (90) o (0) grados.

Se presentan dos términos desconocidos en la ecuación 2.39. H_L Que se debe determinar para calcular la densidad in situ, Y f_{tp} , que es utilizado para calcular las pérdidas por fricción. El propósito del estudio realizado por Beggs & Brill fue desarrollar correlaciones para predecir H_L y f_{tp} para fluidos cuyas propiedades son conocidas.

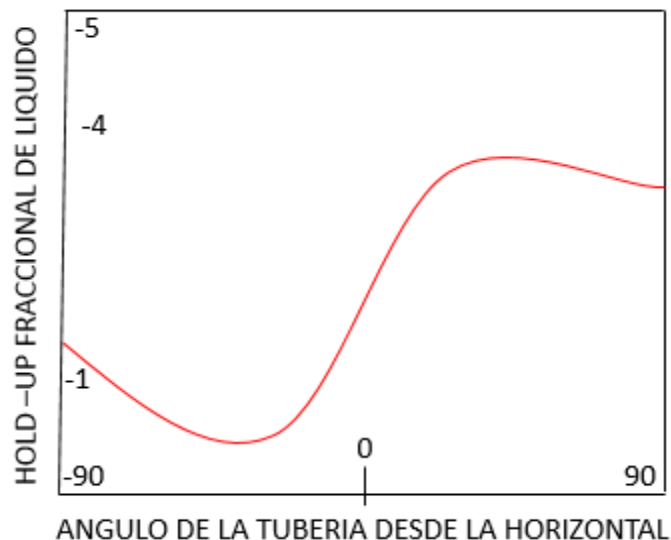
COMPORTAMIENTO DE HOLD UP DEL LÍQUIDO

Al estudiar el hold up del líquido, se descubrió que este tiene una ligada dependencia con el ángulo de inclinación de la tubería, como se puede observar en la figura 19.

En la figura 19 también se puede observar que a un ángulo de 50 grados negativos y positivos de la horizontal, hay un comportamiento, que se invierte. Este fenómeno puede ser explicado considerando los efectos de la gravedad y la viscosidad de la fase líquida.

A medida que el ángulo va aumentando desde la horizontal, las fuerzas de la gravedad actúan sobre líquido causando una disminución en la velocidad del líquido, incrementando el slippage y el hold up del líquido. Si el ángulo sigue aumentando aún más, el líquido ocupa la tubería completa, reduciendo el slippage entre las fases y disminuyendo el hold up.

Figura 20. Comportamiento del Hold Up del Líquido.



FUENTE: Modificado de A Study Of Two Phase Flow In Inclined Pipes. BEGGS, Dale. BRILL, James. SPE N4007

En el estudio realizado también se encontró que el hold up del líquido depende de la tasa de flujo de las fases. Finalmente se desarrolló una ecuación que calcula el hold up en función del ángulo de inclinación, del caudal y de otras variables del fluido. El factor de fricción, se vio siempre afectado por el hold up del líquido

2.11.4. Correlación de Griffith, Lau, Hon Y Pearson. El propósito de este trabajo, es proporcionar un método simple basado en métodos físicos para determinar la distribución de la presión en pozos de gas y de aceite, donde se presente flujo bifásico.

Lo más significativo de este método, consiste en la introducción del diámetro de la tubería en los cálculos del gradiente de presión, en tuberías verticales e inclinadas. La introducción de este parámetro es importante ya que a una tasa de flujo fija, el término de caídas de presión por la gravedad o efectos gravitacionales aumenta con el incremento del diámetro de la tubería, mientras el término de caídas de presión por fricción generalmente disminuye.

En el trabajo realizado por Griffith se presentan diversas ecuaciones para el cálculo de caídas de presión en la tubería, dependiendo del régimen en el que se encuentre el fluido.

Las limitaciones que presenta el método es que en el desarrollo de las ecuaciones no se tiene en cuenta las siguientes variables.

- Rugosidad de la tubería
- Viscosidad del líquido y del gas
- Efectos de intrusión del gas en los tapones de agua, en el régimen tapón la explicación o la base que se tuvo para no tener en cuenta los anteriores parámetros son:

El efecto de la rugosidad de la tubería es complejo. Generalmente se encuentra que en el flujo burbuja y tapón, el efecto de la rugosidad es aproximadamente el mismo que para el flujo de una sola fase. En el flujo anular, la presencia de la fase líquida puede aumentar o disminuir la caída de presión por fricción. El efecto de cualquier manera, no es usualmente muy notable. Con respecto al parámetro de la viscosidad. Se asume que es la viscosidad del líquido en flujo laminar.

La intrusión de las burbujas es importante, ya que disminuye la densidad del líquido y aumenta la tasa de flujo del líquido. Por lo tanto este es el parámetro más significativo, dejado por fuera de la correlación.

2.11.5. Correlación de Hagedorn Y Brown. Esta correlación se desarrolló realizando trabajos experimentales en pozos verticales de aproximadamente 1,500 pies y tuberías de 1, 1^{1/4} y 1^{1/2} pulgadas, para esta correlación fueron considerados para el análisis experimental cinco tipos de fluidos diferentes: agua, y cuatro tipos de aceite con viscosidad entre 10 y 110 cp a 80°F, la correlación desarrollada es independiente de los patrones de flujo

El rango de aplicación de este método es.

- Tamaño Tubing. La pérdida de presión se predice con exactitud para diámetro de tubería entre 1 y 2.5 in, un aumento en el tamaño de la tubería modifica el cálculo de la caída de presión.
- Gravedad del Petróleo. Hagedorn y Brown predice la pérdida de presión para aceites pesados 13-25°API y aceites más ligeros 40-56°API
- Relación Gas-Líquido (RGL). La caída de presión es sobre estimada en RGL superiores a 5000.
- Viscosidad entre 1@ y 110 cp. @ 80°F
- Corte de Agua. La precisión de las predicciones del perfil de presión es generalmente bueno para una amplia gama de cortes de agua.²⁵

El método presenta buenos resultados en pozos verticales con o sin corte de agua, en flujo burbuja a altas tasas de flujo.

2.11.6. Correlación de Azizi Y Govier. Este método es aplicable a flujo de dos fases (gas líquido). En tuberías verticales.

La determinación del régimen de flujo es realizada utilizando mapas de flujo en términos de la velocidad superficial modificada.

2.11.7. Correlación de Oliemans.²⁶La correlación Oliemans se desarrolló tras el estudio del contenido de condensado en las tuberías de grandes diámetros. El régimen de flujo se predijo usando el mapa régimen de flujo Taitel Dukler, y un modelo simple, que obedecían los límites de flujo de una sola fase; el cual se introdujo para predecir la caída de presión. El modelo se basa en una cantidad limitada de datos de un ducto de 30 pulgadas de 100 km el cual suele funcionar a presiones de 100 barg o superior. La correlación de pérdida de presión Oliemans se puede utilizar con el Eaton, BJA1, BJA2, BRIMIN1 o correlaciones hold up BRIMIN2.

²⁵MONCADA CEBALLOS Y GUERRERO ARDILA. *Op. Cit.*

²⁶ Software PIPESIM.

2.11.8. Correlación de Xiao. El modelo mecanicista integral Xiao fue desarrollado como parte del programa de investigación TUFFP. Fue desarrollado para flujo bifásico gas-líquido en tuberías horizontales. El modelo predice primero el patrón de flujo existente, y luego calcula las características de flujo, principalmente del líquido y las caídas de presión, para el flujo estratificado, intermitente, anular, o los patrones de flujo de burbujas dispersas. El modelo fue probado contra un banco de datos de tuberías. El banco de datos incluye datos de gran tamaño de campo de diámetro extraídos de la base de datos de tuberías multifase AGA, y los datos de laboratorio publicados en la literatura. Los datos incluyen tanto el aceite negro y sistemas de fluidos de composición. Una nueva correlación se propuso que predice el factor de fricción interna bajo flujo estratificado.

2.11.9. Correlación de Poettman y Carpenter. Desarrollaron un método semi-empírico utilizando diámetros de tubería de producción de 2, 2 1/2, 3 pulgadas en el que se incorporaron la ecuación general de energía y datos de 34 pozos fluyentes de aceite y 15 con bombeo neumático. El aceite, gas y agua fueron considerados para estar en una sola fase, y no se trató de determinar la correlación del hold up. Toda la pérdida de energía incluyendo el resbalamiento y líquidos de emergencia se introdujeron en un factor de pérdida la cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería, también se asumió flujo vertical de aceite, gas y agua como turbulento, además de no tomar en cuenta los patrones de flujo.

La correlación de Poettman y Carpenter sigue siendo usada extensamente en los campos bajo las siguientes condiciones:

- Tubería de 2, 2 1/2, 3 in
- Viscosidades menores a 5 cp
- RGL menores a $1500 \text{ ft}^3 / \text{bl}$
- Caudales mayores a 400 bpd

En la Tabla 6 se muestran algunas de las correlaciones existentes para flujo multifásico en tuberías y las características relevantes para la aplicación del método.

Tabla 6. Correlaciones de flujo de pozos.

Correlaciones de flujo de pozos					
Investigadores	Año presentada	Tipo de estudio	Tamaño de tubería[in]	Fluidos usados	Comentarios
Poettmann & Carpenter	1952	Campo, experimental	2, 2.5, 3	Aceite, agua y gas	Correlación desarrollada para pozos con $Q > 420 \text{ STB/D}$, $GLR < 1500 \text{ scf/STB}$.
Baxendell & Thomas	1961	Campo, experimental	2.5, 3, 3.5	Aceite y gas	Basada en la data de un pozo del campo Lago

					Maracaibo, Tasas de flujo muy altas.
--	--	--	--	--	--------------------------------------

Tabla 7. Continuación.

Correlaciones de flujo de pozos					
Fancher & Brown	1963	Campo, experimental	2	Agua y gas	Data de un pozo, usando GLR muy alto de Poettmann & Carpenter
Hagedorn & Brown	1963	Intermedio, experimental	1, 1.25, 1.5	Aceite, aire y agua	Data para 1500 ft, pozos experimentales usadas para un amplio rango de viscosidades de aceite
Duns & Ros	1963	Laboratorio, experimental	1.5, 2, 2.5, 3	Aceite, agua y gas	Correlación desarrollada del gran número de puntos de laboratorio.
Orkiszewski	1967	Campo, experimental	1, 1.5, 2, 3	Aceite, agua y gas	Utilizados algunos datos de campo y de Hagedorn & Brown. El nuevo método fluye solo por slug
Azis	1972	Teórico	-	-	Extensiones revisadas de Orkiszewski y data de griffin. Nuevo mapa de patrón de flujo.
Chierici	1974	Laboratorio, experimental y teórico	0.5, 0.75, 1	Agua, aceite y gas	Usando data de Wallis & Nicklen. Nuevo método para flujo slug. Nuevo mapa para patrón de flujo.
Beggs & Brill	1973	Laboratorio, experimental	1, 1.5	Agua, aire	Método principalmente aplicado para flujo inclinado. Y bajas presiones
Asreim	1986	Teórico	-	-	Basada en trabajos previamente desarrollados por Dukler.
Hasan & kabir	1986	Laboratorio, experimental y teórico	5, con algunos casos del anular	-	Principalmente para pozos direccionales

Fuente: BROWN, Kermit E, LEA, James F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. SPE. Agosto 12 de 2009

En la tabla 7 se muestran algunos rangos de aplicación para cada una de las correlaciones mencionadas anteriormente.

Tabla 8. Estudios Comparativos en el Flujo de Pozos.

Estudios comparativos en el flujo de pozos				
Autor	Numero de pozos analizados	Rango de GOR	Rango de profundidad del pozo [ft]	Rango de diámetro de tubería [in]
Brown	35	-	-	2.5-7
Azis	48	140-10000	4000-12500	-
Español	44	140-10000	14300-12500	-
Orkiszewski	148	185-7000	3800-8000	37295
Lawson	726	20-80000	920-12500	37264
Ibe	892	0-78800	1000-12000	1-8.8
Rosslund	130	480-19000	5000-11000	2.6-5.1
Asheim	50	300-500	6900-10000	3.958-6.184
Hasan	10	-	-	-

Fuente: BROWN, Kermit E, LEA, James F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. SPE. Agosto 12 de 2009

2.12. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE GRADIENTES DE PRESIÓN.

El procedimiento general para el cálculo de gradientes de presión con las diferentes correlaciones de cálculo de flujo multifásico es el siguiente:

- Determinación de las propiedades de los fluidos como viscosidad y densidad.
- Calculo de las velocidades superficiales de las fases.
- Determinación del patrón de flujo a partir de correlaciones o de mapas.
- Calculo de las propiedades de mezcla, como viscosidad, densidad y velocidad superficial.
- Calculo del número de Reynolds y del factor de fricción.
- Calculo del gradiente total de presión.

2.13. FLUJO A TRAVÉS DE RESTRICCIONES.

El flujo a través de restricciones es muy común en la industria del petróleo y del gas natural. Este ocurre cuando líquido o gas es medido con medidores de orificio, fluidos fluyen en superficie a través de válvulas de seguridad, fluidos fluyen a través de choques y cualquier tipo de válvula en superficie o en subsuelo. Las restricciones al flujo también las puede causar formaciones de hidratos o parafinas, y otros tipos de accesorios.

La mayoría de estudios publicados sobre flujo multifásico a través de restricciones implica dos tipos de flujo llamados comúnmente flujo crítico o sónico. Esta es una consecuencia del extensivo uso de choques los cuales operan normalmente bajo condiciones de flujo crítico.

DESCRIPCIÓN DE RESTRICCIONES

Dos de las restricciones comúnmente encontradas en tuberías son los choques y las válvulas de seguridad en superficie. Los choques son instalados frecuentemente en pozos para restringir las tasas de flujo a cantidades deseadas. Las válvulas de seguridad son normalmente instaladas en todos los pozos offshore y pueden operar a varias distancias controladas en base a la temperatura o a la velocidad, todas están abiertas completamente al flujo a menos que algo cause su cierre.

2.14. PERDIDA DE PRESIÓN EN VÁLVULAS Y ACCESORIOS.²⁷

El flujo en válvulas y accesorios implican caídas de presión adicionales. Esto puede interpretarse por medio de la determinación de coeficientes de resistencia y de flujo, también del concepto de longitudes equivalentes.²⁸

Coefficientes de resistencia.

La caída de presión en una válvula o en un accesorio puede expresarse como:

$$\Delta P = K_R * \frac{\rho * V^2}{2 * g_c} \quad \text{Ecuación 2.40}$$

Donde K_R se define como el coeficiente de resistencia de flujo para accesorios, es adimensional y es una función del número de Reynolds, la rugosidad y de la geometría del accesorio.

$$K_R = \frac{f * L}{d} \quad \text{Ecuación 2.41}$$

Donde L y d corresponden a la geometría de accesorio. Para flujo multifásico las pérdidas de presión en varios tipos de válvulas y accesorios pueden ser aproximadas bajo el concepto de longitudes

²⁷ ARIZA CARVAJAL, Ariel Maurissio, y QUINTERO SOLANO, Valentín. Implementación de una Herramienta Software para Análisis Nodal Dinámico en Sistemas de Recolección. Tesis de Grado. Bucaramanga. 2006.

²⁸ Ibid. Pg.:256

equivalentes. Los valores de K_R determinados para diferentes tipos de accesorios pueden encontrarse en la siguiente tabla²⁹:

Tabla 9. Coeficientes de restricción de flujo.

Accesorio	K_R [ft/in]
Válvula globo	3.0-5.0
Válvula cortina	0.15
Codos	0.2-0.3
Válvulas check	6.0-8.0

Fuente. ARNOLD, KEN, y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986.

Una longitud equivalente, L_e puede ser calculada para cada accesorio usando el factor de fricción calculado para el flujo en la tubería. Todos los valores de longitudes equivalentes pueden ser adicionados a la longitud real de la tubería para realizar los cálculos de caída de presión. La longitud equivalente puede expresarse como:

$$L_e = \frac{K_R * d}{f} \quad \text{Ecuación 2.42}$$

Donde.

d corresponde al diámetro de la tubería, f al factor de fricción para el flujo.

²⁹ BEGGS, H.D. *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI Publication. Tulsa, Oklahoma. USA. 1991 Pag.128.

3. CAMPO ESCUELA COLORADO

En esta parte aremos referencia al histórico de producción, la estructura geológica y la configuración general del sistema de producción y finalmente los pozos a tener en cuenta para el análisis nodal y aplicación del circuito hidráulico.

3.1. SISTEMA PETROLÍFERO CVMM.

Breve descripción del sistema petrolífero de la cuenca del valle medio del magdalena.

3.1.1. Roca madre. Se encuentra compuesta básicamente por calizas y lutitas de la formación Luna y Simiti-Tablazo. Los valores promedio de TOC son de 1,06% con materia orgánica de tipo II, alcanzando valores de Ro entre 0,6-1,2%.se considera que estas fueron depositadas en dos grandes eventos a nivel mundial de tipo anóxico.

Las principales vías de migración consisten en:

1. La migración vertical directa en la formación la luna.
2. La migración lateral a lo largo de areniscas del Eoceno.

3.1.2. Roca reservorio. El 97% de las acumulaciones de petróleo en la cuenca provienen de areniscas continentales del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), tales como:

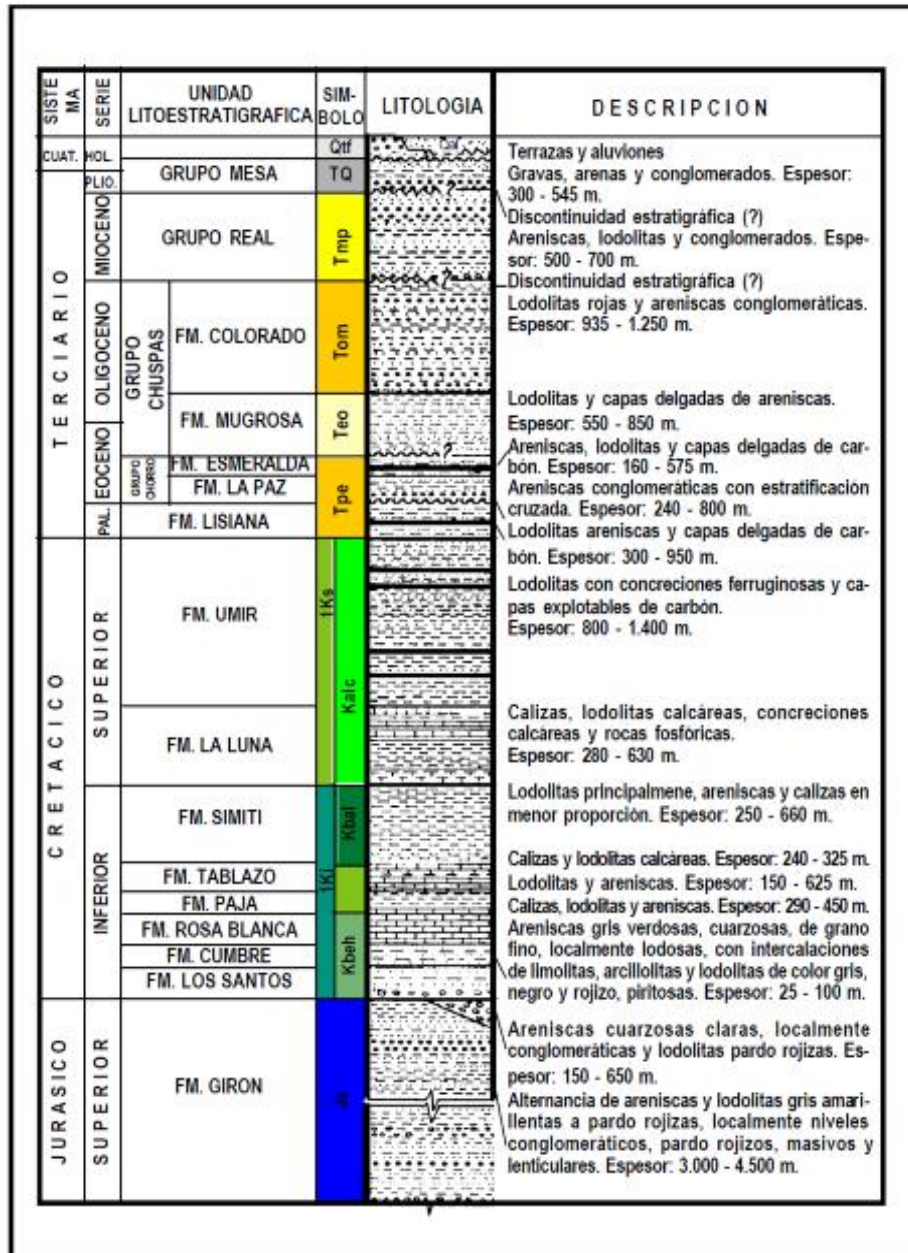
Las formaciones Lisama, Esmeralda-La paz y Mugrosa, con porosidades promedio de 15-20 % y permeabilidades entre 20-600 md.se consideran en objetivos algunas calizas fracturadas de edad Cretácica.

3.1.3. Roca sello. Los sellos de los yacimientos de las areniscas del Paleógeno consisten en intercalaciones de lutitas marinas, principalmente de las formaciones Esmeralda y Colorado. Los sellos de los posibles reservorios de calizas del Cretácico son lutitas marinas de las formaciones Simiti y Umir.

3.1.4. Trampa. Las principales acumulaciones se han presentado en cierres estructurales sobre grandes Anticlinales asimétricos, entre ellas las estructuras Dúplex con cierre de fallas independientes en las trampas ubicadas en la parte inferior de las fallas sellantes.

3.1.5. Formaciones productoras. Las principales formaciones productoras de hidrocarburos son Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno-Mioceno inferior, depositadas en un sistema fluvial meandrico, caracterizadas por intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales como se ilustra en la figura 20.

Figura 21. Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. Ecopetrol ICP 2003, D.E.R.

Para la formación mugrosa se encuentra un espesor que varía aproximadamente desde 1800 a 4500 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meandricos.

Las areniscas de la formación mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Escuela Colorado (CEC) con una porosidad promedio de 12.9 % para la zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente. Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 @API y el mecanismo de producción primaria es empuje por gas en solución.

3.1.6. Evolución geológica. El VMM presenta dos márgenes bien diferenciados; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclin al con presencia de truncamientos de las formaciones cretácicas que desaparecen hacia la cordillera central bajo sedimentos terciarios.

Con un área de $32949Km^2$ la cuenca del valle del magdalena entre la cordillera central y oriental, caracterizada por eventos tectónicos distensivos y esta a su vez ligada a la depositación de los sedimentos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y los Santos.

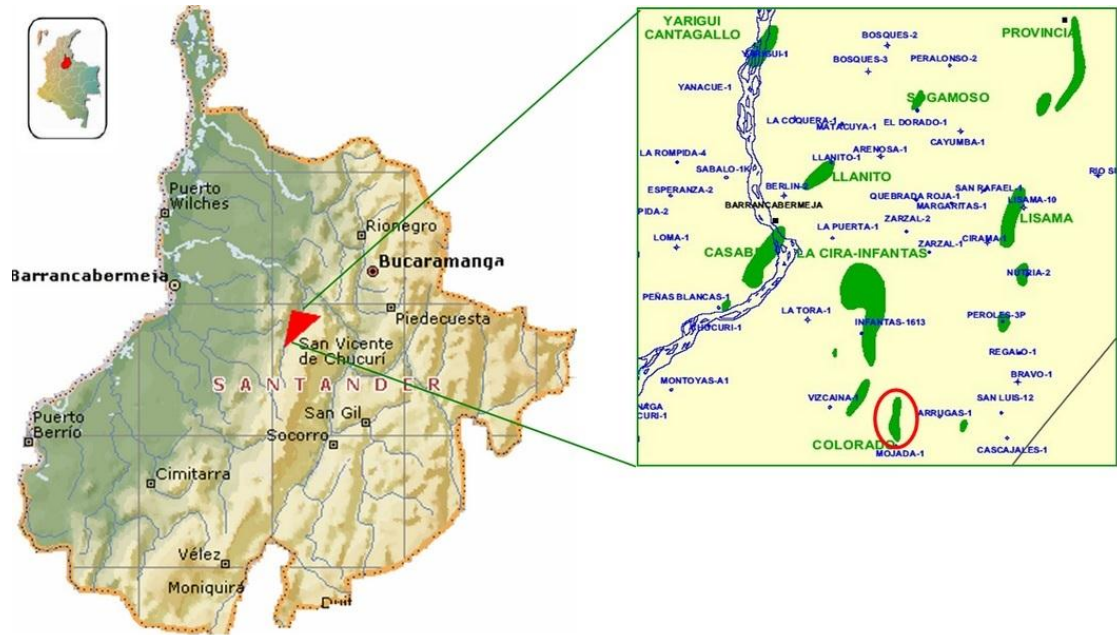
3.2. GENERALIDADES CEC

Hasta el día de hoy el campo escuela colorado además de ser una fuente económica también es una fuente con la cual se han realizado investigaciones de carácter científico y operacional entre otros referente al área de hidrocarburos.

Esta fuente de desarrollo económico-académico fue creada entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. con el objetivo que los estudiantes puedan desarrollar trabajos de tipo investigativo o practico.

3.2.3. Localización El Campo Escuela Colorado se encuentra localizado en la cuenca del valle medio del magdalena (CVMM) en la provincia estructural del piedemonte occidental de la cordillera oriental, en inmediaciones del Municipio de San Juan Vicente de Chucuri, en la vereda los colorados en el corregimiento de yarima al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) en el área antigua concesión de Mares, como se ilustra en la figura 21.

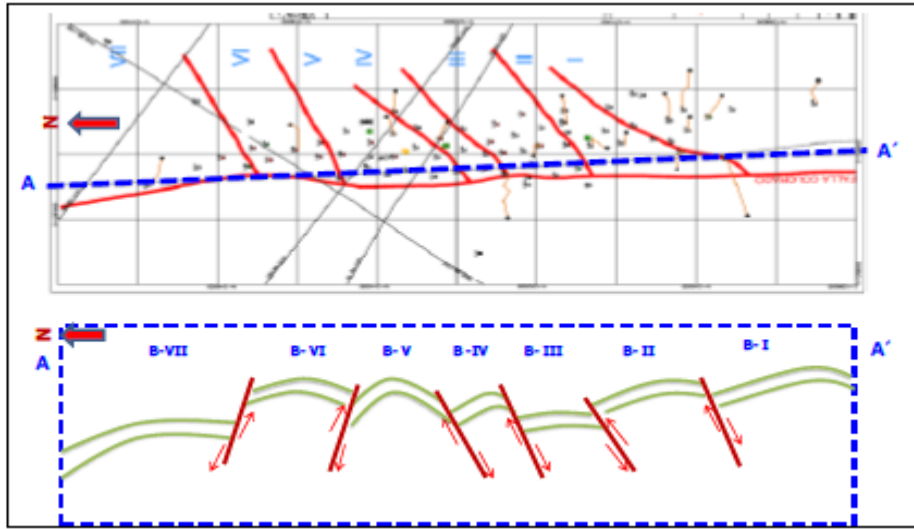
Figura 22. Localización de Campo Escuela Colorado.



Fuente. GARZÓN, Fredy- *ECOPETROL GMM*, ORDOÑES, Aníbal—*ECOPETROL –ICP*, DUQUE, Carlos y Guerrero Jairo-A.I.P-*ANSALL* y CABRERA, Heliodoro, *Diagnostico y estrategias de recobro del campo Colorado*.2003

3.2.2. Estructura. El modelo estructural del CEC está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al campo en seis bloques, con lo cual se maneja un modelo geológico, que el campo esta compartimentalizado, como se ilustra en la figura 22 y 23. El Anticlinal colorado está dividido en 7 bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. Los bloques IB, I, II, III y VI están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte.

Figura 24. Corte Estructural Sentido Norte –sur.



FUENTE: Proyecto Campo Escuela Weil Group 2009.

3.2.3. Propiedades del yacimiento. En el CEC se han realizado una serie de estudios básicos, donde se han determinado las características del yacimiento, mostradas en la tabla 9 y 10.

Tabla 10. Datos básicos de propiedades de arenas.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
Temperatura de yacimiento	114	174	186	186	°F
API @ 60°F	41.2	39.7	40.1	40.1	°API
Profundidad promedio	1800	3500	4700	5600	Ft
Presión de burbuja, P_b	648	2078	2958	2958	Psia
Viscosidad @ P_b	1.64	0.462	0.441	0.441	Cp
$Bo @ P_b$	1.091	1.401	1.373	1.373	RB/STB
porosidad	15.7	14.5	13	13	%
Swi	40	40	50	50	%

Tabla 11. Continuación.

Parámetro	Arena B	Arena C	Arena D	Arena E	Unidad
OOIP	20.062	37.336	0.507	1.157	MM Bls
R_{sb}	140	648	667	667	PC/Bls
Espesor promedio de arena	50	57	25	25	Ft
Área	634	1083	-	-	Acres

Fuente. ECOPETROL S.A. Informe Campo Escuela Colorado. Calculo de reservas. Ing. Jorge Camacho, Junio de 1978.

Tabla 12. Datos básicos del yacimiento.

Parámetro	Unidad
espaciamiento / pozo	20-30 Acres
pozos perforados	75
pozos activos	7
pozos produciendo	4
aceite original estimado, OOIP	59 MMBls
reservas primarias producidas	8.59 MMBls
factor de recobro	14.6 %

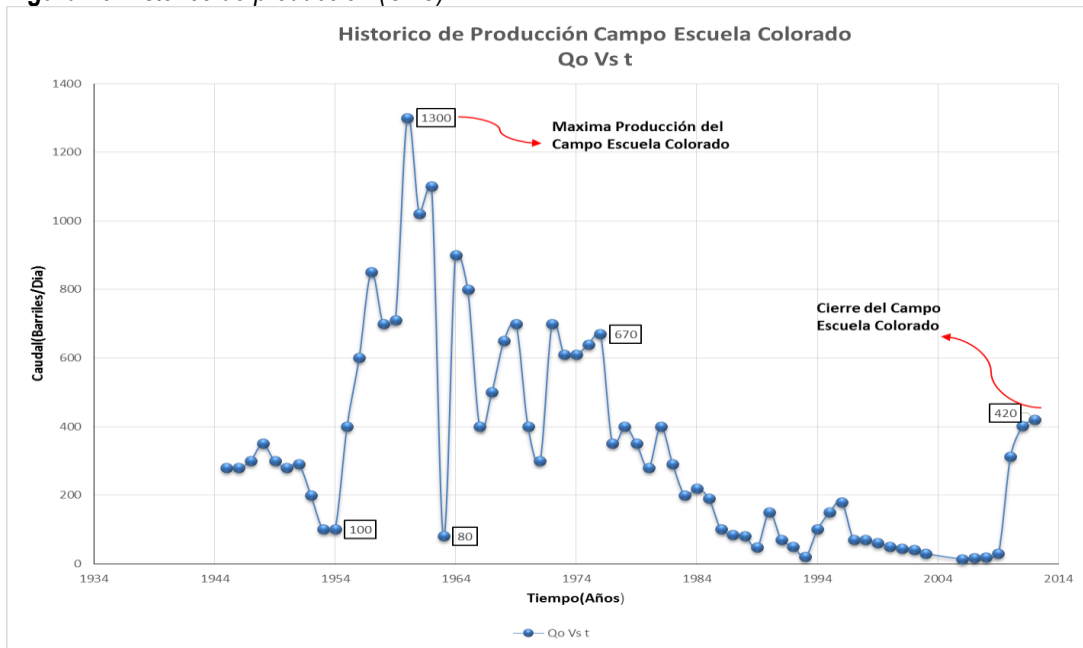
Fuente. Campo Escuela Colorado. Cuarto informe de yacimientos Campo Colorado. Ing. Karen L. Pachano, Diciembre de 2007.

3.2.4. Historia de producción. El CEC inicio producción oficialmente en el año de 1945 con una tasa de 300 BOPD. En 1961 alcanzó su máxima producción, con un caudal entre 1300 y 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores por diferentes problemas mecánicos entre los que se destacaba el taponamiento de las líneas por parafinas.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976 a 47 BOPD en 1989, desde entonces su producción se ha mantenido e un promedio de 20 a 30 BOPD. El máximo número de pozos activos simultáneamente se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos pero con los mismos problemas que hasta el momento se venían presentando y a eso se le sumaba el transporte de quipos de un pozo a otro pero aproximadamente en el 2008 cuando la Universidad Industrial de

Santander retomó el campo la producción alcanzó un nivel de hasta los 420 BOPD como se ilustra en la figura 24.

Figura 25. Histórico de producción (CEC).



3.2.5. Reseña histórica.

- La etapa de exploración del campo se realizó entre los años de 1923 a 1932.
- 6 de los primeros 7 pozos abandonados por problemas mecánicos.
- Septiembre 3 de 1945 caracterización del COL-9 arrojando resultados satisfactorios.
- (1945-1946) un total de 8 pozos perforados .operaciones realizadas y coordinadas por la compañía TROCO (Tropical Oil Company) operadora del campo hasta 1952.
- (1953-1964) desarrollo del campo por parte de ECOPETROL perforado 60 pozos para un total de 75 pozos perforados.
- 1961 campo colorado alcanza la máxima producción con $Q = 1771 \text{ BOPD}$ declinando hasta llegar a $Q = 467 \text{ BOPD}$.
- (1966-1976) declinación pasando de $Q = 692 \text{ BOPD}$ a $Q = 47 \text{ BOPD}$.
- se realizaron campañas de WORKOVER recuperando la producción del área, pero la declinación es mayor perdiéndose el trabajo realizado. (ECOPETROL-ICP 2003).
- 2006 Campo cedido por ECOPETROL a la universidad industrial de Santander con el fin que sea aprovechado académicamente.

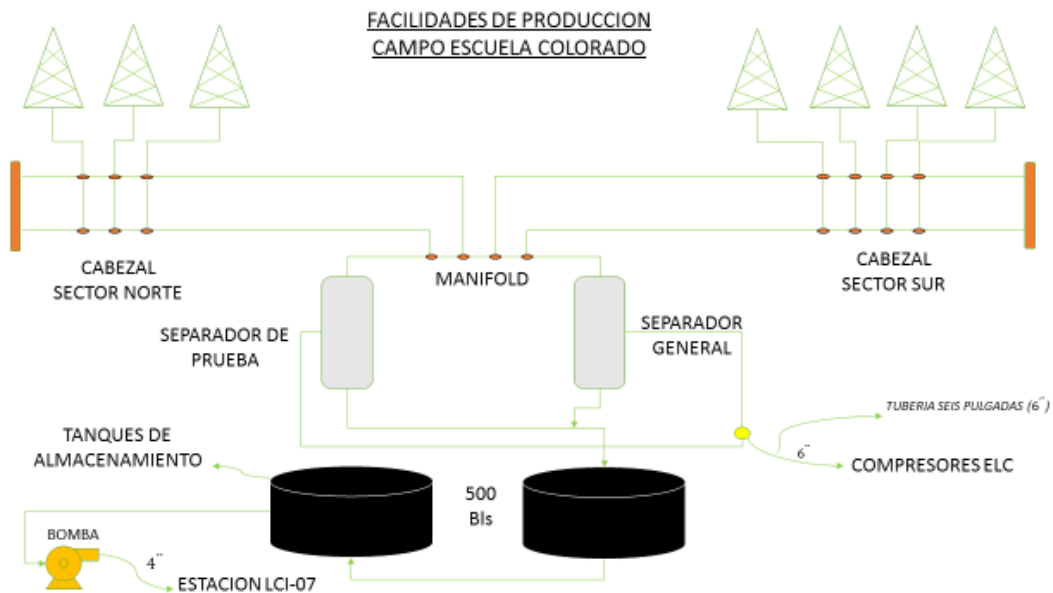
- 2009 universidad industrial de Santander firma convenio alianza tecnológica con la compañía W.E.I LTD.
- El campo históricamente ha producido un crudo parafínico de alto °API, pero con problemas en la producción por la precipitación y acumulación de parafinas en la tubería, causando obstrucción en el flujo, por lo que se han tenido que implementar métodos correctivos y preventivos entre ellos inyección periódico de químicos.

3.3. PRODUCCIÓN.

Considerado como un campo maduro de acuerdo a sus características y trascendencia .en el año de 2009 el campo producía alrededor de 32 BOPD con tan solo 5 pozos activos después de la intervención del aliado tecnológico la producción se empezó a incrementar de manera exponencial hasta un promedio de 350 BPOD producidos por 25 pozos activos; De las reservas originales se han producido aproximadamente 8,6 MMIs hasta el 2011.

El sistema de producción actual del CEC es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo, como se muestra en la figura 25.

Figura 26.Facilidades de producción del Campo Escuela Colorado.



Fuente. Modificado de Informe "información Técnica Campo escuela Colorado". Ing. Fernando Enrique Calvete. Proyecto Campo Escuela Colorado.

4. PROBLEMA DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO POR PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS

Los crudos parafínicos son los mejores para la refinación por su alto rendimiento en la obtención de combustibles y derivados del petróleo, sin embargo generalmente causan problemas de precipitación y acumulación de depósitos en las tuberías de producción y líneas de flujo.

Las parafinas son productos cerosos derivados del petróleo, constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos. Son una familia de hidrocarburos conocidos como alcanos o parafínicos que se caracterizan por tener cadenas lineales (n-alcanos), ramificada (iso-alcanos) o cadena cíclica (ciclo alcanos o naftalenos), se representan por la fórmula general C_nH_{2n+2} . Las ramificaciones presentes en la estructura molecular de la parafina tienen un efecto en el punto de fusión.

Este término proviene del latín “parum affinis” que significa que tienen poca afinidad, por ser hidrocarburos saturados son sustancias químicamente inertes, es decir, poco reactivas ante la mayoría de los reactivos químicos ya que resisten al ataque de ácidos y bases.

Las parafinas con cinco o menos átomos de carbono existen normalmente como un gas (metano, etano, propano, etc.). Las parafinas con seis a quince átomos de carbono, son líquidas. Cuando el tamaño moléculas es de 16 a 25 se observan ceras blandas. Las ceras cristalinas duras tienen de 26 a 60 o más átomos de carbono en la cadena. Las parafinas con carbonos entre el C18 y C60 son consideradas en la industria del petróleo como las principales formadoras de depósitos en las líneas de producción y transporte de crudo.

4.1. CARACTERIZACIÓN DE PARAFINAS

Las moléculas de parafina tienen punto de fusión relativamente alto comparado con los hidrocarburos líquidos (tabla 11).

Tabla 13. Punto de fusión de algunas parafinas.

Numero de átomos de carbono	Punto de fusión (°F)
16	64
17	72
18	82
20	100
23	122
25	129
32	158
42	181
49	196
60	211

Fuente: SVETGOFF, Jim. Paraffin problema can be resolved with chemical. En oil & gas journal. (Feb 1984); p.79

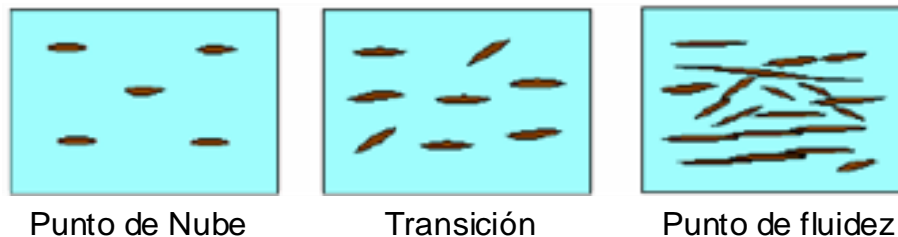
Una de las propiedades más importantes que se debe tener en cuenta en el momento de escoger algún tipo de tratamiento de parafinas es el punto de nube y punto de fluidez, los cuales dependen de la temperatura de saturación de sus componentes y de la tasa de enfriamiento a la que se someta la mezcla de hidrocarburos.

4.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA PRECIPITACIÓN DE LAS PARAFINAS

La reducción de la temperatura es probablemente la causa más importante de la deposición de cera porque la solubilidad del crudo disminuye a medida que la temperatura baja. La disminución de la temperatura puede provocarse por la caída de presión que experimenta el crudo a medida que se acerca a la superficie o por la expansión que ocurre cuando el crudo sale de la formación hacia el pozo.

El enfriamiento del crudo ocurre en numerosos lugares en el sistema del pozo. La expansión del aceite y gas asociado en la cara de la formación, a través de las perforaciones del casing, o a través de un liner ranurado causan enfriamiento. Un enfriamiento adicional ocurre a medida que el crudo asciende a través del tubing, a través de los reguladores de flujo en superficie, a través de la línea de flujo y a través del separados gas-aceite. En algún punto en el sistema la temperatura cae por debajo del punto de nube del crudo al seguir disminuyendo la temperatura llegara un momento en el que los cristales de la parafina formaran una red cristalina capaz de atrapar y detener el movimiento del crudo, denominándose ese calor de temperatura como punto de fluidez (ver figura 26).

Figura 27. Esquematación del punto de nube, transición y punto de fluidez.



Fuente: RODRIGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1. En: ciencias tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic. 2001) p65-78

La pérdida de gas e hidrocarburo livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina, este efecto contribuye a la deposición de parafina de superficie y tanques. Altas relaciones de gas-aceite (GOR), magnifican los problemas de deposición de parafinas.

Como se mencionó anteriormente para la precipitación y posterior deposición de parafinas las causas más comunes son:

4.2.1. Temperatura. Al generarse la deposición de cera está se caracteriza por las siguientes temperaturas:

4.2.2. Punto de cristalización o WAT. Wax Appearance Temperature Es la temperatura a la cual se empieza a formar los primeros cristales de parafinas en el petróleo.

4.2.3. Punto de fluidez. es la temperatura a la cual el crudo deja de fluir debido a que la parafina cristalizada atrapa en su red cristalina las fracciones liquidas de este, formando una sustancia altamente viscosa en forma de gel.

4.2.4. Punto de fusión. Es la temperatura a la cual la sustancia pasa de solido a líquido.

4.2.5. Temperatura de gel. Es aquella a la cual se inicia la formación de una red cristalina cuando el fluido esta en reposo y se enfría por debajo del punto de fluidez.

4.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ACUMULACIÓN DE PARAFINAS

La depositación de la cera no ocurrirá hasta que la temperatura de operación este por debajo del WAT, por lo tanto otros factores rigen la depositación de cera cuando la temperatura se encuentra en o por debajo del punto de cristalización.

4.3.1. Composición físico-química del crudo. Los experimentos revelan que si la composición físico-química de la solución tiende a ser más liviana (disminución del peso molecular), disminuye el punto de cristalización, lo cual es favorable para asegurar el flujo de los hidrocarburos.

4.3.2. Presión. Cuando se altera el equilibrio termodinámico los cambios de presión, basados en la reducción de esta conllevan a iniciar la cristalización de las parafinas presentes, fenómeno causado por la volatilización de los carbonos más livianos, lo que disminuye la solubilidad de la parafina en el crudo.

4.3.3. Caudal de producción y tiempo de residencia. Caudales bajos ofrecen a la corriente de crudo en movimientos largos de residencia en el canal de flujo. Este incremento en el tiempo de residencia ocasiona mayor pérdida de calor hacia los alrededores, dando lugar a que la temperatura del crudo descienda posiblemente hasta ser inferior al WAT con lo cual se favorece la precipitación y deposición de cera.

4.3.4. Tipo y rugosidad de la tubería. Los centros de crecimiento para la formación de los cristales de parafina pueden ser provistos por una superficie rugosa y porosa tal como se presenta en las tuberías de acero usadas en la producción de petróleo.

4.3.5. Velocidad del fluido. La velocidad de la acumulación de parafina en una tubería de acero varía con la velocidad del fluido, alcanzando un máximo durante su comportamiento como fluido viscoso, en donde el fluido presenta bajas velocidades.

4.3.6. Relación gas/aceite. La presencia de gas actúa como un solvente en el crudo disminuyendo el punto de cristalización, esto es debido a que las burbujas de gas distribuidas en el crudo tienen una energía de presión adicional que ayuda al flujo; igualmente, las moléculas de gas en solución ocupan un espacio entre las moléculas de parafina evitando su unión, cuando disminuye la presión o el flujo es restaurado.

La depositación de parafinas obstruye las perforaciones, causa daño en el equipo de subsuelo como bombas y varillas, reduce el diámetro de la tubería de producción, líneas de flujo, oleoductos, en la interface del gunbarrel o separador, y en las paredes de los tanques de almacenamiento.

La severidad del problema varía con el sistema y puede ser cualquier cosa desde una pequeña molestia a un mayor taponamiento del sistema que ocasione el cierre de las operaciones.

Este proceso hace referencia a la formación de una capa de la fase sólida separada y al eventual crecimiento de esta en una superficie en contacto con el crudo, y puede ocurrir a partir de mecanismos como: dispersión por corte, asentamiento gravitacional, movimiento browniano o a través del mecanismo de difusión molecular.

4.3.6.1. Difusión molecular. Para todas las condiciones de flujo, el petróleo estará en flujo laminar a través de la tubería, o por lo menos en una delgada subcapa laminar adyacente a la pared de la tubería. Cuando el petróleo se enfría habrá un gradiente de temperaturas a través de la subcapa laminar. Si las temperaturas están por debajo del nivel en donde los cristales sólidos de cera pueden precipitarse, entonces los elementos que fluyen en el crudo contendrán partículas sólidas precipitadas y la fase líquida estará en equilibrio con la fase sólida; es decir el líquido será saturado con los cristales de cera disueltos. El perfil de temperatura cerca de la pared dará lugar a un gradiente de concentración de cera disuelta, y este material disuelto será transportado hacia la pared por la difusión molecular. Cuando este material de difusión alcanza la interfaz sólido/líquido, será precipitado fuera de la solución.

4.3.6.2. Difusión Browniana. Los pequeños cristales de cera sólida suspendidos en el crudo serán bombardeados continuamente por moléculas de aceite térmicamente agitadas. Estas colisiones conducirán a los pequeños movimientos brownianos al azar de las partículas en suspensión.

4.3.6.3. Dispersión por corte. Cuando pequeñas partículas son suspendidas en un fluido que está en movimiento laminar, las partículas tienden a moverse a la velocidad media y en la dirección del fluido circundante. La velocidad de la partícula es la que se perfila en su centro, y la partícula gira con una velocidad angular que es la mitad de la velocidad de corte del fluido. Si las partículas se acercan a una frontera solida se reducirán tanto las partículas giratorias impartirán un movimiento circulatorio a una capa de fluido adyacente a la partícula. Esta región de fluido rotativa ejerce una fuerza de arrastre a las partículas vecinas. En un área de corte, cada partícula pasa e interactúa con partículas vecinas en líneas de corrientes lentas o rápidas en movimiento. Cuando solo dos partículas están presentes, lejos de una pared y con número de Reynolds muy bajo, estos encuentros transitorios resultaran en largos desplazamientos temporales. Como se debe pasar, sus trayectorias son tales que las partículas se curvan una alrededor de otra y regresan a su perfil original. Así no hay ningún desplazamiento neto lateral. Si la concentración de partículas es alta no importa cuán, en ese momento un número significativo de interacciones multi-partículas se va a producir. Estas colisiones multi-partículas causan el transporte neto lateral y una dispersión de partículas.

4.3.6.4. Asentamiento por gravedad. Los cristales de cera precipitada son más densos que la fase liquida de aceite circundante. Por ello si las partículas existentes no interactúan, ellas se asentaran en un campo gravitacional y podrían ser depositadas en la parte inferior de las tuberías o tanques.

La precipitación aunque es una causa necesaria para la depositacion no es suficiente para que esta ocurra, ya que dependiendo de la forma de los cristales, estos pueden permanecer en el crudo en lugar de depositarse sobre una superficie.

La depositacion de la cera puede ser leve o lo suficientemente grave que es difícil de manejar. La consistencia de los depósitos va desde petróleos gelatinosos hasta la de una cera dura. Cuanto antes se diagnostique el problema en la vida del control que reducirá o eliminara algunos de los problemas técnicos y económicos asociados con la depositacion de cera.

4.4. TRATAMIENTOS PARA EL CONTROL DE PARAFINAS.³⁰³¹

Ya que la industria petrolera está en constante cambio y ya que el problema que generan las parafinas es de suma importancia es necesario que se cuente con tratamientos para tratar de mitigar la precipitación y posterior depositacion de estas por lo cual los tratamientos que se emplean en los pozos productores son de dos categorías tratamientos de remoción o limpieza y tratamientos de inhibición.

³⁰ GARCIA, Maria del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production.SPE 64992. Febrero 2001.

³¹ MARTÍNEZ GALINDO, Rosa Isabel. Y AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel Isnardo. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga.2010.

4.4.1. Tratamientos de remoción o limpieza. Estos tratamientos son usados cuando los problemas de precipitación y deposición ya se han presentado, y tienen como objetivo remover el depósito. Entre los tratamientos de limpieza más comúnmente usados se encuentran:

4.4.1.1. Disolución con solventes. Para la disolución de la cera se emplean solventes que suelen tener un alto contenido de aromáticos, estos solventes generalmente son calentados con el fin de obtener mejores resultados.

4.4.1.2. Operaciones de corte de parafina. Se emplean raspadores que cortan la parafina y la remuevan de la tubería. El mayor beneficio obtenido es la limpieza total de las líneas por donde circula el crudo, pero este tipo de tratamiento no proporciona una solución a largo plazo para el problema que se presenta.

4.4.1.3. Inyección de aceite caliente (hot oil). Consiste en utilizar calor para lograr la disolución y remoción de los depósitos de parafina de un pozo. El proceso se lleva a cabo mediante la inyección de aceite caliente ya sea por el tubing o directamente por el espacio anular, cuando el método no es implementado de manera adecuada puede causar taponamiento significativo en las perforaciones o sistema poroso de la formación.

Generalmente las operaciones de corte de parafina y la inyección de aceite caliente son empleados en los campos de producción como primera alternativa para la remoción de los depósitos de parafina, debido a su facilidad de aplicación y rápido efecto.

4.4.2. Tratamientos de inhibición. Son aplicados con el fin de prevenir la ocurrencia de los problemas de precipitación y deposición.

Entre los tratamientos y técnicas de inhibición más empleadas se encuentran:

4.4.2.1. Tratamientos químicos. Emplean solventes, inhibidores o dispersantes de acuerdo a las características del crudo.

4.4.2.2. Técnicas microbiológicas. En la aplicación de esta técnica se emplean por lo general microorganismos que utilizan oxígeno para la limpieza de pozos. Las parafinas son metabolizadas por los microorganismos, y son oxidadas a alcoholes, aldehídos y ácidos carboxílicos. Además de metabolizar los hidrocarburos parafínicos, los microorganismos pueden producir compuestos que mejoran el flujo del fluido.

4.4.2.3. Tecnología electromagnética y magnética. La implementación de este tipo de tecnología apunta a una reducción de la precipitación de parafina en las paredes de la tubería o del tanque por la orientación de la cadena de hidrocarburos de parafina en el campo magnético.

No existe un tratamiento de inhibición ni de remediación que sea aplicado de manera universal a los pozos que presentan problemas de precipitación y deposición de parafina incluso si son del mismo campo, debido a que las ceras parafínicas que se encuentran en diferentes pozos del mismo campo pueden variar en su composición, ya que las condiciones que causan la deposición varían con cada pozo individual. Se puede decir que ninguno de los tratamientos empleados para controlar los

problemas mencionados es totalmente efectivo, por lo tanto en algunas ocasiones se hace necesario la implementación de manera conjunta de tratamientos de limpieza y prevención. Para poder seleccionar el tipo de tratamiento que será implementado para el control de parafinas se deben realizar estudios de laboratorio e investigaciones específicas con el crudo objeto de tratamiento.

4.5. PROBLEMA DE PARAFINA EN CAMPO ESCUELA COLORADO.

Diferentes estudios realizados a través del tiempo y durante la vida productiva del Campo escuela Colorado (CEC) han demostrado que se presentan problemas operativos asociados a la precipitación y depositación de parafina en las líneas de subsuelo y superficie; lo cual conlleva principalmente a una reducción en el diámetro de la tubería de producción y un aumento en la viscosidad del crudo como se ha mencionado. Esto ha ocasionado disminución en la producción de los pozos y altos costos debido a los trabajos remediales y preventivos (ver figura 27).

Figura 28. Parafina en tubería.



Por lo anterior en el campo se han desarrollado trabajos de investigación y pruebas de laboratorio con muestras representativas de crudo en con el fin de conocer las condiciones bajo las cuales se presenta el fenómeno de depositación y así determinar los tratamientos de control y prevención adecuados para la solución de este problema.

Para el CEC se encuentra que las principales arenas productoras son B y C de la formación Mugrosa, estas arenas poseen crudos parafinados con una gravedad API > 30. Estudios realizados en el trabajo de grado "DETERMINACION DEL UMBRAL DE CRISTALIZACION DE LAS PARAFINAS EN EL CRUDO DEL CAMPO COLORADO" llevado a cabo por el Ingeniero EMILIANO ARIZA LEON, en el año 2008, el cual determino mediante una investigación la envolvente de precipitación de parafinas para el crudo de la arena B de la formación mugrosa y encontró que el problema de precipitación de parafina se presenta en la tubería de producción a una temperatura de 90 °F y una profundidad de

1550 ft. El crudo de la arena C aún no cuenta con el umbral de cristalización, por tanto, se desconoce el inicio de precipitación de igual forma se espera que el comportamiento no sea muy diferente al de la arena B.

En su estudio encontró que este problema de precipitación en el campo no es tan severo porque el punto de fluidez es distante del punto de cristalización y se puede prevenir la acumulación si hay producción continua en el pozo y se implementa un método de control efectivo y oportuno.

En el Campo Colorado y durante su vida productiva para el control y remoción de parafinas se ha utilizado el método químico y térmico mediante la inyección de aceite caliente, para el cual se ha utilizado el circuito hidráulico o Facilidad de Superficie que conecta el tubing y el anular, que en el albor petrolero lo han denominado "Carevaca".

5. ANÁLISIS DE LA FACILIDAD DE SUPERFICIE PARA LA UNIÓN DE ANULAR Y TUBING DE CEC.

Esta unión o circuito hidráulico es un conjunto de equipos o elementos mediante los cuales se realiza la separación de las 3 o 2 fases que se presentan en un campo de petróleo o gas; de igual manera se implementa el tratamiento de cada una de las fases para poder comercializarlas (gas y aceite).

5.1. CARACTERIZACIÓN DEL CIRCUITO

En esta sección se hará una descripción del circuito Hidráulico o Facilidad de Superficie llamada "CAREVACA" (figura 28) en la cual se podrá tener en cuenta el tipo de tubería y arreglos que se encuentran en superficie.

Figura 29. *Facilidad de Superficie.*



5.1.1. Descripción del diseño de líneas de recolección. Definir la estructura de la red de tubería, la cual depende de la distribución de los pozos sobre el mismo campo. Posterior a esto, se establece la información necesaria de producción en cabeza para cada pozo, presiones, tasas de líquido y gas, temperaturas, relaciones gas líquido y los cortes de agua entre otros datos de producción que puedan suministrarse. El primer cálculo lleva a definir el diámetro requerido para condiciones de operación óptimas, un mínimo costo de instalación y un mejor uso de la energía disponible del yacimiento. Esto conlleva a definir la red con todos los accesorios, colectores y las líneas que sean necesarias. Mediante el uso del Análisis Nodal esto se hace una tarea fácil e interesante aún más, si se eligen los nodos apropiadamente. Un primer y muy buen método es realizar un análisis pozo por pozo estableciendo su caída de presión como si tuviera una línea propia de flujo hasta la estación de recolección. Aquí se puede establecer un diámetro óptimo para el flujo por pozo. Posterior a esto se puede iniciar la simulación montando colectores y superponiendo gráficamente los resultados, o por comparaciones analíticas de los mismos, y al final mostrar el comportamiento y poder tomar las decisiones necesarias para garantizar la producción en las condiciones óptimas.

5.1.2. Dimensionamiento de una línea. Dimensionar una red de tuberías de recolección para un campo petrolero involucra definir el diámetro de las tuberías, conformar los colectores necesarios y verificar que las caídas de presión sean las mínimas para los arreglos que se establezcan. Con Análisis Nodal esta selección, diámetro y los conjuntos de pozos que podrían ir a un colector, es una tarea posible y aun mejor, permite comparar el comportamiento actual o seleccionado con el que se presentaría bajo otras condiciones operacionales. Las caídas de presión son inversamente proporcionales al tamaño del diámetro sin embargo, en flujo multifásico este término es muy complejo y la mejor manera de seleccionar el diámetro es comparando los resultados obtenidos para una caída de presión a un diámetro dado con los resultados obtenidos para otro diámetro. El concepto del diámetro de partida, por llamarlo de algún modo, puede obtenerse a partir del concepto de flujo Erosional (para flujo multifásico con relaciones gas-liquido altas), y de ahí empezar a comparar los comportamientos con otros diámetros. Por debajo de este concepto de diámetro mínimo, la tubería es sobre presionada y su comportamiento matemático es lógico (entra a estado inestable).

5.1.3. Flujo erosional. Cuando un fluido fluye a través de una tubería a altas velocidades, puede ocurrir una erosión en las paredes de la tubería. Esto es especialmente cierto para grandes flujo de gas en los cuales la velocidad in situ supera los 60 ft/s. para flujos de líquido no es muy común hablar de este término sin embargo, en condiciones multifasicas cuando la Relación Gas-Líquido es significativa puede presentarse este tipo de erosión. La velocidad de flujo a la cual esta erosión es posible, puede definirse como:³²

$$V_e = \frac{C}{\rho_m^{1/2}} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde,

V_e = Velocidad erosional, lb/ft^3 .

ρ_m = Densidad de la mezcla, lb/ft^3 .

C = Constante empírica en un rango entre 75 a 150. lb/ft^2s .

Arnold y Stewart³³ expresan la densidad de la mezcla y el diámetro de la tubería como:

$$\rho_m = \frac{12.409*SG_L*P+2.7*SG_G*RGL*P}{(198.7*P)+Z*R*T} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

$$d = \left[\frac{\left(11.9 + \frac{Z*RGL*T}{16.7*P}\right)*q_L}{1000*V_e} \right]^{1/2} \quad \text{Ecuación 5.3}$$

Donde,

P = Presión, psia

³² BEGGS, H.D... Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pag.129.

³³ ARNOLD, Ken; & STEWART, Maurice: Surface Production Operation V1: Desing Of Oil Handling Systems And Facilities. Gulf Publishing Company. Houston, Texas. 1986. Pag.227.

T =Temperatura, °R.

d = Diametro interno del tubo, in.

SG_L =Gravedad especifica del líquido relativa al agua.

SG_G =Gravedad especifica del gas relativa al aire @ CS.

RGL = Relacion Gas-Liquido, $ft^3/bbl.$ @ CS.

q_L =Tasa de flujo de liquido, $bbl/d.$ @ CS.

Z =Factor de compresibilidad del gas @ PT.

V_e =Velocidad erosional, ft/s

De esta manera se puede tener un criterio de partida para obtener un diámetro antes de entrar a realizar el análisis para obtener las condiciones óptimas de operación. Esto puede resumirse en los siguientes pasos:

- Determinar la densidad de la mezcla a partir de la ecuación 5.2.
- Determinar la velocidad erosional a partir de la ecuación 5.1.
- Determinar el diámetro interno de la tubería a partir de la ecuación 5.3.

5.2 POZOS DE CAMPO ESCUELA COLORADO CANDIDATOS PARA EL ANÁLISIS.

Cualquier pozo puede someterse a un tipo de análisis siempre y cuando se cuente con la data necesaria. Para efectos de este proyecto serán seleccionados pozos pertenecientes a la arena B

Los pozos utilizados en el análisis fueron: Col-36, Col-59, Col-74, Col-25, Col-69, Col-37, cuyas características describiremos a continuación. Pero una de las propiedades de más énfasis es el GOR (relación gas-aceite) ya que esta propiedad sin restarles importancia a las demás es en la que se ve mayor cambio a lo largo de la vida productiva de los pozos.

Se utilizaran propiedades de tuberías, pozo y fluidos para los diferentes análisis que se harán durante este trabajo.

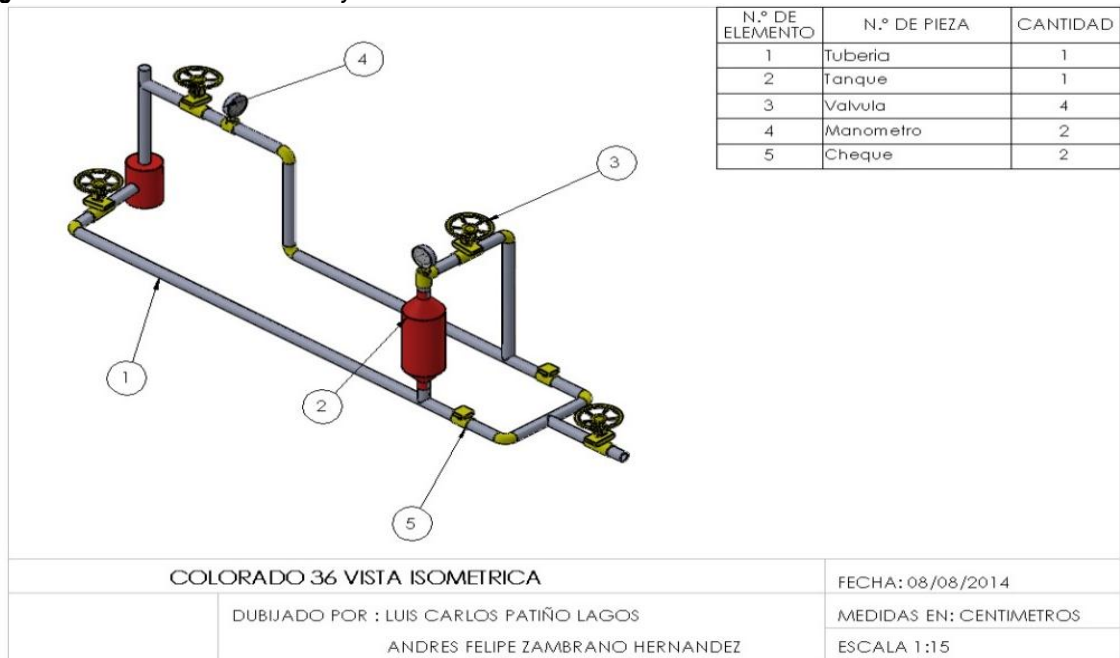
En la figura 29 a 32 se pueden apreciar y diferenciar cada una de las partes que componen la facilidad de superficie y la descripción de estas.

5.2.1. Colorado 36

Figura 30. Colorado 36 (col-36).



Figura 31. Vista Isométrica col-36 y elementos.



TUBERIA.

- En general esta Facilidad de Superficie utiliza tubería de 2”;
- El col-67 tenía una producción aprox 90 bls/día y con inyección de agua el que más produce 2000 bls/día y en este se utiliza tubería de 3”.
- Para todo lo que es crudo y gas se utiliza acero al carbono cedula 40 Y si se presentan presiones altas se utiliza acero al carbono cedula .80

TANQUE.

- Recipiente del químico: tubo de 6” reducido a 2” hueco por dentro.

VÁLVULA.

Se utilizan para regular presiones y aliviar el pozo.

MANÓMETRO.

Se utilizan 2 manómetros uno instalado en la tubería del tubing y otro en la tubería del anular, cada uno en cabeza para tener presente en cada momento la presión del tubing y anular respectivamente, además de controlar que la presión en superficie no supere los 400 psi. Presión máxima que soportan los cheques en cabeza.

CHEQUE.

La facilidad de superficie utiliza 2 cheques uno en la tubería del tubing en cabeza y otro en la tubería del anular como se puede apreciar en la figura 30 y su principal función es la de detectar que no allá parafina en ellos ya que por medio de una lengüeta que lo compone se puede apreciar si tiene parafina en tal caso se dice que el pozo necesita tratamiento o que el tratamiento no está siendo eficiente.

Figura 32. Vista Lateral col-36 y longitudes.

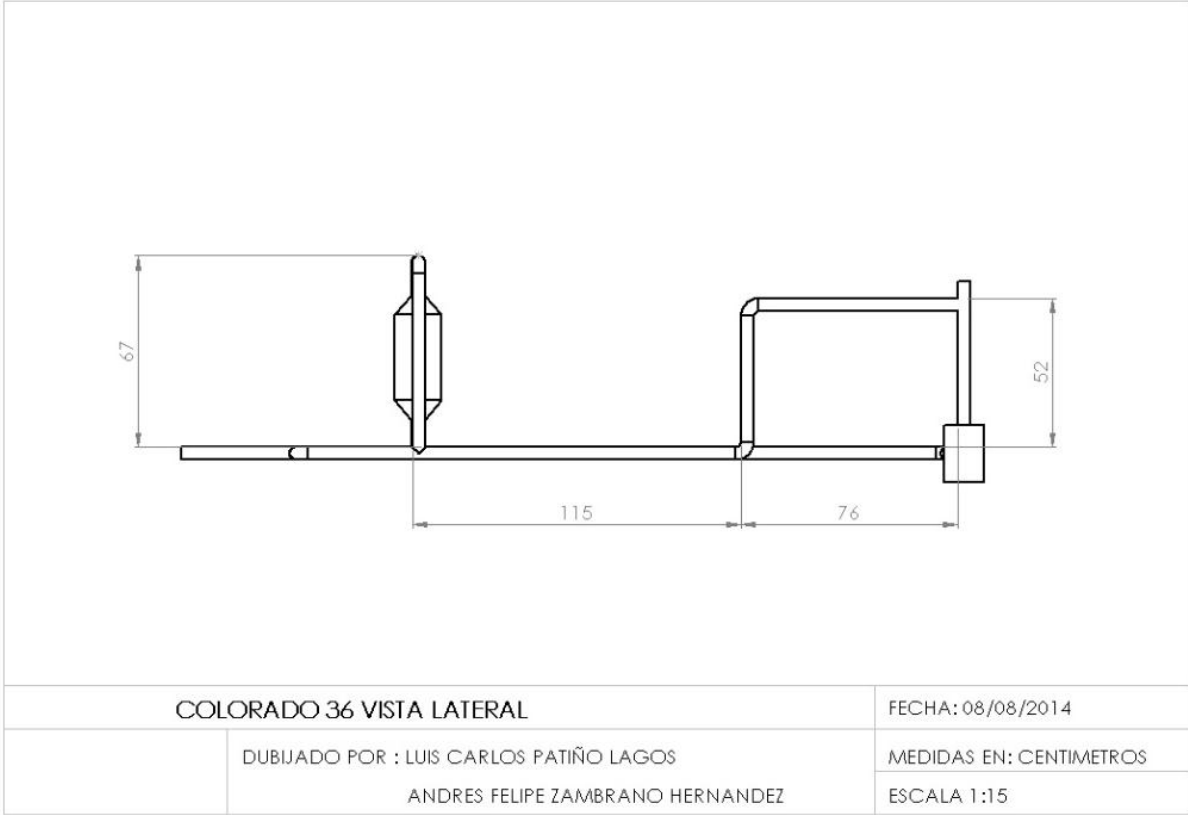
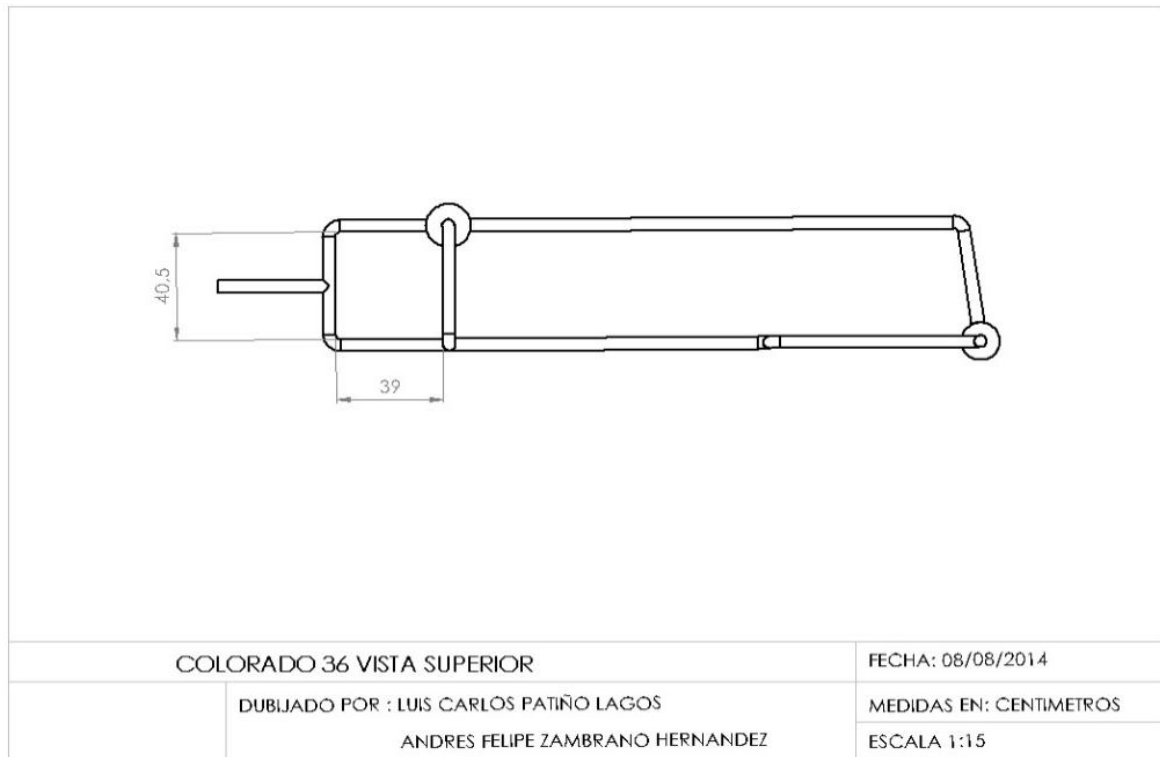


Figura 33. Vista Superior col-36 y longitudes.



PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE FLUIDO

Tabla 14. Datos col-36.

Colorado 36 / c-36	
P estática	900 psia
T yto.	114 °F
Profundidad	6048 ft
Intervalo productor	2044-2363 ft
GOR	5000 SCF/STB
Producción	20 Bb/D
Diámetro Tubing	2 7/8 "
Diámetro Casing	6 5/8 "
Gradiente de presión	0.3682 psi/ft

Fuente. MONCADA CEBALLOS Y GUERRERO ARDILA. Op. Cit.p.128.

5.2.2. Colorado 45

Figura 34. Colorado 45(col-45).



Figura 35. Vista Isométrica col-45 y Elementos.

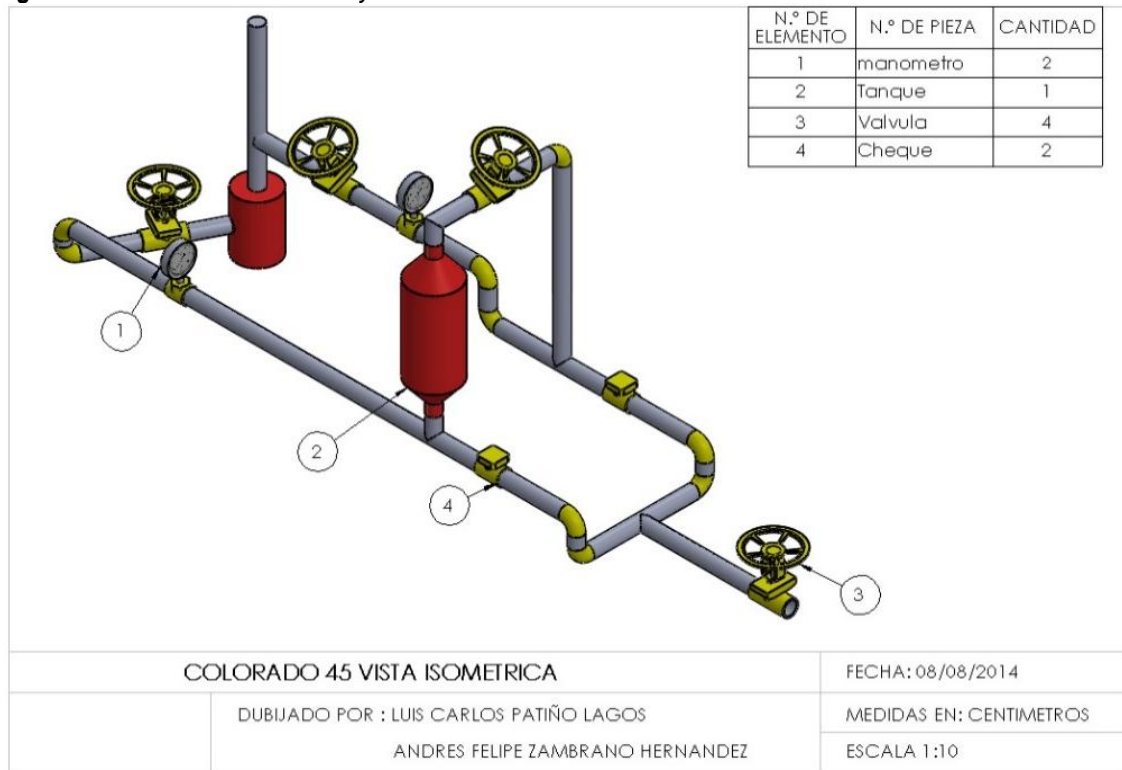


Figura 36. Vista Lateral col-45 y Longitudes.

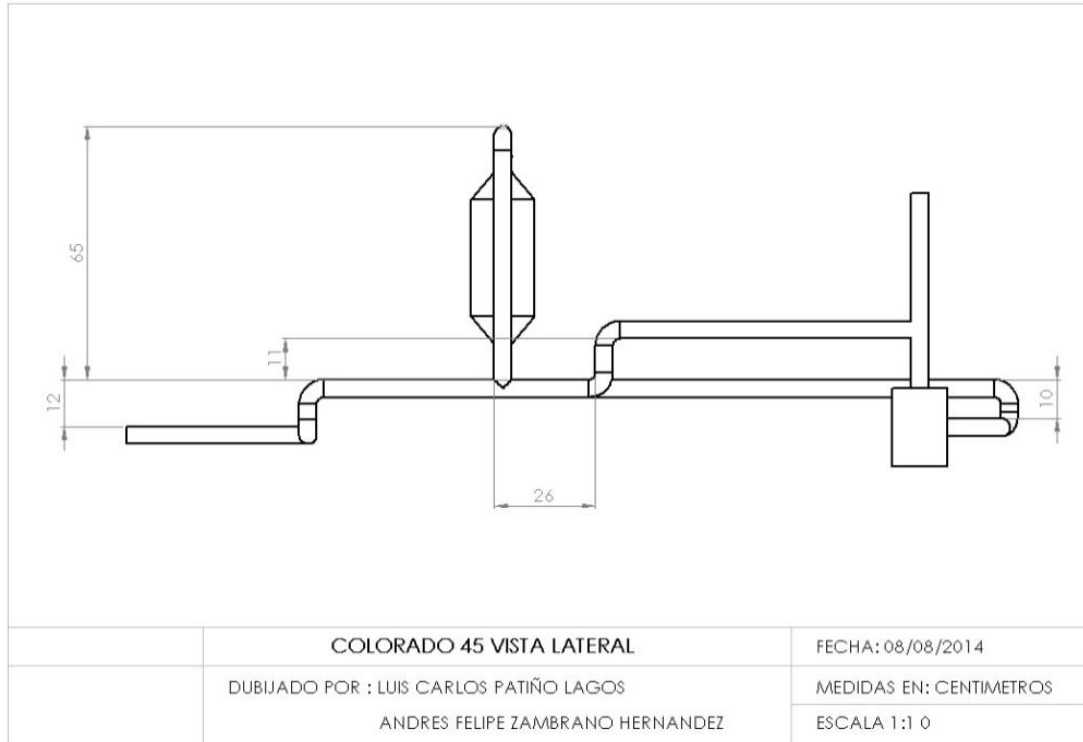
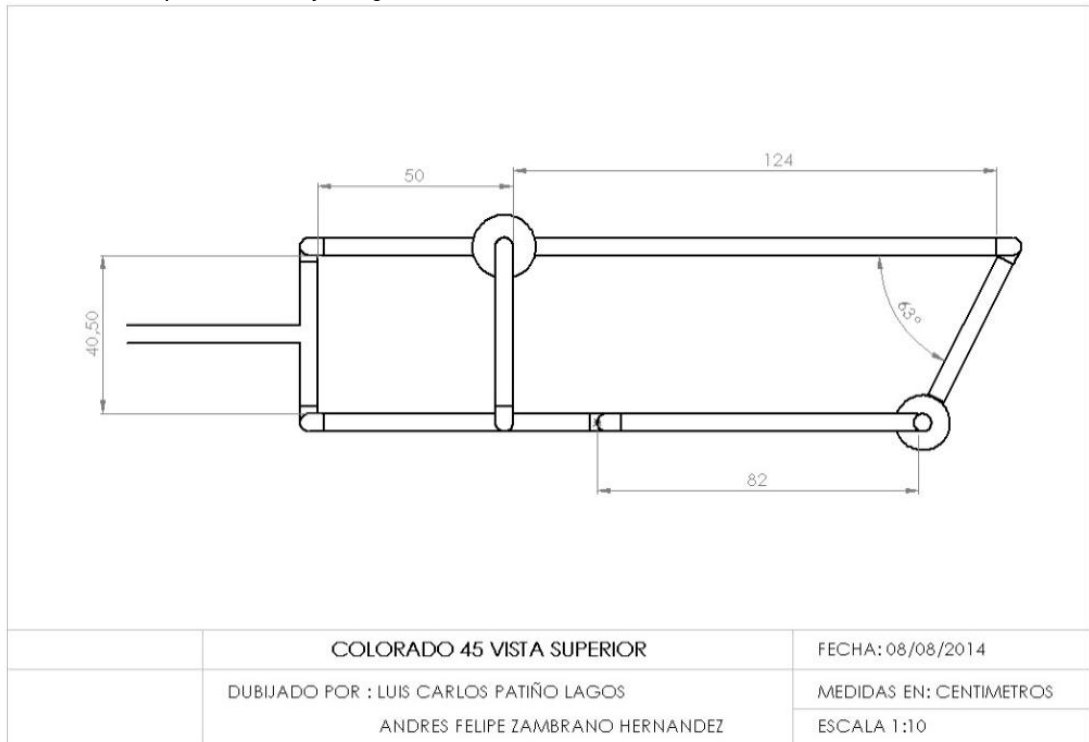


Figura 37. Vista Superior col-45 y Longitudes.



5.2.3. Colorado 59

Figura 38.Colorado 59(col-59).



Figura 39.Vista Isométrica col-59 y Elementos.

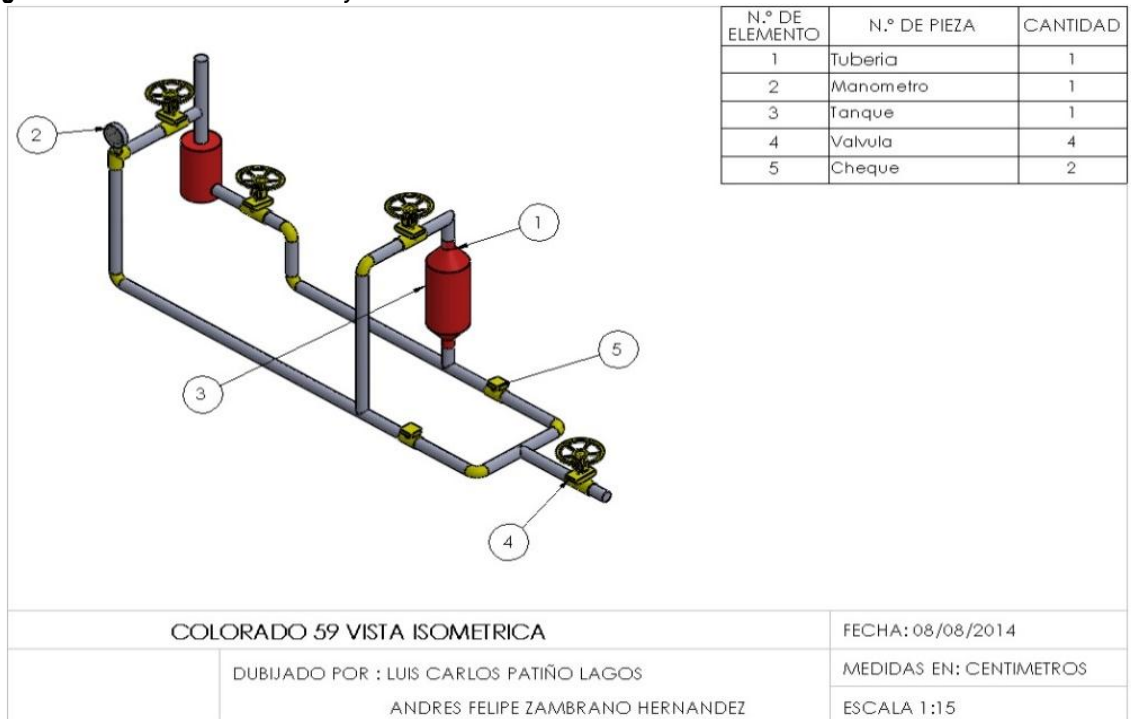


Figura 40. Vista Lateral col-59 y Longitudes.

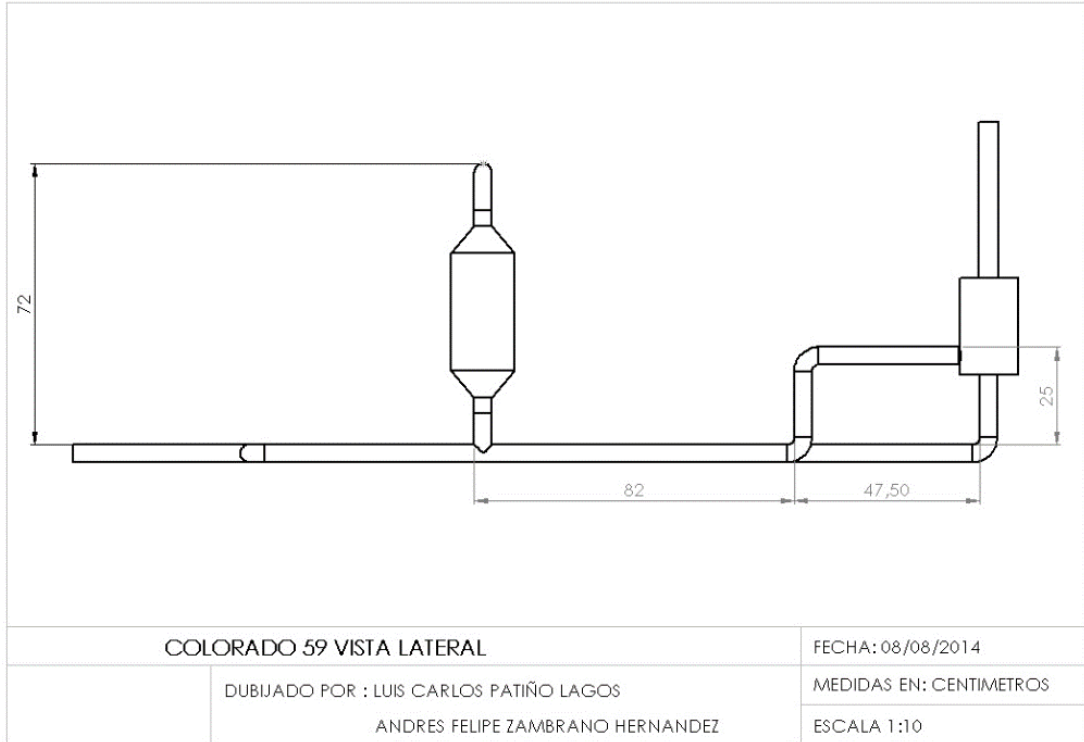
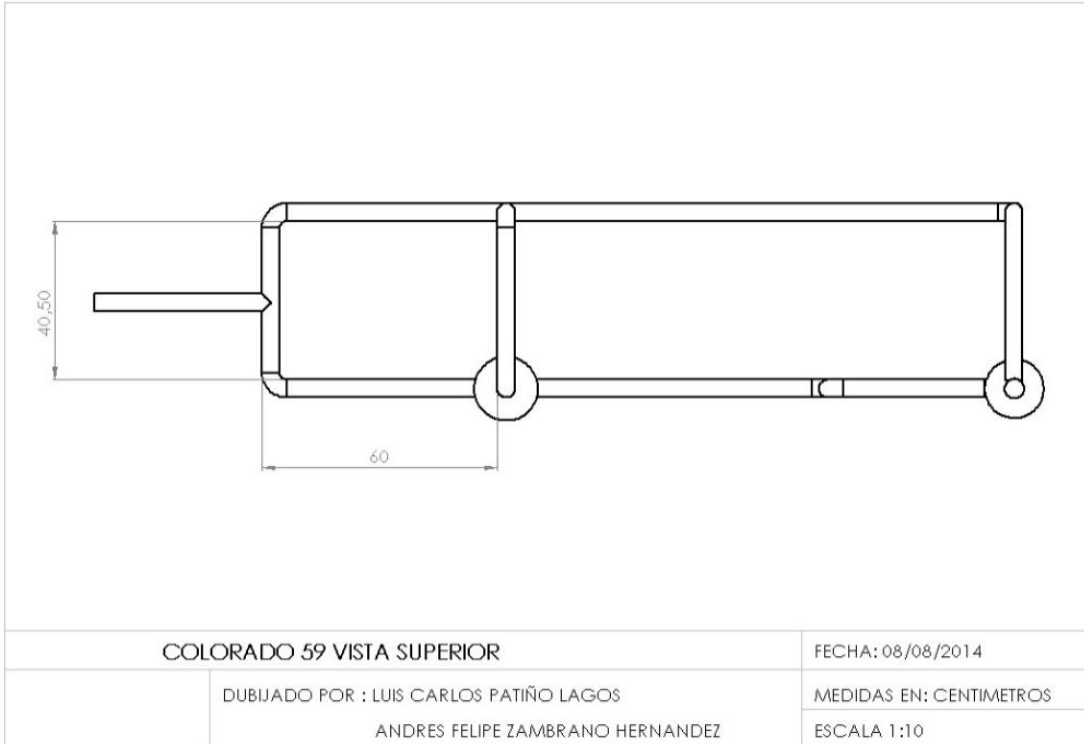


Figura 41. Vista Superior col-59 y Longitudes.



5.2.4. Colorado 74

Figura 42. Colorado 74(col-74).



Figura 43. Vista Isométrica col-74 y Elementos.

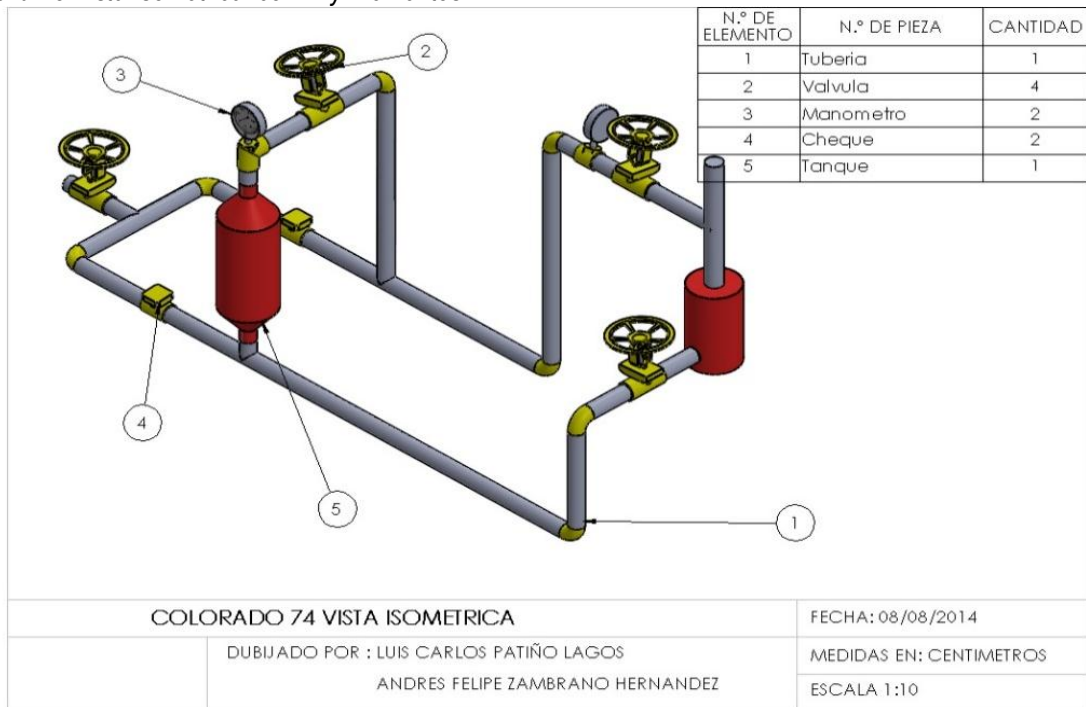


Figura 44. Vista Lateral col-59 y Longitudes.

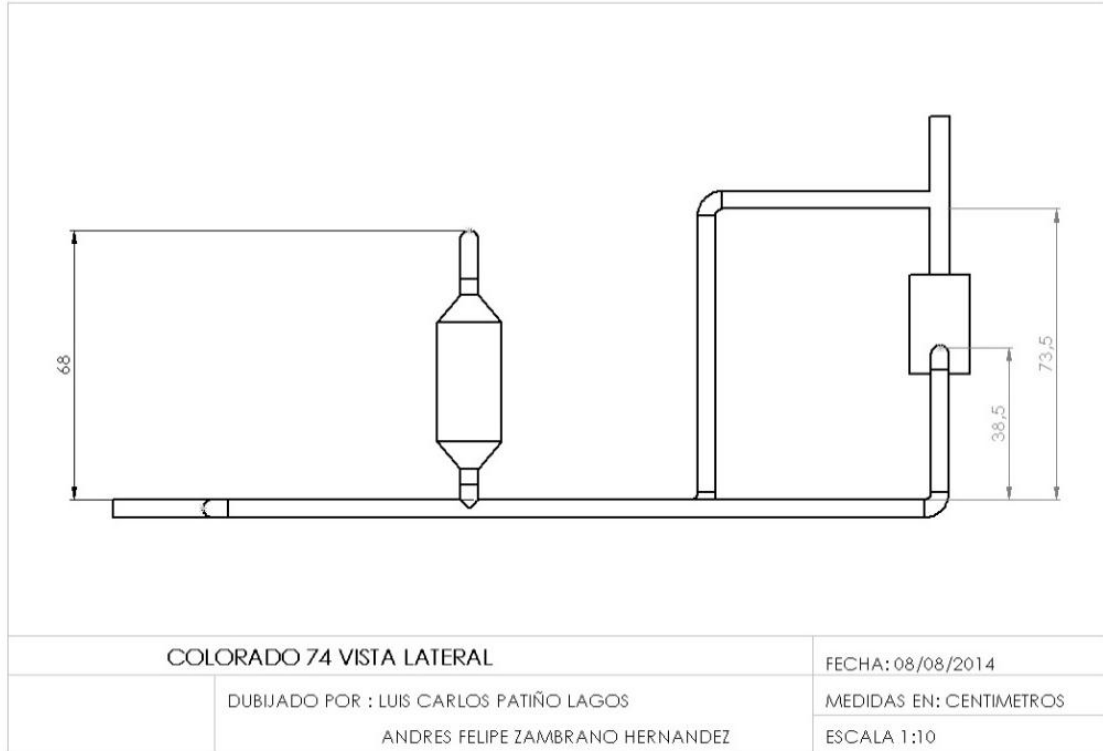
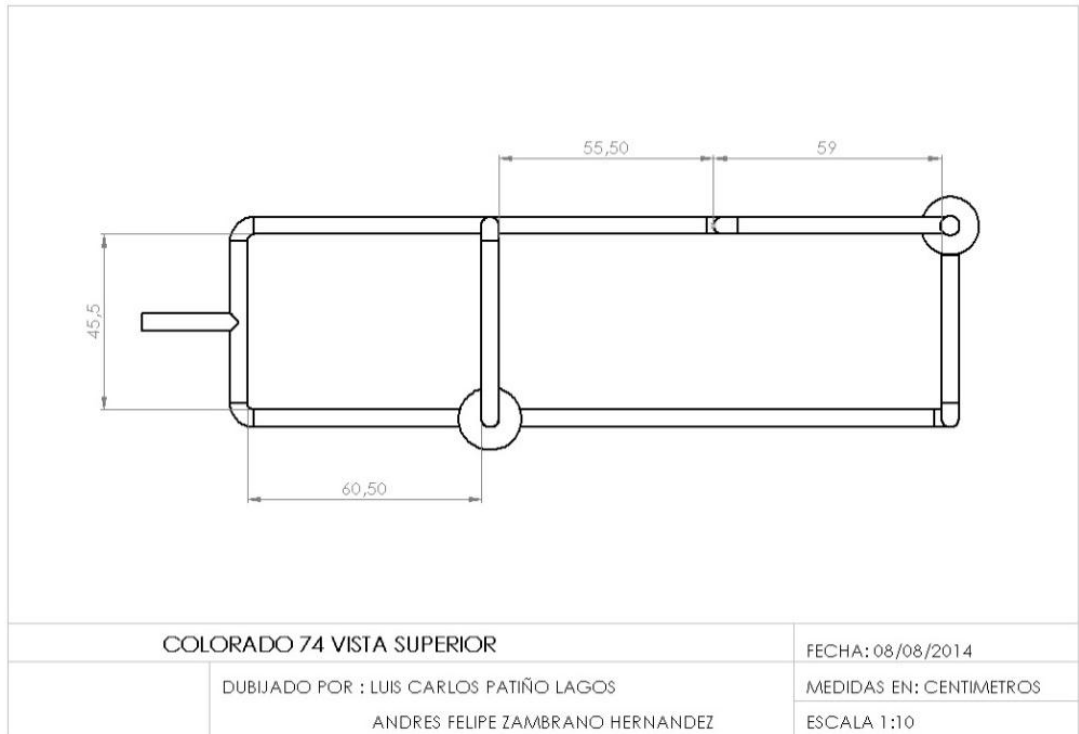


Figura 45. Vista Superior col-74 y Longitudes.



PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE FLUIDO

Tabla 15. Propiedades de Pozo y fluido.

tp (hrs)	18984
Porosidad	0.2252
μ (cp)	3,3
ct (psi ⁻¹)	1.50E-05
Bo (RB/STB)	1.1949
h (ft)	154
qo(STB)	25
rw (ft)	0.229
A (ft ²)	1306800

FUENTE. Base de datos Campo Escuela Colorado

A este pozo se le realizo una prueba de presión PBU con la cual se obtuvieron las siguientes propiedades

Tabla 16. Datos obtenidos de prueba PBU.

Permeabilidad(md)	0,447
Skin o Daño	-2,93
μ (cp)	3,3
Presión promedio(psi)	1038,33

FUENTE. Base de datos Campo Escuela Colorado

ESTADO MECÁNICO DEL POZO.

Tabla 17. Estado Mecánico Col-74.

REVESTIMIENTO			TUBERÍA DE PRODUCCIÓN		
	6 5/8	5 1/2		3 1/2	2 7/8 2 3/8
RANGO:			RANGO:	II	II
TIPO:			TIPO:	J-55	J-55
N° JTS:			N° JTS:	71	88
LONG.:			LONG.:	2214	2769

Tabla 18. Continuación.

SARTA DE VARILLAS				UNIDAD DE BOMBEO	
	7/8	3/4	5/8	TIPO:	Lufkin 3-22
N° VAR.:		71	127	RECORRIDO:	28"
LONG.:		1775	3175	SPM:	8
N° AJUSTES:		2'		MOTOR:	5 P

5.2.5. Colorado 25

Tabla 19. Estudio PVT Colorado 25 (Mugrosa B).

Resumen de datos del fluido. Datos volumétricos	
Presión Original del yacimiento (Py)	800 psia
Presión de burbuja (Pb)	630 psia

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE FLUIDO

Tabla 20. Datos col-25.

Colorado 25 / c-25	
P estática	800 psia
T yto.	114 °F
Profundidad	2520 ft
Intervalo productor	2120-2215 ft
GOR	280 SCF/STB
Producción	15 Bb/D
Diámetro Tubing	2 ½ "
Diámetro Casing	6 5/8 "

Fuente. MONCADA CEBALLOS Y GUERRERO ARDILA. Op. Cit.

5.2.6. Colorado 69

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE FLUIDO

Tabla 21. Datos col-69.

Colorado 69 / c-69	
P estática	900 psia
T yto.	114 °F
Profundidad	6383 ft
Intervalo productor	2133-2338 ft
GOR	7500 SCF/STB
Producción	6 Bb/D
Diámetro Tubing	2 3/8 "
Diámetro Casing	5 1/2 "
Gradiente de presión	0.3678 psi/ft

Fuente. MONCADA CEBALLOS Y GUERRERO ARDILA. Op. Cit.

5.2.7. Colorado 37

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO Y DE FLUIDO

Tabla 22. Información del muestreo.

Información del muestreo	
Proyecto	Colorado 37
Fecha del muestreo	30 de enero del 2008
Tipo de muestra	Cabeza de pozo
Campo	Colorado

Tabla 23. Información del pozo.

Información pozo	
Formación	Mugrosa B
Profundidad de perforaciones	7630-7962 ft
Profundidad de muestreo	0 ft

Tabla 24. Datos de producción.

Datos de producción	
Flujo de petróleo	262 [BBL/D]
Flujo de gas	0,2 [Mscf/D]
Flujo de agua 3030	3030 [BBL/D]
G.O.R (Relación Gas-Crudo)	46,4 [SCF/STB]
Grados API	16,8

Tabla 25. Análisis del fluido del yacimiento.

Análisis del fluido del yacimiento	
Componente	% Fracción molar
Metano	0,83585
Etano	0,010479
Propano	0,01481
Iso-butano	0,005564
n-butano	0,001287
Iso-Pentano	0,006122
n-Pentano	0,006062
n-Hexano	0,005662
n-Hexano Plus	0,009484
Nitrógeno	0,00679
Dióxido de Carbono	0,023764
Sulfuro de Hidrogeno	0,074126

Figura 46. Esquema del Estado Mecánico Colorado 37.

El pozo candidato para realizar el diseño del circuito es el Col-25 debido a que tiene información de presión de la arena, de producción, análisis PVT, los fluidos están caracterizados, en resumen es uno de los pozos que ha sido más estudiado en el campo Colorado y del cual se tienen más datos.

5.3. APLICACIÓN DEL CIRCUITO HIDRÁULICO EN EL CAMPO COLORADO.

Como se ha mencionado a lo largo de este proyecto en la vida productiva el Campo Colorado ha presentado problemas de precipitación de parafinas en la tubería de producción, motivo que ha llevado a la realización diferentes trabajos de control y remediación con la utilización de productos químicos como solventes dispersantes y surfactantes.

En estos momentos este tratamiento se ha convertido en una actividad de suma importancia realizada con bastante regularidad y en campo se conoce como la dosificación de químico.

Ya que hay una programación pre-establecida se cuentan con condiciones de seguridad con el objetivo que en los pozos no hallan cambios en la producción y evitar problemas operacionales.

Para la realización de esta actividad se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Selección del mejor producto químico de acuerdo al objetivo del tratamiento.
- Definición de la concentración o dosificación a ser suministrado al pozo.
- Realización de pruebas de laboratorio y análisis de los resultados obtenidos.
- Definición de la metodología de aplicación y las condiciones de operación que asegure la efectividad del tratamiento.

Químico utilizado en Campo Escuela Colorado (CEC).

DESCRIPCIÓN.

DISPERSANTE A es formulado para dispersar parafinas, asfáltenos y sedimentos provenientes de las operaciones normales en la industria petrolera y que generalmente ocasionan problemas en líneas, tanques y equipos utilizados en la producción de aceite crudo.

PROPIEDADES QUÍMICAS.

Este producto se compone de tenso activos y dispersantes, los cuales han sido cuidadosamente mezclados con el fin de garantizar a cualquier temperatura, completa homogeneidad.

PROPIEDADES FÍSICAS.

Tabla 26. *Propiedades físicas del DISPERSANTE A.*

Aspecto	Líquido amarillento
Densidad	0,935 gr/cc (Promedio)
HLB	13.1 (Promedio)
Residuo sólido	38.1 % (Promedio)
Solventes	50.0 % (Promedio)
pH (sol. 10%)	>8.0
Humedad	1.0% máx

Fuente. *Base de datos campo escuela colorado.*

Debido a su alta capacidad dispersante, el DISPERSANTE A puede remover depósitos de parafinas, asfáltenos o cualquier sedimento que se haya adherido en las superficies de tanques, equipos o líneas evitando su posterior deposición solucionando, de esta manera, problemas como disminución en la capacidad de almacenamiento, taponamiento de líneas, reducción del tiempo de residencia en equipos de flujo continuo, etc. También puede utilizarse para tratamientos de pozos productores los cuales debido a la presencia de depósitos de parafina y asfáltenos hayan mermado su rendimiento. Recomendado para desestabilizar lodos, tratamiento de slop etc.

DOSIFICACIÓN.

Puede aplicarse en forma de tratamiento continuo utilizando bombas de desplazamiento positivo de alta presión con accesorios resistentes a solventes orgánicos, o en forma de baches empleando bombas de trasiego, atacando directamente la acumulación de estos depósitos. La dosis empleada depende del grado de severidad del problema, siendo necesario hacer pruebas piloto para optimizar la cantidad en cada tratamiento.

MANEJO.

Contiene solventes hidrocarbonados por lo que su manejo requiere del equipo de seguridad apropiado como guantes, gafas, delantal, máscara con filtro adecuado y botas de seguridad. En caso de contacto con la piel debe lavarse la parte afectada con suficiente agua. En caso de contacto con los ojos deberían lavarse cuidadosamente con abundante agua y solicitar ayuda médica.

- Válvula en cabeza para aumentar la caída de presión cuando este el fluido en el circuito
- Calentar el fluido para enviarlo caliente

La técnica más utilizada para remoción de parafinas en pozos de petróleo utilizando métodos térmicos es la inyección de aceite caliente; esta técnica utiliza calor para la disolución y remoción de los depósitos de parafina en los pozos de petróleo. El proceso que se lleva a cabo para poner en funcionamiento un proyecto de inyección de aceite caliente para controlar depósitos de parafina es el siguiente:

En primera instancia el aceite (preferiblemente del mismo yacimiento) que va a ser inyectado es recogido en un camión y calentado de 150 °F a 300 °F y después es bombeado dentro del pozo. La inyección puede ser hecha por el tubing o directamente en el anular, rodea el tubing y le transfiere calor, calentándolo lo suficiente para fundir la parafina que está depositada en él.³⁴

Cuando se incrementa significativamente la profundidad de depositación o la cantidad de parafina depositada, también es necesario incrementar la temperatura del aceite o la cantidad de aceite a ser inyectado.

Este método es uno de los más populares, pero, se debe tener mucho cuidado al implementarlo ya que si es puesto en práctica impropia, puede causar problemas significativos de taponamiento de los poros de la formación y de las perforaciones de producción. Asimismo, cierta cantidad del aceite que es inyectado por el anular fluye hacia la formación antes de que pueda ser producido nuevamente.

El aceite inyectado comúnmente en estos métodos es tomado de tanques de almacenamiento donde el crudo contiene un porcentaje más alto de sólidos parafínicos, este es calentado liberando las fracciones más volátiles y concentrando los sólidos parafínicos.

A medida que la temperatura desciende mientras el aceite se mueve hacia abajo del anular, se forman sólidos parafínicos, de esa forma si este fluye por las perforaciones hacia la formación, va a generar un problema de taponamiento.

El trabajo de aceite caliente es usualmente hecho sobre una base de rutina y resulta en una historia de producción cíclica. Después de cada tratamiento de aceite caliente se suele incrementar la producción, sin embargo no se mantiene por periodos prolongados. Gradualmente más y más perforaciones son taponadas y la producción cae a niveles cada vez más bajos.

Debido a que normalmente la capacidad calorífica del pozo es mayor que la capacidad calorífica del aceite, este se enfría rápidamente transfiriendo calor a las tuberías y a la formación. La efectividad de un proceso de inyección de aceite caliente depende de la temperatura a la cual el pozo es calentado por encima del punto de fusión de la parafina. La cantidad de aceite bombeado, tasa de bombeo y temperatura varían de un trabajo a otro.³⁵

³⁴ KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar.1994).

³⁵ PINZÓN, Sergio y ROJAS, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006.

5.4. METODO DE APLICACIÓN DE PRODUCTO QUÍMICO EN EL CEC.

El tipo de producto que se aplica en el campo depende de las características y condiciones del pozo. El método de aplicación empleado en el CEC es un Circuito Hidráulico (Facilidad de superficie para la recirculación de químico), el cual está constituido por un recipiente para almacenar químico, una serie de válvulas y cheques que regulan la dirección del flujo. Este método consiste en circular químico por el anular y retornarlo a través del tubing con el fin de remover la parafina que se encuentra adherida a las paredes de la tubería de producción.

El recipiente se encuentra conectado a la línea del tubing y a la línea del casing con el objetivo de crear un ciclo continuo de circulación

Ya que el CEC está por debajo de su presión de burbuja, haciendo remota la posibilidad de que se presente precipitación en la formación. Esto certifica un poco el resultado arrojado, el cual sitúa la depositación en las líneas de producción. Recientemente se realizó una investigación a nivel de laboratorio, la cual buscaba la concentración de químicos más adecuada para solucionar el problema de precipitación de parafinas que se presenta en el campo Escuela Colorado³⁶, dentro de sus hallazgos encontraron las siguientes condiciones y recomendaciones para la aplicación de este método:

Tabla 27. Cantidades de aditivos del tratamiento.

ADITIVO	CANTIDAD INICIAL (gal)	PORCENTAJE (%)
Dispersante	0,1	4
Surfactante	0,049	2
Solvente	2,15	86
Solvente Mutua	0,2	8
TOTAL	2,5	100

Fuente. OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009

El estudio recomienda aumentar la cantidad de tratamiento en 2,5 gal por mes, evaluando el comportamiento de la producción con el costo-beneficio para cada cantidad, observando y

³⁶ OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009

rediseñando la dosificación dependiendo de la exigencia del campo, en este caso el tratamiento se aplicara por 12 meses (ver tabla 26).

Tabla 28. Cantidad de tratamiento a inyectar con el tiempo.

TIEMPO (mes)	CANTIDAD (gal)
1	2,5
2	5
3	7,5
4	10
5	12,5
6	15
7	17,5
8	20
9	22,5
10	25
11	27,5
12	30

Fuente. Modificado de OCHOA Y LOPEZ. Op. Cit.

La figura 46 y 47 muestra la facilidad de superficie utilizada en campo escuela colorado y sus partes utilizada para la recirculación de químico.

Figura 47.Facilidad de superficie para la recirculación de químicos utilizada en CEC.



Figura 48. Componentes del sistema de recirculación utilizado en CEC



5.4.1. Programa dosificación de químico en el CEC. Con el fin de mitigar la precipitación y deposición de parafina se lleva un control y seguimiento de todos los pozos y su desempeño antes durante y después del tratamiento

Siguiendo la programación, cada pozo por lo general es dosificado una vez al mes y dependiendo de la gravedad del problema se realiza una dosificación cada 10 o 15 días.

En la siguiente tabla se muestra un ejemplo de la programación por mes que se lleva a cabo para los diferentes pozos que se encuentran activos en el campo y los que requieren mayor control.

Tabla 29. Programa Dosificación de Químico CEC.

PROGRAMA JUNIO																															
POZO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
COLORADO-36																															
COLORADO-45																															
COLORADO-59																															
COLORADO-74																															

Fuente. Modificado de REYES RODRIGUEZ, Deisy. Op. cit., p 96-97.

5.5. PROCEDIMIENTO DE INYECCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO EN EL CEC.³⁷

A continuación se hace una descripción del método utilizado para recirculación de químicos para la remoción de parafinas utilizado en Campo Escuela Colorado.

5.5.1. Instrumentos.

- Llaves de diferentes tamaños
- Embudo
- Galones de químico
- Implementos de seguridad o EPP como: Botas de seguridad, casco, guantes, careta o máscara protectora etc.

5.5.2. Procedimiento

1. Realizar una inspección visual a las instalaciones del pozo, para verificar el estado y funcionamiento del mismo.
2. Chequear la presión en cabeza de pozo (lectura del manómetro).
3. Tomar una muestra de crudo antes y después de realizado el procedimiento, para su posterior análisis.
4. Detener cuidadosamente la unidad.
5. Cerrar la válvula de la línea de tubing.
6. Cerrar la válvula del anular.
7. Seguidamente cerrar la línea de flujo que conduce a la estación o al múltiple de recolección. Esto con el objetivo de evitar que el químico se vaya por la línea de flujo del pozo.
8. Abrir la válvula de descarga para liberar el gas que se pudiese encontrar en el anular y cerrarla nuevamente.
9. Con ayuda de la llave retirar la tapa del recipiente (si el volumen = 2,5 galones) o la tapa del anular (si volumen > 2,5 galones) y agregar el volumen de químico. Utilizando los diferentes implementos de seguridad como guantes, tapa bocas o máscara protectora.

³⁷ REYES. *Op. cit.*

Figura 49.Apertura y llenado del recipiente de dosificación.



Fuente. REYES RODRIGUEZ, Deisy. Op. cit.

10. Colocar la tapa del recipiente o la tapa del anular.
11. Proceder a abrir la válvula del recipiente para permitir el flujo de químico.

Figura 50.Apertura de la válvula del recipiente.



Fuente. REYES RODRIGUEZ, Deisy. Op. cit.

12. Abrir cuidadosamente y al mismo tiempo si es posible la válvula del tubing y anular.

Figura 51. Apertura de la válvula del anular.



Fuente. REYES RODRIGUEZ, Deisy. Op. cit.

13. Poner en funcionamiento la Unidad de Bombeo.
14. En ese momento se da inicio al ciclo de circulación. Dejando trabajar el pozo por un tiempo determinado.
15. Transcurrido este tiempo, se normaliza el funcionamiento del pozo, tomando la presión en cabeza.
16. Abrir la válvula de descarga, tomar muestra de crudo y luego cerrar válvula.
17. Cerrar la válvula bypass del recipiente y la válvula de la línea del anular.

Figura 52. Cierre de las válvulas bypass del recipiente y del anular.

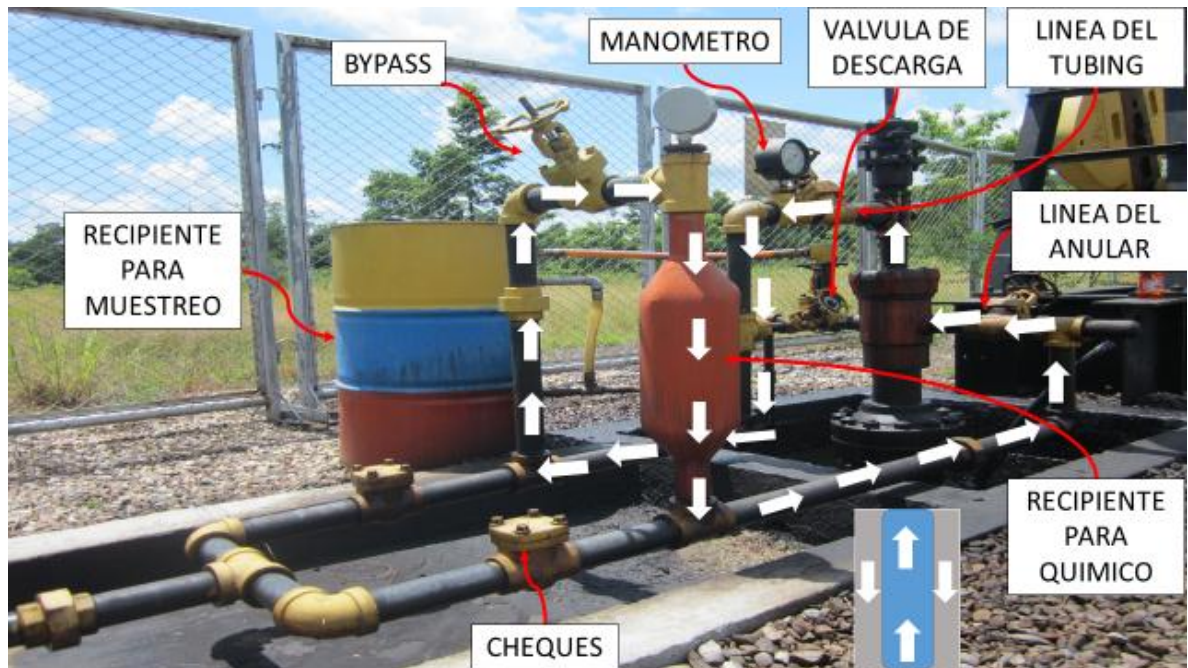


Fuente. REYES RODRIGUEZ, Deisy. Op. cit.

18. Abrir lentamente la válvula de bloqueo (línea hacia la estación o múltiple de recolección). Para permitir que el pozo trabaje normalmente.

El siguiente esquema muestra como es el recorrido del químico tanto en superficie como en el subsuelo; como se puede observar el químico entra por el anular y retorna por el tubing, generando un ciclo continuo, de esta manera se logra remover la parafina que se encuentre localizada en las paredes de la tubería, y accesorios de superficie tales como queques, manómetros, válvulas. Etc.

Figura 53. Recorrido del químico por el sistema del pozo.



5.6. EFECTO DE LAS VARIABLES EN EL COMPORTAMIENTO DEL FLUJO EN TUBERÍA.

Muchas variables en producción pueden cambiar con el tiempo o respecto a su localización. Los efectos de los cambios en los parámetros como tamaño de la línea, relación Gas-Líquido, las tasas de producción de agua, aceite, y gas. Estos efectos deben ser analizados al momento de realizar diseños, modelamientos o análisis de sensibilidad. Los efectos de estas variables pueden expresarse como:³⁸

- a) **Tasa de líquido, q_L .** Un incremento en la tasa de líquido provoca un aumento en la velocidad total del fluido y por lo tanto un aumento en el gradiente de presión. Un error común en el desarrollo del campo es conectar nuevos pozos a las líneas de flujo ya existentes y sobrecargadas. Esto por supuesto, incrementa la caída de presión en la línea que conecta estos pozos hasta el colector.

³⁸ Ibid. Pg.:116

- b) **Relación Gas Líquido, GRL.** El efecto de la relación gas-líquido depende del ángulo de inclinación de la tubería. Cuando las líneas están sobre terrenos montañosos pueden existir acumulación de líquido en las zonas bajas provocando un aumento en la caída de presión.
- c) **Efecto del corte de agua, BSW.** El efecto del corte de agua no es fácil de analizar, sin embargo es notorio que cuando la fracción de agua aumenta, la cantidad de gas en solución decrece. Esto tendría el mismo efecto de la relación gas-líquido. Sin embargo, cuando el aceite transportado es altamente viscoso, el efecto del aumento del corte de agua puede provocar una disminución en la viscosidad y por lo tanto, la caída de presión disminuirá. Pero por otra parte, si se forman emulsiones, entonces el efecto es muy contrario provocando grandes caídas de presión.
- d) **Viscosidad del líquido, μ_L .** su efecto no es claramente definido en los estudios de flujo, no obstante, observaciones de campo han demostrado como el gradiente de presión incrementa cuando aumenta la viscosidad. De otro lado, la viscosidad afectiva de la mezcla depende si existe o no emulsión y del grado de la misma. También el término de la viscosidad aparece en las correlaciones para determinar el factor de presión.
- e) **Efecto del diámetro de la tubería, d.** Una disminución en el diámetro de la tubería causa un incremento en la velocidad de flujo, y esto incrementa la caída de presión. Sin embargo, cuando la tubería no es horizontal, entonces un diámetro pequeño puede ocasionar un cambio en el nivel de líquido provocando una disminución sobre la caída de presión total.

BODEGA DE QUÍMICOS.³⁹

En donde se almacenan aquellos productos que poseen características toxicas, a los cuales se les debe tener un cuidado especial en cuanto a su manipulación, teniendo en cuenta sus respectivas cartas de seguridad; dentro de los cuales se encuentran:

Varsol, dosificadores químicos, aceites para caja de engranajes, grasa. Etc.

BODEGA DE MATERIALES.

En donde se almacena todo tipo de quipos y herramientas necesarias para el desarrollo de los trabajos de campo. Dentro de los cuales se encuentran:

Llaves de diferentes calibres, nipples, codos, válvulas de compuerta, cheques, manómetros, espárragos, grapas de diferentes diámetros, empaques, destornilladores, porras, bridas, bombas de subsuelo, motores eléctricos, display de gabinetes eléctricos, cajas de empaques, sellos de pozos, botellas dosificadoras.

³⁹ REYES. *Op. cit.*

BODEGA O PATIO DE TUBERÍAS.

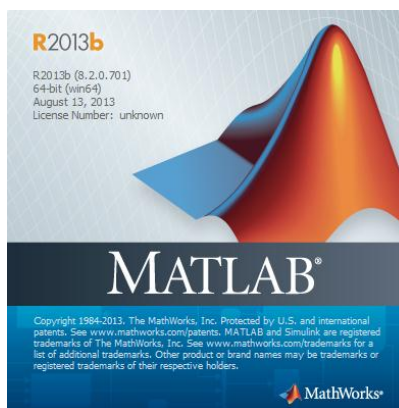
- tubería de producción (2-7/8 y 2-3/8) de diámetros.
- Barra lisa (30 ft y 15 ft)
- Barrillas de bombeo (3/4 y 2-5/8) 25 ft
- Unidades de bombeo (caja de engranaje, balancín, cojinete de cola y centro, pesas, torres y bases, pines. Etc.)
- Tubería para líneas de flujo de longitud R1 de 18 ft y longitud R2 de 31 ft

6. DISEÑO DEL CIRCUITO HIDRÁULICO.

Para realizar el diseño del circuito hidráulico o Facilidad de superficie. Se utilizó el Software MATLAB del cual tiene licencia la Universidad Industrial de Santander, es una herramienta muy útil para la simulación de procesos matemáticos complejos.

6.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.

MATLAB es el nombre abreviado de “Matrix Laboratory” es un programa para realizar cálculos numéricos con vectores y matrices. Como caso particular puede también trabajar con números escalares, tanto reales como complejos, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas. Una de las capacidades más atractivas es la de realizar una amplia variedad de gráficos en dos y tres dimensiones.



6.1.1. PROGRAMAS En MATLAB una forma eficiente de realizar programas es crear nuevas funciones que se almacenen como archivos cuya extensión es .m estos programas nos permiten especificar los datos que deben introducirse y los resultados que deben mostrarse y pueden ser llamados como subprogramas desde otros programas.

6.1.2. METODOLOGÍA EMPLEADA. Se revisó la bibliografía referente a patrones de flujo horizontal y vertical, características y propiedades de flujo multifásico y las correlaciones disponibles para el análisis de las curvas de gradientes de presión de flujo multifásico; por otra parte, se consultó todo lo concerniente para el manejo, aplicación y límites del programa MATLAB. Los medios utilizados comprenden textos, manuales, internet, etc. Una vez recopilada la información, se procedió a una etapa de lectura, análisis e interpretación de la misma, con el objeto de seleccionar lo que más se adapte al desarrollo de los objetivos planteados.

6.2. CORRELACIÓN AJUSTADA AL PROGRAMA.

Como se mencionó en el capítulo 2 muchas correlaciones se han generado desde los años 30 y 40 para la predicción en los gradientes de presión y comportamiento del flujo de fluidos en tuberías.

Para efectos de este proyecto se escogió la correlación de Duns & Ros porque los rangos de aplicabilidad se adaptan de una manera correcta con los datos obtenidos de Campo Escuela Colorado pertenecientes al Col-25(ver tabla 16 y 17).

A continuación se mencionan las variables que se tuvieron en cuenta para la aplicación de la correlación de Duns & Ros para aplicarlos al pozo Col-25.

- Tamaño Tubing. En general, la caída de presión es más notoria en el rango de diámetros de tubería entre 1 y 3 pulgadas.
- Gravedad de Petróleo. Una buena predicción del perfil de presión se obtiene en un rango de gravedad de 13 a 56 °API.
- Relación Gas-Líquido (RGL). Los errores se hacen especialmente grandes >20% para RGL mayores a 5000.
- Corte de Agua. El modelo de Duns & Ros no es aplicable para mezclas de flujo multifásico de aceite, agua y gas, sin embargo puede ser empleada con un factor de corrección (contenido de agua menor al 10%).⁴⁰

6.3. INTERFACES DEL PROGRAMA

El programa cuenta con cuatro interfaces diferentes pero que se deben trabajar agrupadas ya que los datos introducidos en la segunda serán de ayuda para los cálculos en los tres nodos. Se dividió la recirculación en tres nodos, que son el tubing, el anular y la facilidad en superficie (carevaca), se tuvieron en cuenta las características del crudo y las de cada nodo. En la herramienta desarrollada se realizó el análisis de las pérdidas de presión y el tiempo que tarda un ciclo.

6.4.1. NODO 1 TUBING Las ecuaciones que se utilizaron para hacer los cálculos de la caracterización del fluido para finalmente encontrar el gradiente total de presión y con él encontrar la pérdidas de presión, fueron encontradas dos tesis principalmente la primera "EVALUACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN PARA SISTEMAS DE FLUJO BIFÁSICO (LIQUIDO-GAS) EN TUBERIAS VERTICALES " llevada a cabo por los estudiantes ANDERSSON STEFANN MONCADA CEBALLOS Y DIANA PATRICIA GUERRERO ARDILA y la segunda "IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS NODAL DINÁMICO EN SISTEMAS DE RECOLECCIÓN" llevada a cabo por los estudiantes ARIEL MAURISSIO ARIZA CARVAJAL Y VALENTÍN QUINTERO SOLANO. La correlación que utilizamos es la de DUNS & ROS, anteriormente mencionada.

Se introducen los datos conocidos del crudo, están en el trabajando, esto se realiza en la segunda interfaz, Se entra a esta interfaz donde introducir datos. Se pueden observar unas características del crudo y el gradiente total de presiones. Cerca del botón de la parte derecha está el resultado de la

⁴⁰ MONCADA CEBALLOS, Andersson Estefann, y GUERRERO ARDILA, Diana Patricia. Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales Tesis de grado. Bucaramanga.2012.


35 ARIAZ CARVAJAL, Ariel Maurissio y QUINTERO SOLANO, Valentín. Implementación de una herramienta software para análisis nodal dinámico en sistemas de recolección

caída de presión. La forma de utilización del programa es primero llenar todos los campos de los datos ya que es información indispensable para realizar los cálculos, después se pulsa un botón que está en la parte inferior derecha que dice figura donde se debe escoger la región en la que se encuentra nuestro crudo (ver figura 54) Los factores que están en la parte inferior se deben introducir según unas graficas que se encuentra en el manual de usuario.

Figura 54. Nodo 1 Pérdidas en Tubería Fondo-Cabeza.

Nodo 1 Fondo - cabeza

Introducir datos



Densidad relativa aceite	<input type="text" value="0.0"/>	WOR	<input type="text" value="0.0"/>	
Masa	<input type="text" value="0.0"/> Lbm/bloc.s.	Densidad liquido	<input type="text" value="0.0"/> lbm/ft ³	CALCULAR CAIDA DE PRESION
Visc. liquido	<input type="text" value="0.0"/> cp	Dens. promedio gas	<input type="text" value="0.0"/> lbm/ft ³	
Vel. superficial del liquido	<input type="text" value="0.0"/> Ft/seg	Tension superficial liquido	<input type="text" value="0.0"/>	
Vel. superficial del gas	<input type="text" value="0.0"/> Ft/seg	Numero de Visc. liquido	<input type="text" value="0.0"/>	
Num. diametro de la tubería	<input type="text" value="0.0"/> Ft/seg	Numero de vel. liquido	<input type="text" value="0.0"/>	Delta de presion <input type="text" value="0.0"/> Psi
Hold up	<input type="text" value="0.0"/>	Numero de vel. gas	<input type="text" value="0.0"/>	
Gradiente de presion total	<input type="text" value="0.0"/> Psi/ft	Regimen	<input type="text" value="Seleccione ..."/> <input type="button" value="Figura"/>	

Factores de graficas

F1	<input type="text" value="0.0"/>	F2	<input type="text" value="0.0"/>	F3	<input type="text" value="0.0"/>	F4	<input type="text" value="0.0"/>	F5	<input type="text" value="0.0"/>	F6	<input type="text" value="0.0"/>	F7	<input type="text" value="0.0"/>
----	----------------------------------	----	----------------------------------	----	----------------------------------	----	----------------------------------	----	----------------------------------	----	----------------------------------	----	----------------------------------

6.4.2. NODO 2 ANULAR Los datos más relevantes en esta parte del programa es la diferencia de los diámetros en el anular, que es el diámetro externo del tubing y el interno del casing, también se tiene en cuenta la profundidad. En este caso también se debe introducir la región en la que se encuentra el fluido como viaja por el anular puede variar. Solo es introducir los datos necesarios y el hará todo los cálculos para la pérdida de presión (ver figura 55).

Figura 55. Nodo 2 Pérdidas en Tubería Anular.

Nodo 2 anular

Calcular caída de presión

Psi

Numero de Visc. liquido	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/>		
Num. diametro de la tuberia	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/> Ft/seg	Numero de vel. liquido	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/>
Reynolds	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/>	Numero de vel. gas	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/>
Gradiente de presión total	<input style="width: 40px;" type="text" value="0.0"/> Psi/ft	Regimen	<input type="text" value="Seleccione ..."/> <input style="margin-left: 10px;" type="button" value="Figura"/>

Factores de graficas

F1

F2

F3

F4

F5

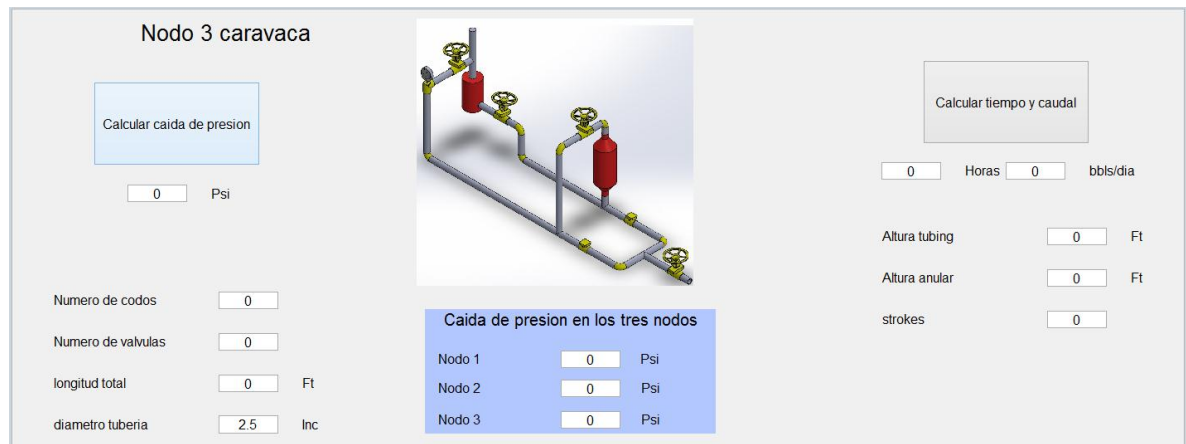
F6

F7

6.4.3. NODO 3 FACILIDAD EN SUPERFICIE (CAREVACA). Este nodo puede ser el más importante, porque se hallan las pérdidas de presión en el carevaca y estos datos nos darán las bases para poder hacer un rediseño optimizado y funcional mejorando la forma de inyectar los químicos para el control de las parafinas, pero además se halla el tiempo de un ciclo desde superficie entrando por el anular y saliendo por el tubing, para realizar el cálculo del tiempo nos basamos en la tesis titulada "EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUÍMICO PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO" llevada a cabo por los estudiantes CARLOS GERELDO AMADO CASTAÑEDA Y VICTOR HUGO BERRIO ANAYA. El tiempo se calcula utilizando los volúmenes de crudo que están en el anular y en el tubing, para este cálculo se tienen encuentra las alturas y las capacidades de cada uno, además de la relación de la producción normal del posos con sus strokes por minuto. En la interfaz se deben introducir unos datos necesarios como son las distancias y el número de accesorios en el carevaca para encontrar la perdida de presión, para el caso del tiempo se deben introducir las alturas y los datos cuando el poso esta en producción.

Con base en la información de los pozos que tienen el carevaca relacionada con propiedades de fluido, presión, de la arena, de producción y análisis PVT mediante MATLAB se realizó el diseño (que aquí lo denominamos diseño porque los instalados se han construido de manera empírica (ver figura 56).

Figura 56. Nodo 3 Pérdidas en Facilidad de Superficie y Análisis de Recirculación.



7. REDISEÑO CIRCUITO HIDRÁULICO O FACILIDAD DE SUPERFICIE

Se hizo un análisis con base en los datos que nos arrojó el programa en MATLAB y de las conversaciones que se tuvieron con las diferentes personas que estaban a cargo del diseño, la instalación y la utilización del carevaca, se realizaron modificaciones solucionando unos problemas que consideramos importantes. Con el fin de optimizar la facilidad de superficie actual se aplican los siguientes cambios.

- Instalar una bomba para inyectar el fluido con más presión.
- Rediseño del tanque del dosificador del químico para 10 Galones de capacidad.

El rediseño de la Facilidad de Superficie se centra en remover el tanque de la tubería de conexión y dejarlo externo, se diseñara un tanque que pueda soportar una presión de 400Psi y se aumentara la capacidad que tiene actualmente que es de 2.5 galones hasta 10 galones. Se hará una recomendación de la bomba que se debe utilizar para poder inyectar el químico en la tubería que va hacia el anular.

Al retirar el tanque de la tubería que viene del anular se puede eliminar una U en la conexión, esto nos ayuda a minimizar el recorrido del fluido en superficie las pérdidas de presión en superficie ya que eliminaron dos codos (dos cambios de dirección del fluido). Estas variaciones que se realizaron se pueden observar en la figura 57 y 58. Se utilizaron las dimensiones de una instalación existente, ya que pensamos que tiene las mejores medidas, porque contiene longitudes extensas y es de los diseños más sencillos.

Figura 57. Rediseño Facilidad de superficie.

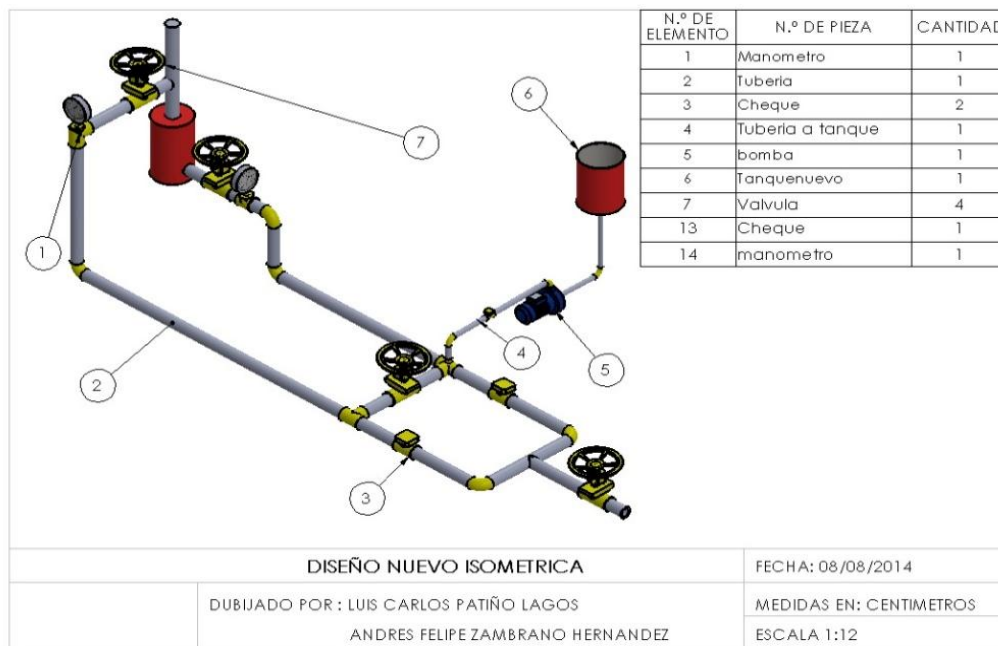
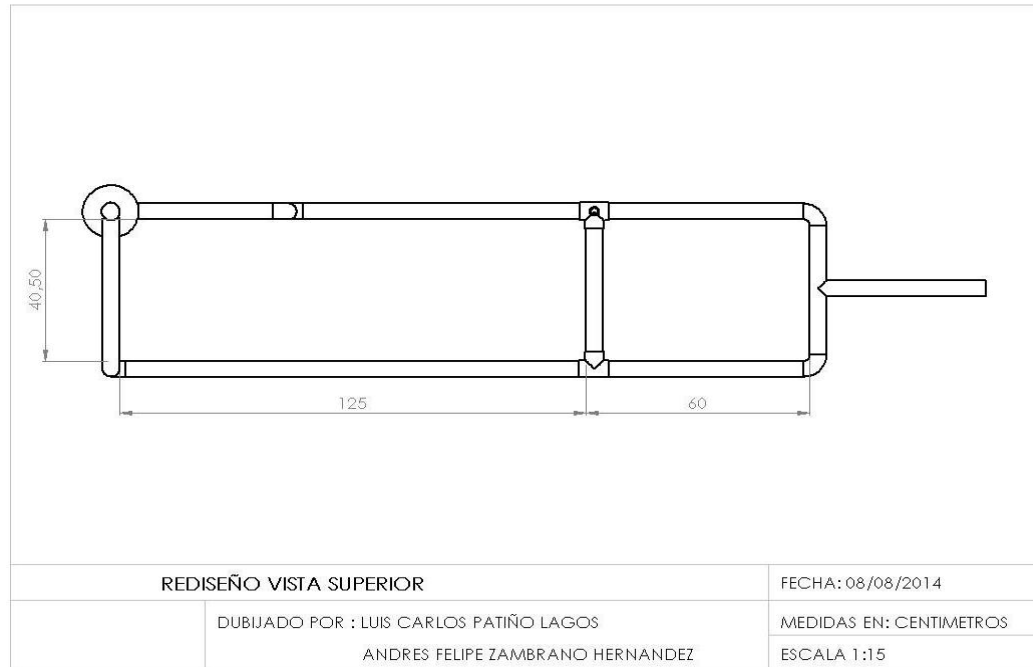


Figura 58. Dimensiones del Rediseño.



7.1.1. TANQUE. Se planteó el rediseño del tanque ya que tiene problemas, la capacidad es pequeña para algunos pozos porque solo se pueden suministrar 2.5 galones y en ocasiones se debe inyectar 7.5 galones del químico, lo que genera que la producción este más tiempo detenida para hacer las tres inyecciones del químico, y también se debe hacer un suministro de químico tres veces en el tanque lo que expone a los técnicos a mayor contacto, siendo químicos altamente tóxicos. Para realizar el diseño del tanque se estudiaron las normas ASME para tanques verticales que soportan altas presiones.

En la siguiente figura se muestra el nuevo diseño del tanque:

Figura 59. Diseño tanque dosificador.



El siguiente cálculo es utilizado para hallar el espesor del tanque.

$$P = P_o * (1,1) = 400 * (1,1) = 440$$
$$t = \frac{P * R}{\cos \alpha * (S * E - 0,6 * P)} = \frac{440 * 5}{\cos(10) (17500 * 0,65 - 0,6 * 440)}$$
$$t = 0,2413\text{pulg} = 0,6128\text{cm}$$

Donde.

D = diametro interno en pulgadas

t = Espesor minimo requerido en pulgadas

P = preseion de diseño

P_o = Presion de operacion

R = Radio en pulgadas

E = Eficiencia de la soldadura

S = Esfuerzo maximo permisible a tension

A continuación se muestra el diseño del tanque y sus medidas.

Figura 60. Dimensiones del Recipiente Químico.



7.1.2. BOMBA. Para realizar una selección de la bomba debemos tener muy en cuenta las condiciones en la que vamos a poner a trabajar nuestra bomba, las características del fluido que va a inyectar y además de estos las condiciones a las que se va bombear el fluido.

Las condiciones donde va trabajar la bomba en la intemperie, se puede mojar o puede que esté en contacto con arena, polvo y demás partículas que estén en el ambiente.

El fluido será un químico u otros fluidos que puedan ser densos los cuales deben ser capaz de inyectar diferentes fluidos sin importar su condición y sus características entonces se debe conseguir una bomba que maneje la posibilidad de trabajar con diferentes fluidos.

La bomba debe ser capaz de inyectar un 1 galón por minuto y a una presión de 500 psi máximo, además que una de las ventajas es que el tanque va estar encima, por lo consiguiente no tiene columna de aspiración y tampoco quiere elevar el fluido.

Con las condiciones descritas anteriormente se deberá conseguir una bomba que cumpla con este mínimo de requisitos que se tienen.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

1. Comparación de las pérdidas en la Facilidad de Superficie Con el ΔP en cabeza de pozo.

Las visualizaciones por parte de ingenieros del Campo Escuela Colorado y técnicos de este han evidenciado que la diferencia de los dos manómetros en cabeza arroja cambios de presión de alrededor 20 psi y los datos obtenidos por el software son de 22,51 psi por lo cual se asume que las pérdidas de presión en la facilidad son prácticamente insignificantes solo se evidencian cambios para tener en cuenta cuando aumentamos el número de accesorios.

2. Comparación del ΔP del tubing obtenido por MATLAB con las tesis existentes en las cuales se analicen las pérdidas.

En estudios realizados en el trabajo de grado “EVALUACIÓN DE LA CAÍDA DE PRESIÓN PARA SISTEMAS DE FLUJO BIFÁSICO (LÍQUIDO-GAS) EN TUBERÍAS VERTICALES” llevado a cabo por los estudiantes ANDERSSON ESTEFANN MONCADA CEBALLOS Y DIANA PATRICIA GUERRERO ARDILA, en el año 2012, y por medio de correlaciones de flujo multifásico llegaron a la conclusión que las pérdidas a lo largo de la tubería del tubing para el pozo Col-25 perteneciente al Campo Escuela Colorado fueron de 0,3499 psi/ft.

El valor obtenido utilizando la herramienta diseñada en MATLAB para este proyecto es de 0,3596 psi/ft para el pozo Col-25 los resultados se puede apreciar en la figura 51.

La diferencia de los datos obtenidos para este análisis de pérdidas en la tubería se puede evidenciar por la Relación Gas-Aceite (GOR) que se utilizan siendo una de las propiedades en las que se ven más cambios en las perdidas en el tubing, ya que para efectos de este proyecto se utilizaron los datos pertenecientes al trabajo de grado “CONSIDERACIONES Y PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS PVT DEL CRUDO DE CAMPOS MADUROS. APLICACIÓN CAMPO COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes JOSE JORGE ARAMENDIZ PACHECO Y MIGUEL ALBERTO VELASQUEZ OSMA, en el año 2008.

3. Comparación del tiempo de recirculación obtenido en MATLAB con los diferentes análisis hechos en campo escuela acerca de tiempos de recirculación.

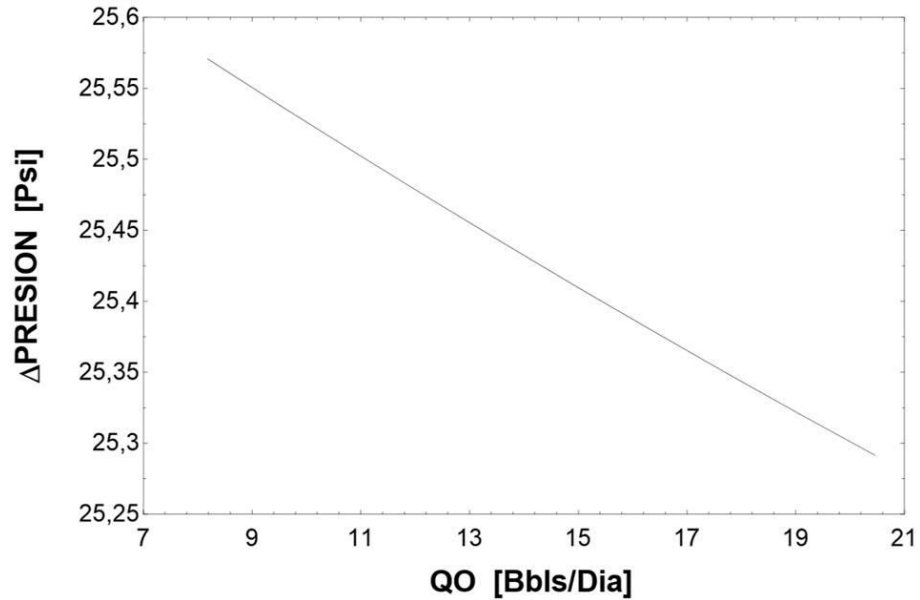
Estudios realizados en el trabajo de grado “EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO QUIMICO PARA EL CONTROL DE PARAFINA EN EL CRUDO DEL CAMPO ESCUELA COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes ISMAEL ORLANDO OCHOA LARA Y SERGIO LOPEZ ARTEAGA, en el año 2009, concluyeron que el tratamiento químico disuelve y hace efecto en los depósitos de parafina en un tiempo estimado de 3 a 6 horas; pero en este caso hablamos del tiempo en que la partícula hace el recorrido Anular-Tubing-Facilidad de Superficie y comparando resultados obtenidos en el trabajo de grado “EVALUACION DE LA EFECTIVIDAD DEL TRATAMIENTO QUIMICO PREVENTIVO PARA EL CONTROL DE PARAFINAS EN EL CAMPO

ESCUELA COLORADO” llevado a cabo por los estudiantes CARLOS GERARDO AMADO CASTAÑEDA Y VICTOR HUGO BERRIO ANAYA, en el año 2013, en el cual se obtuvo un tiempo de recirculación de 19,6 para el Col-36. Se puede concluir que para una profundidad en el tubing de 2520 ft, una altura en el anular de 250 ft con la bomba trabajando a 10 Strokes/min con la producción de 15 Bls/día se obtiene un tiempo de recirculación de aproximadamente 43horas.

4. Comparación del ΔP en carevaca con caudal ejercido por la bomba en subsuelo.

En la figura 61 se observa la variación de los cambios de presión con el caudal de la bomba a lo largo de la tubería del tubing, por lo cual se puede concluir que a mayor caudal manejado por la bomba en subsuelo las pérdidas serán menores. Pero para una producción como la del campo colorado no es posible y por el contrario las pérdidas tienden a aumentar como se puede apreciar.

Figura 61. Variación del ΔP Con el Caudal Ejercido por la Bomba.



5. Variación de longitud de tubería en la Facilidad de Superficie con diámetro de tubería Vs pérdidas.

Al aumentar la longitud de la tubería y el diámetro en la Facilidad de Superficie se evidencian aumentos de pérdidas por eso se cambió el diseño con el que se contaba años atrás los cuales generaban pérdidas grandes en superficie. Pero con el diseño actual se redujeron a tal grado que no se tienen en cuenta. Pero cabe resaltar que son variables a tener en cuenta para posteriores diseños (figura 62,63).

Figura 62. Variación del ΔP Con la Longitud de la Tubería en Cabeza.

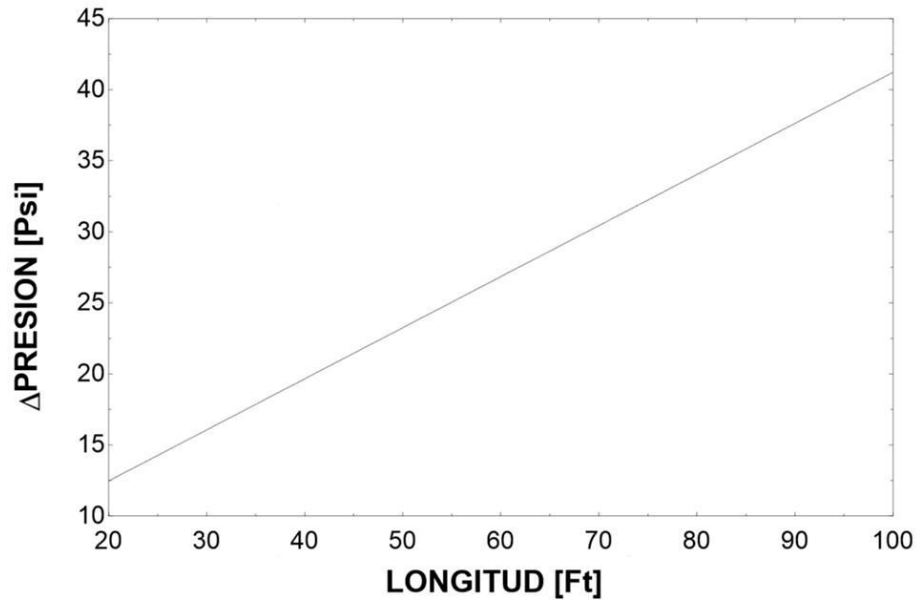
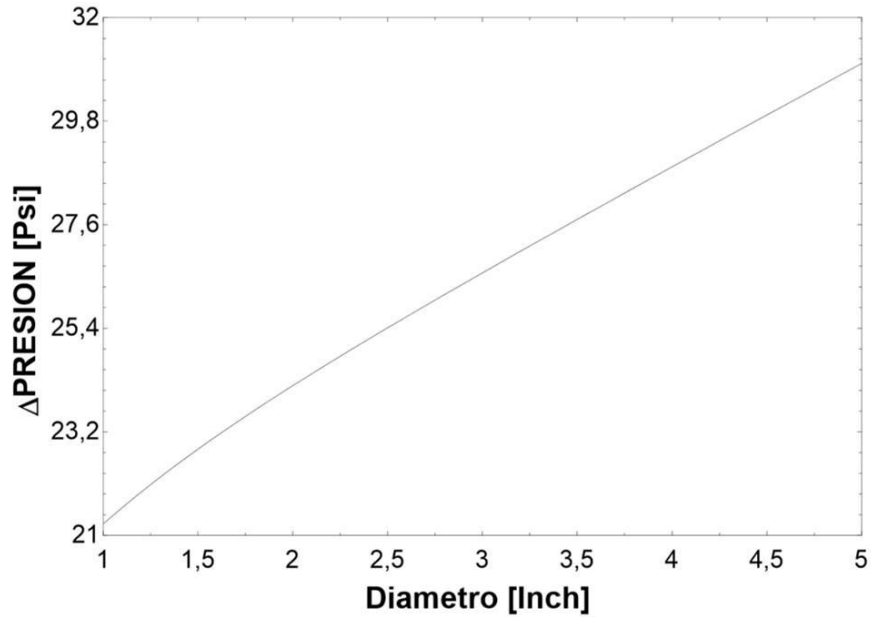


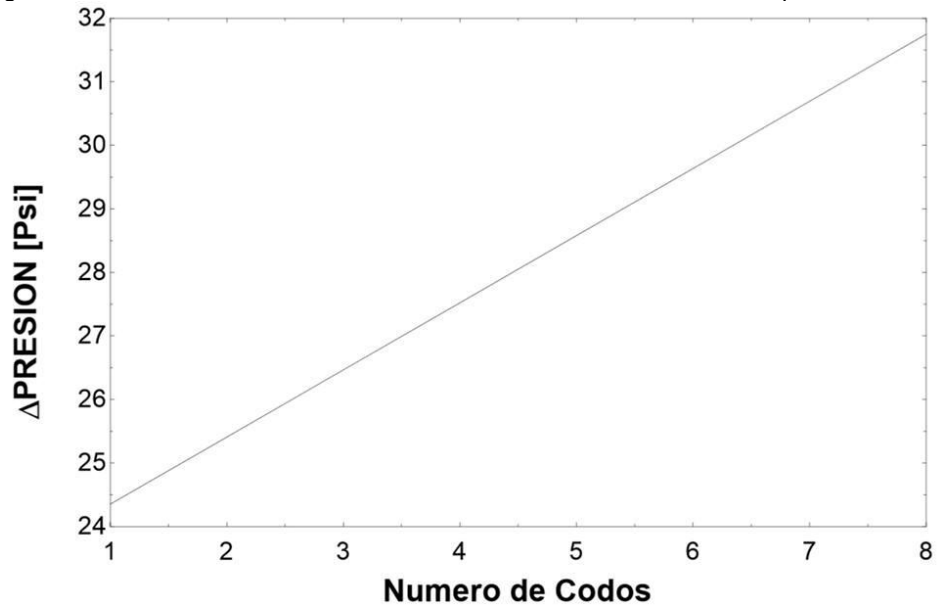
Figura 63. Variación del ΔP Con el Diámetro de la Tubería en Cabeza.



6. Numero de codos, numero de válvulas Vs perdidas.

En la figura 64 se evidencia que el aumentar el número de codos y válvulas aumenta las pérdidas en la Facilidad de Superficie, variables a tener en cuenta a la hora del diseño.

Figura 64. Variación del ΔP Con el Número de Codos en la Facilidad de Superficie.



9. CONCLUSIONES

- Para las características y propiedades del fluido pertenecientes al Col-25, la correlación más apropiada de acuerdo a los requerimientos de aplicación para el análisis de pérdidas de presión es Duns & Ros.
- Al hacer el diseño del software del carevaca en el pozo Col-25 se encontró que este es acorde para los usos y dimensiones para las que fue diseñado.
- Durante el análisis nodal se encontró que el tiempo mínimo de recirculación de 6 horas para el tratamiento químico no es adecuado ya que solo se logra hacer contacto con el fluido en el anular y no un ciclo completo.
- De acuerdo a los resultados obtenidos por los cálculos en MATLAB, el tiempo para que se haga un ciclo (viaje Anular-Tubing-Facilidad de Superficie), es de aproximadamente 20 horas dependiendo de la capacidad del casing.
- Al realizar el diseño se encontró que al aumentar la longitud de la tubería, el diámetro, el número de codos, las pérdidas en la facilidad de superficie aumentan considerablemente.
- Al aumentar el caudal manejado por la bomba disminuyeron las pérdidas de presión aproximadamente en 1% ya que los caudales que se manejan son muy bajos.
- Las pérdidas de presión en la Facilidad de Superficie son prácticamente despreciables comparándolas con las pérdidas de presión en el tubing y anular son menores del 5%.
- El tanque para la inyección del químico se diseñó para manejar un volumen de hasta 10 galones y tendrá un espesor de 0,2413 pulg que soporte una presión máxima de 400 psi, para que este no sufra ningún tipo de fractura.
- El diseño de la facilidad de superficie es útil ya que influye positivamente en la inyección del químico porque al aumentar la presión y la temperatura en las tuberías del anular y tubing hace que la remoción de las parafinas sea más eficiente.
- El diseño existente de la Facilidad de Superficie hace que su instalación sea muy rápida y sencilla ya que maneja longitudes muy cortas en la tubería y esto hace que sea más seguro, además es visualmente agradable.

10. RECOMENDACIONES

- Teniendo en cuenta el diseño del tanque y la instalación de la bomba se recomienda hacer una instalación portátil para reducir costos en la compra de bombas y construcción de tanques.
- Como la revisión de presencia de depósito de parafinas se hace revisando los cheques en la facilidad de superficie y por la evidencia de la disminución en la producción, se debería instalar un detector de la acumulación de parafinas para tener certeza de la severidad del problema y poder hacer el control oportuno y adecuado
- Debido a que no se tiene un control de la presión ni un conocimiento exacto del tiempo en el cual la presión en la facilidad de superficie llega a presiones altas se sugiere la instalación de válvulas de alivio para que al llegar a una presión deseada en cabeza se abra la válvula de producción de esta manera se previene que la presión supere el límite y dañe algunos accesorios en cabeza.
- Para pozos que no tienen origen parafínico la principal función de la facilidad de superficie es unir la línea de disparo y la de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- A Study Of Two Phase Flow In Inclined Pipes. BEGGS, Dale. BRILL, James. SPE N°4007.
- ARIZA CARVAJAL, Ariel Maurissio, y QUINTERO SOLANO, Valentín. Implementación de una Herramienta Software para Análisis Nodal Dinámico en Sistemas de Recolección. Tesis de Grado. Bucaramanga. 2006.
- ARNOLD, KEN, y STEWART, Maurice. Surface Production Operations V1 Design of Oil Handling Systems and Facilities. Gulf Publishing Company. Houston Texas. 1986.
- AZÓCAR MARIÑO. Julián Alexander. Y GONZÁLES MARCANO. Marilec del Valle. Desarrollo de un Programa en MATLAB para el Análisis de Flujo multifásico Horizontal en los Pozos del Campo UDO. Monografía. Venezuela, 2007.
- BANZER CARLOS. Correlaciones Numéricas PVT, 1996.
- BEGGS, H.D. Production Optimization Using Nodal Analysis. OGCI Publications. Tulsa, Oklahoma. 1991. Pág. 88.
- BROWN, Kermit E, LEA, James F. Nodal Systems Analysis of Oil and Gas Wells. SPE. Agosto 12 de 2009.
- DIAZ CAMACHO, Alberto A., y MORALES, Sandra L. "Diseño de líneas de superficie para el campo Jazmin Fase I." Tesis de grado. Bucaramanga. 2000.
- DÍAZ VOLORIA. Ricardo José. Análisis Nodal en la Optimización de la Producción de los Pozos del Campo Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga, 2009.
- GARCIA, María del Carmen. Paraffin Deposition in Oil Production. SPE 64992. Febrero 2001.
- GARZÓN, Fredy- ECOPETROL GMM, ORDOÑES, Anibal—ECOPETROL –ICP, DUQUE, Carlos y Guerrero Jairo-A.I.P-ANSALL y CABRERA, Heliodoro, Diagnostico y estrategias de recobro del campo Colorado. 2003.
- Gokcal, B. Effects of High Oil Viscosity on Oil/Gas Flow Behavior in Horizontal Pipes, SPE paper 102727, junio 2008.
- HASAN, A. R. Y KABIR, C. S. Fluid Flow AND Heat In Wellbores. Richardson, Tx.: Society Of Petroleum Engineers. 2002. p.66.
- HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. En BEGGS, H Dalee, BROWN, Kermit, et al. [En línea] Citado en: [mayo 2014] disponible en www.oilproduction.net.
- KEATING, J. F. and WATTENBARGER, R. A. The simulation of paraffin deposition and removal in wellbores. En: SPE. No. 27871 (Mar. 1994).

MAGGIOLO, Ricardo, Optimización Integral de Sistemas de Producción Utilizado Análisis Nodal, aip 2007.

MARTÍNEZ GALINDO, Rosa Isabel. Y AMAYA BOHÓRQUEZ, Miguel Isnardo. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. Tesis de Grado. Bucaramanga.2010.

MONCADA CEBALLOS, Andersson Estefann, y GUERRERO ARDILA, Diana Patricia. Evaluación de la Caída de Presión para Sistemas de Flujo Bifásico (Líquido-Gas) en Tuberías Verticales Tesis de grado. Bucaramanga.2012.

Multiphase Flow in pipes. GRIFFITH, Peter. SPE N° 12895.

OCHOA, Sergio y LÓPEZ, Ismael, Evaluación de un tratamiento químico para el control en el crudo parafínico del Campo Colorado, Trabajo de grado Ingeniería Química. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Química. 2009.

PINZÓN, Sergio y ROJAS, Jonathan. Evaluación de métodos convencionales y no convencionales para la remediación e inhibición de la precipitación de parafinas en pozos petroleros. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: UIS. Facultad de Ing. Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. 2006.

REY, Claudia, SANTOS, Ana. Aplicación del análisis nodal para optimizar la producción de sistemas de producción de pozos. Tesis de Grado. Bucaramanga, 1988.

REYES RODRÍGUEZ, Deisy Patricia. Manual Técnico de las Actividades de producción Efectuadas en El Campo Escuela Colorado. Tesis de Grado Bucaramanga. 2012.

RODRIGUEZ, L. y CASTAÑEDA, M. estudio de los fenómenos de cristalización de parafinas en el comportamiento fluido dinámico de crudos parafínicos-fase1. En: ciencias tecnología y futuro, Vol.2 Num.2 (dic. 2001).

SOSA SOLÍS, Sergio Alberto. "Aplicación de Modelos Mecánicos para la optimización del diámetro de tuberías flexibles como sargas de velocidad" Tesis de grado. México, D.F.2010.

VIZCAINO, Heydi y DORIA, Linda. Selección de pozos, Diseño y Análisis Económico para Trabajos de Fracturamiento Hidráulico en el Campo S. Clara. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Santander 2007.

Well Performance. GOAL, Michael. WHISTON, Curtis.1996.

ANEXOS

ANEXO 1. MANUAL DEL USUARIO SOFTWARE “CAREVACA”.

Es una herramienta didáctica y tiene una interfaz sencilla de entender y utilizar, diseñada para analizar las pérdidas de presión de fluidos bifásicos en la tubería de tubing, anular y en la facilidad de superficie. De igual manera permite calcular el tiempo que demora el fluido en dar un ciclo (anular, tubing y facilidad). Con esta herramienta se podrá estudiar y analizar el comportamiento de las pérdidas de presión modificando algunos aspectos del fluido y de los datos de la tubería. En el análisis del tiempo de ciclo se pueden variar las alturas y los caudales que son los parámetros más importantes.

La herramienta utiliza las correlaciones de Duns & Ross para realizar los cálculos de pérdidas de presión en las tuberías, para determinar el tiempo que tarda un ciclo se utilizan ecuaciones de capacidades de volúmenes.

En las siguientes hojas se hará una descripción de cómo se debe utilizar el programa.

Se encontraran cuatro interfaces.

Interfaz 1 (Entrada de datos).

En la primera interfaz (figura 54). Se pueden observar cuatro botones.

En el botón 1 (figura 65) se introduce todos y cada uno de los datos como propiedades de fluido y yacimiento; en el botón 2 (figura 66) seleccionamos la figura de Patrón de flujo Método Duns & Ros. (ver figura 19); una vez hecho lo anteriormente mencionado se procede a calcular la caída de presión con el botón 3 (figura 67) y finalmente dar click en siguiente nodo (figura 68).

Figura 65. Botón 1.

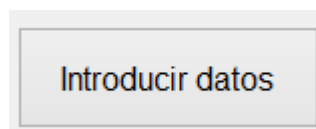


Figura 66. Botón 2.

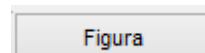


Figura 67. Botón 3.

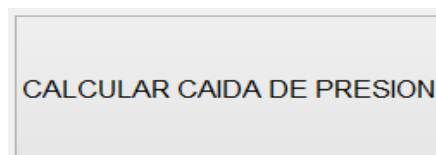


Figura 68. Botón 4.



Cuando uno le da clic en el primer botón (Introducir datos) se abre la interfaz dos que es para introducir los datos necesarios para los cálculos.

Interfaz que se genera para introducir los datos de fluido y yacimiento (figura 69).

Figura 69. Interfaz Entrada de datos.

DATOS					
Diametro casing	<input type="text" value="6.65"/>	Pulg	Diametro tubing	<input type="text" value="2.5"/>	Pulg
Temperatura superficial	<input type="text" value="104"/>	°F	Temperatura en el fondo	<input type="text" value="114"/>	°F
Presion en la cabeza	<input type="text" value="40"/>	Psig	Presion en fondo	<input type="text" value="800"/>	Psig
Qo	<input type="text" value="15"/>	bpd	Qw	<input type="text" value="0"/>	bpd
Densidad aceite	<input type="text" value="36.73"/>	°API	Gra. especifica del gas	<input type="text" value="0.958"/>	
Gra. especifica del agua	<input type="text" value="1.07"/>		Rs	<input type="text" value="228"/>	Ft ³ /bl
Viscosidad aceite	<input type="text" value="2.23"/>	cp	Bo	<input type="text" value="1.0798"/>	Ft ³ /bl
Profundidad	<input type="text" value="2520"/>	Ft	GOR	<input type="text" value="280"/>	Ft ³ /stb

Datos del pozo en produccion

Produccion	<input type="text" value="0"/>	bbls/dia
Strokes	<input type="text" value="0"/>	

Se deben introducir todos los datos que se piden, si no se llenan todos campos el programa no podrá realizar todos los cálculos necesario para dar las respuestas en los nodos. Al final de llenar todos los campos se le debe dar clic en el botón Salir.

Al salirse de la interfaz de introducir los datos seguimos en el nodo 1, ahora le damos clic en el segundo botón que se llama figura, ahora se llenan los campos automáticamente y necesitamos mirar la gráfica para poder para seleccionar la región e introducir los datos de los factores, está bien especificado en el siguiente anexo, como seleccionar los factores y se llenan los factores sin dejar campo. Después de seleccionar la región y llenar los factores ahora calculamos la perdida de presión. Para pasar al siguiente nodo le damos en el cuarto botón.

Interfaz 2 (Nodo 2)

La interfaz del nodo 2 se puede ver en la figura 55, y se debe realizar el mismo procedimiento que en el nodo anterior.

Figura 70. Nodo 2 Pérdidas en Tubería Anular.

The screenshot shows the 'Nodo 2 anular' interface. At the top center is the title 'Nodo 2 anular'. On the left is a button labeled 'Calcular caída de presión'. To its right is a text input field containing '0' followed by the unit 'Psi'. Further right is a button with two green arrows pointing right. Below these are several input fields: 'Numero de Visc. liquido' (0.0), 'Num. diametro de la tuberia' (0.0 Ft/seg), 'Reynolds' (0.0), 'Numero de vel. liquido' (0.0), 'Numero de vel. gas' (0.0), and 'Gradiente de presión total' (0.0 Psi/ft). There is also a dropdown menu for 'Regimen' with the text 'Seleccione ...' and a button labeled 'Figura'. At the bottom, a blue-shaded box titled 'Factores de graficas' contains seven input fields labeled F1 through F7, each with the value 0.0.

Interfaz 3 (Nodo 3)

Ahora para el nodo tres en el cual se analiza el “carevaca”, se tienen los dos cálculos importantes que son las pérdidas de presión y el tiempo del ciclo. Entonces la interfaz está dividida en dos partes la parte izquierda tiene la caída de presión como en los anteriores nodos y al lado derecho tiene el tiempo

de ciclo y se deben introducir las alturas y los strokes y se le da clic en el botón Calcular tiempo y caudal. (Ver figura 56)

Figura 71. Nodo 3 Pérdidas en Facilidad de Superficie y Análisis de Recirculación.

Nodo 3 caravaca

Calcular caída de presión

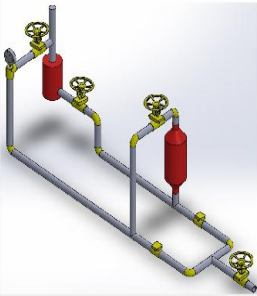
Psi

Numero de codos

Numero de valvulas

longitud total Ft

diametro tubería Inc



Calcular tiempo y caudal

Horas bbls/día

Altura tubing Ft

Altura anular Ft

strokes

Caída de presión en los tres nodos

Nodo 1	<input type="text" value="0"/>	Psi
Nodo 2	<input type="text" value="0"/>	Psi
Nodo 3	<input type="text" value="0"/>	Psi

ANEXO 2. MODELO MATEMATICO EMPLEADO EN SOFTWARE “CAREVACA”.

Implementación del método de Duns & Ross para el proyecto de grado, a continuación se describe el procedimiento de cálculos realizados en el programa para obtener el resultado del gradiente total de presión.

1. Calcular la densidad relativa del aceite:

$$DRA = \frac{141,5}{API + A31,5}$$

2. WOR (Relación agua-aceite):

$$WOR = \frac{Q_w}{Q_o}$$

3. Obtener la masa asociada con un barril de líquido a condiciones estándar:

$$Masa = \gamma_o(350) \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_w(350) \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) + (0,0764) R \gamma_g$$

4. Determinar la densidad de la fase líquida:

$$\rho_L = 62,428 \left[\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \gamma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

5. Obtener la presión promedio en psia:

$$\bar{P} = \frac{P1 + P2}{2} + P_{atm}$$

6. Obtener la temperatura promedio:

$$\bar{T} = \frac{T1 + T2}{2}$$

7. Factor de compresibilidad de gases:

Primero se halla temperatura pseudo crítica

$$T_{pc} = 170.5 + 307.3\gamma_g$$

Presión seudo crítica

$$P_{pc} = 709.6 - 58.7\gamma_g$$

Calcular presión seudo reducida

$$P_{pr} = \frac{\bar{p}}{p_{pc}}$$

Calcular temperatura seudo reducida

$$T_{pr} = \frac{\bar{T}}{T_{pc}}$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101$$

$$B = p_{pr}(0.62 - 0.23T_{pr}) + p_{pr}^2 \left[\frac{0.066}{T_{pr}} - 0.86 - 0.037 \right] + \frac{0.32p_{pr}^6}{EXP[(20.723(T_{pr} - 1))]}$$

$$C = 0.132 - 0.32LogT_{pr}$$

$$D = EXP(0.715 - 1.128T_{pr} + 0.42T_{pr}^2)$$

$$Z = A + (1 - A)EXP(-B) + Cp_{pr}^D$$

8. Calcular la densidad promedio de la fase liquida

$$\rho_g = \gamma_g (0.0864) \left(\frac{520}{T + 469} \right) \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right) \left(\frac{1}{Z} \right)$$

9. Viscosidad promedio del agua:

$$\mu_w = e^{(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2)}$$

10. Calcular la viscosidad de la mezcla del líquido:

$$\mu_L = \left[\mu_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \mu_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

11. Calcular la tensión superficial del aceite

Primero deben hacer los cálculos para unas temperaturas establecidas y después se realiza la interpolación o extrapolación, dependiendo el caso

Primero a una temperatura de 68

$$\sigma_{o68} = 39 - 0,2572API$$

Primero a una temperatura de 100

$$\sigma_{o100} = 37,5 - 0,2572API$$

Se realiza extrapolación en este caso

$$\sigma_o = \sigma_{o100} - \frac{\sigma_{o68} - \sigma_{o100}}{32\bar{T} - 100}$$

12. Calcular la tensión superficial de la mezcla de líquido:

$$\sigma_L = \left[\sigma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

13. Calcular el área transversa de la tubería:

$$AP = \frac{\pi * DI^2}{4}$$

14. Calcular el número de viscosidad del líquido:

$$N_{L\mu} = 0,15726 * \mu_L \left(\frac{1}{\rho_L * \sigma^3} \right)^{0,25}$$

15. Calcular la velocidad superficial del líquido:

$$v_{sL} = \frac{(5,6142)(144)q_L}{86400 \cdot AP} \left[B_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

16. Calcular el número de velocidad del líquido

$$N_{Lv} = 1,938 \cdot v_{sL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0,25}$$

17. Calcular la velocidad superficial del gas:

$$v_{sg} = \frac{(144) \cdot q_L \left[(GOR - R_s) \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) \right]}{86400 \cdot AP} \left(\frac{14,7}{\bar{P}} \right) \left(\frac{\bar{T} + 460}{520} \right)$$

18. Calcular el número de velocidad del gas:

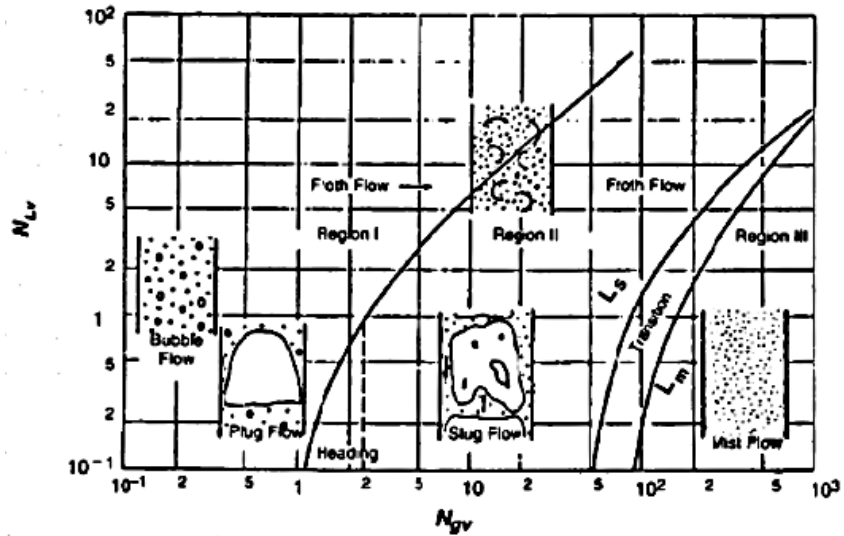
$$N_{gv} = 1,938 \cdot v_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0,25}$$

19. Calcular el número de diámetro de la tubería:

$$N_d = 120.872 \cdot \frac{d}{12} \left(\frac{P_L}{\sigma_L} \right)^{0,5}$$

20. Seleccionar el régimen de flujo adecuado de la figura 19.

Figura 72. Patrón de flujo Método Duns & Ros.



Fuente. *Multiphase flow in wells*, James P. Brill, 1999.

21. Determinar el factor de resbalamiento dependiendo de la región de flujo obtenida en el paso 19

a) Para la Región I

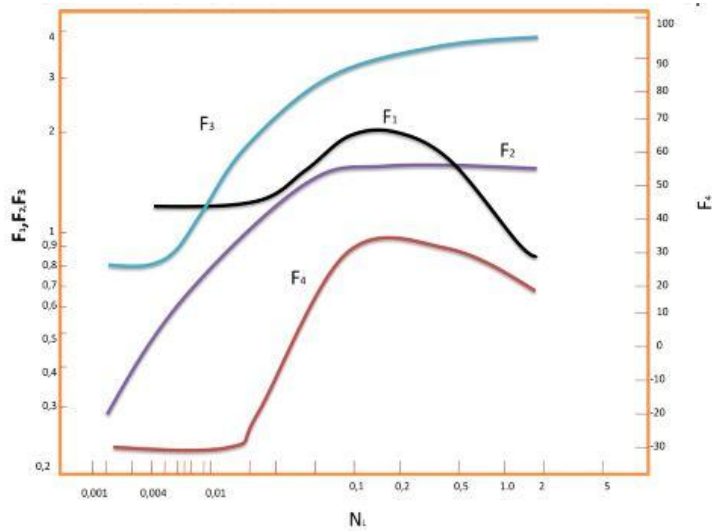
El resbalamiento se obtiene de la siguiente ecuación:

$$S = F_1 + F_2 \cdot N_{Lv} + F'_3 \left(\frac{N_{gv}}{1 + N_{Lv}} \right)^2$$

Donde F_1, F_2, F_3, F_4 se obtienen de la figura 73 y:

$$F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{N_d}$$

Figura 73. f_1, f_2, f_3 y f_4 Vs Número de la viscosidad del líquido N_{Lv}



Fuente. BRILL, James. *Op. cit.*

Para flujo anular N_d se basa en el perímetro mojado. Por lo tanto:

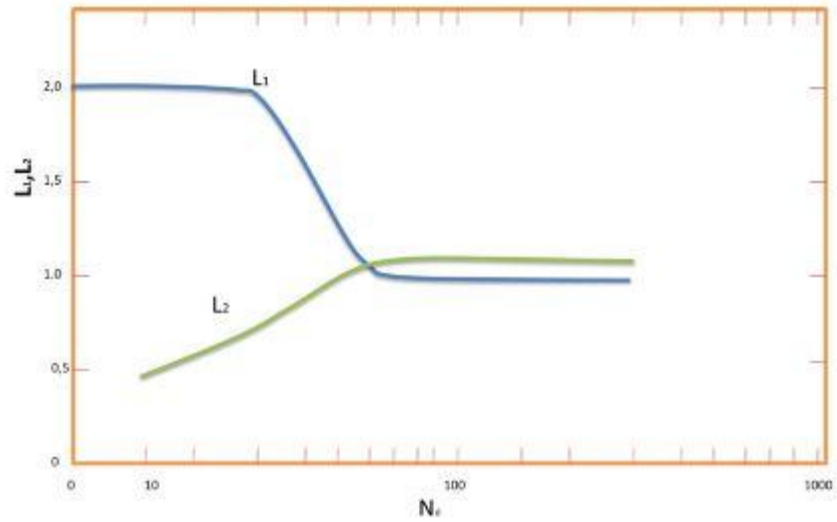
$$d = (d_c + d_t)$$

Los límites de la Región I son:

$$0 \leq N_{gv} \leq (L_1 + L_2 \cdot N_{Lv})$$

Donde L_1 y L_2 se obtienen de la figura 74

Figura 74. Factores L_1 y L_2 Vs el Número de diámetro de la tubería N_d .



Fuente. BRILL, James. *Op. cit.*

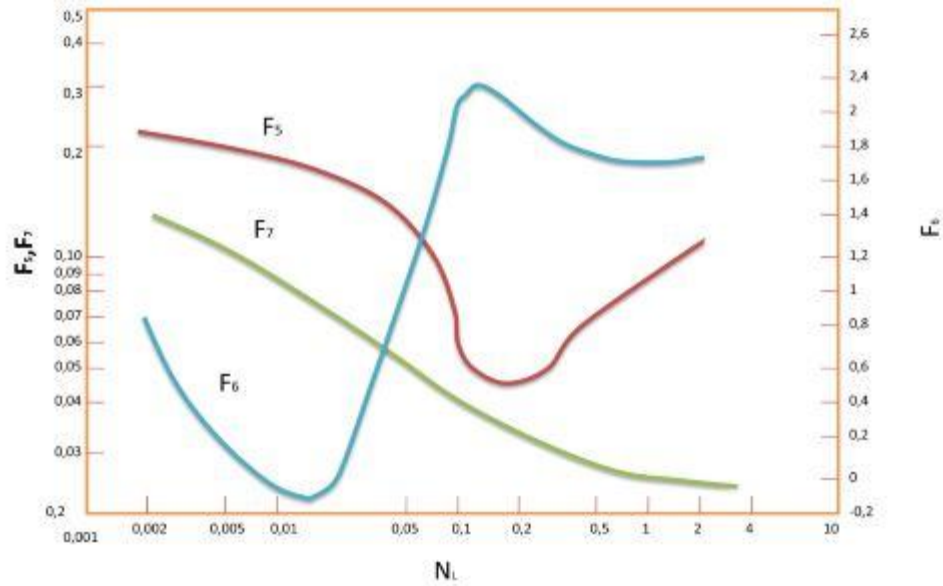
b) Para la región II:

$$S = (1 + F_5) \frac{(N_{gv})^{0,982} + F'_6}{(1 + F_7 \cdot N_{Lv})^2}$$

Donde F_5, F_7, F_6 , se obtienen de la figura 75 y donde:

$$F'_6 = 0,029 \cdot N_d * F_6$$

Figura 75. F_5, F_7, F_6 Vs Numero de la viscosidad del líquido.



Fuente. BRILL, James. Op. cit.

Los límites de la región II son:

$$(L_1 + L_2 \cdot N_{Lv}) < N_{gv} < (50 + 36 \cdot N_{Lv})$$

c) Para la Región III:

$$S=0$$

Por lo tanto:

$$H_L = \frac{1}{1 + \left(\frac{V_{sg}}{V_{SL}}\right)}$$

El límite de la Región III es:

$$N_{gv} > (75 + 84 \cdot N^{0,75}_{Lv})$$

22. Determinar la velocidad de resbalamiento si el flujo se encuentra dentro de la región I ó II:

$$v_s = \frac{S}{1,938 \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L}\right)^{0,25}}$$

23. Determinar el hold up del líquido:

$$H_L = \frac{v_s - v_{sg} - v_{sL} + [(v_s - v_{sg} - v_{sL})^2 + 4v_s \cdot v_{sL}]^{0,5}}{2 \cdot v_s}$$

24. Determinar el Número de Reynolds para el líquido:

$$N_{ReL} = 1488 \frac{\rho_L \cdot v_{sL} \cdot d}{12 \cdot \mu_L}$$

25. Determinar el gradiente de fricción de acuerdo a la región de flujo.

- Para la Región I y II:

$$\tau_{fr} = 2 \cdot f_w \frac{N_{Lv}(N_{Lv} + N_{gv})}{N_d}$$

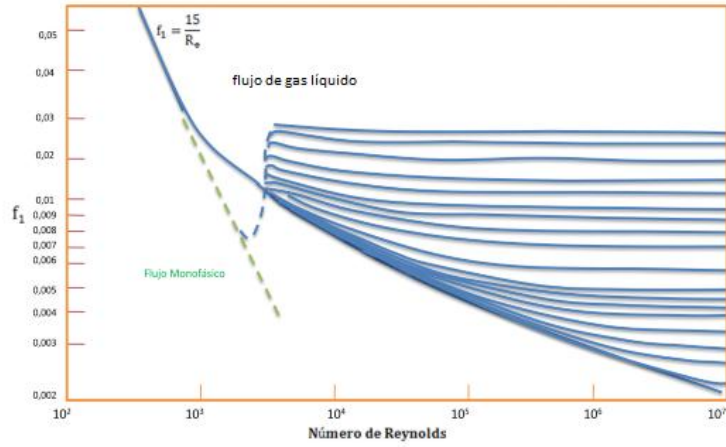
Donde:

$$f_w = (f_1) \frac{f_2}{f_3}$$

Y:

f_1 se obtiene de la figura 76

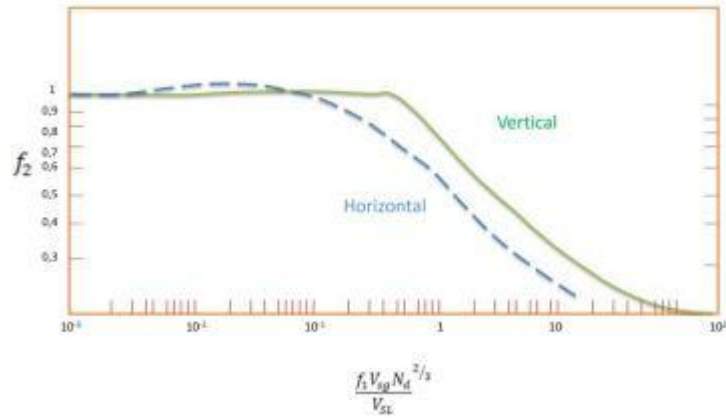
Figura 76. f_1 Vs N_{Re} .



Fuente. BRILL, James. Op. cit.

f_2 se obtiene de la figura 77 y para obtenerla debe determinar la abscisa:

Figura 77. Corrección de la Fricción de Burbuja.



Fuente. BRILL, James. Op. cit.

$$f_1 \cdot R \cdot (N_d)^{\frac{2}{3}}$$

Donde:

$$R = \frac{v_{sg}}{v_{sl}}$$

$$f_2 = 1 + f_1 \left(\frac{R}{50} \right)^{0,5}$$

El factor de fricción f_w es válido para la región I y II. Es bueno para $N_{Lv}=0$ y arriba del límite dado por $N_{gv} = (50 + 36N_{Lv})$.

- Para la región III:

El flujo niebla donde:

$$N_{gv} > (75 + 84 \cdot N_{Lv}^{0,75})$$

$$\tau_{fr} = 2f_w \cdot N_\rho \frac{(N_{gv})^2}{N_d}$$

Donde:

$$N_\rho = \frac{\rho_g}{\rho_L}$$

En la Región III f_w se toma como f_1 y podría ser obtenida de la figura 76 para $\varepsilon > 0,05d$; el valor de f_1 es calculado con la ecuación:

$$f_1 = \frac{1}{\left[4 \cdot \log \left(\frac{0,027 \cdot \varepsilon}{d} \right) \right]^2} + 0,0067 \left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,73}$$

Para $\varepsilon > 0,05(d)$, el valor de $d-\varepsilon$ podría ser sustituido por d durante el cálculo del gradiente de fricción, y también esta sustitución puede ser hecha por:

$$v_{sg} = \frac{v_{sg} \cdot d^2}{(d - \varepsilon)^2}$$

26. Determinar el gradiente estático:

$$\tau_{st} = H_L + N_\rho(1 - H_L)$$

Donde:

$$N_\rho = \frac{\rho_g}{\rho_L}$$

27. Determinar el gradiente de presión adimensional total:

- Para las regiones I y II:

$$\tau_T = \tau_{st} + \tau_{fr}$$

- Para la región III (tomando en cuenta la aceleración)

$$\tau = \frac{\tau_{st} + \tau_{fr}}{1 - (\rho_L \cdot v_{sl} + \rho_g \cdot v_{sg}) \left(\frac{v_{sg}}{p} \right)}$$

28. Convertir el gradiente a psi/ft:

$$\frac{dp}{dh_{st}} = \frac{\tau_{st} \cdot \rho_L}{144}$$

$$\frac{dp}{dh_{fr}} = \frac{\tau_{fr} \cdot \rho_L}{144}$$

$$\frac{dp}{dh_T} = \frac{\tau_T \cdot \rho_L}{144}$$

29. Determinar la longitud para esa caída de presión:

$$\Delta h = \frac{\frac{\Delta p}{dp}}{dh_{total}}$$

Cálculos para el tiempo de recirculación:

Se halla primero el factor de bomba.

$$FB = \frac{PRODUCCION}{1400 * STRPROD}$$

Se necesita saber la producción del pozo y los estroques de producción.

Se halla el caudal de la bomba de subsuelo.

$$CAUDAL = STROKES * FB$$

Se halla la capacidad del tubing y del anular.

$$CAPTUB = \frac{(DI)^2}{1029,4}$$

$$CAPANU = \frac{(DO)^2}{1029,4}$$

Se hallara el volumen a desplazar, teniendo en cuentas las alturas.

$$VOLTUB = CAPTUB * HTUB$$

$$VOLANU = CAPANU * HANU$$

Se halla el volumen total.

$$VOLTOTAL = VOLTUB + VOLANU$$

Por último se calcula es tiempo.

$$TIEMPO = \frac{VOLTOTAL}{CAUDAL * 60}$$

ANEXO 3. MEMORIA DE LA EXPERIENCIA DEL PERSONAL OPERATIVO DEL CAMPO.

Para el desarrollo de este proyecto fue de suma importancia la opinión y experiencia por parte de los técnicos que trabajan con este circuito hidráulico en campo colorado y más aun con el señor Cesar Cortez el cual varios largos años en campo hizo el diseño de este circuito el cual recibió el nombre de “carevaca”.

A continuación se nombran las partes más importantes de esta reunión:

La idea principal propuesta por los autores es analizar el “carevaca” y su funcionamiento.

- Se observó que se utilizan los mismos arreglos. En algunos distribuidos de diferentes maneras pero el diseño es el mismo (mismos tanques, tuberías, etc).
El diseño como tal del circuito es el mismo varia en cosas muy mínimas por comodidad.
- Por medio de correlaciones de flujo multifásico analizar las pérdidas de presión en toda la tubería (tubing-carevaca-anular). ya que para los técnicos no entran en consideración.
- El cambiar la tubería por una de mayor diámetro o mayor longitud implica mayores costos. Ahora bien todos los carevacas son de 2” y el pozo que tenía una “producción alta” era el col-67 con una tasa aprox 90 bls/día y con inyección de agua el que más producía tenía una taza de 2000 bls/día y en este se utilizaba tubería de 3”.
- En el campo escuela colorado no hay problemas de corrosión en las tuberías, pero en el centro SI por la salinidad del agua.
- En el campo colorado y lisama el carevaca tiene más accesorias porque son de origen parafinico pero otros campos que tengan el carevaca presentan menos accesorios como el recipiente del químico.
- El tiempo de armado de un circuito hidráulico es de 2 horas, en campo colorado es de 4 horas ya que toma mayor tiempo el encaje para el dosificador.
- Para los pozos que no tienen origen parafinico la principal función del carevaca es unir la línea de disparo y la de gas además de optimizar el trabajo de la bomba en subsuelo.
- La presión del colector si es mayor que la presión del pozo entonces no dejara fluir.

- La presión de la línea de gas debe ser inferior a la de la línea del flujo del pozo de lo contrario la bomba no sirve.
- Sumo cuidado en la instalación de los cheques porque deben ir en un solo sentido de igual manera con la unión universal ya que esta va en el sentido del origen del fluido.
- El tipo de tubería que se utiliza para todo lo que es crudo y gas son acero al carbono cedula 40 y si se manejan presiones altas se debe utilizar cedula 80.
- El caudal solo puede influir en el diámetro de la tubería pero el caso de colorado no por las bajas producciones.
- Anteriormente la facilidad tenía longitudes en la tubería de aprox 34 ft de longitud en los cuales las pérdidas por fricción eran altas de igual manera el espacio que utilizaban.
- El instalar una bomba para inyectar el tratamiento con mayor presión es muy interesante pero la viabilidad económica no.
- Cuando el pozo lleva tiempo recirculando aumenta la presión dependiendo del GOR, además todos los pozos no duran el mismo tiempo circulando.
- Un pozo en el que la bomba esta buena y tiene bastante volumen hay que dejarlo muy poco tiempo circulado.
- Se han encontrado presiones de 400 lbs en 3 horas.
- Es más eficiente una inyección de aceite caliente: hace años se calentaba el aceite por medio de calentadores en superficie y se introducía por el tapón del gas con la bomba de tierra, este tratamiento tenía mayor eficiencia pero genera mayores costos.

- La parafina se comienza a depositar de arriba hacia abajo y su control se hace por medio de los cheques.
- Las bombas de subsuelo en la salida tienen una reducción no concéntrica debido a que las burbujas de aire que logren irse no produzcan el fenómeno de cavitación ya que el aire en bombas centrifugas produce este fenómeno.
- Lo primero que se conecta en cabeza es la línea de gas por la facilidad de mover.
- El recipiente del químico se podría hacer más grande porque en algunos pozos es necesario introducir más químico.
- Se para el pozo por medio de las válvulas para regular presiones cuando voy a descargar el pozo.