

**SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RANURAS COMO SISTEMA DE
CONTROL DE INYECCIÓN DE VAPOR APLICADO A UN POZO HORIZONTAL**

JULIÁN FERNANDO RUEDA ESPINEL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RANURAS COMO SISTEMA DE
CONTROL DE INYECCIÓN DE VAPOR APLICADO A UN POZO HORIZONTAL
EN COLOMBIA**

JULIÁN FERNANDO RUEDA ESPINEL

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos

Director

M.Sc MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCA

Docente Planta

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. ANTECEDENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE INYECCIÓN	13
2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	15
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	15
2.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES	16
2.3 OPTIMIZACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	17
3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	19
3.1 MÉTODOS EMPÍRICOS	20
3.1.1. Correlación de Orkiszewski	21
3.1.2. Correlación de Beggs & Brill	21
3.1.3. Correlación de Duns & Ros	22
3.1.4. Correlación de Hagerdon & Brown	22
3.1.5. Dukler, AGA, Flanigan	23
3.1.6. HTFS Líquido Slip y Homogéneo	23
3.2 MODELOS MECANÍSTICOS	23
3.2.1. Ansari et al	24
3.2.2. Modelo Unificado de dos fases – TUFFP	24
3.2.3. Xiao et al	25
3.2.4. Tulsa	25
3.3 PATRÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO	27
4. TRANSFERENCIA DE CALOR	29
4.1 PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE.	29
4.2 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO.	30
4.3 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL YACIMIENTO.	34
5. SISTEMAS DE CONTROL DE INYECCIÓN	35
6. FLUJO A TRAVÉS DE ORIFICIOS	38

7. VALIDACIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO SUBSÓNICO Y SÓNICO DE VAPOR A TRAVÉS DE ORIFICIOS	40
7.1 FUENTES DE INFORMACIÓN	40
7.2 RESULTADOS DE SIMULACIÓN	43
8. ESCENARIO DE SIMULACIÓN	46
8.1 SITUACIÓN	46
8.2 PROBLEMÁTICA	46
8.3 PROPUESTA	47
8.4 BASE DE DISEÑO	47
8.4.1 Datos de Generador de Vapor en Superficie	47
8.4.2 Línea de Superficie	48
8.4.3 Datos de la Formación	48
8.4.4 Estado Mecánico del Pozo	49
9. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DEL VAPOR Y RESULTADOS	51
9.1 SELECCIÓN DEL MODELO DE FLUJO DE VAPOR	51
9.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE RANURA	52
9.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS NODOS DE INYECCIÓN	53
9.4 SELECCIÓN DEL TAMAÑO Y NÚMERO DE RANURAS	57
9.5 RECOMENDACIÓN TÉCNICA	59
9.6 NOMENCLATURA	66
CONCLUSIONES	67
RECOMENDACIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	70

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de Holdup	20
Figura 2. Mapa de flujo del modelo de TULSA.	26
Figura 3. Patrones de Flujo en Tubería Vertical	28
Figura 4. Patrones de Flujo en Tubería Horizontal	28
Figura 5. Modelo de Transferencia de Calor en un Pozo	31
Figura 6. Inyección de vapor en yacimientos homogéneos y heterogéneos.	36
Figura 7. Estado Mecánico del Pozo propuesto en la Patente No. US 7.631.694	42
Figura 8. Comparación del Perfil de Presión en la Sección Horizontal del Pozo (Metodología Patente No. US 7.631.694 B2 y UIS-HYSYS)	44
Figura 9. Comparación del Diámetro del Punto de Inyección en la Sección Horizontal del Pozo (Metodología Patente No. US 7.631.694 B2 y UIS-HYSYS)	45
Figura 10. Estado Mecánico del Pozo	50
Figura 11. Tipo de Ranura	52
Figura 12. Perfil de Presión	55
Figura 13. Perfil de Temperatura	55
Figura 14. Distribución Seis Nodos	56
Figura 15. Patrón de Ranura	58
Figura 16. Esquema de Configuración del Sistema de Control de Inyección de Vapor	60
Figura 17. Perfil de Presión a lo largo del Pozo	62
Figura 18. Perfil de Temperatura a lo largo del Pozo	64
Figura 19. Perfil de Calidad de Vapor a lo largo del Pozo	65

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening de Aplicación de Inyección Cíclica de Vapor	16
Tabla 2. Resumen Correlaciones Empíricas y Modelos Mecánicos	27
Tabla 3. Datos pozo hipotético Patente No. US 7.631.694 B2.	41
Tabla 4. Cálculos Hidráulicos y Diseño de Orificios Patente No. US 7.631.694 B2.	41
Tabla 5. Cálculos Hidráulicos y Diseño de Orificios Metodología UIS-Hysys	44
Tabla 6. Datos del Generador de Vapor	48
Tabla 7. Condiciones Ambientales	48
Tabla 8. Datos de la Formación	49
Tabla 9. Descripción del Tipo de Ranura	53
Tabla 10. Distancia entre Nodos y Flujo Másico	54
Tabla 11. Diámetro de Ranura y Área Total de Nodo	57
Tabla 12. Número de Ranuras en cada Nodo	58
Tabla 13. Datos Termodinámicos de los Nodos de Inyección	61
Tabla 14. Balance de Masa y Energía	61
Tabla 15. Presión en cada Nodo de Inyección	63

RESUMEN

TITULO

SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DE RANURAS COMO SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN DE VAPOR APLICADO A UN POZO HORIZONTAL EN COLOMBIA*

AUTOR

JULIÁN FERNANDO RUEDA ESPINEL**

PALABRAS CLAVE

Sistemas de Control de Inyección; Inyección Cíclica de Vapor; Pozos Horizontales; Simulación Hidráulica.

RESUMEN

En el mundo y ante la dificultad de los últimos años para encontrar nuevos campos con grandes reservas, se han invertido esfuerzos y altas sumas de dinero en aumentar el factor de recobro de los campos en desarrollo. Dentro de ese nuevo rumbo en investigación están los campos de crudo pesado. La implementación de la inyección cíclica de vapor como método de recobro en campos de crudo pesado es muy conocida en la actualidad. Este artículo muestra una configuración del sistema de control de inyección de vapor en un pozo horizontal aplicado en un campo en Colombia.

Este sistema se ha creado con el fin de optimizar la inyección de vapor, así como una solución a los desafíos operacionales comunes en la de inyección cíclica de vapor. Por medio de simulación hidráulica se busca reproducir y predecir el comportamiento del vapor bajo estas condiciones. Teniendo en cuenta la transferencia de calor a lo largo del flujo de vapor en el pozo, las propiedades del vapor, el flujo crítico y subcrítico a través de las ranuras, los patrones de flujo, los modelos mecanísticos y correlaciones empíricas que sirven para modelar el flujo de vapor a través de tuberías.

La investigación en los sistemas de control de inyección de vapor está dirigida a la selección del número, tamaño y ubicación de ranuras. Estos parámetros se deben determinar para lograr una distribución efectiva del vapor y asegurar la ocurrencia de flujo crítico a lo largo de las perforaciones durante la inyección de vapor.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director. M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simanca.

SUMMARY

TITLE

SELECTION OF THE CONFIGURATION OF LIMITED ENTRY PERFORATIONS FOR CYCLIC STEAM INJECTION USING HORIZONTAL WELLS IN COLOMBIA.*

AUTHOR

JULIÁN FERNANDO RUEDA ESPINEL**

KEYWORDS

Limited-Entry Perforations; Cyclic Steam Stimulation; Horizontal Wells; Hydraulic Simulation.

DESCRIPTION

In the world, the recent years have been hard to find new fields with large oil reserves. Effort and a lot of money have been invested to increase the recovery factor of the discovered reservoirs. Within this new direction in research are the heavy oil fields. The improvement of the thermal enhanced oil recovery techniques is a good way to begin. This work degree shows a configuration of the limited-entry perforations used as a control system of steam in an horizontal well.

This system has been created to optimize the injection of steam and as a solution to the challenges presented during the cyclic steam injection. Using hydraulic simulation to reproduce and predict the behavior of the steam under certain conditions, we try to select the right control system, taking into account the heat transfer along the steam flow, thermodynamic properties, mechanistic models, flow patterns.

The research in the limited-entry perforation is directed to select the number, size and distribution of the perforations. These parameter must be determined to achieve an effective distribution of the steam and to ensure the occurrence of critical flow allow the perforation during the steam injection.

* Work Degree

** Faculty Physic-Chemistry Engineering Department of Petroleum Engineering
Director. M.Sc. Manuel Enrique Cabarcas Simanca.

INTRODUCCIÓN

En el mundo y ante la dificultad de los últimos años para encontrar nuevos campos con grandes reservas, se han invertido esfuerzos y altas sumas de dinero en aumentar el factor de recobro de los campos en desarrollo. Dentro de ese nuevo rumbo en investigación están los campos de crudo pesado. Se considera la existencia de 12 trillones de barriles in-situ de crudo pesado en el mundo¹. Hace unos años, este tipo de crudo no era atractivo para la industria por la problemática que acarrearaba su explotación. Con el aumento del precio del barril, el crudo pesado se ha convertido en una opción estratégica para la industria, por lo que las investigaciones se han enfocado en la optimización de técnicas de recobro y de producción para la explotación de estos yacimientos.

La implementación de la inyección cíclica de vapor como método de recobro en campos de crudo pesado es muy conocida en la actualidad; Desde 1963, cuando se obtuvo resultados positivos en California, Estados Unidos. A partir de la década del 80, gracias a los avances tecnológicos en la perforación direccional, se implementó el uso de inyección cíclica de vapor a través pozos horizontales HWCSS.

Utilizando los pozos horizontales se obtiene una mayor área de contacto entre el vapor inyectado y la zona de interés, sin embargo, por las condiciones de heterogeneidad del yacimiento existen zonas que no presentan condiciones óptimas para la inyección. Por esta razón nacen los sistemas de control de inyección de vapor. Estos sistemas se crearon originalmente para evitar estas zonas y lograr una optimización de la inyección. Implementando un sistema de control se busca una distribución equilibrada del vapor en el estrato productor.

¹ BURTSEV, A. KUVSHINOV, B. de ROUFFIGNAC and MOLLINGER, A.M. (2006). Limited Entry Perforations in HVO Recovery: Injection and Production in Horizontal Wells. Shell Intl. E&P b.v. SPE

La investigación en los sistemas de control de inyección de vapor está dirigida a la selección del número, tamaño y ubicación de ranuras. Estos parámetros se deben determinar para lograr una distribución efectiva y asegurar la ocurrencia de flujo crítico a lo largo de las perforaciones durante la inyección de vapor. El flujo crítico se da cuando la velocidad del flujo de vapor a través de la ranura se aproxima a la velocidad del sonido. Se considera que bajo esta condición ni ranura ni la arena actúa como zonas ladronas de energía.

En el desarrollo de este trabajo se muestra una configuración del sistema de control de inyección de vapor en un pozo horizontal aplicado en un campo en Colombia. Por medio de simulación hidráulica se busca reproducir y predecir el comportamiento del vapor implementando un sistema de control de inyección. Teniendo en cuenta la transferencia de calor a lo largo del flujo de vapor en el pozo, las propiedades del vapor, el flujo crítico y subcrítico a través de las ranuras, los patrones de flujo, los modelos mecanísticos y correlaciones empíricas que sirven para modelar el flujo de vapor a través de tuberías.

1. ANTECEDENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE INYECCIÓN

La atención a la estimulación térmica de pozos productores de crudo pesado utilizando inyección cíclica de vapor proviene desde los años 60's. Desde comienzos del nuevo siglo, la estimulación con vapor ha sido aplicada comercialmente en Venezuela, California y Canadá. Actualmente, en la mayoría de campos de crudo pesado incluyendo a Colombia, la llegada de la tecnología de los pozos horizontales a causado un aumento considerable en la producción de estos yacimientos.

Los pozos horizontales representan una tecnología clave en la producción de formaciones de bitumen y crudo extra pesado. Procesos como SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), desplazamiento HASD (Horizontal Alternating Steam Drive) y Vapex fueron especialmente diseñados utilizando pozos horizontales. Hasta el punto, que hoy en día estos procesos son la alternativa más confiable para producir crudos pesados.

En recobro térmico como inyección cíclica de vapor, los pozos horizontales presentan notables ventajas en comparación con los pozos verticales: Mejor distribución del calor, disminución en el número de pozos y el aumento el área de contacto entre el vapor inyectado y la formación de interés. Sin embargo, el correcto desempeño del proceso depende de la distribución uniforme del vapor a lo largo de la sección horizontal.

Por la heterogeneidad propia del yacimiento existen zonas que no presentan condiciones óptimas para la inyección, esto eventualmente será un problema, ya que se crean zonas conocidas como frías, donde el crudo no es contactado. Un completamiento convencional, por ejemplo un liner ranurado, no provee ningún control sobre la inyección; Por esta razón nacen los sistemas de control de

inyección de vapor. Recientemente utilizados en pozos horizontales en el campo *South Belridge, Kern County, California* y pozos “infill” en *Imperial’s Cold Lake field*, con el fin de obtener una distribución efectiva del vapor en la formación productora de hidrocarburo.

En California, la efectividad de los sistemas de control de inyección en algunos casos no ha sido la esperada debido a dos factores principalmente: la erosión de las ranuras y la alta presión de yacimiento que limita la posibilidad de flujo crítico. Para evitar la erosión de las ranuras es clave la selección del tipo y tamaño de éstas. El segundo factor se considera en algunos casos una ventaja; Operar bajo flujo sub-crítico permite monitorear la presión de yacimiento e interpretar el comportamiento del yacimiento. Sin embargo, para el análisis en este proyecto el flujo sub-crítico es tomado como desventaja ya que aumenta la caída de presión en la ranura.

Existen otros dos desafíos cuando se opera la inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales. El primero es la variación de la tasa de descarga en cada perforación, consecuencia de la caída de presión a lo largo del pozo. Esta variación es controlada convencionalmente con la selección de los diámetros del pozo y con la ubicación de las ranuras a lo largo de la sección horizontal para controlar la caída de presión. El segundo desafío, es el impacto potencial de la variación en la calidad del vapor. Este impacto es contrarrestado con el hecho que a menor calidad de vapor, mayor flujo másico sale en cada nodo a las mismas condiciones de presión.²

² BOONE, T.J, YOUNG, D.G, SUN, S. (2001). Targeted Steam Injection Using Horizontal Wells With Limited Entry Perforation. Imperial Oil Resources Volumen 40, No. 1.

2. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor, también conocida como estimulación térmica, es un proceso que utiliza un sólo pozo y es aplicado en yacimientos de crudo pesado. El principal objetivo de una inyección cíclica de vapor es proveer energía térmica las zonas adyacentes al pozo, utilizando vapor como fluido de transporte y permitiendo que la formación se convierta en una zona de intercambio de calor almacenando la energía inyectada. Esta energía en forma de calor es utilizada para disminuir la viscosidad del crudo fluyente en la zona calentada.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En el proceso existen tres etapas. Etapa de inyección, rápida, pero temporal, donde se inyecta el vapor húmedo por un periodo de tiempo determinado a través del pozo. La etapa de remojo, en donde el calor latente del vapor se transfiere a la formación. Y por último, la etapa de producción, donde el pozo produce por algunos meses. En esta última etapa, la producción del fluido caliente es mayor a la tasa de producción en frío. Sin embargo, la tasa de producción declina con el tiempo a medida que el calor sale con los fluidos producidos y disipado en las formaciones no productoras. Estas etapas se repiten en cada ciclo hasta que el proceso pierde efectividad.

El vapor tiene diferentes efectos en el yacimiento. Disminuye la saturación residual por expansión térmica del crudo, tiene un incremento en la eficiencia de barrido. Reduce la viscosidad del crudo, hace limpieza de la zona de daño, entre otras. Un screening de aplicación es presentado en la Tabla 1, donde se presentan algunas variables a tener en cuenta en la aplicación de este proceso.

Tabla 1. Screening de Aplicación de Inyección Cíclica de Vapor

Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad	<15	°API
Viscosidad del Crudo	>300	Cp
Profundidad	<3000	Ft
Espesor Neto	>30	Ft
Presión del Yacimiento	<1500	Psi
Porosidad	>0,3	
Permeabilidad	1000-2000	mD

Fuente: ALÍ S.M. Farouq. Practical Heavy Oil Recovery. HOR H 2006

En el proceso de inyección cíclica de vapor se tiene desde un punto de vista técnico, dos factores principalmente, necesarios para el éxito del proceso. Una significativa reducción de la viscosidad del crudo para reducir la resistencia al flujo alrededor del pozo productor; Y un mecanismo de producción natural presente en el yacimiento que proporcione un empuje en la etapa de producción. Desde un punto de vista operacional, se deben tener en cuenta diferentes variables. La tasa de inyección de vapor, cantidad de vapor inyectado, presión de inyección, calidad y temperatura del vapor inyectado y tiempo de remojo.

2.2 INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES

En general, los procesos de recobro térmico han sido mejorados con la implementación de pozos horizontales. Los principales beneficios son un aumento en el área de contacto, aumento de las reservas producibles, incremento en la inyección del vapor y una disminución en el número de pozos necesarios para el desarrollo del campo.

Gracias a estudios usando simulación numérica y de casos prácticos en algunos yacimientos, se ha podido apreciar los beneficios en la implementación de pozos horizontales. Algunas aplicaciones de inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales se han publicado. A pesar de que en la mayoría de estos casos se

han obtenido resultados favorables, conclusiones particulares se den hacer de manera rigurosa.

2.3 OPTIMIZACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

En 1990, se desarrolló un modelo para evaluar pérdidas de calor, calidad de vapor y perfiles de presión durante la circulación de vapor en un pozo horizontal. Producto del impulso tecnológico generado en Canadá donde se tienen varios yacimientos de este tipo, se creó este modelo con habilidad de simular interacciones en la transferencia de calor, flujo de fluido bifásico, cambios de fases, coeficiente de deslizamiento entre el vapor y el agua y cambios en el régimen de flujo. Este modelo nace de la necesidad de determinar las pérdidas en la distribución de calor en la cara del pozo horizontal durante la etapa de inyección. Estas variables fueron evaluadas utilizando correlaciones de flujo bifásico.

En la actualidad, se han incluido los modelos mecanísticos con el fin de mejorar los cálculos de las variables de inyección. La medición, el control y la distribución de flujo bifásico es un fundamento complejo. Adicionalmente a las variables de velocidad de flujo y caídas de presión en diferentes configuraciones de pozo normales en un flujo monofásico, se tienen otros factores como efectos del régimen de flujo, holdup del líquido, tamaño de gota, fase continua y taponamiento. Los patrones de flujo corriente arriba de la ranura afecta la calidad del vapor inyectada.

Existen diferentes patrones de flujo en tuberías, dependiendo si es flujo en tubería vertical u horizontal. Están caracterizados por la distribución del líquido y del gas en la tubería. Los principales patrones de flujo en tubería vertical presentados

son³: flujo burbuja, flujo tapón (slug), flujo “churn” y flujo anular. En tubería horizontal existen otros patrones de flujo, flujo estratificado, flujo tapón (slug), flujo anular y flujo niebla. Comprender estos patrones es fundamental para evaluar los modelos mecanísticos para flujo multifásico, por lo tanto serán explicadas más a fondo posterior en este trabajo.

Las ranuras de inyección o Limited-entry perforations, han sido utilizadas en pozos verticales como método para la distribución de vapor en diferentes zonas. Un avance es la implementación de este sistema de control de inyección en pozos horizontales. T.J. Boone, D.G. Youck y S. Sun han estudiado la inyección selectiva del vapor en pozos horizontales utilizando este sistema de control. El enfoque de esta tecnología está dirigido hacia el diseño del número, tamaño y ubicación de estas ranuras en búsqueda de ocurrencia de flujo crítico y la existencia de vapor en la distribución deseada.

La teoría de flujo crítico y subcrítico de vapor húmedo ha sido analizado por un gran número de investigadores, Sze-Foo Chien, R.C. Chiou, entre otros^{4 5}. Esta teoría tiene como suposición que la presencia de crudo, vapor, agua y roca corriente debajo de la perforación no tiene una influencia significativa en el mecanismo de flujo en la perforación. El flujo es considerado adiabático ya que la superficie de contacto es insuficiente para transferir calor considerable por los rápidos cambios de presión y temperatura en las ranuras. Como estas ranuras tienen longitudes pequeñas los efectos de fricción tienen a ser cero, por lo tanto se considera flujo reversible. Teniendo en cuenta lo anterior, el flujo de vapor a través de perforaciones limitadas es adiabático y reversible, por lo tanto es isoentrópico

³ YAHAYA, A.U., GAHTANI, A.A. A Comparative study between Empirical Correlations and Mechanistic Models of Vertical Multiphase Flow. SPE 136931.

⁴ CHIEN, S.F. (1990) Critical Flow of Wet Steam Through Chokes. E&P Technology Div. Texaco. Inc. JPT March 1990.

⁵ CHIOU, R.C.S, OWENS, J.D. (1996). Field Performance of Steam Injection Profile Control using Limited-Entry Perforation. Mobil Exploration &Producing U.S. Inc. SPE.

3. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

Cuando se habla de inyección cíclica de vapor hay que considerar el flujo de vapor a través del pozo, siendo éste un flujo a través de tubería. En general, el vapor es considerado un fluido bifásico por la presencia de vapor y líquido. Debido a la naturaleza compleja del flujo de dos fases, el problema desde sus inicios fue abordado a través de métodos empíricos para predecir la caída de presión y el Holdup de líquido. Recientemente la tendencia se ha volcado hacia el enfoque de modelos mecanísticos, cuyo postulado fundamental es la existencia de los patrones de flujo o configuraciones de flujo.

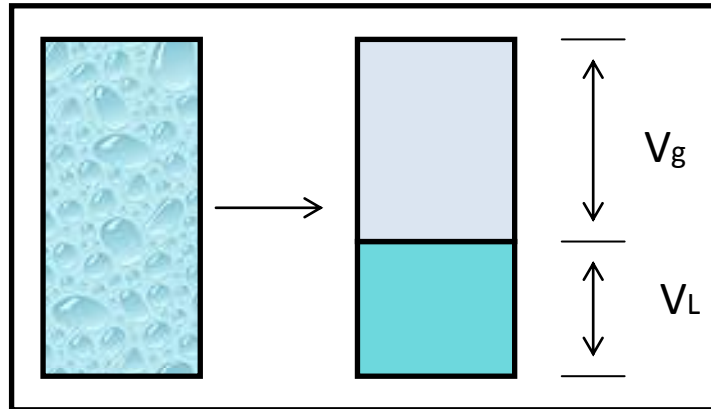
La caída total de presión durante el flujo del fluido es la suma de las pérdidas de presión estática, por fricción y fuerzas cinéticas.

$$\frac{dP}{dz} = g\rho_m \text{seno}\theta + \frac{fv_m^2\rho_m}{2d} + \rho_m v_g \frac{dv_m}{dz} \quad (1)$$

$$\text{donde : } \rho_m = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (2)$$

H_L es conocido como el *Holdup del Líquido*, puede ser definido como la fracción volumétrica de una sección específica de tubería que es ocupada por la fase líquida. Un esquema de representación se muestra en la Figura 1. La expresión matemática se da en la Ecuación 3.

Figura 1. Esquema de Holdup



Fuente: Cabarcas-UIS, 2010 [Modificado por el Autor]

$$H_L = \frac{V_L}{V_L + V_g} \quad (3)$$

El flujo simultáneo de dos fases en una tubería complica considerablemente el proceso de transporte. Las condiciones típicas incluyen el flujo másico o de volumen de las dos fases, sus propiedades físicas, el diámetro de la tubería, rugosidad y el ángulo de inclinación. Estos datos son suficientes para los cálculos de flujo en una sola fase. Sin embargo, para sistemas de flujo de dos fases se requiere información adicional.

3.1 MÉTODOS EMPÍRICOS

También conocidos como correlaciones, los métodos empíricos están basados en datos experimentales, tomados de plantas pilotos a pequeña escala que operan a presiones relativamente bajas y que usan diferentes fluidos a los que se encuentran en campo. La exactitud de las correlaciones es cuestionable al simular el flujo bifásico en tuberías expuestas a alta presión, diámetros grandes y extensas longitudes. Por lo tanto, la aplicación de los modelos empíricos está limitada por el rango de datos usados en la generación de la correlación. Este enfoque fue exitoso para resolver problemas de flujo bifásico por más de 40 años,

con un error de $\pm 30\%$, sin embargo, el enfoque empírico nunca ha resuelto los problemas del “por qué” y “cómo” ocurre el fenómeno de flujo. Por esta razón surgen los modelos mecanísticos.⁶

3.1.1. Correlación de Orkiszewski. Esta correlación de flujo ascendente basado en la combinación de los métodos desarrollados por Griffith (1962), Griffith & Wallis (1961), y Duns & Ros (1963). Para cuatro regímenes de flujo son definidos y los métodos propuestos para cada región son:

- Flujo Burbuja – Correlación de Griffith.
- Flujo Tapón y “Plug” – Correlación de Griffith & Wallis, modificada por Orkiszewski.
- Flujo “Churn” – Duns & Ros.
- Flujo Niebla /Anular – Duns & Ros.

Este método, puede predecir las caídas de presión para flujo de dos fases, con una precisión alrededor de 10%, sobre un rango de condiciones de flujo. La precisión del método se verificó, cuando los valores de las predicciones fueron comparadas con caídas de presión de 148 pozos. La ventaja de este método sobre los demás, se encuentra en que, el “*Holdup*” del líquido es derivado de fenómenos físicos observados, el gradiente de presión está relacionado con la distribución geométrica de las fases líquidas y gaseosa. También, ofrece una buena descripción de lo ocurre dentro de la tubería.

3.1.2. Correlación de Beggs & Brill. El método de Beggs & Brill es basado en trabajos hechos con mezclas de agua y aire para diferentes condiciones. Esta correlación, se enfatiza en calcular las propiedades que afectan las caídas de

⁶ ROJAS, G.A., CHACON, J.F., Estudio comparativo de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander, 2011.

presión en flujo multifásico, a diferentes grados de inclinación de la tubería. Entre las limitaciones del método se encuentran, la sobre predicción de las pérdidas de presión en tuberías de 1" ½ de diámetro, se presentan errores para 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.

3.1.3. Correlación de Duns & Ros. El modelo de Duns & Ros está basado en investigaciones hechas en laboratorio a gran escala, para flujo ascendente. Los fluidos utilizados fueron sistemas de aire/hidrocarburo líquido y aire/agua. El modelo identifica tres flujos de regiones, perfilados a continuación.

- Región I: La fase líquida es continua (flujo burbuja y plug, y parte de regímenes de flujo espuma).
- Región II: Las fases y líquidas son alternadas (remanente de flujo espuma y flujo tapón).
- Región III. La fase gas es continua. (Flujo niebla y anular).

Las regiones son distinguidas usando funciones de cuatro grupos dimensionales, particularmente números de velocidades de gas y líquido. Correlaciones separadas de caída de presión y correlaciones de velocidad de líquido con deslizamiento (*holdup*) son definidas para cada región en términos del mismo grupo dimensional.

3.1.4. Correlación de Hagerdon & Brown. Basada en datos experimentales en flujo ascendente para mezclas de agua/aire y agua/aceite. La caída de presión por fricción es calculada usando un factor de fricción, derivado en fase simple en las curvas de Moody, utilizando el número de Reynolds apropiado para mezclas. Para la fracción vacía se requiere el cálculo de número de Reynolds y la pérdida de fricción estática. Hagerdon & Brown desarrollo una simple curva correspondiente a la fracción vacía para igual parámetros dimensionales propuestos por Duns & Ros.

3.1.5. Dukler, AGA, Flanigan. Desarrollada para sistemas de flujo de gas-condensado en tuberías horizontales e inclinadas. El mapa de patrones de flujo de Taitel-Dukler considera cinco regímenes de flujo, estratificado, estratificado ondulado, intermitente, anular y burbujas dispersas. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción, *holdup* y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el gradiente de presión potencial.

3.1.6. HTFS Líquido Slip y Homogéneo. Los dos modelos de HTFS comparten un método en común para calcular el gradiente de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración, mientras que difiere en el método usado para calcular el gradiente de presión estático. El método del gradiente de presión por fricción es una adaptación de Clazton *et al.* (1972). El método primero calcula la caída de presión por fricción para las fases líquida y gas, asumiendo que ellas están fluyendo solo en la base de la tubería, basado en el factor de fricción de Fanning para cada fase, y nuevamente calculada, asumiendo que el fluido ahora fluye solo en toda la tubería.

3.2 MODELOS MECANÍSTICOS

Los modelos mecanísticos se basan en una aproximación que tiene en cuenta principios básicos como la conservación de la masa y la energía. Un logro importante de los modelos mecanísticos es que determinando el régimen de flujo, se desarrolla diferentes modelos para la predicción de características hidráulicas en pozos, tales como caída de presión, el holdup del líquido y un perfil de temperaturas. Los modelos mecanísticos son prácticos en condiciones dentro de un rango más extenso que los modelos empíricos. El principal objetivo de este enfoque es predecir el patrón de flujo existente para un sistema en particular. Luego para cada patrón de flujo se emplea un modelo diferente para predecir la hidrodinámica y la transferencia de calor.

3.2.1. Ansari et al. El modelo de Ansari et al., fue desarrollado como parte del programa “Tulsa University Fluid Flow Projects” (TUFFP). El exhaustivo modelo fue desarrollado para predecir patrones de flujo y características de los mismos, para flujo ascendente en dos fases. El modelo mecanístico exhaustivo está compuesto para predecir el patrón de flujo y un conjunto de modelos independientes para predecir el “holdup” y caídas de presión en patrones burbuja, tapón y anular. El modelo fue evaluado con una base de datos de TUFFP de 1712 pozos, y con 371 pozos de la base de datos de Prudhoe Bay.

El modelo fue comparado con seis correlaciones empíricas comunes y el modelo mecanístico de Hasan & Kabir. El modelo tiene un excelente comportamiento para flujo anular y flujo burbuja. A nivel global, el modelo presentó el segundo menor error después de Hagerdon & Brown.⁷

3.2.2. Modelo Unificado de dos fases – TUFFP. El modelo unificado de TUFFP es un modelo mecanístico para predecir patrones de flujo en transición, gradientes de presión, “Holdup” de líquido y características de flujo “slup” en tubería de gas/líquido. El modelo fue validado para todos los ángulos de inclinación. Este modelo unificado fue desarrollado por Zhang et al.

El concepto del principio fundamental es la condición de las acciones del flujo “slug”, para los límites de transición con los otros patrones de flujo. Los patrones de transición desde flujo “slug” a flujo estratificado y/o anular son predicho utilizando la solución de la ecuación de momento para flujo “slug”. La zona total de la película es tratada como el volumen de control y el intercambio de momento entre el cuerpo de “slug”, y la zona de la película es introducida dentro de la ecuación combinada de momento. Este acercamiento difiere de los métodos

⁷ ROJAS, G.A., CHACON, J.F., Estudio comparativo de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander, 2011.

tradicionales al usar por separado los modelos mecanísticos y correlaciones para cada transición.

3.2.3. Xiao et al. Xiao et al., desarrolló un modelo mecanístico exhaustivo como parte del programa de TUFFP. Este es desarrollado para flujo de dos fases en tuberías horizontales y cerca de la horizontal ($\pm 15^\circ$). El modelo primero predice el patrón de flujo y calcula las características de flujo como “holdup” de líquido y caída de presión, para flujo estratificado, anular, intermitente y burbuja. El modelo es validado con bases de datos de tuberías horizontales, incluyendo grandes diámetros de campo, seleccionada de la base de datos de AGA, para flujo multifásico y datos de laboratorio publicado en la literatura. Los datos incluyen aceite negro y sistemas de fluidos composicionales.

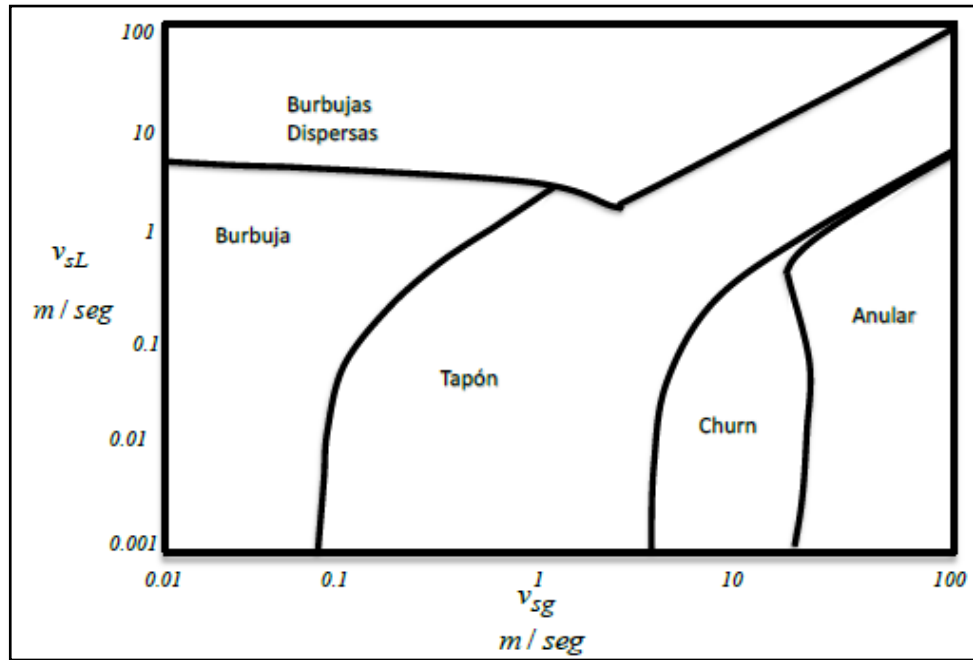
3.2.4. Tulsa. El modelo de Tulsa es modelo mecanístico exhaustivo formulado para predecir patrones de flujo, caída de presión y “*Holdup*” de líquido en flujo vertical ascendente para flujo de dos fases. El modelo identifica cinco patrones de flujo: burbuja, burbujas dispersas, tapón, “churn”, y anular. Los modelos usados para la predicción de patrón de flujo son: Ansari *et al.* (1994) para flujos de burbujas dispersas y anular; Chokshi (1994) para flujo burbuja y un nuevo modelo para flujo “churn”. El mapa de patrón de flujo resultante es mostrado en la figura 2.

Modelos hidrodinámicos separados para cada patrón de flujo son usados. Un nuevo modelo hidrodinámico es propuesto para flujo churn y una versión modificada del modelo de Chokshi para flujo tapón. Los modelos de Chokshi y Ansari *et al.* Son adoptados para flujo burbuja y anular respectivamente.

El modelo ha sido evaluado utilizando una base de datos de 2052 pozos de Tulsa University Fluid Flow Project, convergiendo en un amplio rango de datos. El modelo ha sido comparado con los métodos de Ansari et al. (1994), Chokshi

(1994), Hasan & Kabir (1994), Aziz et al. (1972) y Hagerdon & Brown (1964), y se afirma que dieron resultados superiores.

Figura 2. Mapa de flujo del modelo de TULSA.



Fuente: Piping Equipment – Hysys

Tabla 2. Resumen Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos

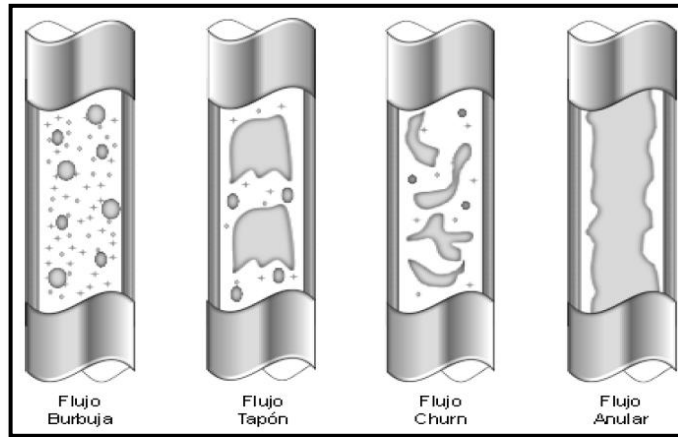
Modelo	Tipo de Modelo	Año de Desarrollo	Aplicación a Flujo Horizontal	Aplicación a Flujo Vertical	Holdup de Líquido	Mapa de Flujo
Ansari	Modelo Mecanístico	1994	No	Si	Si	Si
Beggs & Brill	Correlación Empírica	1979	Si	Si	Si	Si
Duns & Ros	Correlación Empírica	1961	No	Si	Si	Si
Dukler, AGA, Flanigan	Correlación empírica		Si	No	Si	Si
Hagerdon & Brown	Correlación Empírica	1965	No	Si	Si	No
HTFS Homogeneous	Correlación Empírica		Si	Si	No	No
HTFS Liquid Slip	Correlación Empírica		Si	Si	Si	No
Oliemans	Correlación Empírica	1976	Si	No	Si	No
Orkiszewski	Correlación empírica	1967	No	Si	Si	Si
TUFFP	Modelo Mecanístico	2003	Si	Si	Si	Si
Tulsa	Modelo Mecanístico		No	Si	Si	Si
Xiao	Modelo Mecanístico	1990	Si	No	Si	Si

Fuente: Piping Equipment – Hysys

3.3 PATRÓN DE FLUJO MULTIFÁSICO

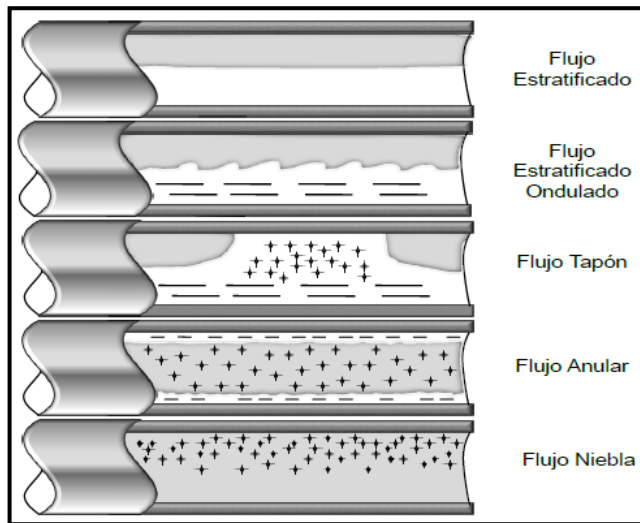
Los patrones de flujo son un fenómeno hidráulico muy complejo, se caracteriza por una distribución de la fase líquida y gaseosa en tubería. La distribución de las fases varía dependiendo de la inclinación de la tubería. Por lo tanto, se tienen patrones de flujo para tubería horizontal y vertical. En tubería vertical el patrón de flujo burbuja, tapón, churn y anular son los más comunes, Figura 3. Para tubería horizontal se tiene como los más importantes: flujo estratificado, flujo tapón (*slug*), flujo anular y flujo niebla, Figura 4.

Figura 3. Patrones de Flujo en Tubería Vertical



Fuente: ROJAS, G.A., CHACON J.F., Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor.

Figura 4. Patrones de Flujo en Tubería Horizontal



Fuente: ROJAS, G.A., CHACON J.F., Estudio comparativo de las correlaciones empíricas y modelos mecánicos para flujo multifásico en pozos horizontales de inyección de vapor.

4. TRANSFERENCIA DE CALOR

Se define como el paso de energía térmica desde un cuerpo de mayor temperatura a otro de menor temperatura, como resultado de la Segunda ley de la termodinámica. Cuando existe una diferencia de temperatura entre dos objetos en proximidad uno del otro, la transferencia de calor no puede ser detenida; sólo puede hacerse más lenta. Los mecanismos de transferencia de calor se pueden clasificar de acuerdo con la relación existente entre las formas de energía y el medio en el cual se encuentran, siendo estos mecanismos conducción, convección y radiación.

Teniendo en cuenta que no todo el calor generado llega hasta el yacimiento, se deben definir los escenarios donde se presentan pérdidas por transferencia a otros elementos. Llegar a estimar y controlar estas pérdidas es una de las partes más importantes a la hora de implementar la inyección de vapor. Principalmente las pérdidas de calor se presentan en superficie, en el pozo y en el yacimiento, las cuales pueden disminuir teniendo en cuenta el caudal de inyección, los aislantes térmicos, la profundidad del pozo, el espesor de la formación, entre otras.

4.1 PERDIDAS DE CALOR EN SUPERFICIE.

Estas pérdidas de calor ocurren a medida que el vapor se mueve desde el generador, través de la línea de superficie, hasta la cabeza del pozo. En estas líneas intervienen siempre los tres mecanismos de transferencia de calor; Convección entre el fluido y la pared interna de la tubería; Conducción entre la tubería, su superficie externa y el aislante (si existe), y por último radiación y convección entre el aislante y el medio ambiente.

En general estas pérdidas no son fáciles de calcular, pues depende de las condiciones del medio ambiente, las cuales, evidentemente, cambian de manera continua. Cabe anotar que entre mayor sea el caudal de vapor que fluye a través de la tubería, menos serán las pérdidas de calor presentes durante el proceso.

4.2 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO.⁸

Dentro de la transferencia de calor desde la cabeza de pozo hasta el fondo del mismo, se deben tener también en cuenta varios factores que pueden aumentar o disminuir las pérdidas de calor, tales como la cantidad de vapor que se está inyectando, el espesor del aislante si está presente, si el completamiento está hecho de un cemento especial resistente a la temperatura, así como el tipo de roca que esta alrededor del pozo.

La transferencia de calor a través del pozo en estado estable es proporcional a la diferencia de temperatura entre el fluido (Vapor) y la formación, y al área de sección transversal perpendicular a la dirección del flujo de calor. Este factor de proporcionalidad es lo que se conoce como “Coeficiente Global de Transferencia de Calor”, que representa la resistencia neta del flujo del fluido, el tubing, el anular, el casing y la capa de cemento al flujo de calor.

$$Q = AU_{to}\Delta T \quad (4)$$

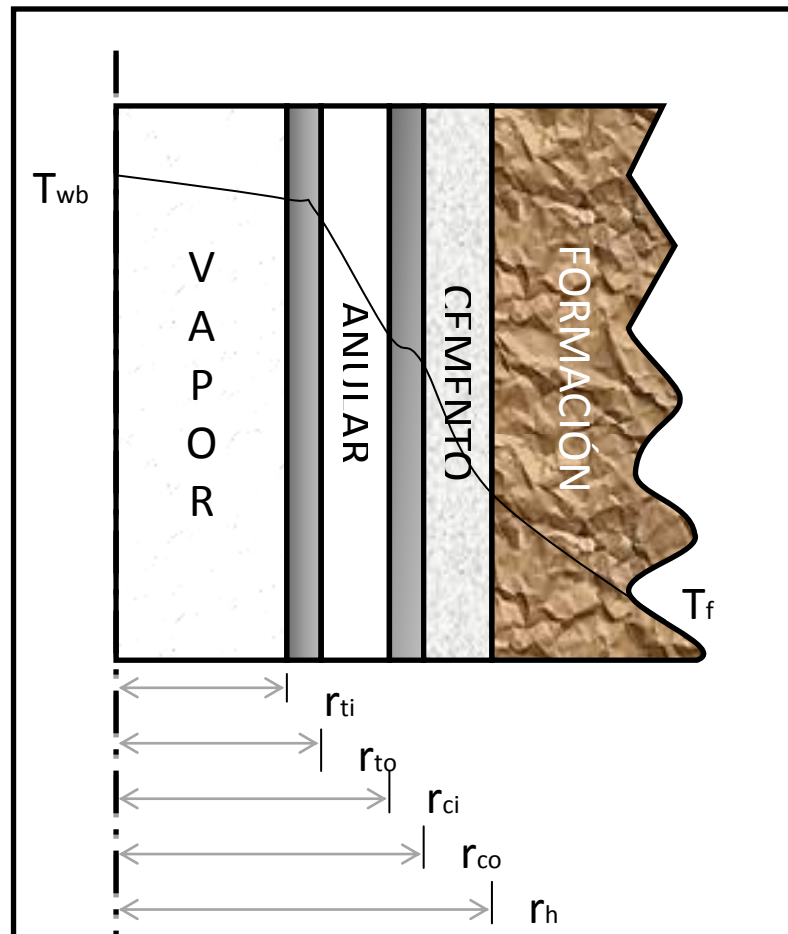
La transferencia de calor en pozo se da de manera radial. El flujo de calor a través del pozo por unidad de longitud se puede dar en función de un área de referencia. Un ejemplo, en la ecuación 5, se toma como referencia el radio externo del tubing.

$$Q = -2\pi r_{to} U_{to} (T_f - T_{wb}) \quad (5)$$

⁸ WILLHITE. G.P (1967). Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells. Continental Oil Co.

La tasa de transferencia de calor a través de cada elemento se puede expresar en términos de la diferencia de temperatura parcial, partiendo de la suposición que el calor que fluye de cada uno de los elementos debe ser el mismo. Basado en el esquema del modelo de transferencia de calor en pozo de la figura 6, se desarrollan las ecuaciones para el cálculo de las pérdidas de calor del vapor.

Figura 5. Modelo de Transferencia de Calor en un Pozo



Fuente: WILLHITE G.P., Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells [Modificado por el Autor]

Partiendo desde el fluido, la tasa de transferencia entre el fluido y la pared interna del tubing está dada por la ecuación 6. El termino h_f es el coeficiente de calor basado en la superficie interna del tubing y la diferencia de temperatura entre el fluido y la pared interna del tubing.

$$T_f - T_{ti} = -\frac{Q}{2\pi r_{ti} h_t} \quad (6)$$

La transferencia de calor en el tubing, casing y cemento ocurre por conducción. Basado en la Ley de Fourier, la tasa de flujo de calor es directamente proporcional al gradiente de temperatura. Por lo anterior, se definen las ecuaciones 7, 8, 9 para la transferencia de calor en cada uno de estos elementos.

Tubing:

$$T_{ti} - T_{to} = Q \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{2\pi k_t} \quad (7)$$

Casing:

$$T_{ci} - T_{co} = Q \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{2\pi k_c} \quad (8)$$

Cemento:

$$T_{co} - T_h = Q \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{2\pi k_{cem}} \quad (9)$$

En el anular, los tres mecanismos de transferencia de calor (conducción, convección y radiación) se encuentran presentes de forma independiente. El calor es conducido a través del aire contenido en el anular. La radiación y convección natural también ocurren. Cuando un cuerpo es calentado, se irradia energía a diferentes tasas dependiendo de la temperatura del cuerpo. La cantidad de energía irradiada entre el tubing y el casing depende de las características de emisión y absorción de cada una de las superficies. La convección natural ocurre por el movimiento del fluido producto de la variación de densidades en función de la temperatura. Por lo tanto, el flujo total de calor en el anular es la suma del calor transferido por cada uno de los mecanismos. De forma práctica se define la tasa de transferencia de calor en términos de h_c (Coeficiente de convección natural y conducción) y h_r (coeficiente de radiación).

$$T_{to} - T_{ci} = \frac{Q}{2\pi r_{to} (h_c + h_r)} \quad (10)$$

La transferencia de calor total será la suma de la transferencia de calor en cada elemento, por lo tanto la suma de la diferencia de temperatura a través de todos los elementos es igual a la diferencia de temperatura entre el fluido y la formación. La ecuación 11 determina la transferencia de calor para pozos según los elementos definidos anteriormente y representados en la Figura 6.

$$T_f - T_{wb} = -\frac{Q}{2\pi} \left[\frac{1}{r_{ti} h_t} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_t} + \frac{1}{r_{to} (h_c + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \right] \quad (11)$$

En la ecuación 11, el coeficiente Global de transferencia de calor en pozo es igual a:

$$\frac{1}{U_{to}} = \left[\frac{1}{r_{ti} h_t} + \frac{\ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_t} + \frac{1}{r_{to} (h_c + h_r)} + \frac{\ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_c} + \frac{\ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \right] \quad (12)$$

Teniendo en cuenta que la conductividad térmica del tubing y casing en acero es considerablemente alta, hace que estos términos constituyan una pequeña parte del coeficiente total. Por lo tanto, se pueden eliminar de la ecuación 7. Esto es equivalente a $T_{ti} = T_{to}$ y $T_{ci} = T_{co}$. De la misma manera, se asume que el coeficiente de transferencia del fluido es infinito, lo que significa que $T_{wb} = T_{ti}$. Por lo anterior, U_{to} para un pozo convencional y tomando como referencia el radio externo del tubing, r_{to} , se puede calcular a partir de la ecuación 13.

$$U_{to} = \left[\frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{cem}} \right] \quad (13)$$

4.3 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL YACIMIENTO.

Éstas ocurren cuando el calor suministrado a la formación productora de crudo, comienza a transferirse a las formaciones adyacentes, normalmente arcillas, debido a la diferencia de temperatura entre el fluido inyectado y la formación. Se debe tener en cuenta si hay presencia de fallas, pues ellas son un gran canal por el cual se iría la mayoría de vapor inyectado, disminuyendo así la eficiencia de barrido.

También se debe tener en cuenta si hay acuíferos presentes, pues a ellos se irá la mayor parte del calor suministrado desde la superficie, claro que esto no siempre es malo, ya que la formación productora es delgada, el agua que se calienta en el acuífero, calentará el crudo de la zona productora, mediante los fenómenos de transferencia explicados anteriormente.

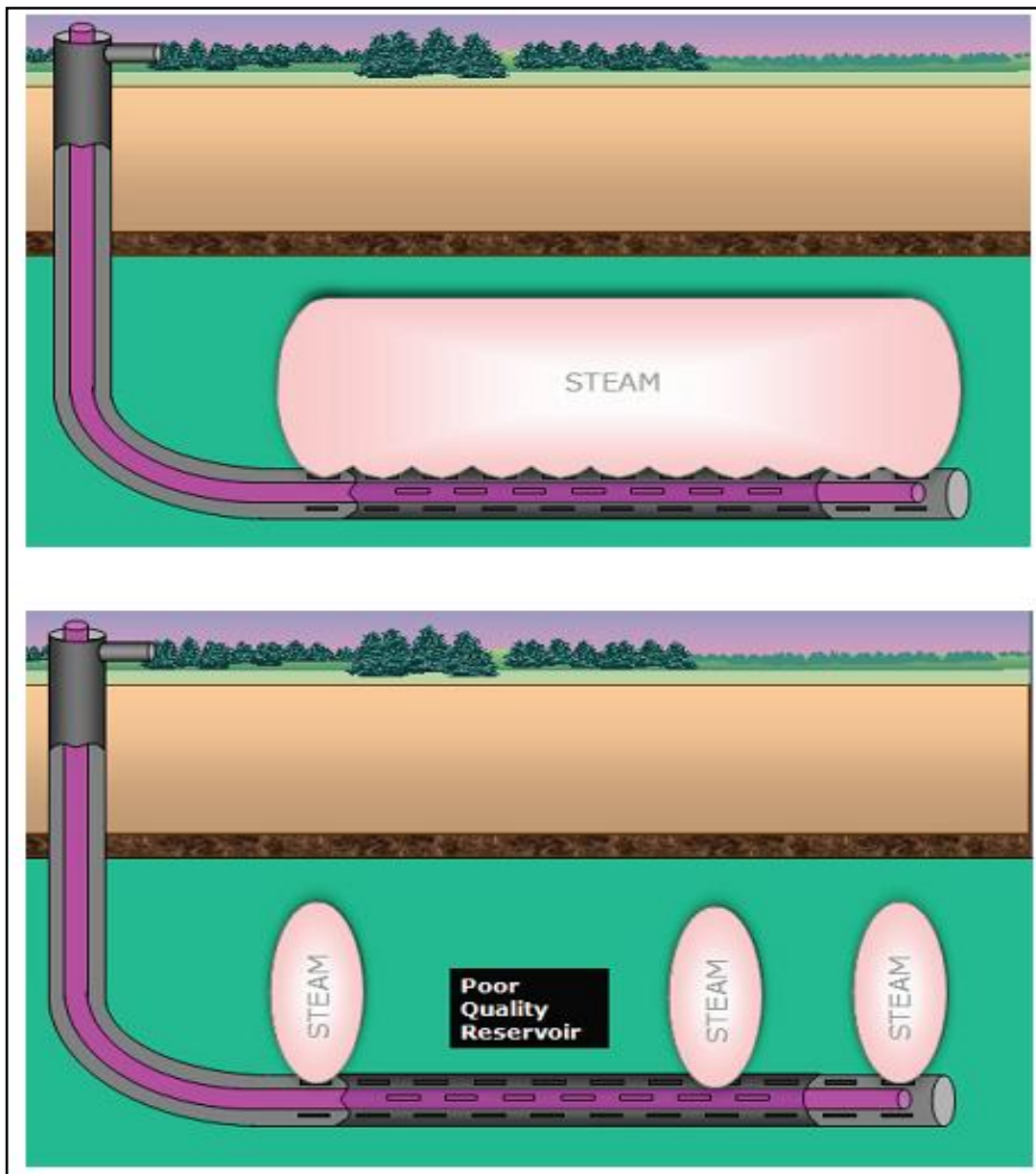
5. SISTEMAS DE CONTROL DE INYECCIÓN

Los Sistemas de Control de Inyección (Su término técnico en inglés “Limited-Entry Perforations”) son un tipo de completamiento donde sólo una porción de la longitud total de la tubería de producción presenta flujo hacia o desde el yacimiento, ya sea por diseño o por daños en la cara del pozo. Cuando se habla de inyección de vapor, este sistema tiene como ventaja la habilidad de evitar la entrega de vapor en zonas de baja inyectividad o donde el yacimiento tiene características que afectan el proceso de inyección de vapor, entre otros beneficios.

Debido a los avances en la implementación de perforación direccional, los beneficios en la operación de inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales son reconocidos actualmente y su utilización se ha convertido en un salvavidas para muchos proyectos de recobro. Realizar inyección cíclica de vapor utilizando pozos horizontales puede entregar tasas de producción significativamente más altas y elevar el factor de recobro, una distribución más eficiente del calor a través de todo el yacimiento y un proceso más eficaz de drenaje, especialmente en formaciones de poco espesor.

Sin embargo, al aumentar el área de contacto entre el pozo y la formación de interés utilizando pozos horizontales se tiene que considerar la heterogeneidad areal del yacimiento. La heterogeneidad de un yacimiento puede ser definida como la variación de las propiedades del yacimiento en función del espacio, siendo estas propiedades permeabilidad, porosidad, espesor, saturación, fallas, fracturas, entre otras, es importante tener un control sobre la inyección en cada punto de la sección horizontal del pozo. Un completamiento efectivo debe ser capaz de garantizar un control adecuado en la distribución del vapor en el yacimiento a lo largo de la sección horizontal.

Figura 6. Inyección de vapor en yacimientos homogéneos y heterogéneos.



Fuente: Fram, J.H. et. al., "Addressing Horizontal Steam Injection Completions Challenges with Chevron's Horizontal Steam Test Facility", SPE-132410

En este caso, el sistema de control de inyección de vapor se hace utilizando ranuras en la tubería de producción. La configuración de estas ranuras dependerá de la investigación y los resultados de la simulación. El fondo de la configuración

se basada en definir el tamaño, el número y la ubicación de las ranuras que permitan una inyección del vapor a través de la sección horizontal del pozo capaz de generar un calentamiento homogéneo del yacimiento, producto de una entrega de energía igual en cada uno de los nodos de inyección.

6. FLUJO A TRAVÉS DE ORIFICIOS

Ante la dificultad para simular el flujo a través de ranuras, muchos investigadores han analizado teóricamente el flujo crítico de mezclas multifásicas a través de orificios. La teoría de R.C.S Chiou y S.F. Chien, está basada en la suposición que la presencia de crudo, vapor (fluido bifásico), agua y roca corriente abajo de la perforación no influye significativamente en el mecanismo de flujo a través del orificio. Según Chiou, cuando el flujo de vapor se aproxima a al orificio, su velocidad incrementa y la presión disminuye. La rapidez de los cambios de presión y temperatura hace que la superficie sea insuficiente para transferir cualquier cantidad apreciable de calor hacia el fluido; Por lo tanto, se considera flujo adiabático. Debido al pequeño espesor del orificio, se desprecian los efectos de remolinos y de fricción. El flujo, por tanto, se considera reversible; y ya que también es adiabático, entonces es isoentrópico.

La metodología presentada por Chien⁹ ha sido utilizada de forma extensa en el estudio de la tasa de flujo y la presión de inyección. Aproximaciones tales como, el flujo crítico ocurre cuando la $P_r < 0,61 P_w$, donde P_r es presión de yacimiento inmediatamente afuera de la ranura y P_w es la presión del pozo en la parte interna de la ranura.

Si la caída de presión en el orificio es lo suficientemente grande se llega a la velocidad máxima de flujo conocida como velocidad del sonido. Este tipo de flujo se considera flujo crítico o “choked”. El efecto de una mayor reducción en la relación de presiones no causa un aumento en la velocidad de flujo ya que esta velocidad sónica es la velocidad máxima posible. Bajo estas condiciones, Chiou crea una ecuación que define la tasa de flujo según la ecuación 14.

⁹ CHIEN, S.F. (1990) Critical Flow of Wet Steam Through Chokes. E&P Technology Div. Texaco. Inc. JPT March 1990.

$$q = 8874\pi \left(\frac{d}{12}\right)^2 \left[\frac{g_c P_i \gamma}{v_i} \left(\left(\frac{2}{\gamma+1}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}} \right) \right]^{0.5} \quad (14)$$

El volumen específico para el vapor húmedo en la ecuación 14 debe ser reemplazado por el volumen específico del vapor y del agua a las condiciones de fondo de pozo según la ecuación 15.

$$v = v_L + x(v_g - v_L) \quad (15)$$

Es importante aclarar que esta simplificación es sólo una aproximación, sin embargo, utilizando un coeficiente empírico se pueden relacionar al flujo real bajo las condiciones de operación. Este coeficiente se conoce como Coeficiente de descarga y varía entre 0.5 y 0.9, pero generalmente se toma 0.8 como un valor aceptado.

Nomenclatura

C_p = Calor específico a presión constante, Btu/(lb.°F)

C_v = Calor específico a volumen constante, Btu/(lb.°F)

C_d = Coeficiente de descarga

d = Diámetro de la perforación, in

g_c = Factor de conversión gravitacional, 32,174 lb.ft/(lbf.s²)

P = Presión corriente abajo, psia

P_i = Presión corriente arriba, psia

q = Flujo de vapor, CWE (barriles equivalentes de agua fría) bbl/d

v = Volumen específico del vapor de dos fases, ft³/lb

v_g = Volumen específico del vapor saturado, ft³/lb

v_i = Volumen específico del vapor de dos fases a las condiciones corriente arriba, ft³/lb

v_l = Volumen específico del líquido saturado, ft³/lb

x = Calidad del vapor, fracción

γ = Relación de calores específicos C_p/C_v

7. VALIDACIÓN DE LA ECUACIÓN DE FLUJO SUBSÓNICO Y SÓNICO DE VAPOR A TRAVÉS DE ORIFICIOS

El dimensionamiento de las ranuras u orificios de inyección de vapor en la sección horizontal del pozo requiere el uso de ecuaciones que tengan en cuenta el flujo de bifásico y que identifiquen la ocurrencia de flujo sónico y subsónico a través de restricciones. El objetivo de esta sección es validar las ecuaciones de flujo a través de orificios reportadas en el artículo escrito por R.C.S Chiou y J.D Owens.¹⁰

7.1 FUENTES DE INFORMACIÓN

Para validar las ecuaciones de flujo a través de orificios creadas por Chiou y Owens, se utilizaron los datos y cálculos de inyección de vapor para pozos horizontales reportados en la Patente No. US 7.631.694 B2 "*Downhole Steam Injection Splitter*".¹¹

En la Tabla 3 se muestran los datos del pozo hipotético y los parámetros de inyección de vapor utilizados en la Patente No. US 7.631.694 B2. La figura 8 muestra el estado mecánico del pozo y la Tabla 4 muestra los cálculos hidráulicos y el diseño de las boquillas con base en la metodología de la patente.

¹⁰ CHIOU, R.C.S, OWENS, J.D. (1996). Field Performance of Steam Injection Profile Control using Limited-Entry Perforation. Mobil Exploration & Producing U.S. Inc. SPE 24081

¹¹ STRUYK et AL. Downhole Steam Injection Splitter. US PATENT No. 7.631.694 B2. Dec. 15 2009.

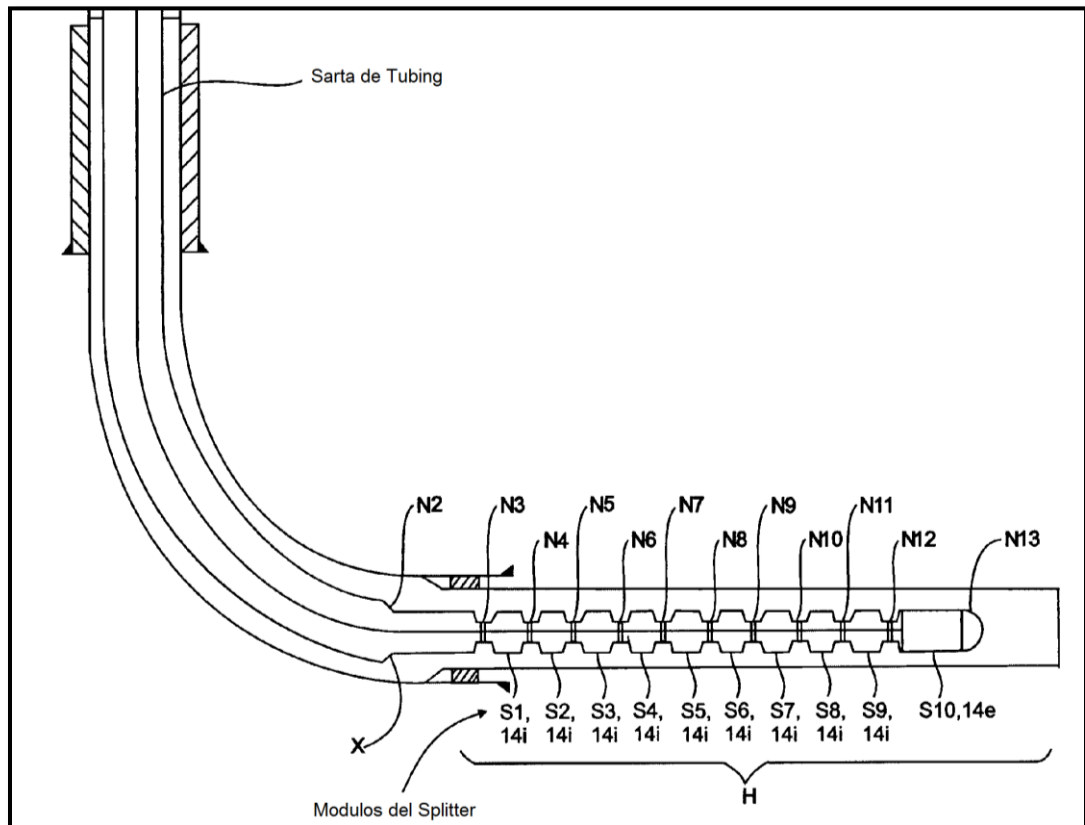
Tabla 3. Datos pozo hipotético Patente No. US 7.631.694 B2.

DATOS	REFERENCIA	UNIDADES
Presión de Inyección del vapor en cabeza de Pozo	707,7	psia
Temperatura de Inyección de Vapor	518	°F
Calidad de Vapor de Inyección	1	
Presión de Formación	580	psia
Volumen Específico	0,571	ft3/lb
Relación de Calores Específicos	1,135	
Flujo de Vapor	45.920	lb/hr
Distancia desde Cabeza de Pozo al Crossover	2.264	ft3/lb
Distancia horizontal	2.274	ft3/lb
Diámetro Interno del Tubing 5,5" (Sección Vertical)	4,724	in
Diámetro Interno del Tubing 4,5" (Sección Horizontal)	3,76	in

Tabla 4. Cálculos Hidráulicos y Diseño de Orificios Patente No. US 7.631.694 B2.

NODO	DISTANCIA DESDE EL CROSSOVER (ft)	FLUJO MÁSSICO DE VAPOR (lb/hr)	PRESIÓN (psia)	NUMERO DE ORIFICIOS	DIÁMETRO TOTAL DEL PUNTO DE INYECCIÓN (in)	ÁREA (in2)
Crossover (5.5"-4.5")	0	45.920	763	-	-	-
1	121	4.592	752	4	0,208	0,034
2	278	4.592	740	4	0,211	0,035
3	423	4.592	731	4	0,214	0,036
4	574	4.592	724	4	0,217	0,037
5	722	4.592	718	4	0,219	0,038
6	873	4.592	715	4	0,220	0,038
7	1.024	4.592	712	4	0,221	0,038
8	1.171	4.592	711	4	0,222	0,039
9	1.322	4.592	710	4	0,222	0,039
10	1.473	4.592	710	4	0,222	0,039
FIN	2.264	0	710	-	Cerrado	-

Figura 7. Estado Mecánico del Pozo propuesto en la Patente No. US 7.631.694



Fuente: STRUYK et AL. Downhole Steam Injection Splitter. US PATENT No. 7.631.694 B2. Dec. 15 2009

Los resultados obtenidos por la metodología de la patente dejan en evidencia las siguientes observaciones:

- El diámetro de las boquillas aumentó progresivamente con la longitud.
- La relación de calores específicos se mantuvo constante en todos los nodos de inyección.
- Se considera el flujo isoentrópico
- El área total de las boquillas ($0,37 \text{ in}^2$) fue el 12 % del área transversal del tubing de 4-1/2" ($11,1 \text{ in}^2$).

7.2 RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Los cálculos hidráulicos y el diseño de boquillas realizados con la metodología UIS que utiliza el software Hysys y las ecuaciones del artículo SPE-24081¹² se muestran en la Tabla 5. En las Figuras 8 y 9 se comparan los resultados de la metodología de la Patente No. US 7.631.694 B2 contra la metodología de la UIS-Hysys en cuanto al perfil de presiones y diámetro de boquillas, respectivamente.

Los resultados obtenidos con la metodología de la UIS dejan en evidencia las siguientes observaciones:

- a) El diámetro de las boquillas disminuyó progresivamente con la longitud.
- b) La relación de calores específicos varió en todos los nodos de inyección.
- c) Se considera el flujo isentrópico
- d) El área total de las boquillas ($0,37 \text{ in}^2$) fue el 12 % del área transversal del tubing de 4-1/2" ($11,1 \text{ in}^2$).

¹² CHIOU, R.C.S, OWENS, J.D. (1996). Field Performance of Steam Injection Profile Control using Limited-Entry Perforation. Mobil Exploration &Producing U.S. Inc. SPE 24081.

Tabla 5. Cálculos Hidráulicos y Diseño de Orificios Metodología UIS-Hysys

NODO	DISTANCIA DESDE EL CROSSOVER (ft)	FLUO MÁSIICO DE VAPOR (lb/hr)	PRESIÓN (psia)	NUMERO DE OIFICIOS	AREA (in ²)
Crossover (5.5"-4.5")	0	45.920	763	-	-
1	121	4.592	753	4	0,049
2	278	4.592	741	4	0,049
3	423	4.592	733	4	0,048
4	574	4.592	726	4	0,047
5	722	4.592	720	4	0,046
6	873	4.592	717	4	0,044
7	1.024	4.592	714	4	0,042
8	1.171	4.592	713	4	0,039
9	1.322	4.592	712	4	0,035
10	1.473	4.592	712	4	0,027
FIN	2.264	0	712	-	-

Figura 8. Comparación del Perfil de Presión en la Sección Horizontal del Pozo (Metodología Patente No. US 7.631.694 B2 y UIS-HYSYS)

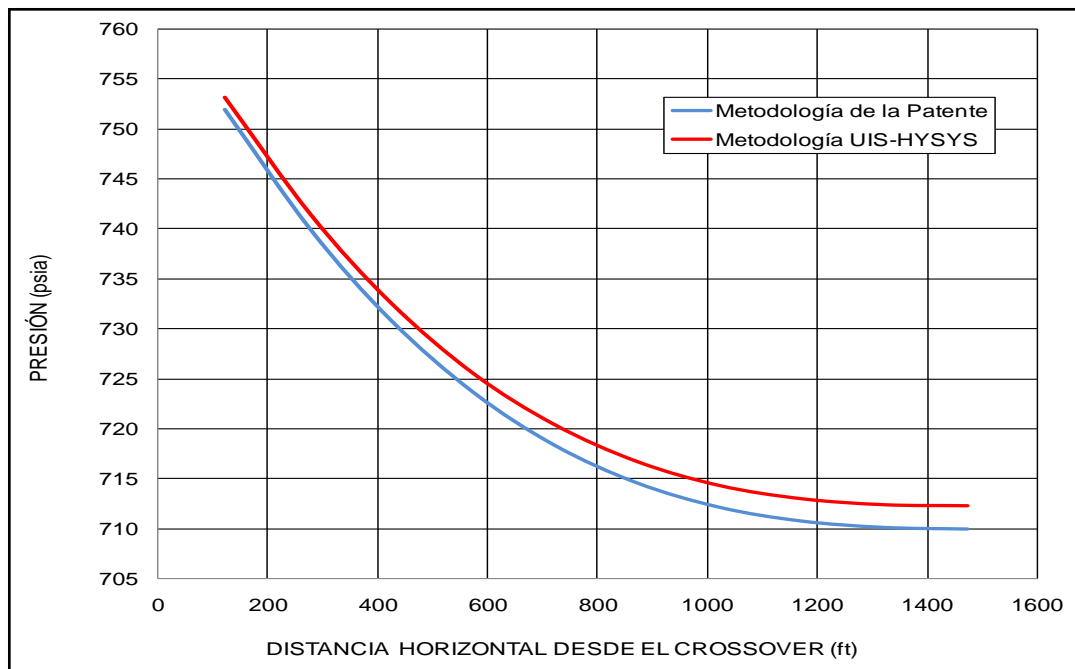
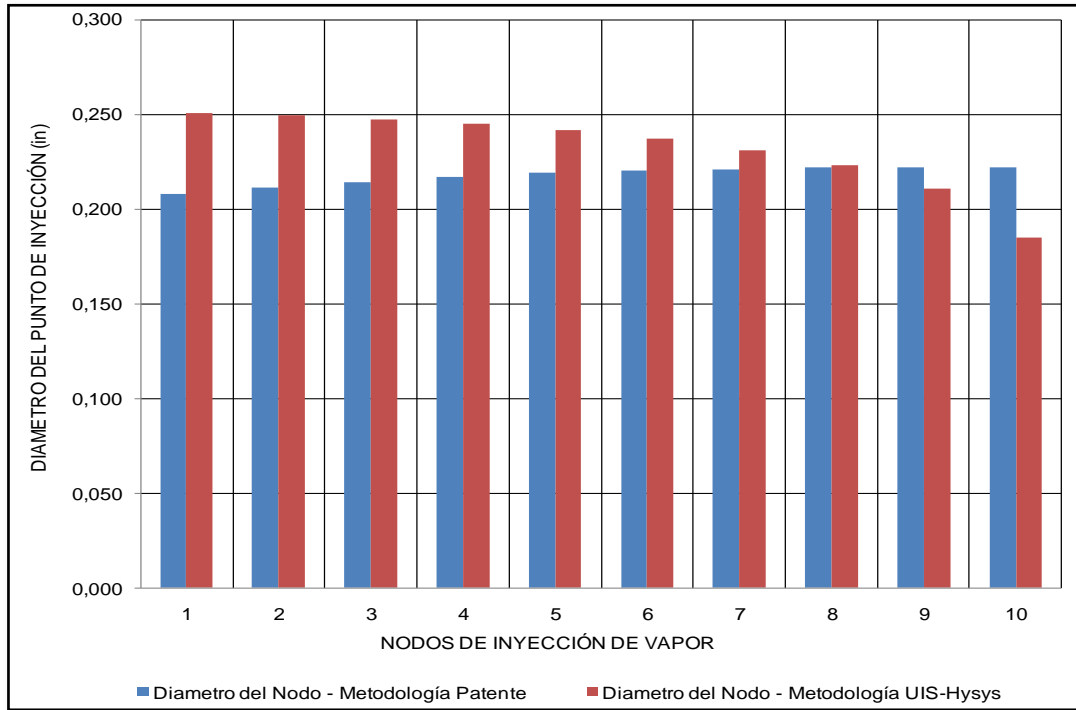


Figura 9. Comparación del Diámetro del Punto de Inyección en la Sección Horizontal del Pozo (Metodología Patente No. US 7.631.694 B2 y UIS-HYSYS)



8. ESCENARIO DE SIMULACIÓN

El escenario de simulación sirve para recrear el ambiente sobre el cual se va a configurar el sistema de control de inyección de vapor. Al ser este un trabajo aplicado a un pozo real, inicialmente se muestra la situación que dio origen a este trabajo de grado. Así mismo, se muestra el estado mecánico del pozo (Figura 10) en el cual se va a aplicar el proceso de inyección cíclica de vapor, un elemento base para la simulación. Por último, se presentan los parámetros de diseño con que se cuenta para crear el modelo de simulación que puede reproducir las condiciones actuales del pozo.

8.1 SITUACIÓN

Se considera un campo Colombiano ubicado en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, productor de crudo pesado con gravedad API entre 11 - 13°. El campo tiene localizaciones de pozo con hasta tres pozos horizontales a diferentes profundidades ubicados verticalmente para drenar las zonas de interés. El objetivo principal son cinco yacimientos apilados de areniscas no consolidadas, con espesores entre 15 – 35 ft. Los yacimientos se encuentran a una profundidad vertical entre 1,100 – 1,600 ft.

8.2 PROBLEMÁTICA

El campo está siendo explotado mediante técnicas de recuperación térmicamente asistida con estimulación cíclica de vapor aplicada a pozos horizontales. La extensión horizontal del pozo oscila entre 1,200 – 2,350 ft. Inicialmente la inyección de vapor al yacimiento se hacía por el extremo del pozo por lo que no se aprovechaba la ventaja de tener una sección horizontal de tal longitud. Esto

condujo a la búsqueda de un mejor esquema de inyección se desea calentar el yacimiento de una forma homogénea.

8.3 PROPUESTA

Con el fin de utilizar de una forma más eficiente la sección horizontal se propone realizar la inyección del vapor a través de toda la extensión. Sin embargo, por un lado el vapor necesario para calentar de una forma eficiente el yacimiento a través de 2,000 ft (aproximadamente) horizontales hace muy difícil esta medida. Por otro lado, el perfil de temperatura y presión del vapor sería muy variante, poco homogéneo, por lo que seguramente quedarán zonas muy calientes y otras frías. Como el deseo es tener una distribución más eficiente del vapor y tener un calentamiento homogéneo se propone utilizar el sistema de control de inyección de vapor a través de ranuras.

8.4 BASE DE DISEÑO

El diseño de un proyecto de inyección cíclica de vapor, involucra una serie de elementos que van desde el generador de vapor, pasando por las líneas de superficie que llevan el vapor hasta la cabeza del pozo hasta el pozo mismo, a través del cual se inyecta el vapor en el yacimiento. Las características de estos elementos definen el proceso que se lleva a cabo, por ello es necesario tener un base de diseño a partir del cual se desarrolla la simulación.

8.4.1 Datos de Generador de Vapor en Superficie. El generador de superficie es un equipo que ya tiene el campo. Los datos se presentan en la Tabla 6. Para la simulación el equipo se usa sólo para este pozo, en situaciones prácticas un generador debe utilizarse en más pozos.

Tabla 6. Datos del Generador de Vapor

Datos del Generador de Vapor	Valor
Presión de Salida	1,350 psig
Temperatura de Salida	550 °F
Flujo másico de vapor disponible	40,000 lb/h
Calidad del Vapor a la Salida	78%
Duración del Ciclo de Inyección	12 días
Energía Inyectada por Ciclo de Inyección	8,000-12,000 MBTU

8.4.2 Línea de Superficie. La línea de superficie a través de la cual fluye el vapor hasta la cabeza del pozo tiene una longitud de 4,675 ft y un diámetro de seis pulgadas Schedule 80. Conectada a otra línea de superficie Schedule 80 de 246 ft de longitud y un diámetro de tres pulgadas. Esta línea de flujo en superficie tiene como aislante lana mineral con conductividad térmica de 0.02 BTU/(hr-ft-°F) y un espesor de 2 in. Las condiciones ambientales más importantes se encuentran especificadas en la Tabla 7.

Tabla 7. Condiciones Ambientales

Parámetros	Valor
Elevación sobre el nivel del Mar	509 ft
Presión Barométrica	14,4 psia
Temperatura Ambiente Promedio	95°F
Humedad Relativa Promedio	79,75%
Velocidad Promedio del Viento	1,3 m/s

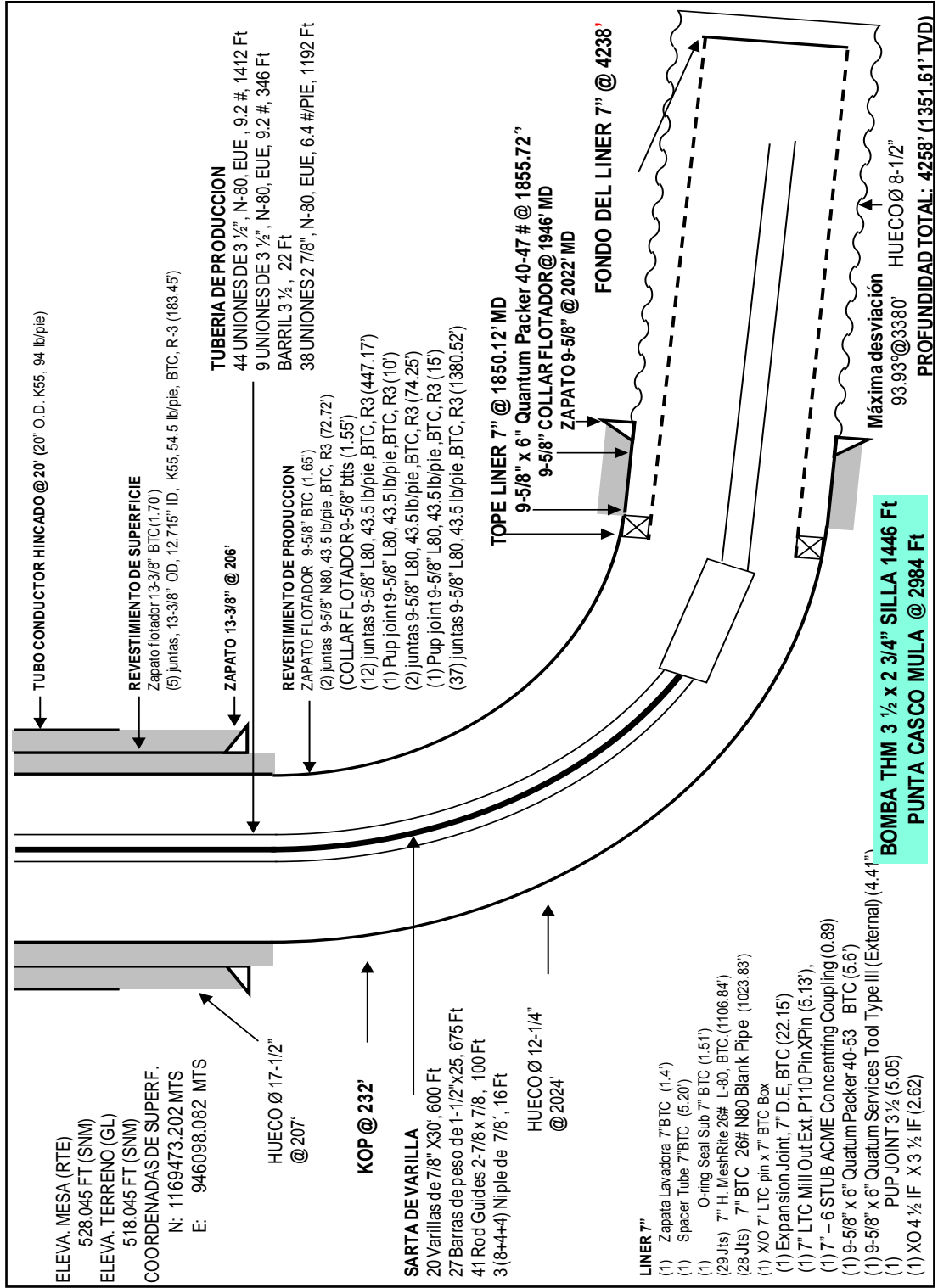
8.4.3 Datos de la Formación. Las arenas productoras son de tipo no consolidado correspondiente a depósitos fluviales del Oligoceno las cuales cubren depósitos sedimentarios en la zona del Valle del Magdalena Medio de hasta 1000 ft de espesor. Con arenas lenticulares entre 5 – 20 ft de espesor con arcillas intercaladas, entre arenas saturadas de crudo, con un espesor total neto de alrededor de 100 ft. En la Tabla 8, se presenta datos complementaria sobre la formación.

Tabla 8. Datos de la Formación

Parámetros de la Formación Productora		Valor
Presión Promedio		550 psig
Temperatura Promedio		100 ° F
Permeabilidad		1 - 1,5 D
Gradiente Geotérmico del Pozo		0,4 °F/100ft
Composición de la Columna Litológica	Arcillas	40%
	Areniscas	50%
	Conglomerados	10%

8.4.4 Estado Mecánico del Pozo. Las especificaciones del estado mecánico del pozo se muestran en la Figura 10. Este pozo busca producir crudo de una arena que se encuentra abierta a producción entre 2,022 ft y 4,238 ft MD. El revestimiento de producción tiene un diámetro de 9-5/8 pulgadas hasta una profundidad de 2022 ft MD. Se debe instalar un empaque por encima del zapato de 9-5/8 pulgadas a 1800 ft aproximadamente. Por debajo del empaque (en la zona horizontal) se tiene una tubería de 2 7/8 pulgadas con las ranuras de inyección hasta 4180 ft MD. Esta tubería tiene una longitud aproximada de 2380 ft, ya que va unida a una sección de tubería con diámetro 3 1/2 pulgadas de longitud de 1800 ft.

Figura 10. Estado Mecánico del Pozo



9. SIMULACIÓN HIDRÁULICA DEL VAPOR Y RESULTADOS

El objetivo de esta simulación hidráulica es seleccionar la ubicación, el tamaño y el número de ranuras en la sección horizontal de pozos de inyección cíclica de vapor, con el fin de obtener una distribución efectiva del vapor en el estrato productor de hidrocarburos. En términos prácticos esto significa inyectar la misma cantidad de BTU/h por cada nodo de inyección.

9.1 SELECCIÓN DEL MODELO DE FLUJO DE VAPOR

La selección del modelo se hizo con base en un estudio previo de comparación entre modelos mecanísticos y correlaciones de flujo multifásico a través de tuberías. Este estudio hace parte de un Trabajo de Grado realizado por Gustavo Rojas y John Fredy Chacon.¹³ En él se evaluaron diferentes casos teórico-prácticos de pozo con inyección cíclica de vapor muy similar al escenario particular que plantea este trabajo de investigación.

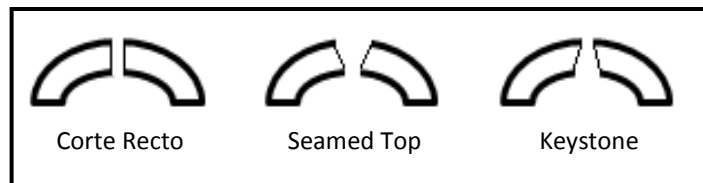
Este estudio compara el comportamiento termodinámico del vapor con el fin de elegir un modelo que presente mejor compartamiento y que aplique dentro de los rangos operativos del presente caso. El trabajo de investigación concluye que la mejor selección de modelo de flujo de vapor para este pozo bajo las condiciones expuestas en el capítulo anterior son modelos mecanísticos. Para la sección vertical del pozo se determinó el modelo unificado de dos fases TUFFP (Tulsa University Fluid Flow Projects). En la sección horizontal el modelo a utilizar es el diseñado por Xiao. Sin embargo, este último modelo no fue probado para un pozo horizontal con sistema de control de vapor por ranuras, por lo que sus resultados pueden variar mucho con la práctica.

¹³ ROJAS, G.A., CHACON, J.F., Estudio comparativo de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecanísticos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander, 2011.

9.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE RANURA

Las ranuras más comunes para aplicaciones de pozos de inyección de vapor son las ranuras de Corte Recto, Keystone y Rolled, Figura 11. Las características más importantes se enuncian en la Tabla 9. La incidencia de la selección del tipo de ranura no se pudo evidenciar en los resultados de la simulación, ya que el modelo utilizado se basa en la presencia de nodos y determinación de áreas de flujo. Este factor deberá ser mejor estudiado de forma molecular utilizando modelos físicos o software especializado en el estudio de fluidos con velocidades sónicas y supersónicas.

Figura 11. Tipo de Ranura



Se recomienda utilizar ranuras tipo Corte Recto, primero, este tipo de ranura es más fácil de diseñar, por lo que inicialmente el costo de producción será menor. Además, aplica para las condiciones del yacimiento ya que se tiene una zona de interés con arena no consolidada. Su desventaja de problemas por posible arenamiento se previene utilizando grava entre el pozo y la formación. Por último, su característica de diseño no se presenta como una desventaja para el proceso.

Tabla 9. Descripción del Tipo de Ranura

TIPO RANURA	DESCRIPCIÓN	PROBLEMAS
Corte recto	Ancho de la ranura constante	Problemas de arenamiento Reducción en la tasa de aceite Útil cuando la fase mojante no está en movimiento
Keystone	Abertura ranura más grande al interior que al exterior	Problemas de arenamiento Si un grano ingresa tendrá mayor área de flujo Menos resistencia de flujo
Rolled/Semaed	Reducción progresiva del diámetro de la abertura hacia el exterior	Mejores resultados en cuanto a la obstrucción de arena

9.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS NODOS DE INYECCIÓN

La selección del número de nodos se determina para garantizar flujo en la mayor parte de la sección horizontal. Un mayor número de nodos significa mayor longitud total ranurada. Ahora, poco espaciamiento entre nodos de inyección se asemeja a utilizar un liner ranurado. Además, teniendo en cuenta que es un proceso térmico, seleccionar muchos debilitaría la tubería ocasionando problemas operacionales. Por lo tanto, como el objetivo del sistema de control de inyección es garantizar una distribución efectiva del vapor se empieza a trabajar sobre la variable espacio. Seleccionar pocos nodos de inyección no es conveniente porque se estaría desaprovechando la sección horizontal y su ventaja de tener una mayor área de contacto.

La distribución de los nodos de inyección también está ligada al radio alterado del yacimiento. No se desea tener zonas muy calientes ni zonas frías. Sin embargo, esta investigación está relacionada al comportamiento hidráulico del vapor y no a los efectos en el yacimiento. Por ello, la principal preocupación, desde el punto de vista hidráulico es el perfil de temperatura y de presión.

Se elaboró una simulación para cinco, seis y siete nodos de inyección respectivamente. La tabla de espaciamiento entre nodos y flujo másico de vapor se encuentra en la Tabla 10. El espaciamiento para cada escenario se determinó distribuyendo la longitud horizontal de forma equitativa. Otros escenarios con espaciamiento variable entre nodos no fueron evaluados. Los cálculos de flujo másico en cada una de las situaciones se basó en una inyección de energía igual en cada nodo de inyección.

Tabla 10. Distancia entre Nodos y Flujo Másico

	ESCENARIOS					
	5 NODOS		6 NODOS		7 NODOS	
Distancia entre Nodos	432 ft		361 ft		309 ft	
Nodo	MD [ft]	Flujo Másico [lb/h]	MD [ft]	Flujo Másico [lb/h]	MD [ft]	Flujo Másico [lb/h]
0	2.022	40.000	2.022	40.000	2.022	40.000
1	2.454	7.748	2.382	6.013	2.331	5.169
2	2.886	7.886	2.743	6.162	2.640	5.264
3	3.317	8.046	3.104	6.348	2.949	5.380
4	3.750	8.145	3.465	6.601	3.258	5.550
5	4.182	8.193	3.826	6.999	3.567	5.748
6			4.187	7.892	3.876	6.163
7					4.183	6.758
Total	40.018		40.015		40.032	

A partir los perfiles de presión y temperatura de los diferentes esquemas de nodos, Figuras 12 y 13 respectivamente, se determinó que al evaluar seis nodos de inyección se obtiene un mejor comportamiento en las curvas. Esta cantidad de nodos permite abarcar una mayor parte de la sección horizontal sin sacrificar la caída de presión. En la Figura 14 se presenta un esquema de distribución para seis Nodos

Figura 12. Perfil de Presión

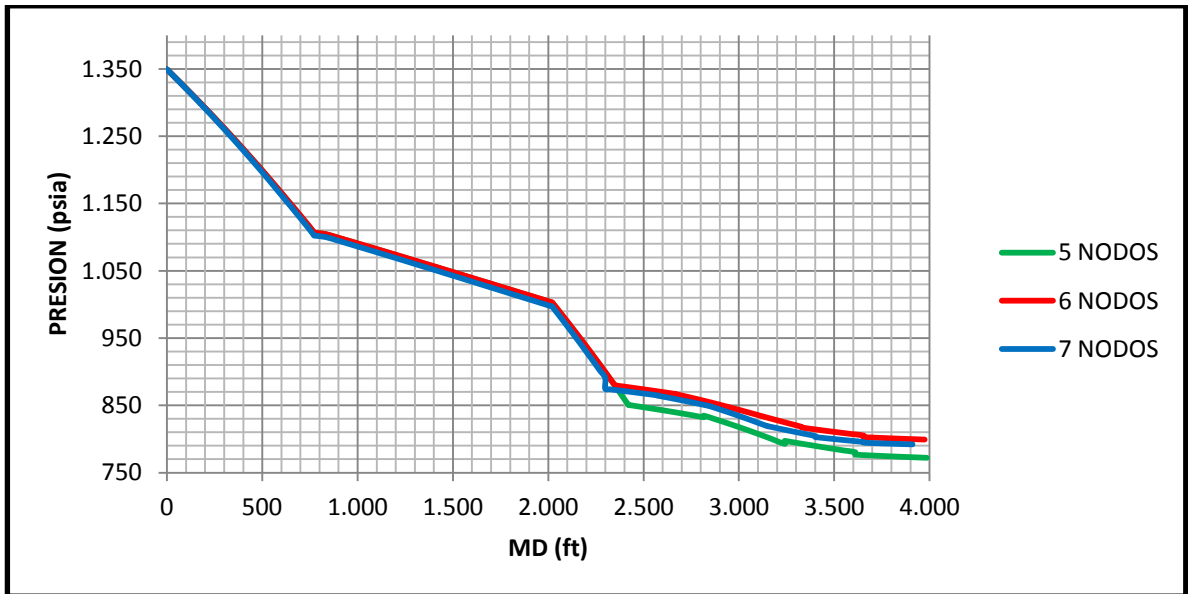
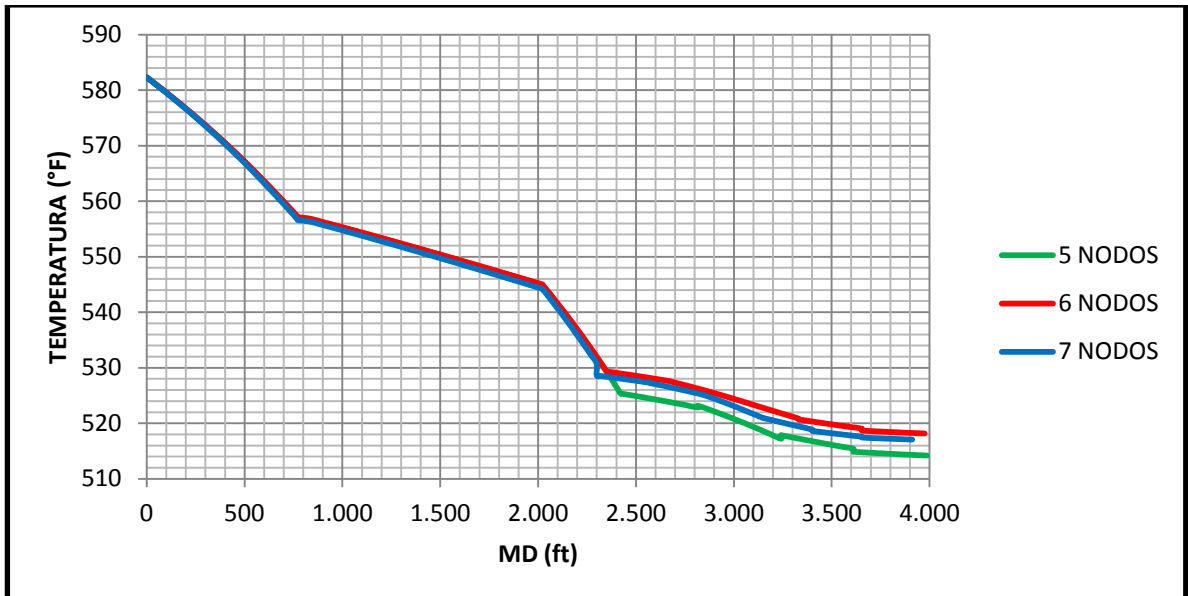


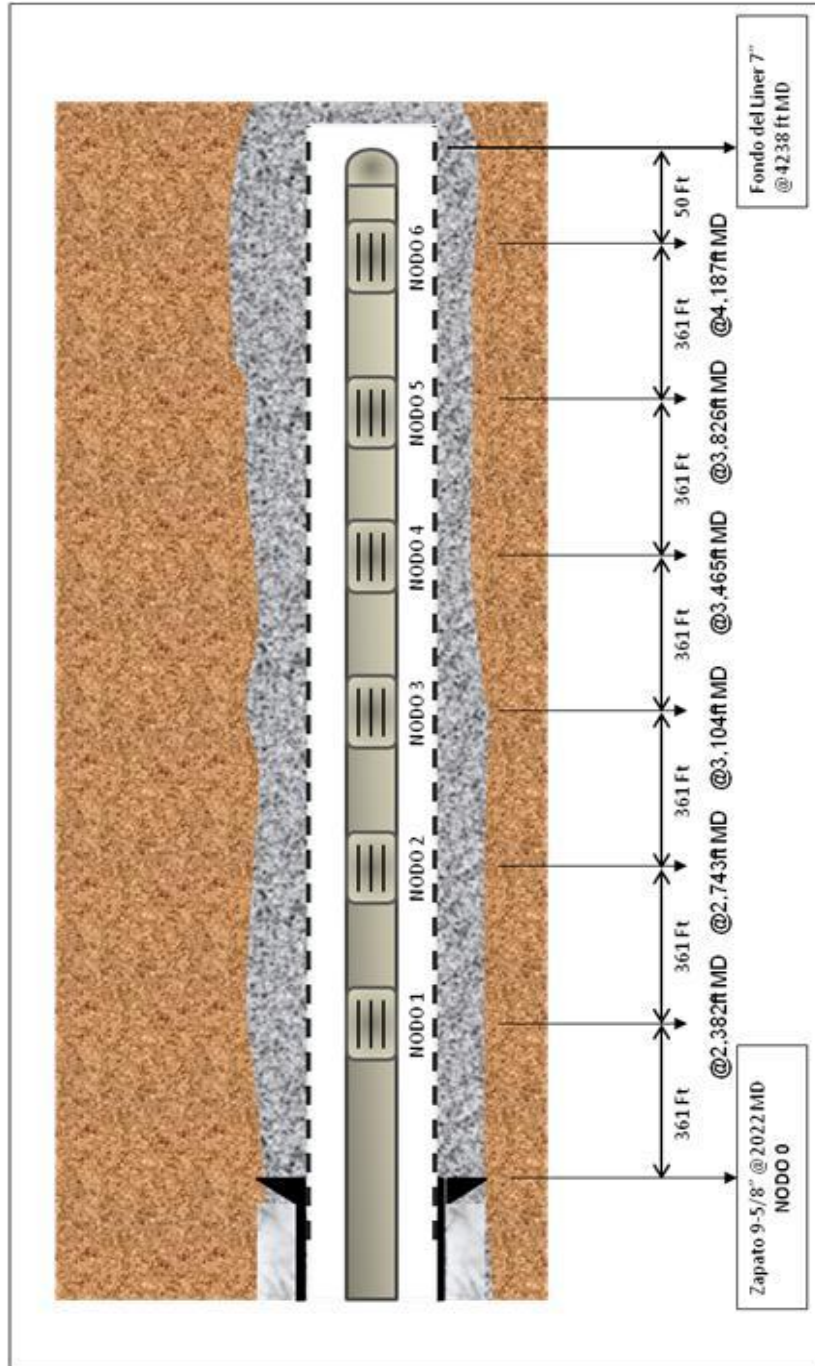
Figura 13. Perfil de Temperatura



El flujo másico en cada nodo de inyección se determinó realizando un balance de masa y energía. Conociendo la cantidad de BTU/h que deben fluir por cada nodo para tener una inyección equilibrada en el yacimiento y las propiedades del vapor en cada nodo de inyección se realiza un balance de masa y energía. De esta

forma se conoce el flujo másico (Lb/h) que debe fluir en cada nodo para inyectar la misma energía.

Figura 14. Distribución Seis Nodos



9.4 SELECCIÓN DEL TAMAÑO Y NÚMERO DE RANURAS

La selección de diámetro de cada ranura de inyección se encuentra en la Tabla 11. El diámetro de cada ranura se escogió en 0,0625 in. Esta selección se hizo con base en el tamaño de grano promedio de la formación. Con este diámetro se busca evitar problemas de arenamiento y taponamiento por migración de arena en el flujo de crudo hacia el pozo.

Tabla 11. Diámetro de Ranura y Área Total de Nodo

Nodo de Inyección	Dimensiones de cada orificio		Área total del nodo de inyección (in^2)
	Diámetro de Orificio (in)	Área de cada orificio (in^2)	
1	0.0625	0.0031	0.770
2	0.0625	0.0031	0.841
3	0.0625	0.0031	0.927
4	0.0625	0.0031	1.043
5	0.0625	0.0031	1.166
6	0.0625	0.0031	1.184

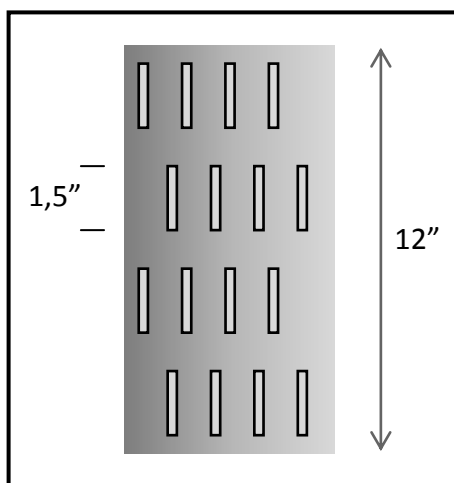
Utilizando las ecuaciones de flujo a través de orificios creadas por R.C.S Chiou y J.D Owens, se encuentra un área total de flujo en cada nodo. Con esta área total se determina el número de ranuras necesarias para permitir el flujo de vapor. Los resultados se exponen en la Tabla 12.

Tabla 12. Número de Ranuras en cada Nodo

Nodo de Inyección	Área total del nodo de inyección (in^2)	Número de orificios	Longitud de Tubing Ranurado [ft]
1	0.770	251	16
2	0.841	274	17
3	0.927	302	19
4	1.043	340	21
5	1.166	380	24
6	1.184	386	24

La longitud de tubing que se debe perforar está relacionada con el patrón de ranuras a utilizar. Se seleccionó un patrón de 16 ranuras por pie alternado. En la Figura 15, se ilustra de forma conceptual el patrón de ranuras alternado de 16 ranuras por pie. Este diseño es comúnmente utilizado para evitar malformaciones en la tubería debido a los esfuerzos mecánicos y térmicos propios de un proceso de inyección.

Figura 15. Patrón de Ranura



9.5 RECOMENDACIÓN TÉCNICA

Después del análisis de resultado, la recomendación técnica para el sistema de control de inyección de cíclica de vapor es un sistema de seis nodos. Ya que lo perfil de presión y temperatura en las figuras 16 y 17 respectivamente, muestra un mejor mantenimiento en los parámetros de inyección. Los criterios de selección del tipo, el tamaño, la distribución y el número de ranura están expresados en los capítulos anteriores. En la Figura 9 se presenta un esquema de la configuración del pozo. En ella se muestran todos los factores de configuración del sistema de control de inyección.

Los datos termodinámicos del vapor en los nodos de inyección se muestran en la Tabla 13. Esta información define el comportamiento del flujo de vapor a través de todo el sistema. Así mismo, estos datos hacen parte de las ecuaciones flujo a través de orificios. El balance de masa y energía en este sistema se resume en la Tabla 14.

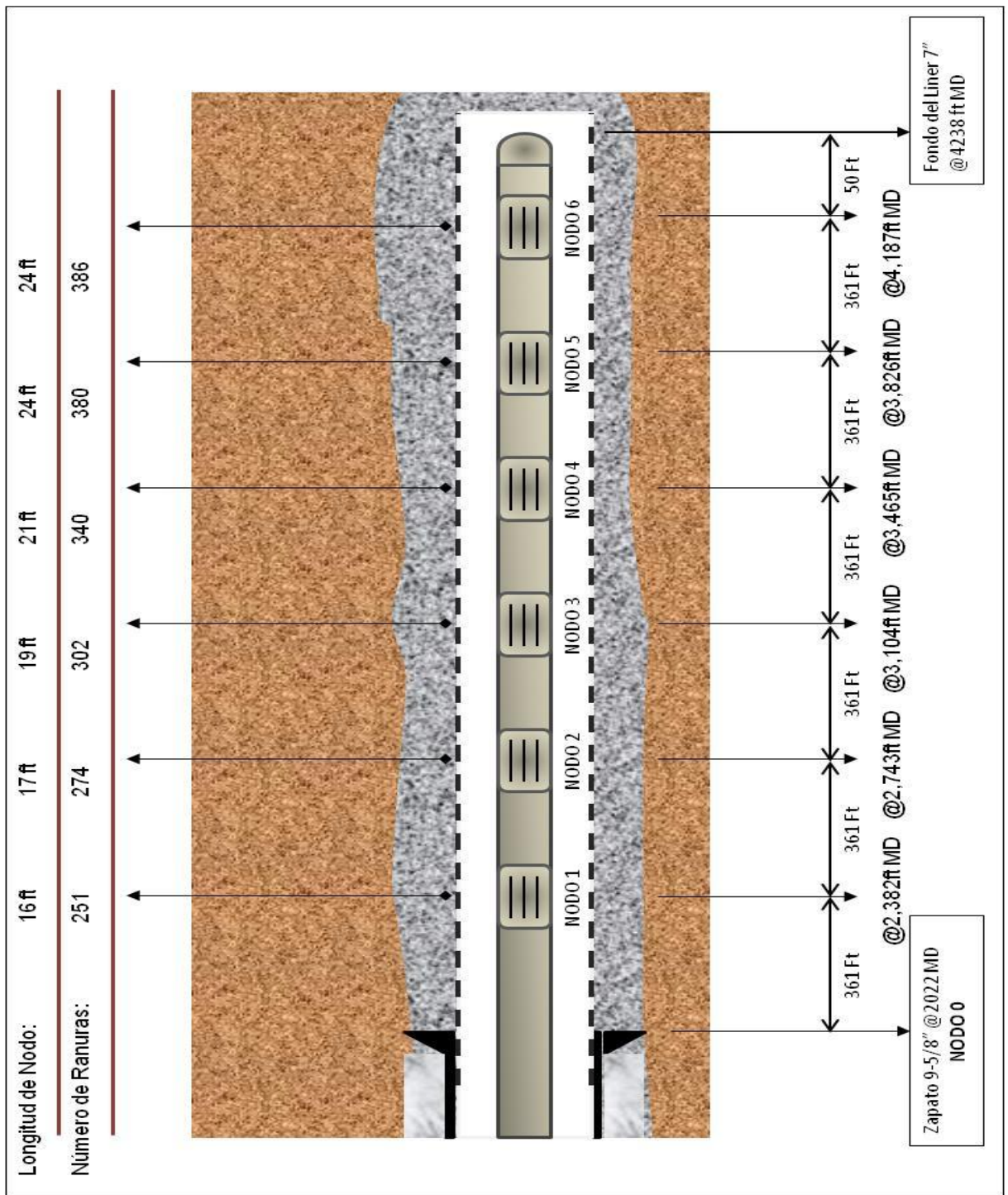


Figura 16. Esquema de Configuración del Sistema de Control de Inyección de Vapor

Tabla 13. Datos Termodinámicos de los Nodos de Inyección

Nodo de Inyección	Calor Especifico Upstream (Cp/Cv)*	Volumen Específico Upstream (ft3/Lb)		
		Vapor Saturado	Líquido Saturado	Mezcla Vapor-Líquido
1	1,82	0,4608	0,0215	0,309
2	1,76	0,5195	0,0211	0,333
3	1,71	0,5717	0,0209	0,346
4	1,68	0,6106	0,0207	0,341
5	1,66	0,6321	0,0206	0,311
6	1,64	0,6387	0,0206	0,232

* Tomado a condiciones de presión y temperatura de inyección. Software HYSYS.

Tabla 14. Balance de Masa y Energía

Nodo	Flujo Másico [Lb/h]	Flujo de Energía	
		[BTU/lb]	[BTU/h]
0	40.000	989	39.550.928
1	6.013	971	5.893.022
2	6.162	950	5.893.022
3	6.348	923	5.893.022
4	6.601	888	5.893.022
5	6.999	837	5.893.022
6	7.892	735	5.893.022
Total	40.015		35.358.131
Pérdidas	0		4.641.869

Las Figuras 17, 18 y 19 corresponden a los perfiles de Presión, Temperatura y Calidad del Vapor respectivamente. En ellas se puede observar el comportamiento de estas variables de flujo en el sistema.

Figura 17. Perfil de Presión a lo largo del Pozo

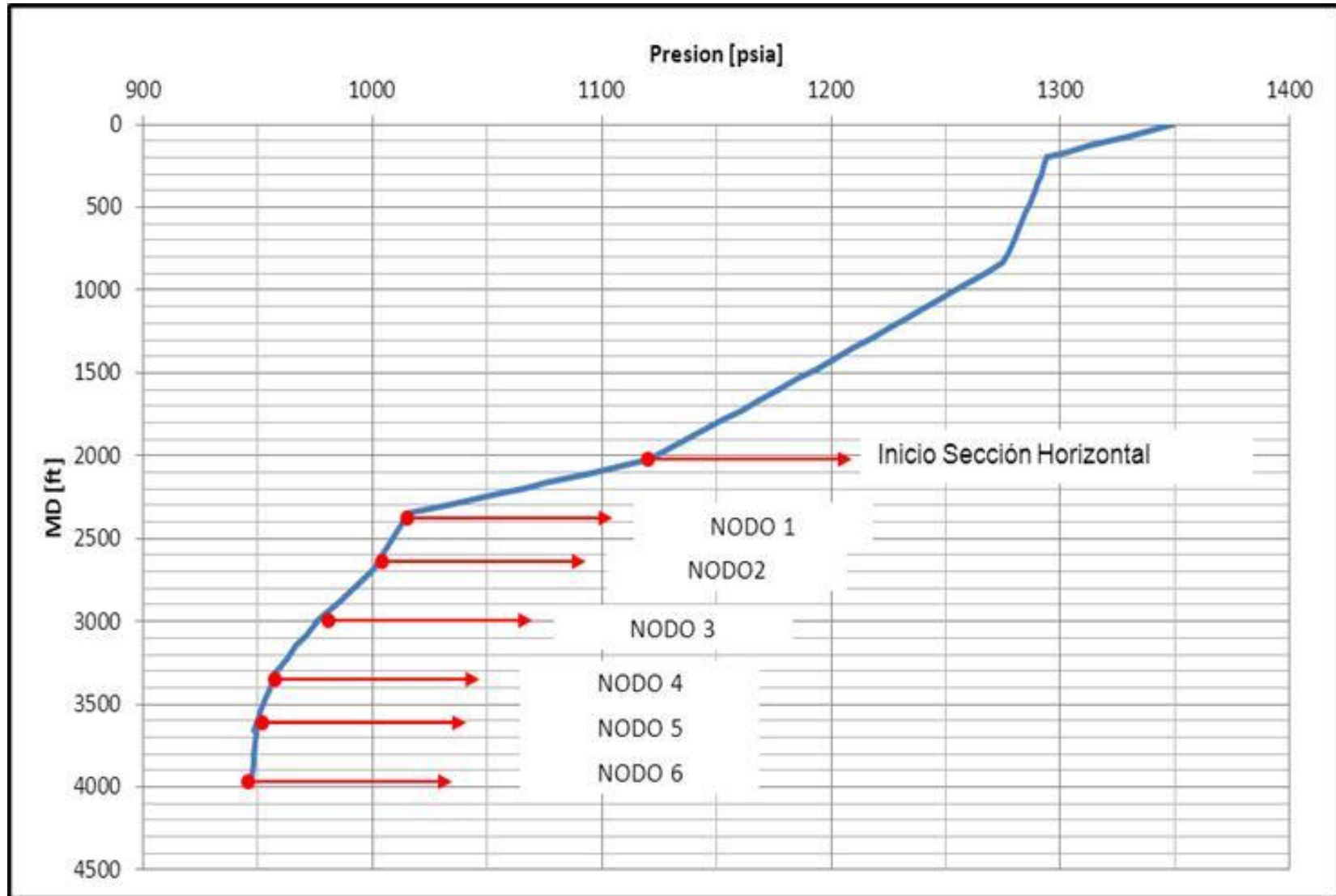


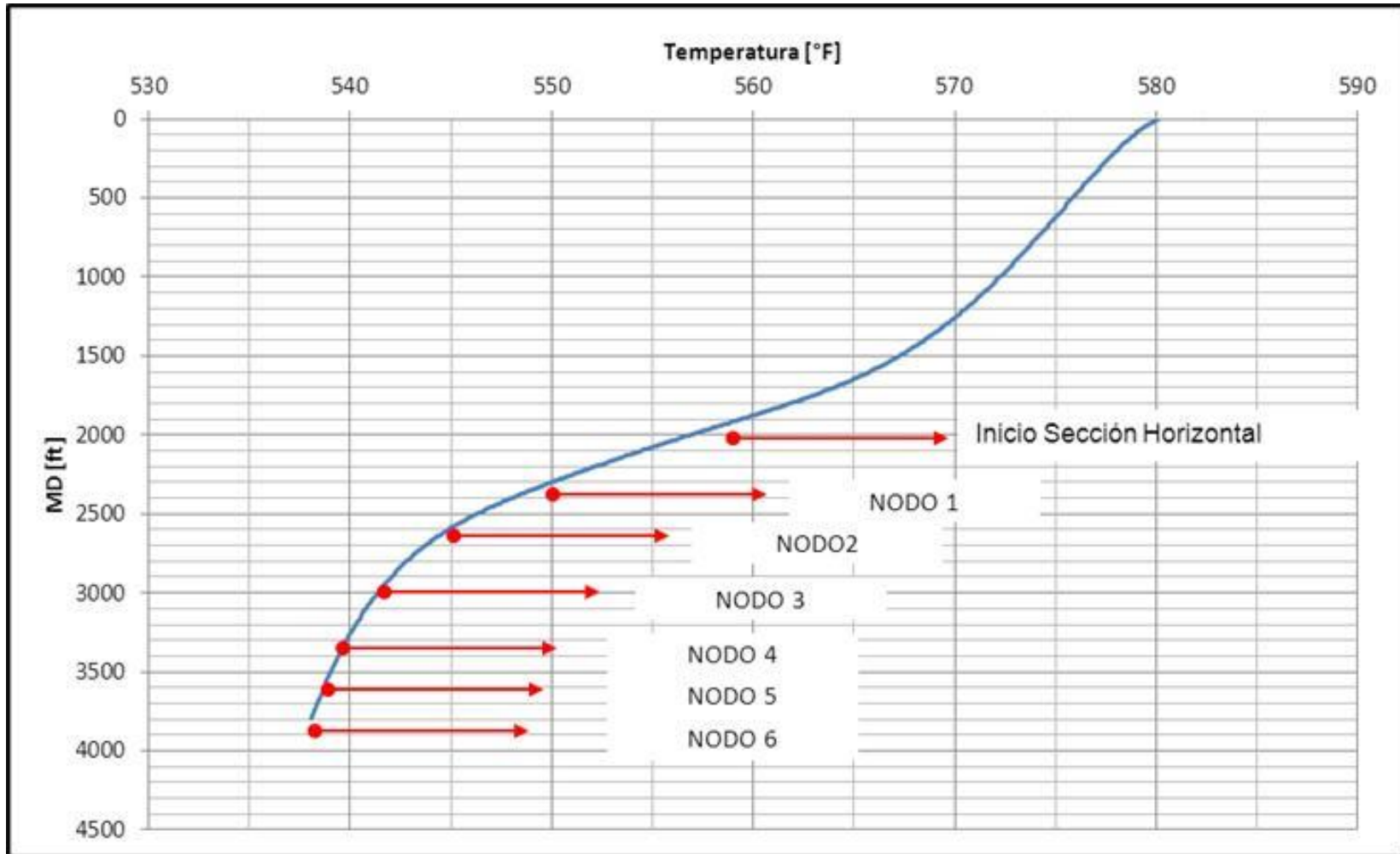
Tabla 15. Presión en cada Nodo de Inyección

Nodo	MD [ft]	Presión (Pw) [psia]	(Pr/Pw)*
1	2.382	1013,5	0,543
2	2.743	996	0,552
3	3.104	968	0,568
4	3.465	954	0,577
5	3.826	948	0,580
6	4.187	947	0,581

* Pr= Presión downstream, Pw= Presión Upstream

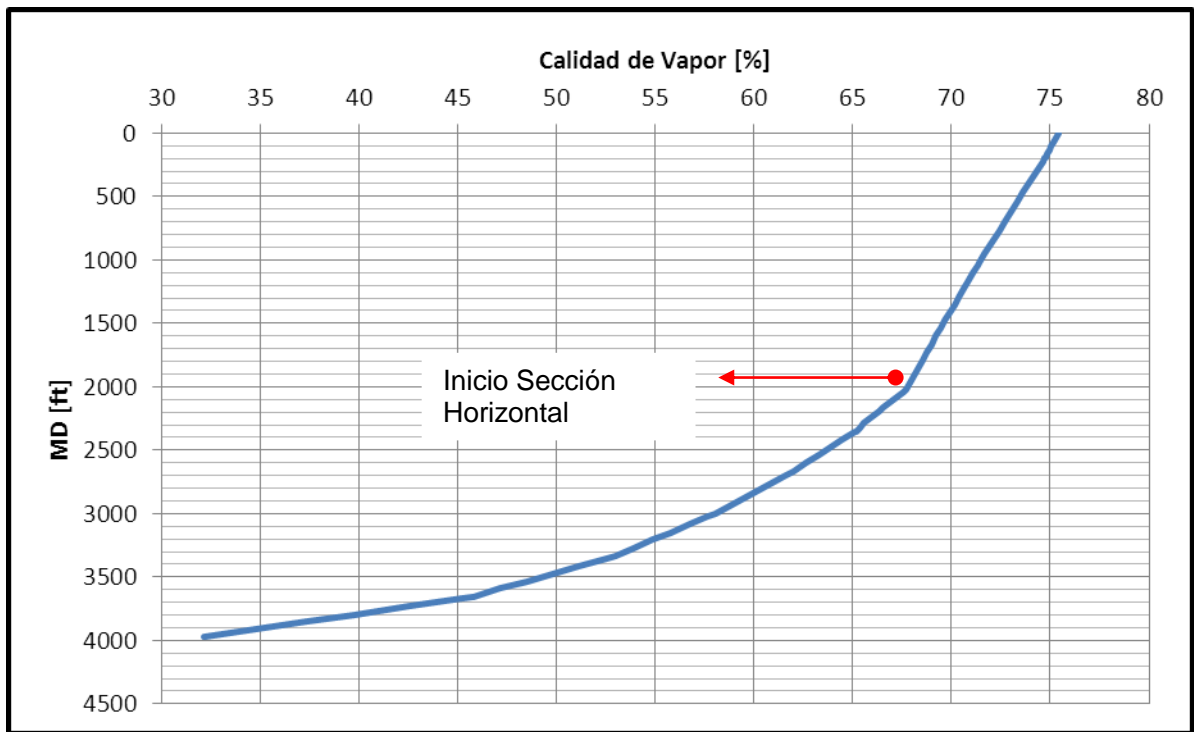
La metodología presentada por Chien para definir el comportamiento del vapor como flujo crítico puede ser utilizada en este caso, ya que la relación P_r/P_w es menor a 0,61 para cada nodo de inyección.

Figura 18. Perfil de Temperatura a lo largo del Pozo



Por la disminución en el flujo másico a medida que el vapor fluye en la sección horizontal, la temperatura proporcionada en cada nodo disminuye con respecto al anterior nodo. Sin embargo, la inyección de vapor inicial es capaz de proporcionar aproximadamente un delta de temperatura 430°F (Temperatura del fluido – Temperatura del Yacimiento Inicial). Con éste aumento de temperatura se espera aumentar la movilidad del crudo teniendo en cuenta la termodinámica de la viscosidad.

Figura 19. Perfil de Calidad de Vapor a lo largo del Pozo



La disminución en la calidad del vapor se da por la transferencia de energía en cada una de los escenarios de flujo. En superficie existen pérdidas en la calidad de 2,5% de la calidad inicial de 78%. En la sección horizontal las pérdidas corresponden al 11,78%, permitiendo así que el vapor aun llegue al inicio de la sección horizontal con una calidad de 67,5%.

9.6 NOMENCLATURA

Measured Depth (MD)	pies (',ft)
True Vertical Depth (TVD)	pies (',ft)
Angulo	grado (°)
Longitud	pies (',ft)
Diámetro	pulgadas (", in)
Presión manométrica	psig
Presión absoluta	psia
Diferencia de presión	psi
Temperatura	Grados Fahrenheit (°F)
Flujo másico	Libras/horas (lb/hr)
Volumen específico	ft ³ /lb
Calidad	%, fracción
Entalpía específica	BTU/lb
Densidad	lb/ft ³
Relación de calores específicos	adimensional
Calor	MMBTU, MMBTU/d
Conductividad térmica	BTU/(hr-ft-°F)
Coeficiente global de transferencia de calor	BTU/(hr-ft ² -°F)
Permeabilidad	darcy, md

CONCLUSIONES

La elección del modelo de flujo multifásico es fundamental para los resultados de la simulación. Los modelos mecanísticos de TUFFP (Sección Vertical) y Xiao (Sección Horizontal) fueron probados en condiciones muy similares a este pozo. La duda corresponde específicamente al comportamiento del modelo mecanístico de Xiao para la sección horizontal. Debido a la implementación de un sistema de ranuras donde se presenta una disminución en el flujo másico a medida que el vapor fluye a través de cada nodo de inyección.

Se determinó una ranura tipo Corte Recto para este sistema de control de inyección de vapor. Se seleccionó por ser el tipo más simple de ranura, sus características no interfieren en los cálculos presentados dentro del balance de masa y energía. Su diseño básico permite reducir costos de fabricación y tiempo de implementación.

La ubicación, tamaño y número de ranuras son producto del análisis de los resultados de la simulación hidráulica del sistema. Siempre con el ideal de obtener una distribución homogénea del vapor, se eligió un esquema de seis nodos de inyección. A través de cada nodo se espera inyectar 5.98 MBTU en forma de vapor, para un total de 35.35 MBTU en todo el sistema. Para el tamaño de ranura se toma un diámetro de 0,0625 in. Este diámetro depende del tamaño de grano promedio. Se recomienda que el diámetro de las ranuras sea dos o tres veces el diámetro promedio de las partículas de arena, teniendo en cuenta que se tiene un yacimiento de arena no consolidada. El número de ranuras en cada nodo es producto del balance de masa y energía.

La evaluación de la efectividad del sistema está basada en los perfiles de presión, temperatura y calidad. En ellos se pueden observar la capacidad de entrega y las

condiciones de trabajo del vapor en el sistema. Son unas curvas que mantienen un comportamiento estable, sin caídas abruptas en sus componentes. Sin embargo, el concepto final sobre el funcionamiento del diseño sólo se podrá hacer después de la aplicación en un pozo piloto. Hay que tener en cuenta que la simulación es hidráulica, enfocada en el comportamiento del vapor, su incidencia en el yacimiento no ha sido evaluada.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar el modelo mecánico para flujo horizontal en tuberías dentro de un sistema de control de inyección. Se desconoce el comportamiento del modelo dentro de un esquema de pérdida de fluido.
2. Determinar la incidencia del tipo y tamaño de ranura en el comportamiento del vapor. La literatura recomienda hacer estos experimentos de forma física.
3. Probar el sistema de control de inyección de vapor en un yacimiento. Determinar si la distribución es apta para la formación y si la producción de aceite posterior a la inyección cíclica incrementa comparada con otros esquemas de inyección. Evaluar si los costos producto de los cambios en el diseño, se ven remunerados con un aumento proporcional en la producción. Con este diseño hidráulico se espera no tener una despresurización en los compresores y en general en el sistema de inyección.

BIBLIOGRAFÍA

1. ANSARI, A.M., et al, A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. SPE Production & Facilities 1990 Vol. 9, SPE-2063.
2. ARTHUR, J.E., BEST, D.A and LESAGE, R.P., A Model Describing Steam Circulation in Horizontal Wellbores. SPE Production & Facilities 1993 Vol. 8, SPE-20203.
3. AZIZ, K., GOVIER, G.W and FOGORASI, M., Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas. Canadian Petroleum Technology 1972 Vol 11.
4. BOONE, T.J, YOUCK, D.G, SUN, S. (2001). Targeted Steam Injection Using Horizontal Wells With Limited Entry Perforation. Imperial Oil Resources Volumen 40, No. 1.
5. BOONE, T.J, YOUCK, D.G, SUN, S. (1998). Targeted Steam Injection Using Horizontal Wells with Limited Entry Perforations. Imperial Oil Resources. SPE.
6. BURTSEV, A. KUVSHINOV, B. de ROUFFIGNAC and MOLLINGER, A.M. (2006). Limited Entry Perforations in HVO Recovery: Injection and Production in Horizontal Wells. Shell Intl. E&P b.v. SPE
7. CHIEN, S.F. (1990) Critical Flow of Wet Steam Through Chokes. E&P Technology Div. Texaco. Inc. JPT March 1990.

8. CHIOU, R.C.S, OWENS, J.D. (1996). Field Performance of Steam Injection Profile Control using Limited-Entry Perforation. Mobil Exploration &Producing U.S. Inc. SPE 24081.
9. DROPKIN, D., AND SOMMERSCALES, E.: "*Heat Transfer by Natural Convection in Liquids Confined by Two Parallel Plates Inclined at Various Angels with Respect to the Horizontal*", J. Heat Transfer, Trans. ASME, Series C (February 1965) 87, 77.
10. FISHENDEN, M. AND SAUNDERS, O.A.: "An Introduction to Heat Transfer", First edition, Oxford U. Press, London (1950) 103.
11. FRAM, J.H. ET. AL.: "*Addressing Horizontal Steam Injection Completions Challenges with Chevron's Horizontal Steam Test Facility*", SPE-132410, SPE Western Regional Meeting in Anaheim, California, USA, 27-29 May 2010.
12. GALATE, J.W. and MITCHELL III, R.F. Downward Two-Phase Flow Effects in Heat-Loss and Pressure-Drop Modeling of Steam Injection Well. SPE California Regional Meeting. SPE-13622-MS.
13. GOMEZ, L.G. Recuperación Mejorada de Hidrocarburos Inyección Ciclica y Continua de Vapor. Universidad Industrial de Santander 1989. Cap 24.
14. GREEN, D.W and WILLHITE, P.G. Thermar Recovery Processes. Enhanced Oil Recovery 1Ed. RICHARDSON, TX. SPE 2003.
15. HASAN, A.R. and KABIR, C.S.: "*Aspects of Heat Transfer During Two-phase Flow in Wellbores*", SPEPF, (August 1994) 211.

16. JOSHI, S.D. Thermal Oil Recovery with Horizontal Well. JPT 1991 Vol 43.
17. MANRIQUE, M. A.; FUENTES, DAVID A. y MUÑOZ, S. F. Caracterización De Flujo Bifásico “Caída De Presión Trasferencia De Calor y Los Métodos De Solución”. Revista Fuentes; El Reventón Energético. 2010. Vol. 8.
18. MENDOZA, H.; PADRON, A. y PORTILLO, F. Steam Stimulation in Horizontal Wells Pilot Test In Venezuela. En: .Annual Technical Meeting, Jun 8 - 11, 1997, Calgary, Alberta.
19. PACHECO, E.F, FAROUQ, A. Wellbore Heat Losses and Pressure Drop In Steam Injection. En:Journal of Petroleum Technology. 1972. Vol. 4. No. 2. 139-144p.
20. ROJAS, G.A., CHACON, J.F., Estudio comparativo de las Correlaciones Empíricas y Modelos Mecánicos para Flujo Multifásico en Pozos Horizontales de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander, 2011.
21. SMALL, G.P, (1986). Steam-Injection Profile Control Using Limited-Entry Perforations. Shell California Production Inc. SPE.
22. STRUYK et AL. Downhole Steam Injection Splitter. US PATENT No. 7.631.694 B2. Dec. 15 2009.
23. WHEATON, L.D. Measurement of Steam Injection Tubing Heat Losses Using Pressure/Temperature Survey Data. En:SPE International Thermal Operations Symposium, 7-8 February, Bakersfield, California. 1991.
24. WILLHITE. G.P (1967). Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells. Continental Oil Co.

25. YAHAYA, A.U., GAHTANI, A.A. A Comparative study between Empirical Correlations and Mechanistic Models of Vertical Multiphase Flow. SPE 136931.
26. XIAO, J.J.; SHONHAM, O. y BRILL, J.P. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September 1990, New Orleans, Louisiana. 1990. SPE 20631.