

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS HERRAMIENTAS SOFTWARE
DISPONIBLES PARA EL MODELADO DEL PROCESO DE ACUMULACIÓN DE
LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS**

**JUAN JOSÉ MONSALVE ORTIZ
DIEGO GERMÁN ÁLVAREZ AMÉZQUITA**

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

2017

**ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS HERRAMIENTAS SOFTWARE
DISPONIBLES PARA EL MODELADO DEL PROCESO DE ACUMULACIÓN DE
LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS**

**JUAN JOSÉ MONSALVE ORTIZ
DIEGO GERMÁN ÁLVAREZ AMÉZQUITA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero
de petróleos**

**Director:
M.Sc. ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos**

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

2017

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO Y ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS	18
1.1 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.	18
1.2 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.	20
1.2.1 ¿Qué es la acumulación de líquidos?	21
1.2.2 Flujo polifásico en pozos productores de gas	21
1.2.3 Problemas que trae la acumulación de líquidos en pozos de gas	25
1.2.4 Fuentes de líquido en un pozo productor de gas	26
1.2.5 Identificación de carga de líquido en pozos productores de gas	26
1.3 SOFTWARE COMERCIALES DISPONIBLES.	29
1.3.1 Software PIPESIM	30
1.3.2 Software WELLFLO	31
1.3.3 Software SNAP	32
2. DESCRIPCIÓN DE LOS SOFTWARE	34
2.1 SOFTWARE PIPESIM.	34
2.1.1 Módulos que integran el software.	35
2.1.2 Construcción del modelo.	37
2.1.3 Correlaciones de flujo	42
2.1.4 Ecuaciones IPR.	52
2.1.5 Características especiales del software para el modelo a plantear.	55
2.2 SOFTWARE WELLFLO.	59
2.2.1 Módulos que integran el software.	59
2.2.2 Construcción del modelo.	60

2.2.3 Correlaciones de flujo	63
2.2.4 Ecuaciones IPR.	64
2.2.5 Características especiales del software para el modelo a plantear.	66
2.3 SOFTWARE SNAP.	66
2.3.1 Módulos que integran el software.	67
2.3.2. Construcción del modelo.	68
2.3.3 Correlaciones de flujo.	69
2.3.4 Ecuaciones IPR.	70
3. ANÁLISIS COMPARATIVO	71
3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO TEÓRICO.	71
3.1.1 Datos de entrada.	71
3.1.2 Caracterización del fluido.	72
3.1.3. Correlaciones de flujo.	72
3.1.4 Ecuaciones IPR.	75
3.1.5 Características especiales de los software para el análisis del modelado.	76
3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO PRÁCTICO.	78
3.2.1 Modelo del software Pipesim.	82
3.2.2 Modelo del software WellFlo.	87
3.2.3. Modelo del software Snap	90
3.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE.	92
3.3.1 Selección del software a partir del análisis comparativo teórico.	92
3.3.2 Selección del software a partir del análisis comparativo practico.	93
4. MODELAMIENTO Y SENSIBILIZACIÓN DEL CASO TEÓRICO	95
4.1 CONFIGURACIÓN DEL MODELO.	96
4.2 SENSIBILIZACIÓN	102
4.2.1 Sensibilización de la presión.	102
4.2.2 Diámetros de tubería.	105
5. MODELAMIENTO DEL CASO REAL	112
5.1 SELECCIÓN DEL MODELO IPR.	115
5.2 AJUSTE DEL MODELO	120

5.3 CARGA DE LÍQUIDO DEL POZO.	123
6. SOLUCIÓN AL MODELO REAL	125
6.1 SOLUCIONES.	125
6.1.1 Dimensionamiento del Tubing	125
6.1.2 Compresión	126
6.1.3 Plunger Lift	130
6.1.4 Uso de espuma	133
6.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN.	135
6.3 PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN.	137
6.4 APLICACIÓN DE LOS DISEÑOS PROPUESTOS.	141
6.5 SELECCIÓN DEL DISEÑO DE TUBERÍA.	144
7. CONCLUSIONES	146
8. RECOMENDACIONES	148
BIBLIOGRAFÍA	149

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas condensado.	19
Figura 2. Regímenes de flujo en flujo polifásico vertical.	23
Figura 3. Ciclo de vida de un pozo productor de gas.	24
Figura 4. Curva de declinación de un pozo productor de gas con problemas de carga de líquido.	28
Figura 5. Análisis nodal con Líneas de Liquid Loading.	58
Figura 6. Selección del método de descripción del fluido en Pipesim.	83
Figura 7. Análisis nodal y línea Liquid Loading en Pipesim.	84
Figura 8. Producción de aceite registrada por Pipesim.	86
Figura 9. Producción de líquido registrado por Pipesim.	87
Figura 10. Selección del método de descripción del fluido en WellFlo.	88
Figura 11. Análisis nodal en WellFlo.	88
Figura 12. Selección del método de descripción del fluido en Snap.	90
Figura 13. Análisis nodal en Snap.	91
Figura 14. Ventana para ingreso de la composición.	97
Figura 15. Flasheo de la composición.	98
Figura 16. Datos para el completamiento vertical e IPR del modelo.	99
Figura 17. Configuración del tubing.	100
Figura 18. Configuración de la línea en superficie.	101
Figura 19. Modelo de pozo teórico.	101
Figura 20. Opciones operacionales y de sensibilización.	102
Figura 21. Curvas de desempeño a diferentes presiones.	104
Figura 22. Tasa de velocidad de generación de carga de líquido.	105
Figura 23. Configuraciones de tubing.	117
Figura 24. Reporte de salida de Pipesim.	121
Figura 25. Producción de gas.	121
Figura 26. Producción de aceite.	122
Figura 27. Producción de líquido (agua y aceite).	122
Figura 28. Análisis nodal normal con diferentes diámetros de Tubing.	126
Figura 29. Configuración interna del compresor tipo tornillo.	128
Figura 30. Compresor Alternativo.	129
Figura 31. Configuración típica de un sistema de Plunger Lift convencional.	131
Figura 32. Eventos en el ciclo de pistón de un sistema de Plunger Lift.	132
Figura 33. Rango de aplicabilidad de un Plunger lift, barriles día levantados vs profundidad.	133
Figura 34. Configuraciones de instalación de tubería.	139

Figura 35. Producción de gas para el diseño inicial.	139
Figura 36. Producción de gas para el diseño 1.	141
Figura 37. Producción de gas para el diseño 2.	142

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características típicas de los fluidos de un yacimiento de gas condensado.	19
Tabla 2. Aplicabilidad de correlaciones de flujo para tipo de fluido y tipo de direccionamiento de flujo.	51
Tabla 3. Aplicabilidad de correlaciones de flujo para aceite y/o gas condensado, flujo vertical y/o horizontal.	52
Tabla 4. Comparación entre las correlaciones de flujo multifásico vertical disponibles en los softwares.	73
Tabla 5. Comparación entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal disponibles en los softwares.	74
Tabla 6. Comparación entre las ecuaciones IPR de fluidos de yacimientos de gas seco y gas condensado disponibles en los software.	75
Tabla 7. Datos para la configuración del modelo.	79
Tabla 8. Configuración del completamiento.	79
Tabla 9. Herramientas de pozo.	81
Tabla 10. Correlaciones para la configuración del modelo.	81
Tabla 11. Reporte de profundidad, diámetro de tubería y Liquid Loading.	84
Tabla 12. Comparación entre los reportes de producción.	93
Tabla 13. Porcentajes de error comparativos.	94
Tabla 14. Primera configuración de completamiento.	100
Tabla 15. Liquid Loading para la primera configuración.	106
Tabla 16. Segunda configuración de completamiento.	107
Tabla 17. Liquid Loading para la segunda configuración.	107
Tabla 18. Tercera configuración de completamiento.	108
Tabla 19. Liquid Loading para la tercera configuración.	109
Tabla 20. Composición del fluido presente en el yacimiento Cusiana.	113
Tabla 21. Herramientas del pozo.	117
Tabla 22. Configuración del completamiento del pozo CUP XH-38.	118
Tabla 23. Zonas productoras.	120
Tabla 24. Carga de líquido del pozo (Liquid Loading)-	123
Tabla 25. Diseños de sarta.	138

Tabla 26. Resultados obtenidos para el diseño inicial.	140
Tabla 27. Resultados obtenidos para el diseño 1.	141
Tabla 28. Resultados obtenidos para el diseño 2.	143
Tabla 29. Comparación de resultados.	144

ANEXO

Pag.

ANEXO 1. ARCHIVOS PLANOS DE LOS SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO PRÁCTICO.	152
ANEXO 2. ARCHIVOS PLANOS PARA EL CASO TEÓRICO.	157
ANEXO 3. ARCHIVOS PLANOS PARA EL CASO TEÓRICO.	158
ANEXO 4. ARCHIVOS PLANOS PARA LOS DISEÑOS DE SOLUCIÓN.	160

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO COMPARATIVO DE LAS HERRAMIENTAS SOFTWARE DISPONIBLES PARA EL MODELADO DEL PROCESO DE ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS¹

AUTORES: JUAN JOSÉ MONSALVE ORTIZ
DIEGO GERMÁN ALVAREZ AMÉZQUITA²

PALABRAS CLAVES: Software, estudio comparativo, PIPESIM, SNAP, WELLFLO, acumulación de líquidos, modelo.

CONTENIDO: Uno de los problemas más recurrentes en la producción de pozos de gas es la acumulación de líquidos alojada en su fondo, debido a cambios en las saturaciones de la roca, disminuciones de presión en el reservorio y pérdida para la energía de flujo de gas, entre otros factores que favorecen la aparición de esta acumulación; generando problemas de producción en el pozo y en última instancia creando ineficiencia financiera productiva de este. Siendo necesario para la ingeniería del petróleo analizar dicho problema y generar alternativas de solución.

A partir de esta necesidad, nace este proyecto de investigación, en el cual se estudió y comparó de forma teórica y práctica 3 herramientas software, PIPESIM, WELLFLO Y SNAP, se indagó y seleccionó cual genera el modelo más representativo del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas. Con el software seleccionado (PIPESIM) Se realizó un modelo teórico para la determinación de las variables operacionales que influían en la aparición y/o mitigación de la columna de líquidos.

Consecutivamente se crea un modelo real representativo para el estudio de la carga de líquido que presenta el pozo XH-38 de Cupiagua, y finalmente, se generó y estudió las alternativas de solución a implementar en este pozo por medio de la herramienta software seleccionada.

¹ Tesis de grado.

² Facultad de Ingeniería fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE STUDY OF THE SOFTWARE TOOLS AVAILABLE FOR THE MODELING OF THE PROCESS OF ACCUMULATION OF LIQUIDS IN GAS PRODUCTION WELLS³

AUTHORS: JUAN JOSÉ MONSALVE ORTIZ
DIEGO GERMÁN ALVAREZ AMÉZQUITA⁴

KEY WORDS: Software, comparative study, PIPESIM, SNAP, WELLFLO, accumulation of liquids, model.

CONTENTS: One of the most recurrent problems in the production of gas wells is the accumulation of liquids housed in its bottom, due to changes in rock saturations, decreases in pressure in the reservoir and loss of gas flow energy, among other factors that favor the appearance of this accumulation; Generating production problems in the well and ultimately creating productive financial inefficiency of the well. It is necessary for petroleum engineering to analyze said problem and generate alternative solutions.

Based on this need, this research project was born, in which 3 software tools, PIPESIM, WELLFLO and SNAP were studied and compared in a theoretical and practical way, it was investigated and selected which generates the most representative model of the process of accumulation of liquids in gas producing wells. With the software selected (PIPESIM) a theoretical model was developed for the determination of the operational variables that influenced the appearance and/or mitigation of the liquid column.

A representative model was then created for the study of the liquid loading Presents in the well XH-38 of Cupiagua, and finally, generated and studied the solution alternatives to be implemented in this well.

³ Thesis degree.

⁴ Physicochemical Engineering department. School of Engineering of Petroleos. Director: Erik Giovany Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el gas natural brinda aproximadamente el 25% de la energía del mundo⁵, y su contribución está creciendo significativamente. Adicionalmente, el gas natural se ha convertido en la fuente de energía más deseada desde el punto de vista medio ambiental, debido a que es el más limpio de los combustibles fósiles, es abundante y relativamente económico, además genera estabilidad de abastecimiento; siendo indispensable estudiar y mejorar continuamente los sistemas que conlleven a su producción.

A medida que se depleta un yacimiento de hidrocarburos, se evidencian cambios en las variables que gobiernan el flujo de dichos fluidos hacia el pozo, como la presión, temperatura, velocidad de flujo, saturaciones, etc... De allí, que en la vida productiva de pozos productores de gas sea inminente la acumulación de líquidos, debido a la condensación de las fracciones pesadas, al poco arrastre de líquidos por disminución de la energía para flujo del gas, entre otros factores que favorecen a la aparición de dicha columna. Siendo necesario para la ingeniería del petróleo determinar con diversas herramientas las características con respecto a yacimientos que generen la acumulación de líquidos en pozos productores de gas, para con ello generar decisiones acertadas en los procesos de producción.

En el trabajo se realizará un análisis comparativo entre 3 software comerciales disponibles: Pipesim, WellFlo y Snap; con ello se diagnosticará cual cuenta con las mejores herramientas para hacer la más acertada representación para el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, posterior a ello se generará el modelo a un pozo productor de gas teórico para identificar las variables operacionales que afectan la aparición o mitigación de la columna de

⁵ ODEDRA A. BURLEY S. D. LEWIS A. HARDMAN M. Y HAYNES O.: The world According to Gas, Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives. Proceeding of the 6th Petroleum Geologic Conference. 2005

líquido, seguidamente se creará un modelo real a un pozo productor de gas del campo Cupiagua, el cual presenta este problema de acumulación y por último se plantearán alternativas de solución al modelo real planteado.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO Y ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

Para el desarrollo del proyecto se definirán las características de los yacimientos de gas condensado y todo lo referido al proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, caracterización necesaria para la creación del modelo.

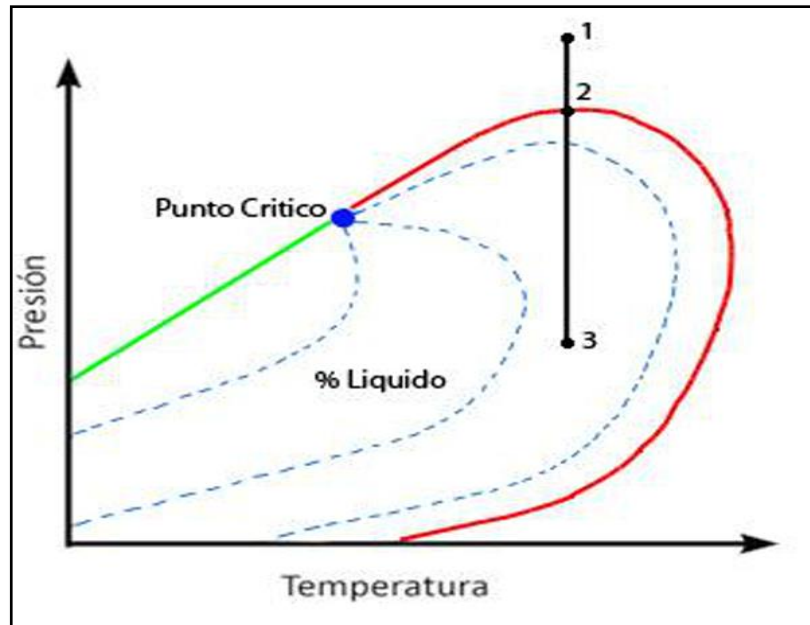
1.1 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.

La acumulación de líquidos en pozos productores de gas se origina por lo general en yacimientos de gas condensado. Las características principales de este tipo de reservorio son: A condiciones iniciales el fluido se encuentra en fase monofásica, solo gas; descrito en el punto 1, figura 1. A medida que la presión empieza a decaer, en consecuencia a las perforaciones y producción de gas inicial, las condiciones alcanzan la línea de puntos de rocío, en donde se condensa la primera gota de aceite en el yacimiento; evidenciado en el punto 2, figura 1.

Cuando la presión promedio del yacimiento disminuye y se ubica por debajo de la línea de rocío o dentro de la envolvente, el fluido se encuentra en dos fases; punto 3, figura 1; en donde determinada cantidad de hidrocarburo se ha condensado en los poros del reservorio. La fase líquida en el yacimiento usualmente es inmóvil, es decir, no es producido, debido a que no alcanza la saturación crítica.

A medida que un yacimiento de gas condensado tenga mayor cantidad de componentes hidrocarburos pesados en su fluido, la aparición de la columna de líquido en el fondo de un pozo productor de gas aparecerá más rápido, restringiendo el flujo de gas a superficie.

Figura 1. Diagrama de fase típico de un yacimiento de gas condensado.



Fuente: modificado de SANTOS JOSÉ. Simulación dinámica de banco de líquidos en yacimientos de gas condensado. 2010.

Cuando la presión del yacimiento y por ende la presión de fondo fluyente se encuentran dentro de la envolvente de la gráfica 1, es inminente la aparición de condensados en fondo de pozo y por consiguiente la producción de gas comenzará a disminuir. A continuación, se describen las características composicionales típicas de los componentes presentes en yacimientos de gas condensado.

Tabla 1. Características típicas de los fluidos de un yacimiento de gas condensado.

COMPONENTE	COMPOSICIÓN (% mol)
C ₁	87,07
C ₂	4,39
C ₃	2,29
C ₄	1,74

COMPONENTE	COMPOSICIÓN (% mol)
C₅	0,83
C₆	0,60
C₇⁺	3,80
Total	100
Peso Molecular, C₇⁺	112
Relación gas-petróleo Scf/STB	18.200
Gravedad a condiciones estándar, °API	60,8
Color del fluido	Pajizo claro

Fuente: modificado de CRAFT y HAWKINGS. Ingeniería aplicada a yacimientos petrolíferos.

1.2 ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN POZOS PRODUCTORES DE GAS.

La carga de líquidos de un pozo productor de gas hace referencia a la incapacidad que tiene el gas producido para quitar o llevar a superficie los líquidos producidos alojados en el pozo. Bajo esta condición, los líquidos producidos se acumularán en el pozo causando una producción reducida de gas hasta que el pozo tenga una producción nula a causa de dicha acumulación de líquidos y pérdida de energía cinética del gas para trasladarse de yacimiento a superficie.

Para entender este fenómeno es necesario establecer conceptos y características del yacimiento, pozo y fluido para realizar un eficiente y acertado análisis del estado actual del pozo, denotando si en este existe una precipitación y/o acumulación de líquidos.

1.2.1 ¿Qué es la acumulación de líquidos?⁶. Existen pocos pozos productores de gas que producen gas seco completamente. En general, los pozos de gas producirán líquidos directamente al wellbore o fondo de pozo. Tanto los hidrocarburos (condensados) y el agua pueden condensarse de la corriente del gas a medida que la temperatura y la presión cambian durante el desplazamiento hacia la superficie.

Cuando el gas fluye hacia la superficie, lleva consigo los líquidos hacia la misma; si la velocidad del gas es lo suficientemente alta. Una alta velocidad del gas se traduce en un patrón de flujo tipo bruma en el cual los líquidos se encuentran en gotas finas dispersas en el gas. Esto significa un bajo porcentaje de volumen de líquidos presentes en el tubing o en la tubería de producción, lo que resulta en una caída baja de presión causada por el componente de gravedad de los fluidos que se encuentra fluyendo. A medida que la velocidad del gas en el conducto de producción cae con el tiempo, la velocidad de los líquidos arrastrados por el gas disminuye aún más, acumulándose en el fondo del pozo; la presencia de mayor cantidad de líquidos acumulados en el conducto de producción trae como resultado, los diferentes patrones de flujo de los líquidos en las paredes del conducto, tapones de líquidos que se forman en el conducto, líquidos que mientras más se acumulen en el pozo mientras este fluye puede hacer más lenta o detener la producción de gas.

1.2.2 Flujo polifásico en pozos productores de gas⁷. Para generar un entendimiento conciso sobre los efectos del líquido en pozos productores de gas, es necesario entender la interacción entre las fases de gas y líquido bajo condiciones de flujo en la tubería de producción.

⁶CULLENDER M, SMITH R. Practical Solution of Gas Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. 1956

⁷LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

El flujo polifásico en un conducto vertical se representa por medio de cuatro regímenes básicos de flujo representados en la figura; aclarando que cualquier de estos regímenes se determinan o diagnostican a partir de las velocidades y cantidades de las fases de gas y líquido en un punto estudiado en la corriente de flujo. Uno o más de estos regímenes ocurrirán durante la historia de producción del pozo.

Se definirán los regímenes de flujo característicos de un fluido polifásico en una tubería vertical con inclinación mínima, puesto que se caracterizará por medio de software comerciales la acumulación de líquidos en este tipo de pozos por medio de este trabajo, agregando además que la producción de gas se dará por un conducto vertical con inclinación mínima al finalizar su transporte de yacimiento a superficie.

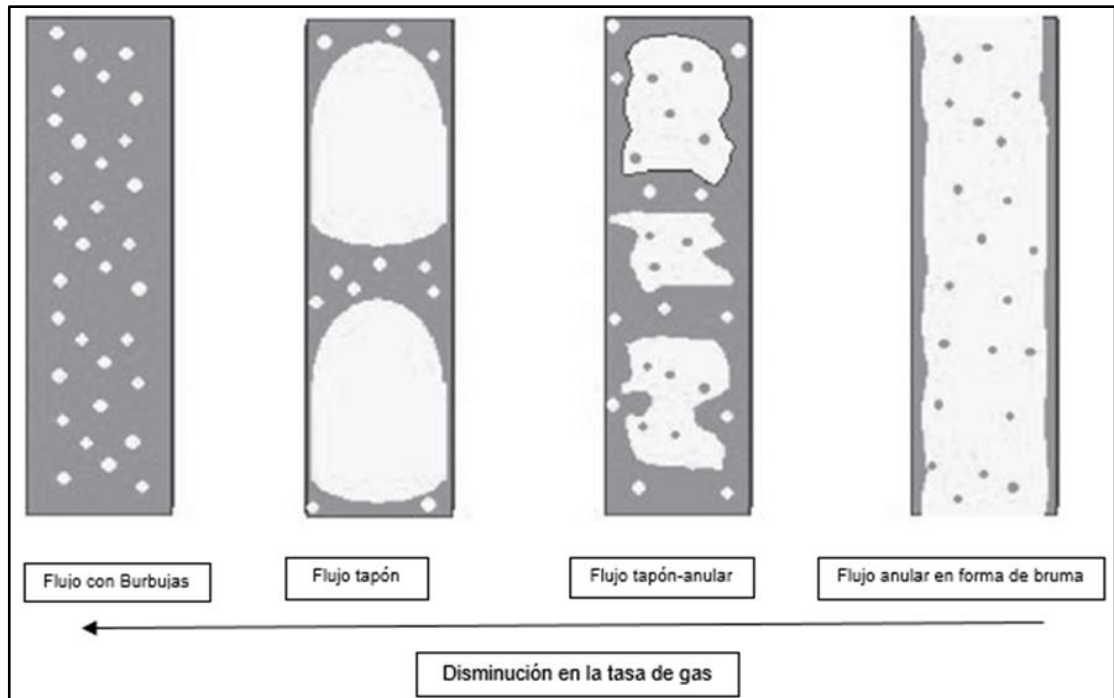
Flujo con Burbujas, sus principales características son:

- La fase continua es el líquido y la fase discontinua son burbujas de gas.
- El gas libre está presente en forma de pequeñas burbujas.
- El líquido hace contacto con la superficie de la pared.
- Las burbujas de gas disminuyen la densidad y viscosidad, facilitando la movilidad del hidrocarburo a superficie.

Flujo tapón, sus principales características son:

- Las burbujas de gas se expanden y conglomeran entre ellas hasta formar un tapón.
- El líquido es la fase continua y el gas la fase discontinua.
- La película líquida alrededor de los tapones podría dejar de existir, por consecuencia de cambio de fases.
- Los dos fluidos, gas y líquido afectan el gradiente de presión.

Figura 2. Regímenes de flujo en flujo polifásico vertical.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Flujo tapón-anular, sus principales características son:

- Coexisten dos emulsiones en el sistema, gas en líquido, líquido en gas.
- El gradiente de presión es afectado principalmente por la fase gaseosa, la fase líquida genera algunos efectos significativos sobre el gradiente.
- La emulsión gas en líquido puede desaparecer, con la generación de una sola emulsión en el sistema, líquido en gas.

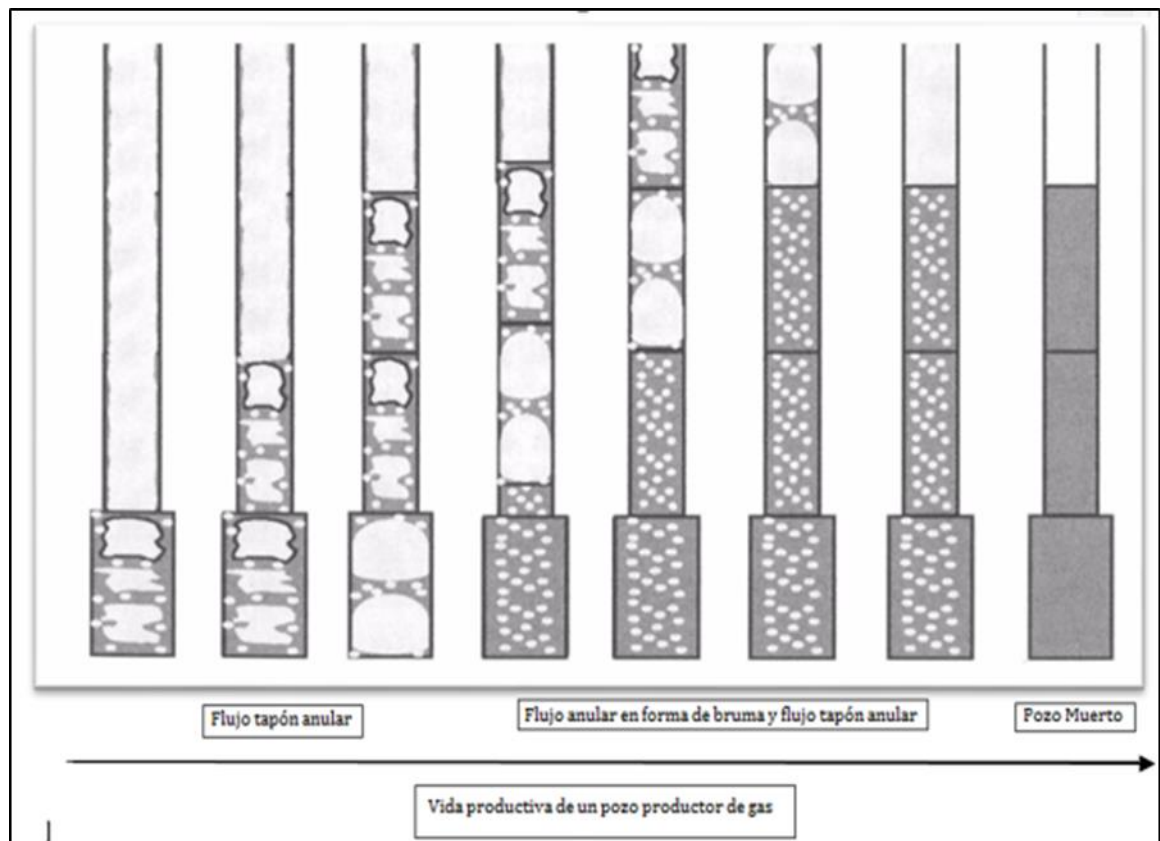
Flujo anular en forma de bruma, sus principales características son:

- Existe una película fina de líquido revistiendo la tubería de producción, la fase continua es el gas y la discontinua es la fase líquida.
- La mayoría de líquido es arrastrado a superficie o cierto punto del pozo como el fenómeno de una bruma.

Los pozos productores de gas pueden experimentar estos 4 regímenes de flujo a lo largo de su vida productiva, la figura 2 representa la típica producción de un pozo de gas, desde su inicio hasta el final de su vida productiva.

En la figura 2 y 3 es necesario destacar que a medida que aumenta el tiempo de vida de un pozo productor de gas es evidente la aparición de líquidos denotados por los regímenes de flujo, en consecuencia, a una disminución en la velocidad de gas, pérdidas de energía o presión a lo largo del pozo y parametrizado por el porcentaje de hidrocarburos pesados presentes en el gas.

Figura 3. Ciclo de vida de un pozo productor de gas.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

1.2.3 Problemas que trae la acumulación de líquidos en pozos de gas⁸. La carga de líquidos puede causar un flujo errático en forma de tapón y por consiguiente provocar una disminución en la producción del pozo. El pozo a lo largo de su vida podría morir si los líquidos no son retirados continuamente, o el pozo produciría tasas de gas a un nivel más bajo de lo esperado. Si el caudal del gas es lo suficientemente alto para producir en forma continua la mayoría o la totalidad de los líquidos, la presión de la formación del pozo y el nivel de producción alcanzarán un punto operativo de equilibrio estable.

El pozo producirá a un nivel que puede ser predicho por la curva de relación de producción de entrada de gas en el wellbore o fondo de pozo (IPR), Si el caudal del gas es muy bajo, el gradiente de presión del tubing se hace más grande debido a la acumulación de líquido que resulta de una presión aumentada en la formación. A medida que la contrapresión de la formación aumenta, el nivel producido del reservorio disminuye y puede caer hasta el punto que el gas no podrá llevar los líquidos a superficie en forma continua, por ende, se acumularán más líquidos en el pozo y la presión de fondo del pozo aumentada reducirá la producción o en el peor de los casos “matará” el pozo.

La totalidad de los pozos de gas que producen líquidos experimentarán a la larga una carga de líquidos con un agotamiento del reservorio. Incluso pozos con altos niveles en la relación gas-líquido (GLR, abreviatura de la relación gas-líquido, relación del gas producido con respecto a los líquidos producidos (petróleo y agua)) pueden presentar carga líquida si la velocidad del gas es baja. Esta condición es típica en pozos productores de gas de formaciones compactas (baja permeabilidad) que producen a bajos niveles de gas y poseen bajas velocidades de gas en el tubing.

⁸ CULLENDER M, SMITH R. Practical Solution of Gas Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. 1956

1.2.4 Fuentes de líquido en un pozo productor de gas⁹. En la mayoría de los pozos productores de gas se producen además de fluido gaseoso, productos condensados y agua. Si la presión del reservorio ha disminuido debajo del punto de rocío, aparecen condensados en el flujo de gas; si la presión del reservorio está por encima del punto de rocío, el condensado ingresa al pozo en la fase de vapor con el gas y se condensa como líquido en el tubing o en las facilidades de superficie. El agua producida puede tener varias fuentes:

- El agua puede ingresar mediante un aconamiento desde una zona acuífera por encima o debajo de la zona productora.
- Si el reservorio posee un acuífero, la intrusión de agua alcanzará a la larga el pozo.
- El agua puede ingresar al pozo desde otra zona productora, la cual podría encontrarse separada a cierta distancia de la zona de gas.
- El agua libre de la formación podría ser producida junto con el gas.
- Agua y/o hidrocarburos pueden ingresar al pozo en la fase de vapor con el gas y condensarse como líquidos en el tubing o facilidades de superficie.

1.2.5 Identificación de carga de líquido en pozos productores de gas¹⁰. Durante la vida de un pozo productor de gas es muy probable que la producción de gas disminuya mientras que la de líquidos aumente, provocando en última instancia que el pozo muera prematuramente, se hace necesario identificar la aparición de los líquidos en este tipo de pozos puesto que estos se acumularán en su fondo o en el reservorio adyacente, generando daño temporario o permanente que afectarán progresivamente su producción. A continuación, se darán a conocer las principales características que permiten identificar la aparición de líquidos en el fondo de un pozo productor de gas.

⁹BRILL J, BEGGS. Two Phase Flow in Pipes, The University of Tulsa. 1978

¹⁰LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008

Presencia de picos de presión en el registro de un medidor de caída de presión por orificio.

El método más común utilizado para detectar la carga de líquidos en pozos productores de gas se realiza mediante el análisis de los datos de producción registrados en el sistema de recolección automatizado o por medio de un registrador de presión de dos plumas. Estos dispositivos permiten registrar la medida del caudal de gas a través de un orificio durante un cierto tiempo. Cuando un pozo productor de gas produce líquidos sin problemas de carga o acumulación de líquidos en su fondo, por el medidor de orificio se encuentra pasando un flujo anular (gotas de líquido dispersas en el gas) evidenciado en la baja caída de presión registrado por este. Cuando se hace notable un pico de presión por el medidor de caída de presión de orificio, indica que un bache de líquido puede estar pasando por el orificio, puesto que su alta densidad comparada con la del gas genera picos de caída de presión.

En síntesis, a medida que aumenta la aparición de picos en gráficos de caída de presión por el medidor de dos plumas se identifica un aumento en el caudal de líquido en el flujo por medio de las facilidades de superficie y por ende posiblemente en el fondo de un pozo productor de gas.

Análisis en la curva de declinación.

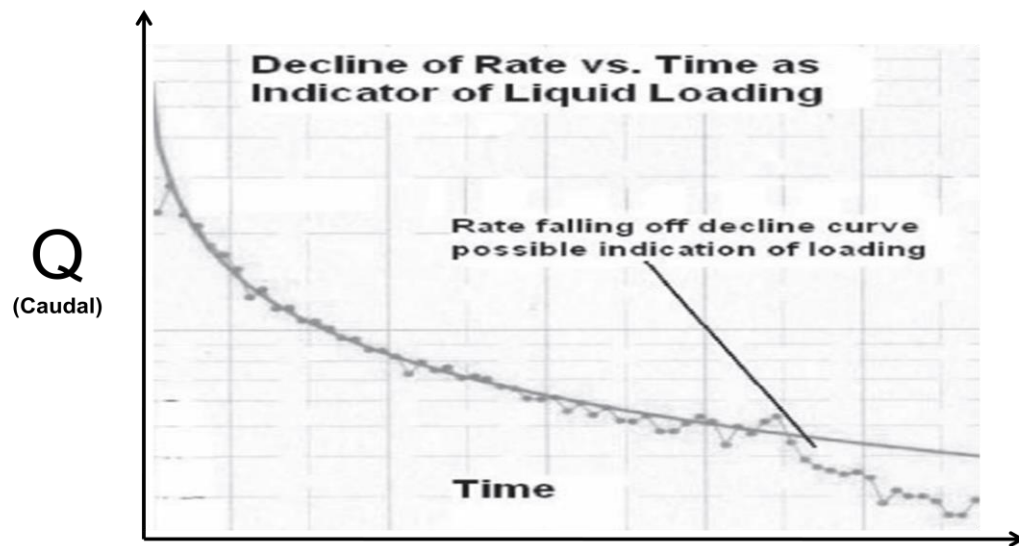
La forma de la curva de declinación de un pozo productor de gas puede indicar problemas de carga de líquidos en el fondo del pozo. Por ello es debido registrar estas curvas en periodos de tiempo; curva de declinación registra la tasa de flujo de gas contra el tiempo.

Una curva representativa de un pozo productor de gas sin problemas de carga de líquidos tendrá una tendencia exponencial, Cuando esta presenta un cambio

significativo en la tendencia o pendiente de la curva se puede inducir que el pozo productor de gas presenta carga de líquido en su fondo, puesto que la producción de gas está variando notablemente; evidenciado en la figura 4.

Al observar la tendencia de la curva en la figura 4, se observa que la tasa de producción en tiempos tempranos presenta una tendencia exponencial, propicio de un pozo productor de gas sin problemas de carga de líquidos, pero a luego se genera una fuerte declinación en la producción de gas cuando el pozo presentó producción de líquido en superficie y acumulación en fondo.

Figura 4. Curva de declinación de un pozo productor de gas con problemas de carga de líquido.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Velocidad crítica de flujo de gas.

Se cree generalmente que los líquidos se elevan en los regímenes de velocidad de flujo de gas como partículas individuales y transportadas como una película líquida a lo largo de la pared del tubing por la tensión de cizalladura en el contacto

gas y líquido antes del comienzo de la carga de líquidos. Estos mecanismos fueron investigados por Turner quien evaluó dos correlaciones desarrolladas sobre la base de dos mecanismos de transporte utilizando una gran base de datos experimentales. Turner descubrió que la carga de líquidos puede predecirse mediante un modelo de gotas que mostró cuando las gotas pequeñas se mueven hacia arriba (velocidad flujo de gas por sobre la velocidad crítica) o hacia abajo (velocidad de flujo de gas por debajo de la velocidad crítica). La velocidad crítica de gas o de levantamiento de condensado es descrita por la siguiente ecuación:

$$V_{cc} = \frac{(1,593\sigma^{0,25}(\rho_l - \rho_g)^{0,25}}{\rho_g^{0,25}}(1)$$

Donde:

V_{cc} = Velocidad crítica para el arrastre de condensados, ft/s.

σ = tensión superficial, dinas/cm.

ρ = densidad, lbm/ft³.

1.3 SOFTWARE COMERCIALES DISPONIBLES.

El éxito de las operaciones de diseño y sistema de producción requiere un conocimiento detallado del comportamiento de flujo multifásico. El modelado del flujo y simulación proporciona información valiosa sobre el comportamiento de flujo, incluyendo la física que describen el flujo a través de la totalidad de los sistemas de producción.

Dentro de los software comerciales disponibles para la simulación de pozos productores de gas se cuenta con el software Pipesim, WellFlo, Snap; Se hará una minuciosa investigación para contemplar cuál de estos simuladores permitirá generar el modelamiento de la acumulación de líquidos en pozos productores de gas más acertado.

1.3.1 Software PIPESIM¹¹. El software Pipesim desarrolla modelos en estado estacionario, simula flujo multifásico para el diseño y análisis de los sistemas de producción de petróleo y gas. La herramienta software Pipesim también analiza el desempeño de las líneas de flujo en superficie para generar un análisis minucioso en los sistemas de producción.

La simulación de estado estacionario de flujo multifásico permite la optimización de la producción durante el ciclo de vida del yacimiento. Una vez que estos sistemas se ponen en producción, la capacidad de asegurar un flujo óptimo es crítica para maximizar el potencial económico.

Durante más de 30 años, el software Pipesim ha ido mejorando continuamente mediante la incorporación no sólo de los últimos avances científicos en las tres áreas principales de flujo para el modelado de flujo multifásico y transferencia de calor, también se han incorporado las últimas innovaciones en la computación, el simulador incluye modelos avanzados de tres fases y amplias posibilidades de modelado PVT.

Pipesim ofrece los sistemas que garantizan el flujo en estado estacionario más completas de la industria, para las operaciones de producción y diseño del sistema de front-end (inicio y final del proceso). Los sistemas que garantizan el flujo permiten a los ingenieros simular de manera óptima el flujo del fluido dado al transporte, desde el dimensionamiento de las instalaciones, ductos y sistemas de elevación. En síntesis, la capacidad de simulación y optimización de Pipesim permite:

- Diseñar óptimamente tubería de producción y el diseño de instalaciones.
- Identificar los cuellos de botella y limitaciones.
- Optimizar la producción de redes complejas.

¹¹ORTIZ GEIMMY, JAMONES KAROL. Desarrollo de un software para el modelamiento del flujo multifásico en tubería vertical y horizontal

- Manejar múltiples restricciones del sistema.
- Identificar rápidamente ubicaciones en el sistema más propenso a sufrir problemas de transporte como la erosión, la corrosión y la formación de hidratos.
- Cuantificar los beneficios de la adición de nuevos pozos, compresión, tuberías, etc.
- Determinar las ubicaciones óptimas para bombas y compresores.
- Diseñar y operar redes de inyección de agua o gas.
- Analizar cientos de variables tales como la presión, la temperatura, y los parámetros de aseguramiento de flujo a través de trayectorias de flujo complejas.
- Evaluar los beneficios de los bucles y las cruces para reducir la contrapresión.

1.3.2 Software WELLFLO¹². El software WellFlo es una herramienta de pozo única, usa técnicas de análisis para modelar el influjo del yacimiento y el desempeño de flujo de salida del pozo. El software WellFlo es una herramienta autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente.

El modelo planteado por el software WellFlo muestra el comportamiento del influjo del reservorio, tubing del pozo y flujo en la tubería de superficie para cualquier fluido del yacimiento. Las aplicaciones específicas para las cuales este software puede ser usado incluyen:

- Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
- Diseño de completamiento para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil del mismo.

¹²PEREIRA PABLO. Modelaje de pozos, software WellFlo. 2008

- Diseño de levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de reservorio.

Este software también tiene dos sub-aplicaciones internas que pueden ser usadas independientemente del resto del programa, brindando así diferentes herramientas para uso del operario, dentro de dichas herramientas tenemos:

- Modelado detallado de desempeño de influjo de reservorio.
- Múltiples modelos de completamiento y perforación.
- Análisis detallado de Skin.
- Modelado detallado de PVT de fluidos.
- Modelos de crudo negro.
- Ajuste de los datos de laboratorio.
- Predicción de comportamiento del fluido.

La optimización del modelo de campo permite la determinación de las condiciones operativas apropiadas para un campo existente u opciones de diseño diferentes para investigar nuevos campos. Campos de gas y crudo con flujo natural, así como con levantamiento artificial han sido modelados exitosamente con WellFlo – una fortaleza particular del programa es la capacidad de mezclar pozos fluyentes naturales o levantados artificialmente en el mismo modelo de campo.

1.3.3 Software SNAP¹³. El software Snap es un sistema que provee las herramientas necesarias para el cálculo y optimización de las tasas de producción

¹³ ZAPA MARVIN, PORRAS MARIO. Evaluación de los métodos empleados de software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Universidad Industrial Santander. Ingeniería de petróleos. 2014

en un pozo, como también es capaz de estimar las posibles futuras producciones del pozo basado en el historial de producción de este. Como principales características de la herramienta software tenemos:

- Incluye 12 correlaciones hidráulicas para tubing.
- Modela pozos horizontales incluyendo los efectos del posicionamiento del pozo en el área de drenaje.
- Tiene en cuenta el efecto de las permeabilidades relativas.
- Maneja tasas de levantamiento críticas, velocidades mixtas y propiedades PVT reportadas cada 200 pies.
- Incluye los efectos de la perforación y el completamiento.
- Es completamente editable.
- Restringe caídas de presión con métodos de flujo sub crítico y crítico.
- La inclusión de PVT e IPR es hecha por el programador.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS SOFTWARE

En este capítulo se describirán los software Pipesim, Snap y WellFlo, en donde se especificarán las características que poseen para producir el modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, para posteriormente realizar comparaciones teóricas y prácticas.

2.1 SOFTWARE PIPESIM¹⁴.

Pipesim es un simulador de flujo multifásico en flujo continuo o estacionario utilizado para el diseño, análisis y diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo y gas. El software permite el modelado de flujo multifásico empezando por el yacimiento hasta cabeza de pozo, además es una herramienta que permite detallar el comportamiento de las líneas de flujo y facilidades de superficie. El simulador Pipesim también permite generar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente el flujo de entrada y de salida en cualquier nodo planteado en el sistema.

Pipesim incluye todos los tipos de modelos de comportamiento para pozos verticales, horizontales y fracturados, también posibilita el modelado de completamientos complejos de varias capas, usando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

La aplicación incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas para permitir y brindar a la ingeniería del petróleo el ajuste de los datos medidos de pozos y ajustarlos a estas correlaciones, con el fin de identificar la más apropiada para el análisis. El modelado preciso del fluido

¹⁴ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, Pipesim ofrece la posibilidad de elegir entre métodos de descripción del fluido de petróleo negro (Black Oil) o un rango de ecuaciones de estado para modelos composicionales.

2.1.1 Módulos que integran el software.

Análisis del comportamiento del pozo (Well performance Analysis).

Este módulo permite el modelamiento conceptual y detallado de producción e inyección de gas. Se pueden definir un gran rango de tipos de comportamiento de pozos incluyendo yacimientos de múltiples capas. Este módulo simula el flujo desde el yacimiento y a través de la tubería de producción.

Para un análisis eficiente, hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizados como, por ejemplo: análisis nodal, diseño de gas lift, optimización del sistema de gas lift y bombas BES (Bombeo Electrosumergible), diseño del tubing, entre otros.

Tuberías e instalaciones de superficie (Pipelines and Facilities Analysis).

Permite modelar líneas de flujo vertical y horizontal, además de dispositivos en las líneas de flujo. Se puede introducir la topografía del terreno y equipos tales como bombas, compresores, intercambiadores de calor y separadores. Para estudios minuciosos de tuberías, este módulo predice las características de taponamiento, formación de hidratos y muchas otras variables críticas; en síntesis, se pueden detallar las siguientes opciones:

- Flujo multifásico en líneas de flujo y tuberías.
- Generación de perfiles de presión y temperatura punto a punto.

- Modelado del comportamiento de las líneas de flujo y equipos (análisis del sistema).
- Análisis de sensibilidad en el diseño de tubería.

Redes (Network Analysis).

Permite combinar los modelos de tubería y pozos en un simulador de red. Este módulo determina una solución algorítmica a redes complejas que incluyen sistemas de recolección, distribución con intersecciones, líneas paralelas, etc.

El módulo de redes permite combinar sistemas de producción e inyección dentro del mismo modelo. El análisis de red puede ser corrido tanto con petróleo negro (Black Oil) como para un fluido descrito por el método composicional), además de incluir mezclas de fluidos en puntos de conexión. Algunas características del módulo de redes son:

- Modelamiento de pozos de gas lift en redes complejas.
- Modelos de equipos de tuberías.
- Redes de recolección y distribución.

Pozos multilaterales (HoSim).

Está diseñado para modelar en detalle el flujo multifásico en pozos horizontales y multilaterales. El software utiliza algoritmos para simular los pozos, permitiendo identificar la contribución de flujo de cada una de las zonas laterales. HoSim incluye un modelo de influjo para determinar el comportamiento del fluido en las cercanías del pozo y la productividad del mismo. Este módulo también permite incluir y manejar equipos tales como válvulas, separadores, bombas, entre otros.

Planificación de campo (Field Planning Tool, FPT). Integra los modelos del yacimiento a redes computacionales complejas, para simular el comportamiento a

lo largo del tiempo. El FPT incluye un acoplamiento directo con ECLIPSE 100 (Black oil), ECLIPSE 300 (Composicional) y otros simuladores de yacimientos en modo dinámico como lo es el simulador OLGA.

El programa cuenta con una interfaz para simular los cambios producidos en las operaciones a través del tiempo como consecuencia del desarrollo de eventos. Se presentan gráficamente informes detallados de la vida productiva del campo para las variables calculadas relacionadas con la producción. El sistema contiene un módulo que controla el modelo combinado de producción y yacimientos; este módulo permite configurar la activación de la compleja lógica de eventos condicionales y temporales, representando operaciones de desarrollo de campos petrolíferos reales.

GOAL (optimización de producción).

Provee soluciones de campo utilizando un algoritmo con el fin de identificar la mejor distribución para la inyección de gas, dada al proceso de levantamiento artificial por gas lift en todo el sistema de producción.

Las restricciones complejas, tales como la capacidad de tratamiento del agua y el gas pueden incluirse en el modelo en cualquier etapa. El algoritmo fue diseñado para ser utilizado en las operaciones diarias y para determinar las tasas de flujo óptimas del gas de inyección para obtener resultados inmejorables en pozos productores.

2.1.2 Construcción del modelo. Para la construcción de un modelo por medio del software Pipesim se deben definir parámetros característicos del sistema de producción en un pozo y campo:

- Seleccione las unidades del sistema.
- Establecer los datos de fluidos.

- a) Calibrar los datos del fluido (opcional).
- Definir los componentes del modelo.
 - a) Componentes del pozo (completamiento, tubing).
 - b) Oleoducto o gasoducto.
 - c) Equipos de campo o facilidades de superficie.
- Configurar las opciones de transferencia de calor.
- Selección de la correlación para el flujo multifásico.
- Generación de alguna operación.
- Análisis de resultados.
 - a) Gráficas.
 - b) Tabulaciones.
 - c) Esquemas.

Datos del fluido.

El software Pipesim puede modelar y simular los procesos dados a los siguientes tipos de fluido contenidos en un sistema de producción:

- Gas.
- Gas condensado.
- Líquido.
- Líquido y gas.
- Vapor.

Estos fluidos pueden ser descritos en el software Pipesim mediante los siguientes métodos:

- Composicional.
- Correlaciones Black Oil.

El modelo de fluido escogido por medio del software Pipesim dependerá de:

- Las propiedades de los fluidos en el sistema
- Caudales y condiciones (la presión y la temperatura) en el cual el fluido entra y deja el sistema.
- Datos Disponibles, etc...

Métodos de descripción del fluido.

Black oil.

El modelado de fluidos de black oil en este software utiliza modelos de correlación para simular las propiedades PVT de los fluidos, claves en el sistema de aceite, gas y agua. Esta correlación empírica en un sistema de aceite y gas, maneja el caso como un simple sistema de dos componentes; a diferencia de los métodos más rigurosos, como lo es el modelo composicional, en donde se avalúan múltiples componentes. El hidrocarburo es tratado simplemente como un componente líquido y un componente de gas relacionado con las condiciones del sistema. En tanto, los datos que se necesitan para esta correlación son:

- Un mínimo de datos de producción.
- La densidad del petróleo.
- La gravedad específica de gas.
- La proporción de solución de gas en petróleo.
- Si el agua se encuentra presente en el sistema, el corte de agua.

En general, las correlaciones básicas de black oil proporcionan una precisión razonable en la mayoría de evaluaciones de las propiedades del fluido PVT, por encima del rango de presiones y temperaturas que se encuentran en los sistemas de producción y las facilidades de superficie. Sin embargo, se debe tener cuidado cuando se aplica el enfoque de correlación de black oil a un crudo altamente volátil o un condensado; puesto que en estos casos se requiere un modelado preciso de los productos ligeros. Es indispensable considerar el uso de la técnica de

modelado de la composición que describe el fluido como una mezcla de múltiples componentes.

Con el fin de aumentar la precisión de las correlaciones básicas black oil para el modelado de flujo multifásico, Pipesim ofrece la posibilidad de ajustar los valores sobresalientes de un número de las propiedades más importantes de fluidos PVT para que coincida con los datos de laboratorio. Estas propiedades de los fluidos PVT se consideran los parámetros individuales más importantes que afectan a la exactitud de los cálculos de flujo multifásico. Calibración de estas propiedades puede aumentar en gran medida la exactitud de las correlaciones en el rango de presiones y temperaturas para el sistema que se está modelando. Esta instalación es opcional, pero las calibraciones anteriores mejorarán significativamente la precisión de la relación gas-líquido que se predijo, la densidad del aceite que fluye y el factor de formación de volumen de aceite. Si se omite los datos de calibración, Pipesim calibra estos datos apoyándose de la gravedad específica de petróleo y gas, pero habrá una pérdida de precisión. Cabe señalar que la función de calibración de black oil sólo es aplicable a tipos de líquidos de petróleo, ya que no es apropiado para un tipo de fluido de gas.

Composicional.

Para el modelado de fluidos composicional de hidrocarburos y componentes de gas y agua asociados, Pipesim utiliza un paquete de modelado PVT; el modelado de fluidos por composición es considerado más preciso, pero también más costoso en términos de tiempo y recursos informáticos que el modelado de black oil. Este modelamiento se justifica por los problemas que implican la simulación de líquidos volátiles y gas condensado que requieren cálculos de transferencia de calor rigurosos. Sin embargo, el enfoque de modelado de black oil a menudo puede dar resultados satisfactorios con líquidos volátiles.

Los sistemas de hidrocarburos contienen en realidad miles de componentes puros, que consiste en un espectro de moléculas con diferentes números de carbono y un gran número de diferentes isómeros. Sería imposible para modelar el comportamiento de tales sistemas definiendo explícitamente la cantidad de cada una de estas moléculas, tanto por la potencia de cálculo excesivo que se necesita y el hecho de que los informes de laboratorio no podrían suministrar toda esta información.

Las fracciones de petróleo se definen normalmente mediante la división de secciones de un laboratorio de destilación de la mezcla de C7+. En donde se determinan las curvas de punto de ebullición, la densidad y el peso molecular del hidrocarburo, calculadas a partir se de las propiedades de los pseudo-componentes individuales contenidos en el fluido.

Las fracciones de petróleo se caracterizan por:

Propiedades medidas: Punto de ebullición (BP), Gravedad específica (SG) y Peso molecular (MW).

Propiedades críticas: Temperatura crítica (TC), Presión crítica (PC), Factor acéntrico (Omega) y Gravedad específica (SG).

El fluido por medio de la descripción composicional de fluidos utiliza las ecuaciones de estado, las cuales describen el comportamiento de la presión, volumen y temperatura de los componentes puros y mezclas. La mayoría de las propiedades termodinámicas y de transporte se derivan de la ecuación de estado. Las siguientes ecuaciones de estado están disponibles:

Soave Redlich Kwong o SRK. No arroja buenos resultados sobre la fase líquida y por ello no puede usarse para calcular precisamente los equilibrios líquido-vapor.

Sin embargo, puede usarse conjuntamente con expresiones concretas para la fase líquida en tal caso.

Es adecuada para calcular las propiedades de la fase gaseosa cuando el cociente entre la presión y la presión crítica es menor que la mitad del cociente entre la temperatura y la temperatura crítica. Su ecuación es:

$$P = \frac{nRT}{V-b} + \frac{a}{V(V+b)}(2).$$

Los valores de "a" y "b" en la ecuación se derivan de las funciones de las temperaturas críticas del componente puro, presiones y factores acéntricos.

Peng Robinson o PR.

Es una modificación de la ecuación de estado de SRK, en donde se hacen mejores predicciones de propiedades líquidas; es la más utilizada en la industria del petróleo. Su ecuación es:

$$P = \frac{nRT}{V-b} + \frac{a}{V^2+2Vb-b^2}(3).$$

Los valores de "a" y "b" en la ecuación se derivan de las funciones de las temperaturas críticas del componente puro, presiones y factores acéntricos.

SMIRK. El paquete Shell SPPTS utiliza la ecuación de estado SMIRK.

2.1.3 Correlaciones de flujo. El modelamiento del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas se realizará en pozos verticales, por ende, se hace necesario describir las correlaciones de flujo multifásico de flujo vertical

para detallar cual es la que más se acopla para la generación de un análisis nodal representativo de la hidráulica del modelo.

Correlaciones de flujo multifásico vertical.

En el software Pipesim se encuentran las siguientes correlaciones de flujo multifásico vertical:

Correlación de Ansari¹⁵.

El modelo de Ansari fue desarrollado como parte del programa de investigación de Tulsa University Fluid Flow Projects (TUFFP). Se formuló un modelo completo para predecir los patrones de flujo y las características de flujo previstos para el flujo ascendente de dos fases. El modelo mecánico integral se compone de un modelo para la predicción del patrón de flujo y un conjunto de modelos independientes para predecir el hold-up y la caída de presión en los flujos de burbuja, tapón y anular. El modelo fue evaluado utilizando el banco de datos de pozos TUFFP que se compone de 1.775 casos de pozos, 371 de ellos de datos de Prudhoe Bay.

Correlación de Baker Jardine y Associates (BJA)¹⁶.

Baker Jardine & Associates (ahora es parte de Schlumberger) han desarrollado una correlación para el flujo de dos fases para el flujo en tuberías de gas condensado con una fracción volumétrica de líquido inferior a 0,1 Este modelo no representa un avance importante en la teoría, sino más bien una consolidación de varios modelos mecánicos existentes, combinado con una modesta cantidad de

¹⁵ ANSARI A.M. et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores, Paper SPE 20630, 1990

¹⁶ SCHLUMBERGER. BARKER, JARDINE. A Neural Network Model for Prediction of Liquid Holdup in Two Phase Horizontal Flow. Paper SPE 77499. 2002

desarrollo teórico y pruebas de campo. Usa el mapa de régimen de flujo y un conjunto modificado del balance de momentum de Taitel Dukler para predecir el hold-up de líquidos. El procedimiento de cálculo de la pérdida de presión es similar al enfoque propuesto por Oliemans, pero explica el aumento de la cizalladura interfacial resultante de la rugosidad de la tubería con respecto a la estructura superficial del líquido. La correlación BJA se utiliza para la pérdida de presión y retención con régimen de flujo determinado por la correlación de Taitel Dukler. La correlación de BJA ha sido desarrollada por Baker Jardine & Associates específicamente para aplicaciones que implican relaciones de gas líquido bajas en tuberías de gas condensado.

Correlación original de Beegs and Brill¹⁷.

La correlación original de Beggs y Brill se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión y hold-up. El régimen de flujo se determina mediante la correlación de Beggs y Brill o Taitel Dukler. La correlación de Beggs y Brill se desarrolló después de un estudio de flujo de dos fases en tubos horizontales e inclinados. La correlación se basa en un mapa de régimen de flujo que se determina primero como si el flujo fuera horizontal. A continuación, se calcula el hold-up horizontal por correlaciones, y este retraso se corrige para el ángulo de inclinación. El sistema de prueba incluía dos tubos acrílicos de 90 pies de largo, trepados a una elevación variable en el centro, para modelar el flujo de inclinación tanto hacia arriba como hacia abajo en ángulos de hasta 90 °.

Beggs & Brill Original, mapa de Taitel Dukler¹⁸.

Como La Correlación original de Beggs y Brill, pero utilizando el mapa de flujo de Taitel Dukler.

¹⁷ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

¹⁸ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

Correlación de Beggs y Brill revisada¹⁹.

Exactamente como la correlación original, con factores de fricción de tubería áspera, limitadores de retención y constantes correctivas, según lo propuesto por Palmer y Payne. Se utilizan las siguientes mejoras al método original: Se considera un régimen de flujo espuma y el factor de fricción se cambia del modelo de tubería lisa estándar, para utilizar un factor de fricción monofásico basado en la velocidad media del fluido.

Beggs y Brill revisada, mapa de Taitel Dukler²⁰. Como la correlación de Beggs y Brill revisada, pero utilizando el mapa de flujo de Taitel Dukler.

Correlación de Duns y Ros²¹.

La correlación de Duns y Ros se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión y el hold-up con determinación del régimen de flujo por las correlaciones de Duns y Ros o Taitel Dukler. La correlación de Duns y Ros se desarrolló para el flujo vertical de mezclas de gas y líquido en pozos. Se desarrollaron ecuaciones para cada una de las tres regiones de flujo: burbuja, tapón y parte de los regímenes de flujo de anular, flujo de espuma y regímenes de flujo de bruma y régimen de flujo tapón anular. Estas regiones tienen caudales bajos, intermedios y altos, respectivamente. Cada región de flujo tiene una correlación de retención diferente. Las ecuaciones se basaron en un extenso trabajo experimental utilizando mezclas de petróleo y aire.

Correlación de Duns y Ros, mapa de Taitel Dukler²². Como la correlación de Duns y Ros, pero utilizando el mapa de flujo de Taitel Dukler.

¹⁹ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

²⁰ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

²¹ GRAY H, ROS N. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixture in Wells. 1963

²² Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

Correlación de Govier y Aziz²³.

La correlación de Aziz, Govier y Forgasi se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión, el hold-up y el régimen de flujo. La correlación de Govier, Aziz y Forgasi se desarrolló después de un estudio de la caída de presión en pozos productores de gas y condensado. Se analizaron en detalle los datos de producción de un campo de 102 pozos con relaciones de gas-líquido que oscilaban entre 3.900 y 1.170.000 scf / bbl. Las condiciones de fase en el pozo se determinaron mediante cálculos de flash estándar. Los datos del gradiente de presión para el flujo en condiciones monofásicas se compararon con las predicciones convencionales y se encontraron grandes similitudes en los resultados. Para la prueba en la que se predijeron condiciones bifásicas a lo largo del pozo, se compararon los datos de campo con varios métodos de predicción completamente empíricos, con un método previamente propuesto, y con un nuevo método de predicción basado en parte en la mecánica del flujo. El nuevo método de predicción incorpora una estimación empírica de la distribución de la fase líquida entre la que fluye como una película sobre la pared y la que es arrastrada por una corriente de gas. Emplea ecuaciones de momento para la mezcla gas-líquido en la corriente de gas y para el contenido total de la tubería.

Correlación de Gray²⁴.

La correlación de flujo vertical Gray se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión y Hold-up. Esta correlación fue desarrollada por Gray de Shell Oil Company para el flujo vertical en sistemas de gas y condensados, siendo predominantemente fase gaseosa. El flujo se trata como una sola fase, y se supone que el agua o condensado se adhiere a la pared del tubo. Se considera aplicable para casos de flujo vertical donde la velocidad es inferior a 50 pies / s, el

²³ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

²⁴ GRAY H. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixture in Wells. EPR Reports Shell Oil Corporation. 1955

tamaño del tubo es inferior a 3½ pulgadas, la relación de condensado es inferior a 50 bbl / MMscf y la relación de agua es inferior a 5 bbl / MMscf.

Correlación de Hagedorn y Brown²⁵.

La correlación de Hagedorn y Brown se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión y hold-up. La correlación de Hagedorn y Brown se desarrolló después de un estudio experimental de los gradientes de presión que ocurren durante el flujo continuo de dos fases en conductos verticales de pequeño diámetro. Se utilizó un pozo experimental de 1.500 pies para estudiar el flujo a través de tuberías de tamaño nominal de 1 pulgada, 1¼ pulgada y 1½ pulgadas. Se llevaron a cabo ensayos para caudales de líquido muy variables, diferentes relaciones gas-líquido y viscosidades de líquido. Todas las correlaciones implican sólo grupos adimensionales, que es una condición que se suele buscar en el análisis de similitud pero que no siempre se logra. BJA considera el uso de la correlación original imprudente, ya que puede subestimar la retención de líquido (hold-up). Por ende, se recomienda utilizar la correlación Hagedorn y Brown.

Correlación OLGA²⁶.

La correlación de OLGA se basa en gran medida en los datos del laboratorio de flujo de dos fases de SINTEF cerca de Trondheim, Noruega. Las instalaciones de ensayo se diseñaron para funcionar en condiciones que se aproximaban a las condiciones de campo. El bucle de prueba tenía 800 m de largo y 8 pulgadas de diámetro. Se estudiaron presiones operativas entre 20 y 90 bares, se obtuvieron velocidades superficiales de hasta 13 m/s y velocidades superficiales líquidas de hasta 4 m/s. Con el fin de simular el rango de viscosidades y tensiones

²⁵ HAGERDORN R, BROWN K. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continous Two Phase Flow in Smaller Diameter Vertical Conduits.

²⁶ BENDLKSEN H, MAINE, MOE R, NULAND S. The Dinamyc Two-Fluid OLGA: Theory and Aplication. Papper SPE 19541. 1991

superficiales experimentadas en aplicaciones de campo, se utilizaron diferentes líquidos hidrocarbonados (nafta, diesel y aceite lubricante), como gas se utilizó nitrógeno. Se estudiaron los ángulos de inclinación de la tubería entre 1° y el flujo hacia arriba o hacia abajo. Más de 10.000 experimentos se realizaron en este ciclo de prueba durante un período de ocho años. La instalación se ejecutó en ambos modos de estado estacionario y transitorio. OLGa considera cuatro regímenes de flujo, flujo de burbujas estratificado, anular, slug y disperso y utiliza un criterio de deslizamiento mínimo único para predecir las transiciones del régimen de flujo.

Correlación de Orkiszewski²⁷.

La correlación de Orkiszewski se utiliza para el cálculo de la pérdida de presión, hold-up y denotación del régimen de flujo. La correlación de Orkiszewski se desarrolló para la predicción de dos caídas de presión de fase en tubería vertical. Se consideraron cuatro regímenes de flujo: burbujas, babosas, transiciones anulares-babosas y niebla anular. El método puede predecir con exactitud, dentro de un 10%, las caídas de presión de dos fases en pozos de producción que fluyen naturalmente y se elevan con gas bajo una amplia gama de condiciones de pozo. La precisión del método se verificó cuando se compararon sus valores predichos con 148 caídas de presión medidas. A diferencia de la mayoría de los otros métodos, el hold-up de líquidos se deriva de fenómenos físicos observados, y se ajusta para el ángulo de desviación.

Correlaciones de flujo multifásico horizontal.

Las correlaciones de flujo multifásico disponibles para líneas de flujo horizontales superficiales se describirán a continuación; algunas de estas ya fueron descritas para flujo multifásico vertical, éstas son:

- Correlación de Baker Jardine modificada.

²⁷ ORKISZEWSKI J. Predicting Two Phase Pressure Drop in Vertical Pipe.

- Correlación original de Beegs and Brill.
- Correlación de Beggs y Brill revisada.

Las correlaciones de flujo anteriormente listadas ya fueron descritas

Correlación de Dukler, AGA y Flanigan²⁸.

La correlación AGA y Flanigan se desarrolló para el flujo de dos fases en dirección horizontal e inclinada de los sistemas de recolección de gas condensado. Se utiliza el mapa de régimen de flujo Taitel Dukler que considera cinco regímenes de flujo, estratificado liso, estratificado ondulado, intermitente, líquido anular disperso y burbuja dispersa. La ecuación de Dukler se utiliza para calcular la pérdida de presión por fricción y retención, y la ecuación de Flanigan se utiliza para calcular la presión diferencial de elevación.

Correlación de Mukherjee y Brill²⁹.

La correlación de Mukherjee & Brill se desarrolló después de un estudio del comportamiento de la caída de presión en el flujo inclinado bifásico. Para el flujo de burbujas y anular, un factor de fricción no deslizante fue calculado a partir del diagrama de Moody; encontrándose adecuado para los cálculos de pérdida de carga por fricción. En el flujo estratificado de descenso, el gradiente de presión de fricción se calcula sobre la base de una ecuación de equilibrio de momento para cualquiera de las dos fases, suponiendo una interfaz gas-líquido. Para el flujo tapón-anular, se presentó una correlación de factor de fricción que es una función de la relación de retención y el factor de fricción Moody antideslizante. Los resultados coincidieron con los datos experimentales y las correlaciones se verificaron con los datos de Prudhoe Bay, del Mar del Norte.

²⁸ Schlumberger. Pipesim Suite, User Guide. 2008

²⁹ MUKHERJEE H, BRILL J. Liquid Hold Up Correlations For Inclined Two Phase Flow.1983

Correlación de Oliemans³⁰.

La correlación de Oliemans se desarrolló siguiendo el estudio de tuberías de condensado de gran diámetro. El régimen de flujo se predice usando el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler, y se introdujo un modelo simple, el cual obedece los límites correctos de flujo monofásico para predecir la caída de presión. El modelo se basó en una cantidad limitada de datos de una tubería de 30 y 100 km que operaba a presiones de 100 bares que variaban en aumento.

Correlación de Xiao³¹.

El modelo mecánico de Xiao fue desarrollado para el flujo de dos fases de gas-líquido en líneas de flujo horizontales. El modelo es capaz de detectar en primera instancia el patrón de flujo existente, y luego predecir las características del flujo, principalmente la retención de líquidos y la caída de presión, para los patrones de flujos de burbujas estratificados, intermitentes y anulares. El modelo fue probado bajo diferentes datos, amplio rango en el diámetro de la tubería, incluyeron también tanto el aceite negro como los sistemas de fluidos de composición

A continuación se tabulan las correlaciones de flujo disponibles y su rango de aplicabilidad en las tablas 2 y 3, teniendo en cuenta características básicas para la generación de modelos acertados a diferentes sistemas productivos:

- Tipo de fluido.
- Diámetro de tubería.
- Configuración de la tubería.
- Líneas superficiales y tipo de fluido.

³⁰ OLIEMANS R. Core-Annular Oil/Water Flow: The Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 2-in. SPE 13725. 1985

³¹ XIAO J. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. Paper SPE 20361. 1990

Tabla 2. Aplicabilidad de correlaciones de flujo para tipo de fluido y tipo de direccionamiento de flujo.

Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería	Fluido
Flujo vertical				
Duns & Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Hagedorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Aziz & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1,5 in	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	<3,5 in	Gas y condensado
Flujo horizontal				
Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería	Fluido
Lochart-Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0,0586 a 1,1017 in	Aceite, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4 in	Aceite, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	Amplio rango	Aceite, gas y agua
Flujo inclinado				
Mukherjee-Brill	1983	Datos de laboratorio	1,5 in	Keroseno, aceite lubricante y gas

Fuente: modificado de PDVSA. Pipesim Básico v-2008. Manual del participante. 2008.

En la tabla 3 el signo más (+) significa que la correlación aplica a la condición, el signo menos (-) significa que la correlación no aplica.

Tabla 3. Aplicabilidad de correlaciones de flujo para aceite y/o gas condensado, flujo vertical y/o horizontal.

Correlación	Pozos de aceite vertical	Pozos de aceite altamente desviados	Pozos verticales de gas condensado	Líneas superficiales de aceite	Líneas superficiales de Gas y Condensado
Duns & Ros	+	+	+	+	+
Orkiszewski	+	-	+	-	-
Hagedorn & Brown	+	-	+	-	-
Beggs & Brill revised	+	+	+	+	+
Beggs & Brill original	+	+	+	+	+
Mukherjee & Brill	+	+	+	+	+
Govier, Aziz & Forgasi	+	+	+	+	+
No Slip (No deslizamiento)	+	+	+	+	+
OLGAS-89	+	+	+	+	+
OLGAS-92	+	+	+	+	+
Ansari	+	-	+	-	-
Bja para condensados	-	-	+	-	+
AGA & Flanigan	-	-	-	-	+
Oliemans	-	-	-	+	+
Gray	-	-	+	-	-
Xiao	-	-	-	+	+

Fuente: modificado de PDVSA. Pipesim Básico v-2008. Manual del participante. 2008.

2.1.4 Ecuaciones IPR. Es propicio describir las ecuaciones que denotan la relación entre la presión de fondo de pozo y el caudal para la generación de las curvas IPR para pozos productores de gas con acumulación de líquidos en su fondo, para con ello generar un análisis nodal acertado.

Se han desarrollado relaciones de rendimiento de flujo de entrada (IPRs) para modelar el flujo de fluidos desde el yacimiento, a través de la formación y hacia el pozo. Se expresan en términos de P_{ws} (presión estática de pozo), P_{wf} (presión del orificio de fondo que fluye) y Q (caudal) para la determinación de las condiciones óptimas de operación. Las ecuaciones descritas serán representativas de pozos productores de gas y gas condensado, precisas para el caso de estudio planteado.

IPR para fluidos de gas y gas condensado. Se definen las ecuaciones IPR que más se adaptan al modelo de fluidos de gas y gas condensado.

Back Pressure.

Rawlins y Schellhardt desarrollaron el método empírico de la contrapresión de pozos productores de gas y gas condensado basado en el análisis de pruebas en más de 500 pozos. Observaron que cuando la diferencia entre los cuadrados de la presión media del yacimiento y las presiones de fondo del pozo que fluían se trazaban contra los correspondientes caudales en coordenadas logarítmicas, obtuvieron una línea. La ecuación es:

$$Q = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (4).$$

Donde C es el coeficiente de flujo y n es el exponente de entrega. El exponente de entrega es la inversa de la pendiente de la curva, también representa el tipo de flujo que está manejando. Esta ecuación es una de las más propicias para los yacimientos de gas condensado y pozos sobre presionados.

Ecuación de Forchheimer. La ecuación de Forchheimer es:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = FQ^2 + AQ \quad (5).$$

Donde F es el coeficiente de turbulencia y A es el coeficiente laminar. Los coeficientes deben satisfacer $F \Rightarrow 0$ y $A \Rightarrow 0$.

Ecuación de Jones.

La ecuación de Jones es:

$$P_{ws}^2 - P_{wf}^2 = AQ^2 + BQ(6).$$

Donde A es el coeficiente de turbulencia y B es el coeficiente laminar. Los coeficientes deben satisfacer $A > 0$ y $B \Rightarrow 0$.

Ecuación Estado Pseudo estacionario Darcy.

La ecuación Pseudo-Estacionario se da como:

$$Q = \frac{P_{ws}^2 - P_{wf}^2}{1442\mu TZ \left(\ln \frac{R_e}{R_w} \right)^{-0,75+S}} (7).$$

Donde:

S =Skin (adimensional).

K= Permeabilidad de la formación (mD).

H =Espesor de la formación (ft).

μ = viscosidad del gas (cP)

T = temperatura (F).

Z = factor de compresibilidad (adimensional).

Re = radio de drenaje (ft).

Rw = radio del pozo (ft).

2.1.5 Características especiales del software para el modelo a plantear.

Análisis nodal.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como el cálculo de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

El análisis nodal está conformado por el comportamiento o aporte de fluidos desde el yacimiento (curva inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (outflow). Las ecuaciones matemáticas para el cálculo del inflow se basan generalmente en modelos de índice de productividad, la ecuación de Back Pressure, Jones y Forchheimer, para pozos productores de gas; mientras que la curva de levantamiento puede ser calculada con las correlaciones de Hagedorn y Brown, Beggs y Brill, Duns y Ros, entre otras. La intersección de estas dos en la gráfica de P vs Q (caudal) es la condición actual de operación del pozo en estudio. En este punto el diferencial de presión aguas arriba y aguas abajo del nodo es cero para este análisis de sensibilidad la selección de la posición del nodo es importante ya que a pesar de que la misma no modifica, obviamente, la capacidad

de producción del sistema, si interviene tanto en el tiempo de ejecución del simulador como en la visualización gráfica de los resultados.

El nodo debe colocarse justamente antes (extremo aguas arriba) o después (extremo aguas abajo) del componente donde se modifica la variable. Por ejemplo, si se desea estudiar el efecto que tiene el diámetro de la línea de flujo sobre la producción del pozo, es más conveniente colocar el nodo en el cabezal o en el separador que en el fondo del pozo. La técnica puede usarse para optimizar pozos que producen por flujo natural o por Levantamiento Artificial.

El análisis nodal permitirá generar una caracterización de las condiciones operacionales del modelo planteado, además permitirá inferir si el pozo tiene problemas de acumulación de líquido, por último, brindará la información necesaria para generar las alternativas que mitiguen el problema de condensación y acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

Importación del modelado del proceso de acumulación de líquidos de estado estacionario a estado dinámico³².

Pipesim software puede ser sincronizado con el software OLGA, importando la data y los modelos establecidos en estado estacionario, para ser modelados y analizados en estado dinámico por medio del simulador OLGA.

La simulación dinámica es esencial para investigar el comportamiento transitorio en tuberías y pozos. La simulación transitoria con el simulador OLGA proporciona una nueva dimensión al estado estacionario, puesto que analiza mediante la predicción dinámica del sistema la variación en el tiempo de los caudales, composiciones de fluidos, la temperatura, la deposición de los sólidos y los cambios operacionales. Simula desde la configuración de pozos, sistemas de

³² Erlin Ariel Mariscal Cordero. Descripción Software Olga. [http: www.tutopetrol.com](http://www.tutopetrol.com).

tuberías con todo tipo de equipos de proceso; el simulador OLGA proporciona una predicción precisa de las condiciones operativas.

Teniendo este tipo de herramientas de alta ingeniería, se hace más viable y óptima la explotación de yacimientos con problemas de acumulación de líquidos en fondo de pozo, visto que permiten tomar decisiones en tiempo inmediato y además brindan conocimiento del comportamiento futuro del sistema de producción con el fin de tomar decisiones acertadas que masifiquen la producción.

Herramienta software Liquid Loading.

La herramienta Liquid Loading hace parte del análisis nodal establecido a cualquier modelo de pozo productor de gas, representa la relación que existe entre la velocidad crítica del gas descrita por Turner y la velocidad de arrastre del gas.

$$\text{Liquid loading vel. ratio} = \frac{\text{Vel. crítica del gas}}{\text{Vel. arrastre del gas}} \quad (8)$$

A partir de esta relación se establece si existe o no un asentamiento o depositación de líquido en cualquier punto del sistema de producción:

Si Liquid Loading < 1, denota que no existe asentamiento de líquidos en el punto del sistema de producción evaluado.

Si Liquid Loading = 1, representa que en el punto del sistema de producción evaluado las primeras gotas de líquido comienzan a depositarse.

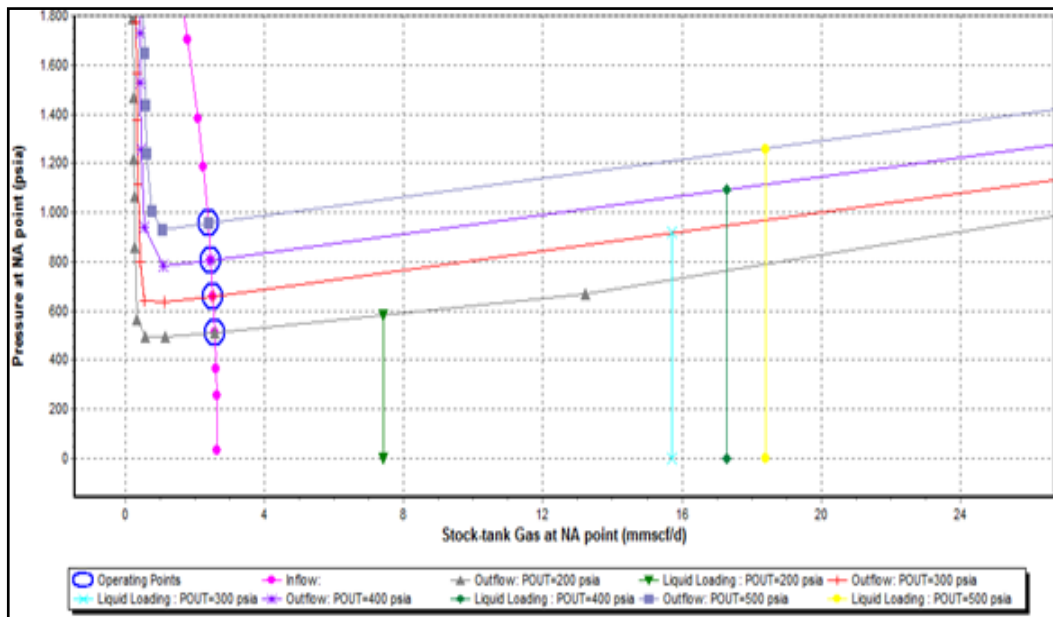
Si Liquid Loading > 1, significa que el gas ya no tiene la suficiente capacidad de arrastre de líquidos para llevarlos a superficie en el punto evaluado.

La herramienta Liquid Loading aparece en la gráfica de análisis nodal establecidas para cualquier modelo generado a un pozo productor de gas; representa la presión a la cual la relación entre la velocidad crítica y de arrastre del gas es igual a 1 para diferentes condiciones de operación, como se representa en la figura 5.

Las líneas verticales inscritas por el software Pipesim en la figura 5 representan las líneas de Liquid Loading, estas cortan con la curva outflow de las diferentes condiciones de presión de operación establecidas, ese punto de corte determina la presión a la cual la relación entre la velocidad crítica y de arrastre del gas es igual a 1; es decir, reseña la presión mínima a la cual el líquido comienza a depositarse en el punto nodal planteado al sistema de producción.

Además, el software entrega un reporte de la relación de acumulación en todo el sistema productivo del pozo.

Figura 5. Análisis nodal con Líneas de Liquid Loading.



2.2 SOFTWARE WELLFLO³³.

WellFlo es un software de análisis nodal, que permite modelar pozos que fluyen naturalmente o producen por métodos de levantamiento artificial (Gas Lift Continuo y Bombeo Electro sumergible). El modelado WellFlo puede ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas.

Esta aplicación es una herramienta que utiliza técnicas de análisis para modelar flujo multifásico desde el yacimiento hasta el separador, examinando el comportamiento de las líneas de flujo y facilidades de superficie, diagnosticando así el sistema de producción.

También, tiene la capacidad de hacer análisis de sensibilidad a un gran rango de variables para determinar su efecto en el sistema de producción. Posee correlaciones, ecuaciones de estado y modelos para el PVT, IPR, flujo vertical y horizontal, temperaturas y flujo a través de estranguladores. Además, incluye completamientos de pozos verticales, inclinados u horizontales, así como las opciones de flujo tapón, anular o tapón-anular.

Ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro (Black Oil), Gas Seco, Condensado o Petróleo Volátil. Conjuntamente, incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales, tanto empíricas como mecánicas.

2.2.1 Módulos que integran el software. El paquete de software WellFlo es una herramienta de pozo único que usa técnicas de análisis para modelar el influjo del reservorio y el desempeño de flujo de salida del pozo. El modelado WellFlo puede

³³ WEATHERFORD. WellFlo Petroleum Engineering Software, User Guide Software.2009

ser aplicado para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Los módulos para las cuales este software puede ser usado son:

- El diseño de configuración de pozo para maximizar el desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
- Diseño de completamiento para maximizar el desempeño del pozo a lo largo de la vida útil de mismo.
- Diseño e levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- Monitoreo de reservorio, pozo y del flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento vertical para uso en simuladores de yacimientos.

Así como estas aplicaciones, el software tiene también dos sub-aplicaciones internas clave que pueden ser usadas de manera autónoma del resto del programa:

- Modelado detallado de desempeño de influjo.
 - a) Múltiples módulos de completamiento y perforación.
 - b) Análisis detallado de skin.
- Modelado detallado de PVT de fluidos.
 - a) Modelos de crudo negro para petróleo y gas.
 - b) Modelos de Ecuación de Estado para crudo condensado y volátil.
 - c) Ajuste de la data del laboratorio.
 - d) Predicción de comportamiento del fluido.

2.2.2 Construcción del modelo. La herramienta requiere de la descripción del yacimiento y la configuración del pozo a modelar, para lo que en términos generales requiere de los siguientes datos:

- Yacimiento (o pruebas de producción).

- Estado mecánico (datos de completamiento).
- Facilidades de superficie.
- Propiedades del fluido.

Algunos de los datos requeridos deben ser ingresados en términos de:

- Modelo PVT.
- IPR.
- La capacidad de levantamiento vertical.
- Temperatura y los cálculos del choke.

Parámetros del fluido.

Para esta sección la herramienta software da la opción de selección entre 4 opciones: aceite negro representativo de black oil y condensado, gas seco y aceite volátil, los cuales hacen referencia al método composicional, ya descritos para el software Pipesim; siendo la elección realizada aplicada para cada una de las capas del yacimiento. De esta selección, se tiene que las opciones de fluidos a modelar varían y para cada uno se presenta diferentes aspectos para su posterior selección.

Además de la información previamente mencionada, el software requiere que sea ingresada cierta información básica de producción como la gravedad específica del aceite, la salinidad del agua (si hay presencia de esta), la gravedad API del aceite, la gravedad específica del agua, la gravedad específica del gas.

Para el gas seco se da la opción de ingresar el contenido de impurezas inorgánicas que pueden presentarse en este, tales como; H₂S, CO₂, N₂. Es importante resaltar que en este software se necesita la instalación de una aplicación externa, la aplicación PVT Flex para ingresar la composición.

Datos del yacimiento.

Para esta sección, el software permite la adición de cada una de las capas presentes en el yacimiento, así como también la descripción detallada de cada una de estas; dentro de los parámetros generales requeridos por la herramienta tenemos: presión, temperatura, la profundidad media de perforación (profundidad medida del punto de entrada del fluido al pozo), permeabilidad, espesor, radio de pozo, datos de inyección relativa (índices de inyección e índice de productividad, solo para pozos productores), este último especifica la capacidad de la capa para la recepción de flujo cruzado; presión de inicio (solo para pozos inyectores), corte de agua y relación gas aceite.

También se activa una pestaña que permite la selección del modelo IPR para la capa que se está configurando, dentro de las opciones para el modelado de las gráficas IPR tenemos:

Se define el área de drenaje (esta depende de la orientación del pozo) y se tabulan las permeabilidades relativas de las capas del yacimiento, dichas permeabilidades son calculadas para cada una de las fases presentes en la capa modelada, siendo modeladas por encima del rango de las presiones de flujo, entre la presión atmosférica y la presión de la capa.

Es importante mencionar que, como dato adicional, el skin es otro ítem que puede configurarse dentro de los datos de yacimiento, para esto es necesario tener en cuenta el tipo de completamiento a tratar, ya sea vertical, horizontal o como caso especial un completamiento fracturado.

Datos de temperatura. Para esta parte del modelado, la herramienta software da la opción de elección entre cuatro modelos: manual, calculada, acoplada o calibrada, siendo el modelo manual el más simple de los posibles modelos a elegir, usando

temperaturas especificadas por componentes e interpolando entre estas; de la misma manera en que fueron nombrados estos aumentan su nivel de complejidad, usando diferentes correlaciones para el cálculo de las temperaturas de los componentes del modelo; siendo el modelo calibrado el más complejo.

2.2.3 Correlaciones de flujo. La herramienta software WellFlo permite la selección de las diferentes correlaciones de flujo usadas en los cálculos del análisis nodal correspondiente. Las correlaciones disponibles en este software se mencionan a continuación.

Correlaciones disponibles para flujo multifásico vertical. Las correlaciones de flujo vertical disponibles son:

- Correlación de Duns y Ross estándar.
- Correlación de Duns y Ross modifica.
- Correlación de Beggs y Brill estándar.
- Correlación de Beggs y Brill sin deslizamiento.
- Correlación de Orkiszewski.
- Correlación de Dukler Eaton Flanigan.
- Correlación de Hagedorn y Brown.

Las correlaciones mencionadas ya fueron descritas.

Correlaciones disponibles para flujo multifásico horizontal. Las correlaciones de flujo horizontal son:

- Correlación de Duns y Brown.
- Correlación de Gray.
- Correlación de Dukler-Eaton-Flanigan.

Las correlaciones inscritas ya fueron descritas anteriormente.

2.2.4 Ecuaciones IPR. Las ecuaciones disponibles para el hallazgo de la curva inflow para el análisis nodal se describen a continuación.

Ecuación de Línea recta.

Utiliza un índice de productividad constante (J), suponiendo que el flujo de entrada es directamente proporcional a la reducción de la presión, usado para pozos productores de petróleo negro en fase líquida. La ecuación es:

$$Q = J(P_r - P_{wf}) \quad (9).$$

Donde:

Q = caudal (Stb/D)

Pr = presión del yacimiento (Psi).

Pw = la presión de fondo fluyente (Psi).

Esta ecuación se debe usar para pozos productores de aceite en dónde la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja.

Ecuación de Vogel.

Utiliza un índice de productividad de línea recta (J), por encima del punto de burbuja, luego del punto de burbuja entra al pozo la producción de gas, la cual es parametrizada por la ecuación. La ecuación es:

$$Q = Q_{max} \left(1 - (1 - C) \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - C \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \right) \quad (10).$$

Donde Q_{max} es el potencial de flujo abierto, es decir, el caudal de líquido cuando la presión de fondo es cero y n es el índice de productividad. Se recomienda el uso de esta ecuación para yacimientos de aceite negro o volátil.

Ecuación de Fetkovich.

Es un desarrollo de la ecuación de Vogel para tener en cuenta los efectos de alta velocidad. La ecuación es la siguiente:

$$Q = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (11).$$

Donde Q_{max} es el potencial de flujo abierto, es decir, el caudal de líquido cuando la presión de fondo es cero y n es el índice de productividad. El valor de C es usualmente alrededor de 0.8. Se recomienda el uso de esta ecuación para yacimientos de aceite negro o volátil.

Pseudo Presión Normalizada.

Esto incorpora las Propiedades de fluido de cada fase de Flujo y las Permeabilidades Relativas (k_{rg} , k_{rw}) de cada fase en la saturación apropiada.

Ecuación de Darcy. Descrita anteriormente.

Back Pressure.

Solo se encuentra disponible para el modelamiento de un fluido de gas seco, en donde el WGR (relación agua-gas) es 0. En este software la ecuación IPR de Back Pressure no arroja resultados representativos para el modelo de acumulación de líquidos.

2.2.5 Características especiales del software para el modelo a plantear.

Liquid Loading.

En este software al igual que en Pipesim la herramienta Liquid Loading se encuentra disponible, permitiendo estudiar el proceso de acumulación de líquidos en cualquier pozo productor de gas. A diferencia de Pipesim, la herramienta Liquid Loading en WellFlo no genera registros de comparación entre la velocidad crítica y de arrastre del gas, esta herramienta solo permite modelar de manera más eficiente la acumulación y flujo de líquidos en el pozo.

2.3 SOFTWARE SNAP³⁴.

El Software Snap es una herramienta que brinda las herramientas para la optimización del funcionamiento productivo de pozo, estimación de las variables del yacimiento desde el historial de producción hasta la futura producción del pozo. Las principales características que posee este simulador son:

- Contiene gran variedad de herramientas para el desempeño del yacimiento.
- Generación de modelados a pozos productores de gas y aceite.
- Se encuentran disponibles un buen número de correlaciones de flujo, aplicables a diferentes modelos.
- Ejecución de modelamientos a pozos horizontales.
- Las propiedades PVT pueden ser reportadas cada 200 pies.
- Brinda reportes y gráficas de excelente calidad.
- Análisis de sensibilidad en todas las áreas del sistema de producción.

³⁴ ZAPA MARVIN, PORRAS MARIO. Evaluación de los métodos empleados de software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Universidad Industrial Santander. Ingeniería de petróleos. 2014

2.3.1 Módulos que integran el software.

Pozo y completamiento.

Permite la inclusión de los datos de entrada, tales como el tipo de flujo, las restricciones y geometría de pozo (pozo vertical, horizontal o inclinado), diámetros y cantidad de tiros en las perforaciones. Además, se generan las inclusiones de las correlaciones de flujo con la opción de uso de un tutor para la determinación de la más adecuada para el caso planteado.

Líneas de flujo y facilidades de superficie.

Inclusión de las correlaciones de flujo horizontal, generación de la geometría de las líneas de flujo (diámetros y longitudes), adaptación de las facilidades de superficie; estableciendo ubicaciones y equipos.

Sensibilidades.

Permite la selección y corridas del modelado con diferentes condiciones de operación y correlaciones de flujo, con ello se identifica cuales son las mejores opciones de inclusión, adaptación y respuestas de datos para cualquier modelamiento que se plantee en el software.

Levantamiento artificial.

Permite la selección del sistema de producción o levantamiento de los fluidos que se quiere modelar, desde flujo natural hasta la producción de fluidos por el método de producción gas lift.

2.3.2. Construcción del modelo. Para la construcción del modelo se deben incluir diferentes datos y parámetros de todo el sistema de producción. Los primeros datos a incluir en el software son:

Fluido.

Se escoge el tipo de fluido a modelar, entre oil well y gas well, los cuales corresponde a los métodos de black oil y datos de entrada mínimos para la simulación de pozos productores de gas, respectivamente. Este software no permite la configuración composicional de los fluidos.

Se determinan las ecuaciones de estado a manejar, se tienen como opción la ecuación de estado SRK y PR, propicias para el modelo a plantear; además se incluyen los datos de presión y temperatura del sistema.

PVT.

Se incluyen parámetros básicos de los fluidos presentes en el yacimiento; tales como temperatura, gravedad específica, GOR, gravedad API, según el método de fluido planteado.

Pozo y línea de flujo.

Se adjuntan las características geométricas del pozo y la línea de flujo y se incluyen las correlaciones de flujo correspondiente del modelo a plantear.

Con estos datos el software permite analizar el sistema de producción planteado, los modelos se crean teniendo en cuenta las características del fluido del yacimiento y la cantidad de datos disponibles.

2.3.3 Correlaciones de flujo. Para la generación del análisis de sensibilidad se deben seleccionar las correlaciones de flujo horizontal y verticales óptimas para el tipo de fluido y sistema de producción a modelar.

Correlaciones de flujo multifásico vertical.

Las correlaciones de flujo vertical disponibles son:

- Correlación de Hagedorn y Brown.
- Correlación de Orkiszewski.
- Correlación de Duns y Ross.
- Correlación de Beggs y Brill.
- Correlación de Gray.
- Correlación de Gray modificada.
- Correlación de Ansari.

Las correlaciones de flujo mencionadas anteriormente ya fueron descritas.

Correlación de OLGA y Mona.³⁵

Modelo computacional desarrollado para predecir el hold up y las caídas de presión a partir de los efectos del deslizamiento en los fluidos bifásicos. La correlación fue evaluada con datos de producción de diferentes campos y comparada con otras correlaciones de flujo convencionales. Una característica especial de este método es que realiza iteraciones para reducir el error de correlación de Cullender y Smith.

Correlación Stoitsits³⁶. Aproximación empírica para calcular las caídas de presión en pozos STOISITS con diámetros grandes. El investigador propuso unas

³⁵ HALARD A. "MONA". An Accurate Two Two-Phase Well Flow Model Based on Phase Slippage. Paper SPE 12989. 1986.

expresiones para calcular el hold up, en las cuales a través de sensibilidades encontró unos coeficientes para el deslizamiento entre fases apropiados para la predicción del comportamiento del flujo multifásico.

Correlaciones de flujo multifásico horizontal.

Las correlaciones de flujo horizontal disponibles son:

- Correlación Beggs y Brill.
- Correlación de Dukler y Eaton.
- Correlación de Mukherjee y Brill.
- Correlación de Minami, Beggs y Brill.

Las correlaciones anteriormente mencionadas ya fueron descritas.

Snap cuenta con gran variedad de correlaciones de flujo multifásico, lo cual indica que generará un acertado análisis nodal y buen comportamiento para el ajuste con respecto a los datos de salida y su respectiva comparación con las pruebas y resultados de producción que se dan en cualquier pozo productor de gas condensado.

2.3.4 Ecuaciones IPR. Las ecuaciones disponibles son:

- Back Pressure. Esta ecuación IPR inhabilita la configuración del completamiento para la generación del modelo.
- Jones.
- Fetkovich.
- Darcy.

Estas ecuaciones fueron descritas durante el capítulo.

³⁶ STOITS R. An Accurate Empirical Approach to Modeling Two-Phase Flow Paper SPE15661. 1986.

3. ANÁLISIS COMPARATIVO

A continuación, se realizará un análisis comparativo teórico y práctico entre los tres software, el análisis comparativo teórico se hará a partir de la descripción de los software hecha en el capítulo anterior; el análisis comparativo práctico se analizará a partir de la comparación de los resultados obtenidos del modelado a ejecutar del pozo CUP XH-38 de Cupiagua en cada uno de los software.

3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO TEÓRICO.

Para generar la selección acertada del software para la creación del modelado del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, es necesario crear ítems comparativos sobre las herramientas que ofrecen los software descritos en el anterior capítulo para determinar el comportamiento y la calidad del mismo software para el modelo a desarrollar; con la finalidad de garantizar una excelente experiencia de simulación y acertado modelado del caso planteado, produciendo a su vez un sofisticado manejo y planteamiento de acertadas soluciones a los pozos que presenten este tipo de problema.

3.1.1 Datos de entrada. Los datos requeridos por los tres software para comenzar a configurar el modelado varían en la cantidad y configuración; siendo más adecuado, ágil y acertado aquel software que permita la generación de modelos con pocos datos. Hablando de los campos nuevos, la cantidad de datos disponibles son escasos, siendo necesario el uso del método de descripción del fluido black oil, siendo propicio analizar lo más pronto posible el proceso de acumulación de líquidos de un pozo productor de gas, para con ello determinar si existe la acumulación y poder generar alternativas de solución rápidamente.

De los 3 software, Snap requiere una menor carga de datos, desde la data de configuración de pozo, hasta las correlaciones. Pipesim permite corridas confiables para la producción de modelos a partir de la instauración de más datos en comparación a Snap, estos dos software tienen la herramienta de sensibilidad tutor para la selección de la correlación de flujo que más se adecue a los modelamientos planteados. Por su parte, WellFlo tiene una interfaz más amplia para la carga de la data, puesto que admite cargar la data de las condiciones del yacimiento; como las permeabilidades y características de las capas del yacimiento.

3.1.2 Caracterización del fluido. De los 3 software, Pipesim y WellFlo son confiables para la configuración de la data del fluido, ya que permiten instaurar la composición de los fluidos presentes en un yacimiento de gas condensado, lo cual es imprescindible para generar un modelo confiable y acertado del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

Snap no permite o no posee el modulo para agregar la composición del fluido, por lo que lo pone en desventaja en este ítem comparativo con respecto a Pipesim y WellFlo.

3.1.3. Correlaciones de flujo. Para la producción de un análisis nodal representativo del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas es elemental tener disponibles en el software correlaciones de flujo vertical y horizontal típicas de un fluido multifásico gas-aceite. Partiendo de la información puntualizada en el capítulo anterior sobre las correlaciones disponibles en cada software, se crean las siguientes tablas comparativas (tabla 4 y 5) para evidenciar cual de los 3 software contiene en su programa mayor cantidad de correlaciones de flujo que admitan crear el modelo más adecuado al proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas. El signo más (+) y menos (-) significan que

la correlación se encuentra disponible y no disponible en el software, respectivamente.

En la tabla 4 se mencionan las correlaciones de flujo propicias para el análisis nodal de flujo multifásico vertical para un pozo de gas condensado, adecuadas para la creación del modelo a diseñar.

Tabla 4. Comparación entre las correlaciones de flujo multifásico vertical disponibles en los softwares.

Disponible (+) / No disponible (-)	DISPONIBILIDAD		
	PIPESIM	WELLFLO	SNAP
DUNS Y ROSS	+	+	+
ORKISZEWSKI	+	+	+
HAGEDORN Y BROWN	+	+	+
BEGGS Y BRILL REVISADA	+	+	+
BEGGS Y BRILL ORIGINAL	+	+	+
MUKHERJEE Y BRILL	+	-	+
GOVIER, AZIS Y FORGASI	+	-	-
OLGA	+	-	+
GRAY	+	+	+
BJA	+	-	-

La tabla 4 muestran que los simuladores Pipesim y Snap poseen gran variedad de correlaciones de flujo multifásico vertical disponibles para el ajuste del modelo a plantear; por su parte, WellFlo brinda poca disponibilidad de estas correlaciones de flujo, lo cual lo pone en desventaja con Pipesim y Snap para la creación de un análisis nodal que sea más ajustable con respecto a lo que en la realidad sucede en el sistema de producción.

Pipesim y Snap ofrecen gran variedad de alternativas para el ajuste y selección de las correlaciones de flujo multifásico que más se acople al sistema. Pipesim posee una ventaja sobre esta evaluación con respecto a Snap.

En la tabla 5 se mencionan las correlaciones de flujo propicias para el análisis nodal de flujo multifásico horizontal para un pozo de gas condensado, adecuadas para la creación del modelo a diseñar.

Tabla 5. Comparación entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal disponibles en los softwares.

Disponible (+) / No disponible (-)	DISPONIBILIDAD		
	PIPESIM	WELLFLO	SNAP
DUNS Y ROSS	+	+	+
OLIEMANS	+	-	-
XIAO	+	-	-
BEGGS Y BRILL REVISADA	+	+	+
BEGGS Y BRILL ORIGINAL	+	+	+
MUKHERJEE Y BRILL	+	-	+
GOVIER, AZIS Y FORGASI	+	-	+
OLGA	+	-	+
AGA Y FLANIGAN	+	-	+
BJA	+	-	-

Al igual que en la comparación realizada en la tabla 4, los resultados comparativos entre los softwares representados en la tabla 5 demuestran que el software Pipesim es el más propicio para la adaptación y ajuste del modelo correspondiente a las correlaciones de flujo multifásico a lo largo del sistema de producción.

WellFlo es el software menos adecuado para generar una selección y ajuste acertado al análisis nodal, en vista que no brinda variedad de correlaciones de flujo multifásico para el modelo.

Snap es una alternativa confiable para la selección y ajuste de las correlaciones, aunque no es tan eficiente como Pipesim.

3.1.4 Ecuaciones IPR. Es fundamental poseer una buena cantidad de ecuaciones IPR para asegurar la validez del análisis nodal del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas. En el capítulo anterior se mencionaron y describieron las ecuaciones IPR disponibles para cada uno de los software evaluados. En la tabla 6 se hará un listado de las ecuaciones IPR favorables a usar para el modelo a plantear, estas ecuaciones describen la entrega de fluidos de un reservorio de gas y gas condensado; exactos para el modelamiento a generar. El signo más (+) y menos (-) significan que la ecuación IPR se encuentra disponible y no disponible en el software, respectivamente.

Tabla 6. Comparación entre las ecuaciones IPR de fluidos de yacimientos de gas seco y gas condensado disponibles en los software.

Disponible (+) / No disponible (-)	DISPONIBILIDAD		
	PIPESIM	WELLFLO	SNAP
BACK PRESSURE	+	-	+
FORCHHEIMER	+	-	-
JONES	+	-	-
DARCY	-	+	+
PESUDO PRESIÓN	+	+	-
FETKOVICH	+	+	+

En la tabla anterior se avalúa la disponibilidad que brinda cada software para la determinación de la capacidad de entrega de fluidos que alberga un yacimiento de gas y/o gas condensado. La herramienta software más sofisticada para este análisis es Pipesim, debido a que maneja 4 ecuaciones IPR propicias para este tipo de yacimientos; dentro de esas ecuaciones se encuentra la de Back Pressure y Forchheimer, estas permiten una rápida sensibilización de la capacidad de entrega, debido a que algunas de las variables impuestas en la ecuación pueden ser modificadas para ajustar el modelo.

WellFlo es una buena opción para el ajuste de la capacidad de entrega de yacimientos de gas, dispone de 3 ecuaciones IPR para el modelado. Por su parte Snap es una aceptable herramienta de ajuste del índice de productividad de un reservorio de gas y/o gas condensado.

3.1.5 Características especiales de los software para el análisis del modelado.

Sensibilidad de correlaciones.

Los 3 softwares ofrecen la opción de realizar un análisis de sensibilidad tutor para la selección de las correlaciones de flujo que más se adecuen al modelo planteado, teniendo en cuenta que se deben tener datos reales de producción de pozo para hacer una continua revisión del acople de los resultados ofrecidos por el software y los datos reales de pozo, para con ello realizar un ajuste preciso.

Análisis nodal.

Siendo la herramienta más sofisticada que ofrecen los 3 simuladores, el análisis nodal permite generar cambios operacionales e infraestructurales al sistema de producción, este mecanismo permitirá asociar las soluciones posibles del caso a

modelar con respecto a opciones operacionales que se puedan plantear para la mitigación de la columna de líquido que se genera en los pozos productores de gas.

Liquid Loading.

Como fue descrito en el capítulo anterior la herramienta del software Pipesim Liquid Loading permite determinar si el modelo de pozo productor de gas planteado presenta carga de líquidos según las tasa de velocidad crítica y de arrastre del gas en cualquier punto del sistema de producción; además, permite determinar en las gráficas de análisis nodal, según las condiciones de operación establecidas la presión a la cual la primera gota de condensado no podrá llegar a superficie como consecuencia de la disminución de la energía cinética de arrastre del flujo de gas, como se demostró en la figura 5 del capítulo 2. WellFlo cuenta con esta herramienta, pero solo para un modelado más representativo de los baches líquidos presentes en el sistema productivo, este no registra presiones mínimas para la aparición de columna de líquido y tampoco genera reportes de la relación de la velocidad del gas con respecto a su velocidad crítica a medida que aumenta la profundidad.

Liquid Loading da la posibilidad de realizar una exploración más profunda y minuciosa al proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, siendo de valerosa importancia su uso para el modelo a configurar. Snap no cuentan con esta herramienta, lo cual hace que se encuentren en desventaja con respecto a Pipesim y WellFlo para el modelo a crear.

Sincronización del modelo a simulación dinámica.

La simulación dinámica es esencial para investigar el comportamiento transitorio en tuberías y pozos. Pipesim permite configurar la simulación a estado transitorio y

dinámico por medio del software OLGA proporcionando un análisis mediante la predicción dinámica del sistema estudia la variación en el tiempo de los caudales, composiciones de fluidos, la temperatura, la deposición de los sólidos y los cambios operacionales. Simula desde la configuración de pozos, sistemas de tuberías con todo tipo de equipos de proceso; el simulador OLGA proporciona una predicción precisa de las condiciones operativas.

Teniendo esta herramienta de alta ingeniería, se hace más viable y óptimo la explotación de yacimientos con problemas de acumulación de líquidos en fondo de pozo, visto que permiten tomar decisiones en tiempo inmediato y además brindan conocimiento del comportamiento futuro del sistema de producción con el fin de tomar decisiones acertadas que masifiquen la producción y mitiguen la columna de líquidos alojadas en fondo de pozo.

Con Snap y WellFlo no se pueden importar o interconectar los datos y modelos a OLGA.

3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO PRÁCTICO.

A continuación, se correrán los 3 software al pozo CUP XH-38 del campo Cupiagua. En la actualidad, el pozo XH-38 se encuentra cerrado, debido a que su eficiencia disminuyó considerablemente por problemas de acumulación de líquidos, siendo ineficiente su actividad.

Para el presente modelo, se tomarán los datos correspondientes a las últimas pruebas de producción realizadas al pozo ya mencionado, así como también, los reportes de cañoneo realizados, equipos instalados, longitudes de las líneas de flujo, ángulos de inclinación etc.... Es decir, se hará una recopilación minuciosa de cada uno de los datos necesarios para el posterior desarrollo del modelo.

las corridas serán propuestas para los métodos descriptivos del fluido black oil para los simuladores numéricos Pipesim y WellFlo, en el caso de Snap se selecciona el método de Gas Well; se eligen estos métodos puesto que Snap no permite configurar la data del fluido composicional y es necesario generar un análisis comparativo en donde los 3 software tengan las mismas características en su configuración.

Para la configuración de los 3 software se utilizarán los siguientes datos de entrada, representativo del yacimiento y pozo real a modelar.

Tabla 7. Datos para la configuración del modelo.

VARIABLE	VALOR
TEMPERATURA YTO	240 °F
PRESIÓN YTO	3780 Psia
Yg	0,772
Yw	1.02
WELL HEAD T	118°F
WELL HEAD P	858 Psia
W CUT	32,31%
°API	43,7°API
GLR	17546 scf/bbl

Tabla 8. Configuración del completamiento.

MD (ft)	TVD (ft)	ANGULO (Deg)	CONFIGURACIÓN
0	0	3.523532	TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP
529	528	0	PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr
1000	999	0	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
1494	1493	6.809759	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
2061	2056	10.5083	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
2538	2525	12.30271	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr

MD (ft)	TVD (ft)	ANGULO (Deg)	CONFIGURACIÓN
3017	2993	11.72607	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
3592	3556	12.90625	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
4067	4019	12.89263	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
4543	4483	13.4073	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
5020	4947	13.39321	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
5498	5412	13.97925	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
6072	5969	13.42144	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
6548	6432	13.37916	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
7027	6898	13.8576	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
7508	7365	13.94268	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
8085	7925	14.86629	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
8563	8387	17.11885	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
9037	8840	21.6406	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
9491	9262	25.86387	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
10090	9801	29.20064	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
10570	10220	30.73116	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
11040	10624	30.29539	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
11494	11016	26.81432	PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr
12052	11514	25.19522	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
12525	11942	24.22072	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13093	12460	21.51258	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13538	12874	20.65317	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13927	13238	19.98519	SCAB LINER 7", 32 lb/ft, L-80, 13% Cr
15023	14268	25.69043	SCAB LINER 7", 32 lb/ft, L-80, 13% Cr
15458	14660	23.73415	PRODUCTION LINER 7",32 lb/ft, P-110, 13% Cr
15659	14844	25.3688	PRODUCTION LINER 7", 32 lb/ft, P-110, 13% Cr
16976	16034	26.70485	PRODUCTION LINER 7", 32 lb/ft, P-110, 13% Cr
17051	16101	28.7643	PRE-DRILLED LINER 5",18 lb/ft, 13% Cr
17440	16442	32.1068	PRODUCTION LINER 4 1/2",12.6 lb/ft, P- 110, 13% Cr
17525	16514	33.17205	PRODUCTION LINER 4 1/2",12.6 lb/ft, P- 110, 13% Cr

Tabla 9. Herramientas de pozo.

PROFUNDIDAD (ft)	HERRAMIENTA	DATOS REQUERIDOS
0	CHOKE (Estrangulador)	ID de la tubería, Bean size.
953,45	TRSCSV BAKEMODEL 'TSME-6' (Válvula de control de presión)	Bean ID.

Tabla 10. Correlaciones para la configuración del modelo.

VARIABLE	CORRELACIÓN
OIL VISCOSITY	BEGGS AND ROBINSON
SOLUTION GAS/OIL RATIO	LASATER
CORRELACIÓN DE FLUJO VERTICAL	HAGEDORN Y BROWN
ECUACIÓN IPR	BACK PRRESSURE FETCKOVICH (WellFlo)

La correlación de Beggs and Robinson para modelar la viscosidad del crudo es seleccionada por las siguientes características:

- Se ajusta a yacimientos que tengan una temperatura entre 70 y 295°F y la temperatura del yacimiento evaluado es 240°F.
- Se adapta para gravedades API de 16° a 58° API, el pozo produce un condensado de una gravedad API de 43,7°.

La correlación de Lasater es elegida para el modelado de la relación de gas en solución por las siguientes razones:

- Se adecua para gravedades específicas de gas (Y_g) de 0,574 a 1,223, la gravedad específica del gas presente en el yacimiento es de 0,772.
- Se ajusta a yacimientos que tengan una temperatura entre 82 y 272°F y la temperatura del yacimiento evaluado es 240°F.
- Se adapta para gravedades API de 17,9° a 51,1° API, el pozo produce un condensado de una gravedad API de 43,7°.

La correlación para modelar el flujo multifásico vertical de Hagedorn y Brown es seleccionada puesto que:

- Es acertada para flujo multifásico vertical.
- Maneja una excelente representación del Hold Up de flujo multifásico.
- Es adecuada para flujos en tubería que tienen un alto porcentaje de líquidos, representativo del modelo a generar.
- Se ajusta perfectamente a amplio rango de diámetro de tubería y cualquier corte de agua.

La ecuación IPR Back Pressure y Fetckovich son seleccionada por:

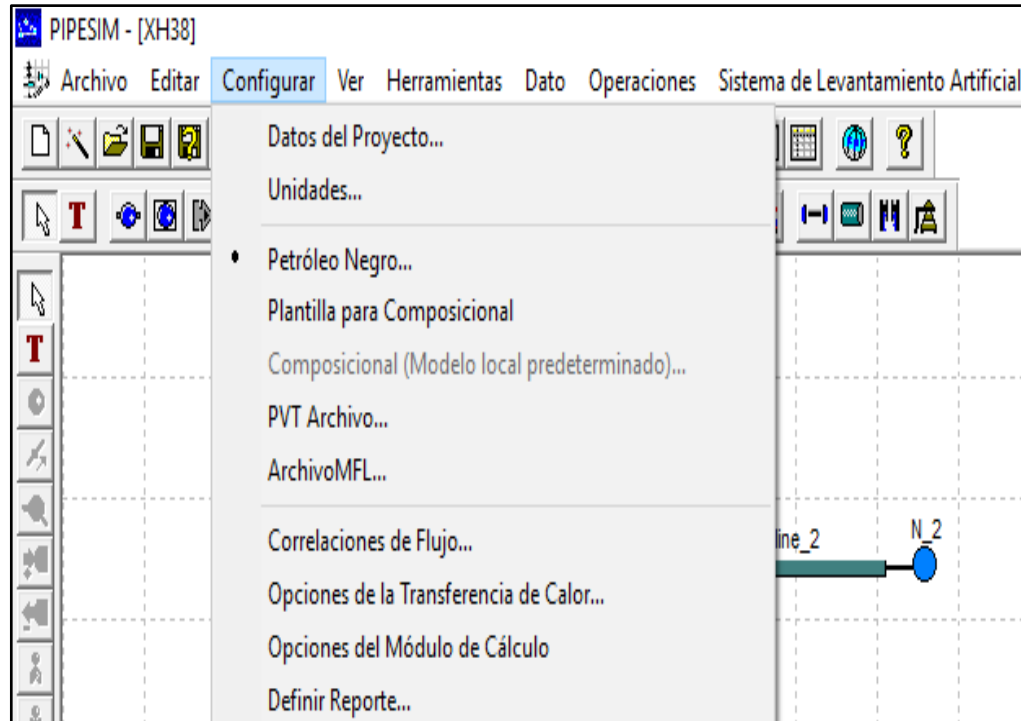
- Back Pressure es utilizada cuando el pozo se encuentra sobre presionados, y en el caso a modelar el pozo cuenta con un choke en la línea de superficie (Tabla 9).
- Estas ecuaciones permiten sensibilizar parámetros de la ecuación (C y N).
- Son adecuadas para pozos productores de gas.

3.2.1 Modelo del software Pipesim. Se realizará un modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozo productores de gas por medio de este software, definiéndose las características de interfaz, carga de la data, la acertada o

desacertada representación del caso real planteado, además de representarse la característica especial para el modelo.

Como se dijo anteriormente se configurará el modelo al método de fluido black oil para con respecto al modelo del pozo XH-38.

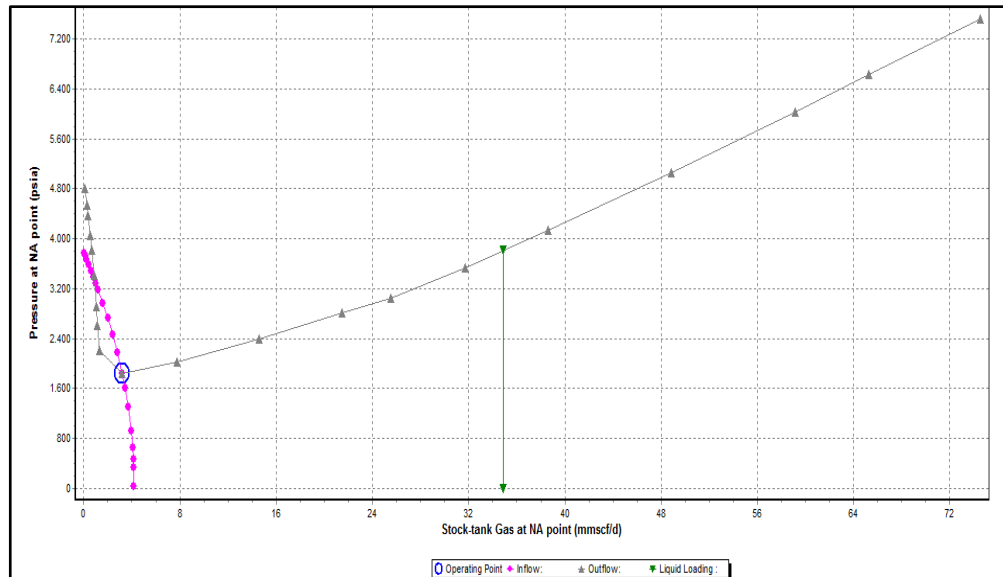
Figura 6. Selección del método de descripción del fluido en Pipesim.



Posterior a la selección del método de descripción del fluido del modelo se ingresa la data correspondiente a las características del fluido, completamiento de pozo y correlaciones para la generación de un modelo acertado, estos datos fueron mencionados anteriormente.

Con los datos ingresados al software se debe registrar el análisis nodal para obtener los caudales de gas, aceite y agua a partir del modelo hecho por medio del simulador y compararlos con los datos reales de producción del pozo en sus últimas instancias de producción.

Figura 7. Análisis nodal y línea Liquid Loading en Pipesim.



El análisis nodal se ejecuta en la línea de superficie, este registra a partir de una presión en la línea de superficie de 850 Psia. Para el análisis nodal en Pipesim el software arroja la línea de Liquid Loading (Línea verde, Figura 7), la cual indica según las condiciones operativas del pozo que a una presión de 3800 Psia la primera gota de líquido no es arrastrada por la corriente de gas. Además, el software reporta la relación entre las velocidades crítica y de arrastre del gas, como se registra en la tabla 11.

Tabla 11. Reporte de profundidad, diámetro de tubería y Liquid Loading.

PROFUNDIDAD (ft)	ID (in)	LIQUID LOADING
16863	3,958	0.98703
16442	3,958	0.98798
15894	4,276	1.1534
15537	4,276	1.1540
15537	6,094	2.3440
14237	6,094	2.3712

PROFUNDIDAD (ft)	ID (in)	LIQUID LOADING
13238	6,094	2.3838
12460	6,094	2.3899
11461	6,094	2.3857
10220	6,094	2.3923
9262	6,094	2.3849
6432	6,094	2.3332
4019	6,094	2.2644
2002	6,094	2.1932
1006	6,094	2.1543
33.89	6,094	8.7188
0.000	6,094	8.7105

En la tabla 11 se evidencia en qué puntos del sistema productivo los líquidos no pueden ser llevados a superficie por la corriente de gas, dependiendo significativamente de los diámetros de la tubería, en donde a medida que el diámetro de la tubería aumenta el asentamiento de líquidos también lo hace, a causa de la influencia del tamaño del diámetro de la tubería con respecto a las velocidades de flujo, la velocidad de un fluido es inversamente proporcional al diámetro de la tubería por donde fluye.

Partiendo del análisis nodal registrado en el software se compararán los resultados de producción de gas, aceite y agua entregados por el modelo con respecto a los datos de producción real de campo:

$$Q_{g\text{-real}} = 3,193 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_{o\text{-real}} = 182 \text{ STB/D.}$$

$$Q_{w\text{-real}} = 87 \text{ STB/D.}$$

Comparación en la producción de gas.

En la figura 7 se registra la producción de gas reportada por el software, la cual es de 3,1913 MMscf/D. Se compara el dato entregado por el software y el dato de producción real del pozo a partir de la siguiente ecuación:

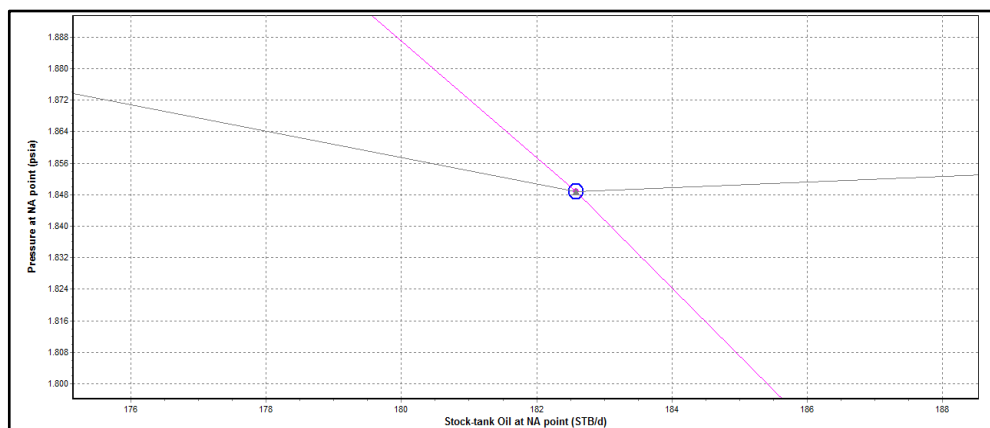
$$\text{Porcentaje de error} = \frac{\text{valor real} - \text{valor teórico}}{\text{valor real}} * 100 \quad (12).$$

Aplicando la ecuación 12, el error comparativo entre la producción de gas real del pozo y la obtenida a partir del software es de 0,053%. La herramienta software Pipesim acierta con los datos de producción de gas del pozo modelado siendo altamente representativo.

Comparación en la producción de aceite.

A partir del análisis nodal realizado por el software se establece una producción de aceite del pozo de 182,582 STB/D, constatado en la figura 8. Aplicando la ecuación 12, el error comparativo entre la producción de aceite real del pozo y la obtenida a partir del software es de 0,29%. El software entrega un dato propio del pozo real evaluado.

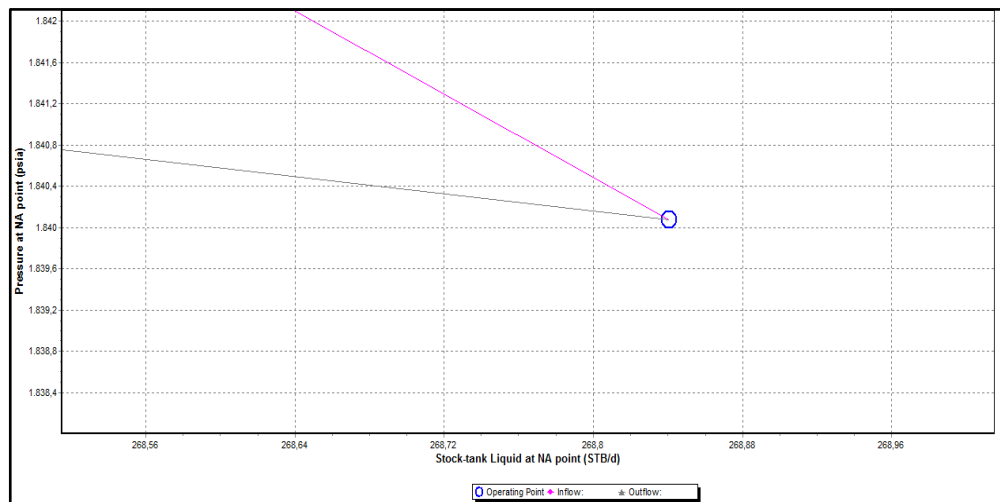
Figura 8. Producción de aceite registrada por Pipesim.



Comparación en la producción de agua.

En la figura 9 se observa la producción de líquido producido por el pozo modelado por el software, esta es de un valor de 268,541 STB/D (Figura 9), a esta se le restará el caudal de aceite obtenido a través del modelo (182,582 STB/D), el caudal de agua adquirida por el software es de 85,959 STB/D. Aplicando la ecuación 12, el error comparativo entre la producción de agua evidenciada en el software y la producción de agua real del pozo, se obtiene un valor de 1,19%.

Figura 9. Producción de líquido registrado por Pipesim.



3.2.2 Modelo del software WellFlo. Se realizará un modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozo productores de gas por medio de este software, definiéndose las características de interfaz, carga de la data, la acertada o desacertada representación del caso real planteado. Se configurará el modelo al método de fluido black oil para con respecto al modelo del pozo XH-38.

Luego de seleccionar el método de descripción del fluido (Figura 10), se incluyen los datos PVT del modelo, completamiento de pozo y correlaciones de flujo ya mencionados anteriormente.

Figura 10. Selección del método de descripción del fluido en WellFlo.

Parámetros de Fluido

PVT Calculation Method

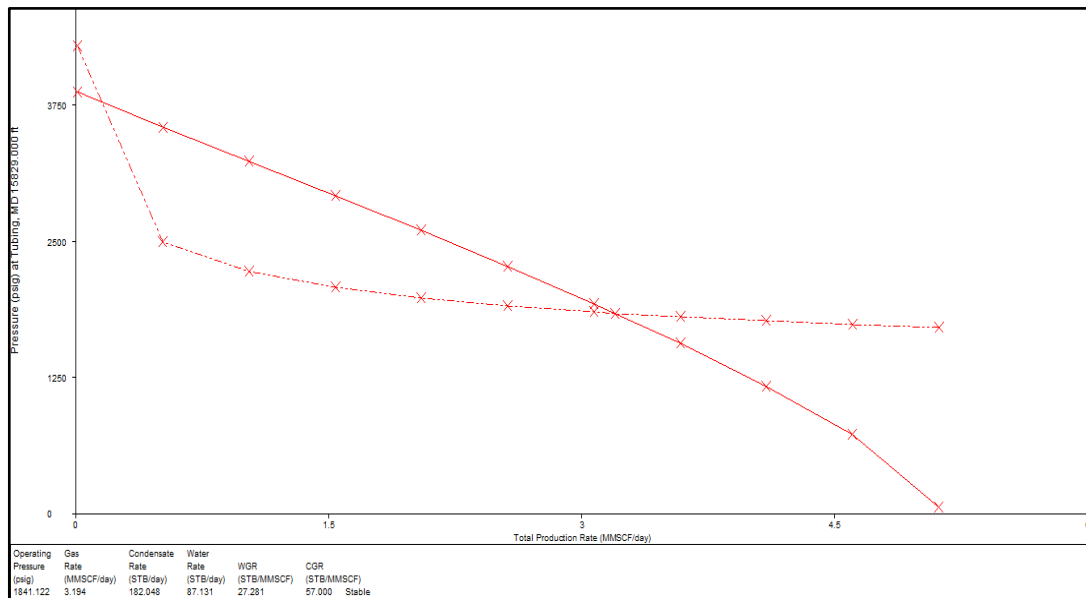
Crudo Negro
 Compositional
 Tipo de Fluido BlackOil

Fluid Data

Gravedad API del Crudo	43,6996	deg API ▾	Pb, Rs,Bo	Glaso ▾
Gravedad Especifica del Crudo	0,8077	sp grav ▾	Uo	Beal ▾
Gravedad Especifica del Gas	0,7720	sp grav ▾	Ug	Carr ▾
Salinidad de Agua	30226,8086	ppm ▾	Tensión Superficial	Básico ▾
Gravedad de Agua	1,0200	sp grav ▾		

Al ingresar los datos e ingresar la presión de operación actual (850 Psia) en la línea de superficie; y posterior a ello se reporta el análisis nodal (Figura 11) para el modelo generado, para ver las respuestas de producción del pozo modelado que produce el simulador y compararlos con los datos reales, como se hizo en el software Pipesim.

Figura 11. Análisis nodal en WellFlo.



A partir del análisis nodal registrado en el software se compararán los resultados de producción de gas, aceite y agua entregados por el modelo con respecto a los datos de producción real de campo:

$$Q_{g\text{-real}} = 3,193 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_{o\text{-real}} = 182 \text{ STB/D.}$$

$$Q_{w\text{-real}} = 87 \text{ STB/D.}$$

En la gráfica de análisis nodal (Figura 11) el software registra las producciones de gas, aceite y agua, respectivamente. Estas son:

$$Q_{g\text{-teórico}} = 3,194 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_{oil\text{-teórico}} = 182,048 \text{ STB/D.}$$

$$Q_{W\text{-teórico}} = 87,131 \text{ STB/D.}$$

Comparación en la producción de gas.

Aplicando la ecuación 12 para la comparación del caudal de gas real del pozo y el obtenido a partir del modelo del software se obtiene un porcentaje de error de 0,031%.

Comparación en la producción de aceite.

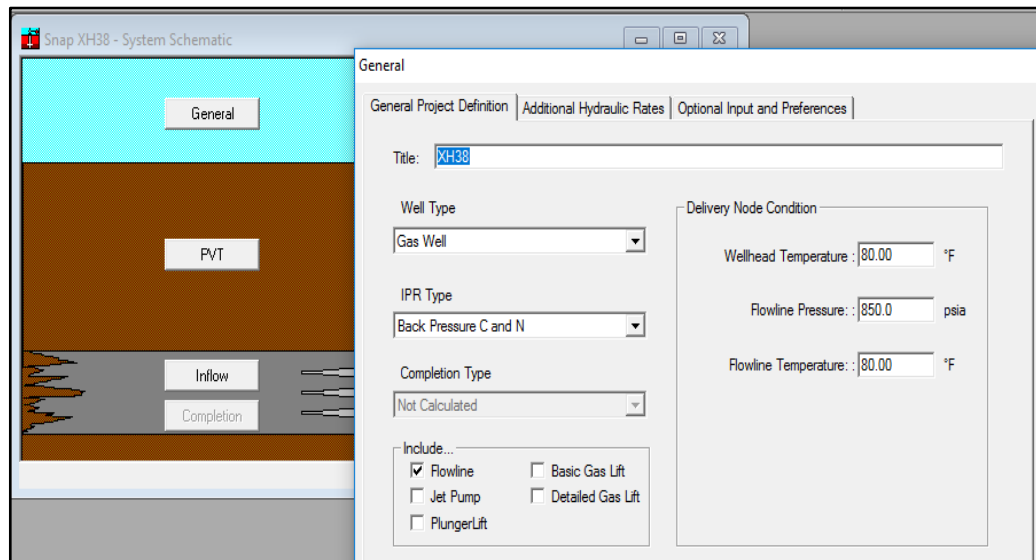
Aplicando la ecuación 12 para la comparación del caudal de aceite real del pozo y el registrado en el modelo hecho en software se logra un porcentaje de error de 0,026%.

Comparación en la producción de agua. Aplicando la ecuación 12, comparando el valor teórico de producción de agua constatado por el software y los valores producidos reales por el pozo, se obtiene un porcentaje error de 0,15%.

3.2.3. Modelo del software Snap. Se realizará un modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozo productores de gas por medio de este software, definiéndose las características de interfaz, carga de la data, la acertada o desacertada representación del caso real planteado.

Se configurará el modelo al método de descripción del fluido Gas Well con respecto al modelo del pozo XH-38.

Figura 12. Selección del método de descripción del fluido en Snap.



Al método de descripción del fluido, se incluyen los datos PVT del modelo, completamiento de pozo y correlaciones de flujo ya mencionados anteriormente. Al seleccionar la ecuación IPR Back Pressure el software inhabilita la opción del completamiento en donde se incluyen las perforaciones.

Al ingresar los datos e ingresar la presión de operación actual (850 Psia) en la línea de superficie, y posterior a ello se reporta el análisis nodal (Figura 13) para el modelo generado, para ver las respuestas de producción del pozo modelado que

produce el simulador y compararlos con los datos reales de producción que tiene el pozo.

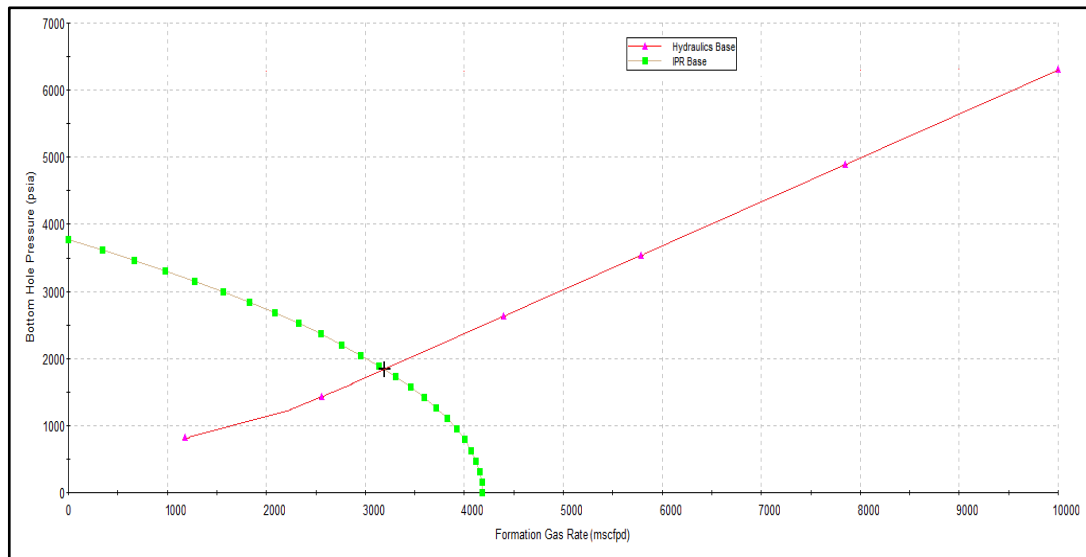
Como se hizo para Pipesim y WellFlo se compararán los caudales obtenidos por el modelo ejecutado en el software y se compararán con los caudales reales de producción registrados en las últimas instancias de vida productiva del pozo real; datos reales de producción del pozo:

$$Q_{g\text{-real}} = 3,193 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_{o\text{-real}} = 182 \text{ STB/D.}$$

$$Q_{w\text{-real}} = 87 \text{ STB/D.}$$

Figura 13. Análisis nodal en Snap.



Con el análisis nodal en la figura 13, se registra una producción de gas teórica por Snap de 3,224 MMscf/D. Aplicando la ecuación 12, el porcentaje de error comparativo entre la producción de gas real y la producción de gas teórica de Snap es de 0,97%. Snap no entrega reportes de producción de aceite y agua del pozo.

3.3 SELECCIÓN DEL SOFTWARE.

A partir del análisis comparativo teórico y práctico establecido durante el capítulo se seleccionará el software que mejor representa el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

3.3.1 Selección del software a partir del análisis comparativo teórico. A partir del análisis comparativo teórico se establece que:

- WellFlo ofrece una interfaz más amplia para cargar la data, puesto que en este simulador se pueden configurar datos representativos del yacimiento para la generación, como las configuraciones de las arenas productoras, permeabilidades y saturaciones. Snap y Pipesim requieren una carga de la data más simple y no tan representativa de las condiciones productoras del yacimiento. El manejo de la interfaz de Pipesim es la más cómoda para el usuario, por otra parte la interfaz de Snap es la más simple.
- Al referirse a los métodos que representen las características del fluido en el modelo, WellFlo y Pipesim conceden la instauración de las composiciones del fluido presente en cualquier yacimiento de gas o gas condensado; siendo herramientas que permitan representar de manera más pertinente el modelo. Snap no cuenta con la opción de configuración de la composición del fluido, dejándolo en desventaja con respecto a estos de software en este ítem comparativo.
- Pipesim y Snap son los software que más correlaciones de flujo multifásico vertical poseen para la generación del modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozo productores de gas (Tabla 4), en este ítem comparativo estos dos software se encuentran por encima de WellFlo para la generación del modelo.
- Al igual que para las correlaciones de flujo multifásico vertical, Snap y Pipesim son los software que más correlaciones de flujo disponibles tienen

en comparación a WellFlo (Tabla 5) para la representación de los regímenes de flujo y pérdidas de presión en las líneas superficiales de flujo.

- Con respecto a las ecuaciones IPR disponibles en cada uno de los software (Tabla 6) para modelar el influjo de gas condensado del reservorio al pozo, Pipesim es el software que da la mayor variedad ecuaciones, esto hace que sea más adecuado para generar el modelo del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas en comparación a los software WellFlo y Snap.
- WellFlo y Pipesim cuentan con la herramienta Liquid Loading, la cual es muy adecuada para evidenciar o verificar el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas. Snap no cuenta con esa herramienta.
- Pipesim es el único software que puede importar sus modelo en estado estacionario a estado dinámico por medio de la interconectividad Pipesim-OLGA.

A partir de la comparación teórica entre los software, se concluye que el software más lógico para representar el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas es el software Pipesim.

3.3.2 Selección del software a partir del análisis comparativo practico. A partir de los porcentajes de error establecido y reportes de salida que entregan los software se seleccionará el simulador que mejor representación tenga para el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

Tabla 12. Comparación entre los reportes de producción.

VARIABLE	DATO REAL	PIPESIM	WELLFLO	SNAP
$Q_g(\text{MMscf/D})$	3,193	3,191	3,194	3,224
$Q_{oil}(\text{STB/D})$	182	182,578	182,048	-
$Q_w(\text{STB/D})$	87	85,959	87,131	-

Con los datos registrados en la tabla 12, se determinaron porcentajes de error comparativos para cada uno de los software con respecto a los caudales reales de producción para determinar cuál de los software representa eficientemente las producciones de gas, aceite y agua en pozos productores de gas que presenten acumulación de líquidos. Como se mencionó anteriormente, Snap no reporta producción líquida para pozos de gas.

En la tabla 13 se tabulan los datos de porcentajes de error comparativos hallados durante el capítulo, en la configuración del modelo del pozo evaluado para cada uno de los software.

Tabla 13. Porcentajes de error comparativos.

	PORCENTAJES DE ERROR (%)		
VARIABLE	PIPESIM	WELLFLO	SNAP
Q_g	0,053	0,031	0,97
Q_{oil}	0,29	0,026	-
Q_w	1,19	0,15	-

Pipesim y WellFlo ajustan eficientemente el modelo, WellFlo es más preciso; pero, Pipesim genera el reporte del proceso de acumulación de líquido (Tabla 11), en donde establece en el sistema productivo donde comienza a acumularse los líquidos y donde no, siendo un plus de gran importancia para el estudio de pozos productores de gas, además los porcentajes de error hallados para este software son muy bajos.

A partir de la comparación practica entre los software, se concluye que Pipesim genera un modelo más acertado y propicio para el estudio del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

4. MODELAMIENTO Y SENSIBILIZACIÓN DEL CASO TEÓRICO

En este capítulo se modelará un pozo productor de gas teórico que presente acumulación de líquidos por medio del software seleccionado y consecuentemente se realizará un análisis de sensibilidad con respecto a las condiciones operativas para estudiar su influencia en el proceso de acumulación de líquidos.

Para el presente modelado, se tiene en cuenta, que el principal objetivo es obtener datos representativos referentes a la acumulación de líquidos en pozos productores de gas luego de las respectivas sensibilidades a las variables operacionales (presión, configuraciones de tubing); por lo cual, algunas características del modelo son obtenidas a partir de referencias similares para pozos que presentan problemas de cargas de líquidos. Es de suma importancia mantener un modelo razonable, por lo que para la presente configuración se utilizan datos que reflejan similitud a las características de los yacimientos de gas condensado, dichos datos son referenciados a partir de los datos reales obtenidos en la búsqueda bibliográfica de estos mismos.

Para la configuración del modelo, fueron tenidos en cuenta datos representativos de un modelo real, como son:

- Composición del fluido presente, que hace referencia a los compuestos característicos presentes en un fluido de tipo gas condensado del campo Cupiagua.
- Presión del yacimiento (3780 Psia), profundidad zona productora (15000 ft) y temperatura (240°F), son datos representativos del campo Cupiagua; del cual se tomó uno de sus pozos para el modelo real posteriormente realizado.

- Los datos del estado mecánico (configuraciones de tubing) del pozo para el presente caso no son relevantes, ya que como se mencionó anteriormente lo que se quiere con el presente modelo es llevar dichas condiciones al extremo y así poder concluir su afectación en la aparición y mitigación de la columna de líquidos en pozos productores de gas, partiendo de la generación de un modelo simple.

4.1 CONFIGURACIÓN DEL MODELO.

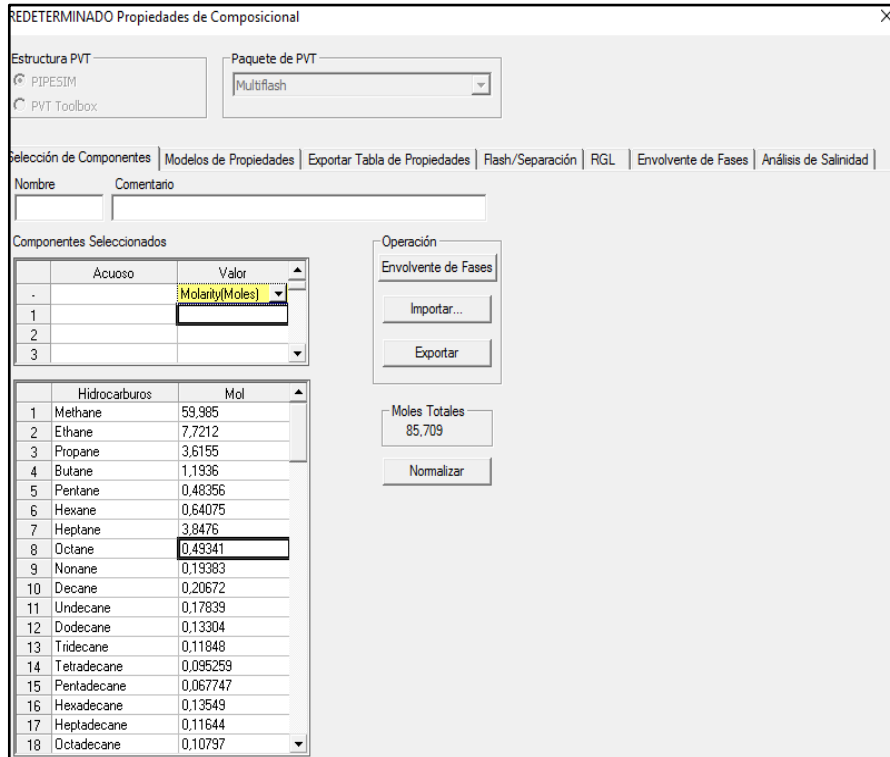
Para realizar el modelo en el caso teórico, se tienen en cuenta las características principales que definen un yacimiento de gas condensado, de esta manera aseguramos la generación de una columna de líquidos, y así, al realizar las sensibilizaciones posibles permitidas por la herramienta software Pipesim, tendremos claridad en como se ve afectada la aparición de líquidos al variar cada uno de estos parámetros.

Para la selección del fluido, se hace referencia a una composición simple del campo Cupiagua, en donde se inscriben los compuestos ácidos y la composición de compuestos hidrocarburos desde el metano hasta el C₇⁺ (figura 14), basados en las características a definidas para la generación del modelo real (tabla 20); consiguientemente se procede con el proceso de modelamiento en la herramienta software Pipesim.

Para iniciar con la construcción del modelo, se define la creación de un fluido composicional, ingresando cada uno de los porcentajes presentes para el elemento correspondiente; para el presente caso se debe hacer una normalización del fluido, ya que no se tiene certeza la composición de las fracciones más pesadas que el C₇, siendo necesario el ingreso ya sea de la relación gas-líquido o gas-aceite; en este caso a partir de las pruebas de producción del pozo XH-38 de

Cupiagua, el GLR (Relación gas Líquido) a instaurar en el modelo teórico a generar es de 17546 (scf/bbl).

Figura 14. Ventana para ingreso de la composición.



Posterior a esto se realiza el flasheo del compuesto, de esta manera se lleva a condiciones estándar la composición de cada uno de los elementos, obteniendo los caudales reales de cada uno de los elementos presentes (Figura 15); esta operación es un proceso realizado por el simulador, a través de previa selección del modelo de ecuación de estado a utilizar (EOS), que para el caso tratado fue la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson (Ecuación 13).

$$P = \frac{nRT}{V-b} + \frac{a}{(V+m_1*b)*(V+m_2*b)} \quad (13).$$

Para la cual, los valores de a y b, hacen referencia a la medida de la atracción entre las partículas presentes en el compuesto y al volumen excluido del volumen

total por la presencia de partículas existentes en el compuesto, respectivamente; los valores de las constantes m_1 y m_2 , están definidos para la Ecuación de estado de Peng-Robinson como $1+\sqrt{2}$ y $1-\sqrt{2}$, respectivamente.

Figura 15. Flasheo de la composición.

	Componente	Flujo Introducido	Flujo Calculado
1	Methane	59,98500	71,57020
2	Ethane	7,72120	9,20704
3	Propane	3,61550	4,30361
4	Butane	1,19360	1,41193
5	Pentane	0,48356	0,55796
6	Hexane	0,64075	0,67236
7	Heptane	3,84760	3,51798
8	Octane	0,49341	0,39984
9	Nonane	0,19383	0,14791
10	Decane	0,20672	0,15471
11	Undecane	0,17839	0,13294
12	Dodecane	0,13304	0,09897
13	Tridecane	0,11848	0,08810
14	Tetradecane	0,09526	0,07082
15	Pentadecane	0,06775	0,05036
16	Hexadecane	0,13549	0,10073
17	Heptadecane	0,11644	0,08656
18	Octadecane	0,10797	0,08027

Para la puesta en marcha del modelo, debe definirse la correlación con la cual queremos modelar nuestra curva IPR, para el caso a tratar se elige la ecuación Back pressure, desarrollada por Rawlings y Schellhardt (Ecuación 4) basada en pruebas a pozos productores de gas, para la cual la herramienta pide el ingreso de la presión estática del yacimiento, como también su temperatura.

El valor del coeficiente n hace referencia al tipo de flujo presente, para el cual se definirá flujo laminar, siendo uno (1) el valor dado para este tipo de flujo. El valor de C para el presente caso no se hace significativo, ya que lo que se quiere

mostrar es el efecto de los agentes externos a las características intrínsecas del yacimiento (para el caso real se mostrará como por medio de los resultados de pruebas de producción el valor de C es calculado), ya que dicha constante hace referencia a las características de la roca, las propiedades del fluido y los efectos del tiempo de producción del pozo (siendo la simulación realizada en estado estático).

Figura 16. Datos para el completamiento vertical e IPR del modelo.

Vertical Completion - VertWell_1

Properties | Fluid Model | General

Reservoir Data

Static Pressure: 3000 psia

Temperature: 200 F

IPR Model

Model Type: BackPressure Equation

Flow Control Valve

FCV Properties

Constant C: 2.9287e-007 mmscf/d/psia²ⁿ

Slope n: 1

Calculate/Graph...

A continuación, se definirá un punto de análisis nodal, entre el completamiento vertical productor (VertWell) y las posteriores líneas por las cuales el fluido va a ser producido. Dichas líneas van a estar sometidas a los casos de sensibilización, por lo cual su dimensionamiento no es caso a tratar en este modelo, si no, el efecto generado al variar las medidas de estas; sin embargo, se modela una sarta de tubería acorde a las necesidades requeridas para la producción del modelo. La herramienta solicita el ingreso de los datos correspondientes a profundidades, longitudes, ángulos de desviación, diámetro interno, grosor de las paredes, rugosidad; también se define el tipo de flujo dado (a través del tubing, anular o ambos); como se ve en la figura 17.

Tabla 14. Primera configuración de completamiento.

PROFUNDIDAD (ft)	EQUIPOS	PASO DEL FLUJO
0	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr	TUBING
10000	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr	TUBING
15000	Production liner 4 1/2", 12.6 LBS/FT, C-90, 1	TUBING

Figura 17. Configuración del tubing.

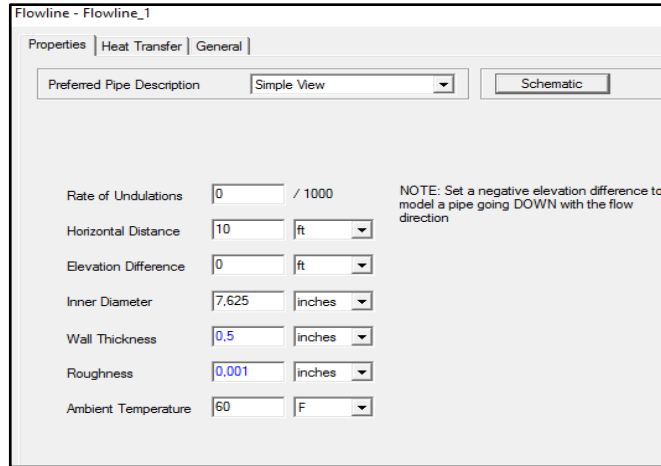
The screenshot shows a software window titled "Tubing - Tubing_1" with a "Properties" tab set to "General". It includes a "Preferred Tubing Model" dropdown set to "Detailed Model" and a "Summary Table" button. Below this are tabs for "Deviation Survey", "Geothermal Survey", "Tubing Configurations", and "Downhole Equipment". A text box explains: "The FIRST node in the list refers to the TOP of the Tubing, starting from the Datum in the Deviation Survey. Each Tubing Section runs FROM the MD of the previous section TO the MD as specified in the MD column".

The "Tubing Sections" table is as follows:

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	0	6.094	0.5	0.001		Tubing	TUBING 7"
2	10000	6.094	0.5	0.001		Tubing	TUBING 7"
3	15000	3.958	0.5	0.001		Tubing	Production lir
4			0.5	0.001		Tubing	
5			0.5	0.001		Tubing	
6			0.5	0.001		Tubing	
7			0.5	0.001		Tubing	
8			0.5	0.001		Tubing	
9			0.5	0.001		Tubing	
10			0.5	0.001		Tubing	
11			0.5	0.001		Tubing	
12			0.5	0.001		Tubing	

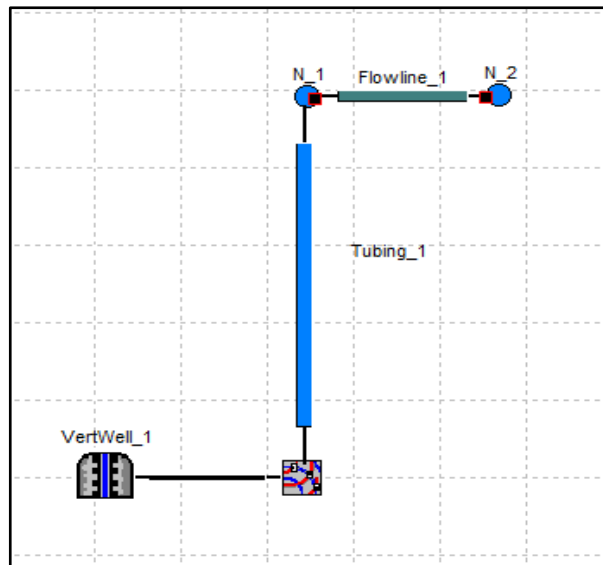
Para la posterior corrida del modelo, se propone un nodo en cabeza de pozo y se instala una línea de flujo que va a llevar el fluido desde que este llega a cabeza hasta su posterior disposición en el equipo requerido para el proceso de tratamiento. Este diseño se hace necesario para tener el caudal real luego de las pérdidas de presión en las líneas de producción. (Figura 18).

Figura 18. Configuración de la línea en superficie.



Finalmente, el diseño en la herramienta software Pipesim, lucirá como en la figura 19, con sus correspondientes equipos necesarios, con las características definidas; siendo el último ajuste para su corrida la presión de salida del sistema, que para nuestro caso será la presión de llegada del fluido al final de la línea de flujo, es decir, cuando se dispone a ingresar al siguiente equipo correspondiente a su tratamiento.

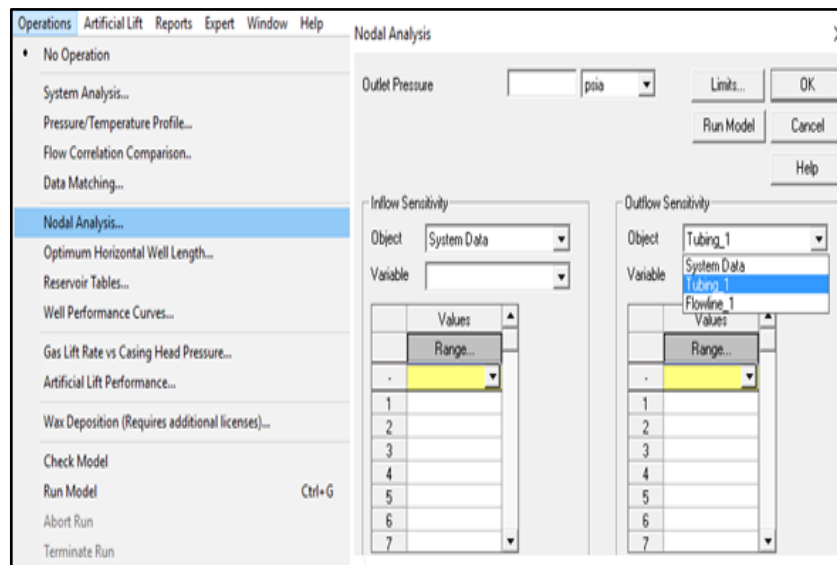
Figura 19. Modelo de pozo teórico.



4.2 SENSIBILIZACIÓN

Ingresa a la ventana “operations”, donde se selecciona la opción “nodal analysis” (Figura 20), como primera medida se quiere obtener las curvas de eficiencia, ya que el interés principal, es obtener el punto operacional óptimo para la producción del pozo modelado, teniendo en cuenta la velocidad con la que aparece la columna de líquidos evidenciada por la herramienta “Liquid Loading” en el modelo corrido.

Figura 20. Opciones operacionales y de sensibilización.



Como se mencionó anteriormente, la interfaz de la herramienta permite la sensibilización de varios parámetros de forma rápida; incluyendo parámetros de salida “outflow sensitivity”, como también algunas características de entrada “inflow sensitivity”; estas abarcan datos del sistema y de los equipos presentes en el modelo (Figura 20).

4.2.1 Sensibilización de la presión. Uno de los parámetros que más incidencia puede llegar a tener en la aparición de la columna de fluido dentro del pozo y en

los caudales de los fluidos, es la presión; para el caso modelado, la presión de salida del sistema será la registrada al final de la “*Flowline*”, por lo cual, maneja de manera indirecta las presiones al interior del pozo, de acuerdo a las pérdidas de presión que se dan a través de las líneas del sistema, siendo de esta forma una variable que afecta de manera directa la capacidad de entrega del pozo, sabiendo que esta es un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y los requerimientos de las instalaciones para llevar los fluidos hasta superficie.

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta PI \quad (14).$$

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} = \text{Caída de presión en el yacimiento.}$$

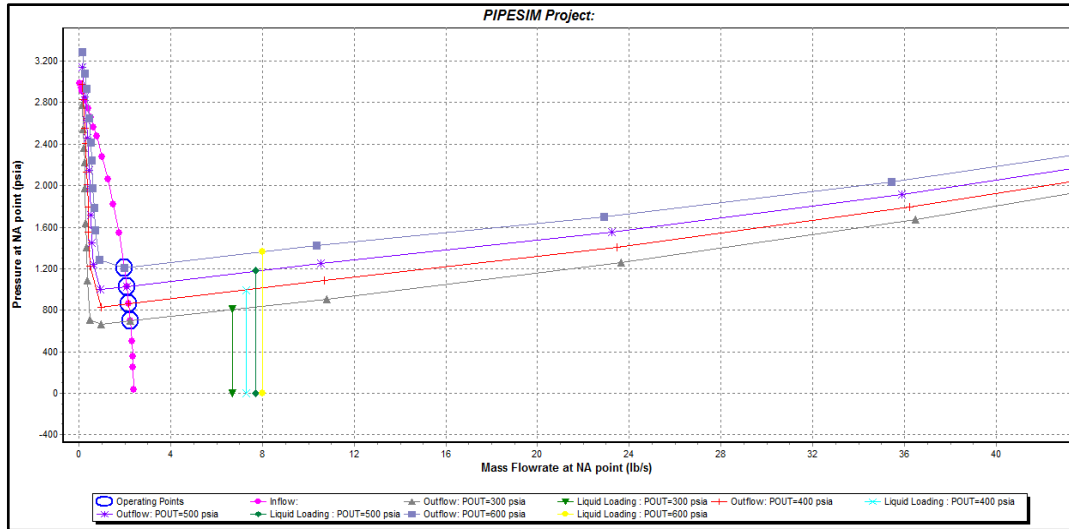
$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} = \text{Caída de presión en el completamiento.}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} = \text{Caída de presión en el pozo.}$$

$$\Delta PI = P_{wh} - P_{sep} = \text{Caída de presión en la línea de flujo.}$$

Sabiendo las posibles afectaciones que se pueden evidenciar al realizar cambios en la presión, se procede a corroborar con la herramienta software de qué manera afecta la fluctuación de esta variable. Para la figura 21 se observa la variación de las presiones de salida, con lo cual obtenemos diferentes puntos de operación para el modelo planteado, esto con el fin de observar de qué manera influye la presión a la salida del sistema (variable controlable) en la aparición de la columna de líquidos en el pozo. De este análisis, se tiene en cuanto a términos de producción, que la presión con la cual se genera una mayor producción de gas es la curva que representa una $P=300$ Psia, ya que traduce en una P_{op} aproximada de 700 Psia, siendo esta la presión más baja generada de acuerdo a las presiones de salida planteadas (300 Psia, 400 Psia, 500 Psia, 600 Psia); continuando, de la misma forma en que crecen las presiones a la salida, disminuye la producción del pozo, debido a la disminución del ΔP .

Figura 21. Curvas de desempeño a diferentes presiones.



En la figura 21, se observan las líneas verticales que indican el inicio de la acumulación de líquido para cada una de estas presiones, con lo cual se infiere, cuando se llega a la presión marcada por la línea de “*Liquid Loading*”, se alcanza la velocidad crítica, que hace referencia a la velocidad mínima requerida por el gas para generar el arrastre necesario de las gotas formadas a medida que se produce el gas. (Ecuación 15)

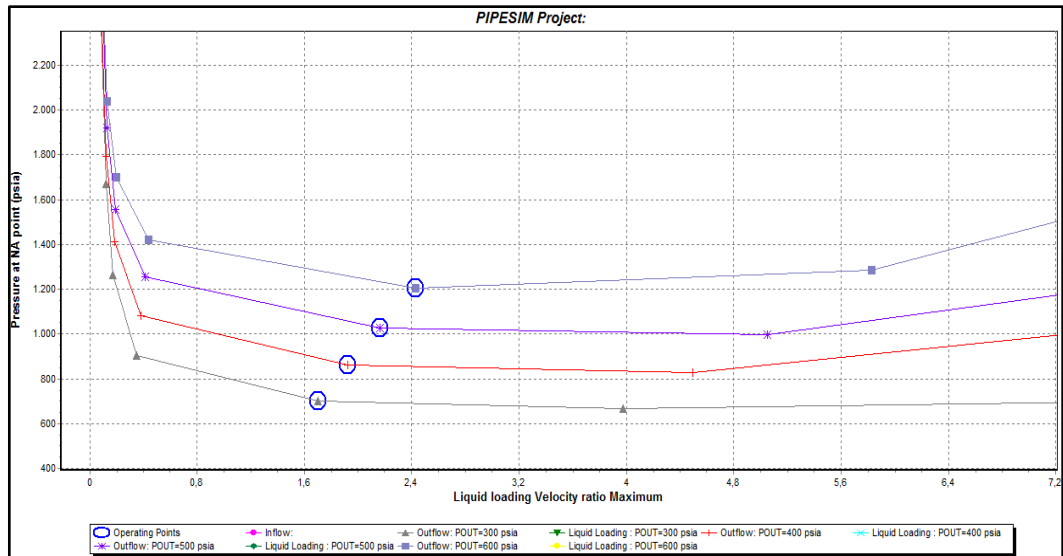
Ecuación 15. Velocidad crítica para el transporte de condensados, por Turner.

$$V_{g,condensado} = \frac{4,043(45-0,0031P)^{1/4}}{(0,0031P)^{1/2}}(15).$$

Donde P, hace referencia a la presión de flujo en cabeza de pozo para este caso.

Con la ecuación desarrollada por Turner, es evidente que los requerimientos de velocidad aumentan a medida que la presión en superficie es mayor (Figura 22), debido a que la “compresión” generada al tener presiones de superficie más bajas, resulta en un aumento de la velocidad del gas producido.

Figura 22. Tasa de velocidad de generación de carga de líquido.



El punto operacional de la figura 21, hace alusión al mismo punto de presión registrado en la figura 22; pero, esta última referencia la relación entre la velocidad de crítica y de arrastre de gas que resulta en la velocidad de generación de carga líquido.

Se concluye, que las restricciones de presión generan “compresiones” en el sistema, que traducen en velocidades de arrastre mayores, lo que a su vez se ve evidenciado en requerimientos de velocidad de arrastre menores y menores velocidades de generación de líquidos en el sistema.

4.2.2 Diámetros de tubería. En la descripción del modelo, se dieron las configuraciones necesarias para el completamiento del modelo a estudiar (tabla 14); ahora plantearemos diferentes completamientos, de esta manera observar el efecto que tiene la variación de los diámetros en la aparición de la columna de líquido en el pozo.

Primero se reportarán los datos de Liquid Loading obtenidos para la primera configuración realizada (Tabla 15), estableciendo como base una presión de salida de 300 psi, que representa la curva con mayor potencial de producción, de acuerdo al análisis realizado dentro de la sensibilidad de la presión. Para la configuración inicial se tiene:

$Q_g = 2,491$ MMscf/d.

Pop = 702 Psia.

En la tabla 15 se detalla que el Liquid Loading varía de forma considerable en la transición del cambio de diámetro de la tubería, aumentando de manera significativa los requerimientos de la velocidad de arrastre necesaria para arrastrar los líquidos (recordemos que la velocidad de generación o Liquid Loading es una relación de la velocidad crítica y de arrastre del gas).

Tabla 15. Liquid Loading para la primera configuración.

PROFUNDIDAD (ft)	ID Tubing (in)	LIQUID LOADING
15000	3,958	0.69589
14000	3,958	0.69665
13000	3,958	0.70351
12000	3,958	0.71157
11000	3,958	0.71684
10000	6,094	1.6989
9000	6,094	1.6988
8000	6,094	1.6789
7000	6,094	1.6499
6000	6,094	1.6164
5000	6,094	1.5807
4000	6,094	1.5434
3000	6,094	1.5059
2000	6,094	1.4675

PROFUNDIDAD (ft)	ID Tubing (in)	LIQUID LOADING
1000	6,094	1.4293
0	6,094	1.3962

Tabla 16. Segunda configuración de completamiento.

PROFUNDIDAD (ft)	EQUIPOS	PASO DEL FLUJO
0	TUBING 5 1/2", 35 LBS/FT, C-90	TUBING
10000	TUBING 5 1/2", 35 LBS/FT, C-90	TUBING
15000	Production liner 3 1/2" 12.7 lb/ft, L-80, 13% Cr	TUBING

La nueva configuración elegida, se rige a los requerimientos de peso y fluido a tratar, la disminución del diámetro es posible teniendo en cuenta la disponibilidad de las herramientas a modificar. Para esta configuración, con la misma presión de salida, se tiene:

$$Q_g = 2,419 \text{ MMscf/d.}$$

$$P_{op} = 859 \text{ Psia.}$$

Tabla 17. Liquid Loading para la segunda configuración.

PROFUNDIDAD(ft)	ID Tubing (in)	LIQUID LOADING
15000	2,750	0.36335
14000	2,750	0.36380
13000	2,750	0.36588
12000	2,750	0.36873
11000	2,750	0.36985
10000	4,200	0.85890

PROFUNDIDAD(ft)	ID Tubing (in)	LIQUID LOADING
9000	4,200	0.85960
8000	4,200	0.84951
7000	4,200	0.83374
6000	4,200	0.81497
5000	4,200	0.79430
4000	4,200	0.77280
3000	4,200	0.75083
2000	4,200	0.72883
1000	4,200	0.70701
0	4,200	0.68757

Para esta nueva configuración se observa que no hay cambios drásticos en la producción de gas, el desempeño del modelo se mantiene a pesar de los cambios realizados; pero también se reporta un cambio significativo en el Liquid Loading del modelo, tenemos una mayor velocidad de arrastre del gas, por consiguiente, nuestra relación de velocidades se mantiene inferior a 1 a lo largo de la línea del sistema.

Tabla 18. Tercera configuración de completamiento.

PROFUNDIDAD (ft)	EQUIPOS	PASO DEL FLUJO
0	TUBING 2 ³ / ₈ " , 5,95 LBS/FT, P-105	TUBING
10000	TUBING 2 ³ / ₈ " , 5,95 LBS/FT, P-105	TUBING
15000	Production liner 2 ³ / ₈ " , 5,95 LBS/FT, P-105	TUBING

Con esta configuración, se lleva al extremo las características de dimensionamiento del tubing, de esta forma podremos concluir que tan beneficioso puede llegar a ser un cambio de diseño en el completamiento.

Para esta configuración, con la misma presión de salida, se tiene:

$Q_g = 1,883 \text{ MMscf/d.}$

$Pop = 1603 \text{ Psia.}$

Tabla 19. Liquid Loading para la tercera configuración.

PROFUNDIDAD (ft)	ID TUBING (in)	LIQUID LOADING
15000	1,703	0.18667
14000	1,703	0.19168
13000	1,703	0.19883
12000	1,703	0.20698
11000	1,703	0.21501
10000	1,703	0.22110
9000	1,703	0.22476
8000	1,703	0.22443
7000	1,703	0.22120
6000	1,703	0.21591
5000	1,703	0.20874
4000	1,703	0.19997
3000	1,703	0.18980
2000	1,703	0.17809
1000	1,703	0.13835
0	1,703	0.15063

Ahora, es más evidente que cuando se reduce los diámetros de tubería también disminuye la acumulación de líquidos, pero a su vez se hace notoria la baja en

cuanto a la producción de gas obtenida en las otras configuraciones; además de un visible aumento en la presión de operación, que paso de estar alrededor de los 700 Psia a estar por encima de los 1603 Psia, teniendo en cuenta que el requerimiento de presión a la salida de la línea sigue siendo el mismo (300 Psia).

Luego de analizar los resultados obtenidos para cada una de las configuraciones de completamiento realizadas, se corrobora la ecuación de Turner para velocidad crítica del gas (Ecuación 16), de la cual se obtiene la velocidad óptima que debe tener el gas dentro del sistema en términos de caudal.

$$V_{g,condensados} \left(\frac{MMscf}{d} \right) = \frac{0,067Pd_i^2(45-0,0031)^{1/4}}{(T+460)Z(0,0031)^{1/2}} \quad (16).$$

De la ecuación y los resultados obtenidos, se concluye que el caudal crítico requerido para el sistema es directamente proporcional al diámetro interno del tubing instalado.

Así, como se evidencia en el caso de la configuración 2, la generación de la columna de líquido se mantuvo bajo el límite requerido, pero así mismo la producción en el modelo disminuyó de manera considerable, debido a la disminución del área por la cual el fluido llega a superficie; se elimina el problema de carga de líquido y a su vez se genera una disminución de la producción del pozo debido a la contrapresión generada en el sistema.

De igual forma, comparando los resultados de la configuración inicial y la configuración 2, se observa como una disminución en el diámetro puede ayudar a mitigar el problema de la aparición de la columna de líquidos, sin influir en mayor cuantía en los datos de producción del modelo, manteniendo la velocidad crítica de gas dentro del límite, para el cual la eficiencia o velocidad de arrastre es mayor.

Para el presente modelo, las líneas de superficie no representan pérdidas de presión significativas (*flowline* de longitud mínima), por lo cual, se hace ineficiente la sensibilización de los parámetros involucrados en la línea de flujo en superficie, también, debemos tener en cuenta que dicha sensibilización se realiza a los parámetros sobre los cuales se puede tener control o posiblemente generar un cambio para mitigar la aparición de la columna de líquido que es la variable a analizar.

5. MODELAMIENTO DEL CASO REAL

En el presente capítulo se planteará un caso real, para el cual la herramienta software Pipesim evidencia la aparición de carga de líquidos en pozo, esto con el fin de debatir las posibles soluciones existentes y aplicar aquella que basada en criterios ingenieriles solucionará o mitigará de forma más eficiente el problema ya antes mencionado.

El fluido seleccionado hace referencia a la composición real de los fluidos presentes en Campo Cupiagua, siendo nuestro caso de estudio el pozo XH-38, el cual inició su proceso de perforación el 10 de diciembre del año 2000, terminando su proceso de completamiento el 30 de septiembre de 2001.

En la actualidad, el pozo XH-38 se encuentra cerrado, debido a que su eficiencia disminuyó considerablemente por problemas de acumulación de líquidos, siendo ineficiente su actividad.

Para el presente modelo, se tomarán los datos correspondientes a las últimas pruebas de producción realizadas al pozo ya mencionado, así como también, los reportes de cañoneo realizados, equipos instalados, longitudes de las líneas de flujo, ángulos de inclinación etc... Es decir, se hará una recopilación minuciosa de cada uno de los datos necesarios para el posterior desarrollo del modelo.

Para el correspondiente modelo, se define un fluido composicional con las siguientes características:

Tabla 20. Composición del fluido presente en el yacimiento Cusiana.

COMPONENTE	COMPOSICIÓN (%mol)
N ₂	0.45236
C ₁	59.985
CO ₂	3.9719
C ₂	7.7212
C ₃	3.6155
iC ₄	0.84906
nC ₄	1.1936
iC ₅	0.58263
nC ₅	0.48356
Benceno	0
C ₆	0.64075
Tolueno	0
C ₇	0.49187
C ₈	0.48197
C ₉	0.32343
C ₁₀	0.23406
C ₁₁	0.16848
C ₁₂	0.13939
C ₁₃	0.15189
C ₁₄	0.1297
C ₁₅	0.11388
C ₁₆	0.088574
C ₁₇	0.082247
C ₁₈	0.07592
C ₁₉	0.060104
C ₂₀	0.050614
C ₂₁	0.041123
C ₂₂	0.034797
C ₂₃	0.031633
C ₂₄	0.025307
C ₂₅	0.022143
C ₂₆	0.01898
C ₂₇	0.01898
C ₂₈	0.015817
C ₂₉	0.012653
C ₃₀ ⁺	0.041123

Al igual que para el anterior modelo, el procedimiento se hará de la misma manera; siendo el primer paso a seguir la configuración de la composición, ingresando los correspondientes valores porcentuales a cada uno de los compuestos presentes como se hizo en la figura 14.

Posterior a esto, se realiza el flasheo del compuesto, para lo cual es necesario el dato correspondiente a la relación gas-líquido (GLR) o gas-aceite (GOR), valores obtenidos de los datos de pruebas de producción, siendo estos valores 17546 (scf/bbl) y 11877 (scf/bbl) respectivamente, como también el dato del corte de agua, que para el modelo es de 32,31 %; de esta manera se lleva a condiciones estándar la composición de cada uno de los elementos, obteniendo los caudales reales de cada uno de los elementos presentes (Figura 15); esta operación es un proceso realizado por el simulador, a través de previa selección del modelo de ecuación de estado a utilizar (EOS), que para el caso tratado, al igual que para el modelo anterior, fue elegida la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson (ecuación 12), para la cual previamente fueron definidas cada una de las variables involucradas en los cálculos realizados.

Luego de definir y configurar los datos del fluido presente, se dispone a modelar nuestro completamiento vertical (VertWell), que hace referencia a nuestro pozo productor, para la configuración de esta sección de la herramienta, es necesario tener los datos estáticos del yacimiento, presión y temperatura, los cuales se obtuvieron de los reportes dados para las últimas pruebas de producción realizadas al pozo CUP XH-38, siendo:

$$P_i = 3780 \text{ Psia.}$$

$$T_i = 240 \text{ }^\circ\text{F.}$$

5.1 SELECCIÓN DEL MODELO IPR.

Para esta sección, otra de las elecciones a realizar, es la ecuación que construirá la IPR del modelo para el caso analizado, se elige la ecuación de Back pressure, desarrollada por Rawlings y Schellhardt (ecuación 5) basada en pruebas a pozos productores de gas; la selección de esta correlación se basa en:

- Como característica principal tenemos la idealización del flujo laminar del pozo a modelar en la herramienta, para lo que dicha correlación incluye esta variable.
- Es usada para pozos sobre presionados, el pozo a evaluar tiene configurado en su sistema mecánico un choke en la línea de superficie.
- Como ya se mencionó, se tienen reportes de las últimas pruebas de producción realizadas al pozo en cuestión; ahora, recordemos que la ecuación en seleccionada incluye las siguientes variables:
 - Caudal de gas.
 - Presión estática de fondo.
 - Presión de fondo fluyente.
 - La variable n , como se mencionó hace referencia al tipo de flujo presente.
 - La constante C , que hace referencia a las propiedades del yacimiento y del fluido, geometría de flujo y los efectos transitorios.

Al tener datos de producción previos, el ajuste del modelo debe hacerse en torno a estos valores, es decir, para la ecuación establecida y los datos de las pruebas realizadas, se tendría como variable faltante la constante C , ya que de los reportes de producción se tienen las presiones nombradas y el caudal correspondiente a estas presiones; la variable n , que para el modelo a caracterizar será definida como uno (1), indicando flujo laminar; por consiguiente el modelo se convierte en una ecuación para la cual faltaría tener el valor de C ; por ahora se plantea la ecuación y se continua con el procedimiento, cuando la configuración del modelo

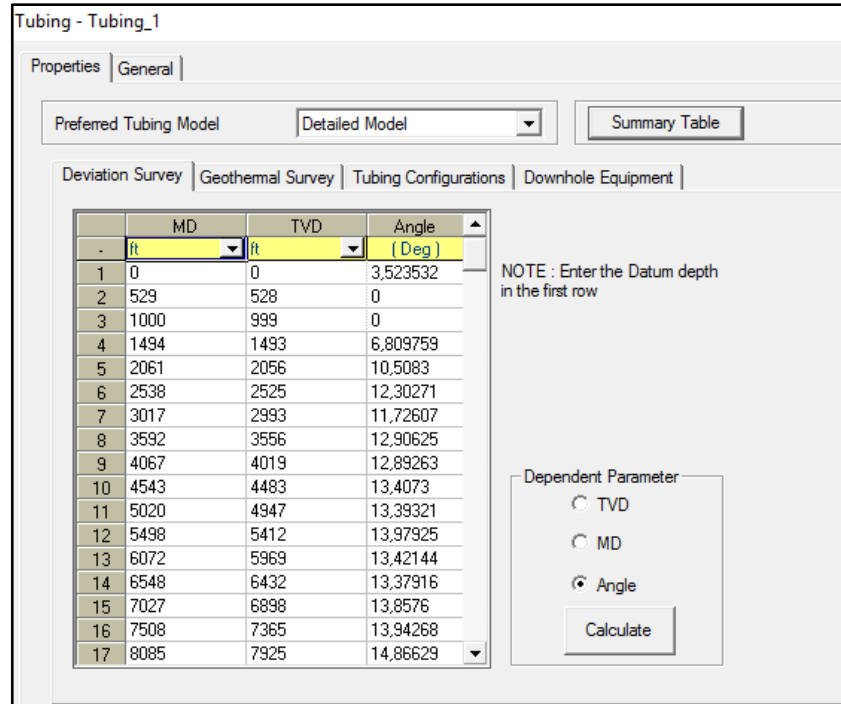
termine, se deberá terminar el planteamiento de esta ecuación, ya que de ella depende el ajuste del modelo.

Finalmente, teniendo el valor de la constante C, se deberá ajustar los datos correspondientes a las pruebas de producción previamente realizadas, con los arrojados por el modelo planteado en la herramienta software Pipesim, por ejemplo, si en los reportes de las pruebas de producción para una presión de fondo fluyente de 500 psi se tiene un caudal de 2 MMscf / d, al realizar el análisis nodal respectivo para la misma presión, la herramienta deberá dar como resultado el mismo caudal de gas mostrado en los reportes, como también debe mostrar los mismos datos para otras variables que se irán mencionando a medida que se configura el modelo; con esta igualación en los resultados obtenidos, aseguramos que la configuración realizada en la herramienta caracteriza un modelo representativo y confiable para posibles pruebas y cambios que deseen realizarse al pozo.

Posterior a esta ventana de configuración, encontramos que la herramienta software Pipesim requiere el ingreso de los datos correspondientes a profundidades, longitudes, ángulos de desviación, diámetro interno, grosor de las paredes, rugosidad; también se define el tipo de flujo dado (a través del tubing, anular o ambos); como se ve en la figura 17.

Para este caso, el completamiento no es tan simple como el mostrado para el caso teórico, ahora, se deben tener en cuenta las correspondientes desviaciones presentes y las perforaciones a realizar, teniendo en cuenta que nuestro pozo produce a partir de tres diferentes formaciones (Barco, Mirador y Guadalupe). Para la definición de las profundidades, es necesario tener datos de la profundidad vertical real (TVD) y la profundidad medida (MD), la herramienta Pipesim calcula los datos de desviación en términos del ángulo, como se observa en la figura 23.

Figura 23. Configuraciones de tubing.



En la tabla 22 se mostrará en detalle las características de profundidad para el pozo CUP XH-38.

Continuando con la configuración del modelo, en la misma ventana ingresaremos las herramientas presentes en el pozo:

Tabla 21. Herramientas del pozo.

PROFUNDIDAD (ft)	HERRAMIENTA	DATOS REQUERIDOS
0	CHOKE (Estrangulador)	ID de la tubería, Bean size.
953,45	TRSCSV BAKEMODEL 'TSME-6' (Válvula de control de presión)	Bean ID.

Tabla 22. Configuración del completamiento del pozo CUP XH-38.

MD (ft)	TVD (ft)	ANGULO (Deg)	CONFIGURACIÓN
0	0	3.523532	TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP
529	528	0	PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr
1000	999	0	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
1494	1493	6.809759	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
2061	2056	10.5083	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
2538	2525	12.30271	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
3017	2993	11.72607	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
3592	3556	12.90625	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
4067	4019	12.89263	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
4543	4483	13.4073	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
5020	4947	13.39321	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
5498	5412	13.97925	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
6072	5969	13.42144	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
6548	6432	13.37916	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
7027	6898	13.8576	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
7508	7365	13.94268	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
8085	7925	14.86629	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
8563	8387	17.11885	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
9037	8840	21.6406	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
9491	9262	25.86387	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
10090	9801	29.20064	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
10570	10220	30.73116	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
11040	10624	30.29539	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
11494	11016	26.81432	PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr
12052	11514	25.19522	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
12525	11942	24.22072	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13093	12460	21.51258	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13538	12874	20.65317	TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr
13927	13238	19.98519	SCAB LINER 7", 32 lb/ft, L-80, 13% Cr
15023	14268	25.69043	SCAB LINER 7", 32 lb/ft, L-80, 13% Cr
15458	14660	23.73415	PRODUCTION LINER 7" ,32 lb/ft, P-110, 13% Cr
15659	14844	25.3688	PRODUCTION LINER 7", 32 lb/ft, P-110,

MD (ft)	TVD (ft)	ANGULO (Deg)	CONFIGURACIÓN
			13% Cr
16976	16034	26.70485	PRODUCTION LINER 7", 32 lb/ft, P-110, 13% Cr
17051	16101	28.7643	PRE-DRILLED LINER 5", 18 lb/ft, 13% Cr
17440	16442	32.1068	PRODUCTION LINER 4 1/2", 12.6 lb/ft, P-110, 13% Cr
17525	16514	33.17205	PRODUCTION LINER 4 1/2", 12.6 lb/ft, P-110, 13% Cr
18832	17608		

En la tabla 22 se muestran datos de la configuración del completamiento, es preciso aclarar que estos hacen referencia a la tubería por la cual se tiene la producción del fluido, es decir, el flujo del modelo se da a través del tubing solamente. Además de los datos previamente mencionados para las herramientas de pozo, también puede ingresarse otros valores que ayudan al ajuste del modelo; para el choque tenemos datos opcionales como los coeficientes de flujo, para el caso tratado el "gas phase" es el valor con el cual se llegará al ajuste de presión en este segmento del sistema; la pureza del gas generará cambios en los Δp marcados por el fluido a su paso por el estrangulador, siendo este Δp un dato definido en los reportes de producción mencionados.

El término "Bean size" hace referencia al diámetro del estrangulador indicado en 64 avas partes de pulgada, es decir, para el presente caso, el diámetro del choque es de 65", lo que da como resultado un bean size de 1,015625.

En esta sección, la herramienta solicita el ingreso de los datos de cañoneo, en la ventana "simple model", para lo que es necesario conocer las formaciones productoras y su historial de cañoneo, de esta manera el modelo desarrollado será más acertado en los resultados obtenidos, en la tabla 23 el signo más (+) significa que la zona es productora y el signo menos (-) que no lo es.

Tabla 23. Zonas productoras.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD TOP		PRODUCTOR	PERFORACIONES (ft)
	MD (ft)	TVD (ft)		
Mirador	15.546	14.740	+	15610-16095
Los cuervos	16.113	15.254	-	
Barco	16.745	15.829	+	16743-17106
Guadalupe	17.143	16.185	+	17396-17760
Falla (Core fault)	17.785	16.730	-	
C8	18.190	17.067	-	

Finalmente, se instala una línea de flujo que llevará al fluido desde su llega a cabeza hasta la posterior disposición (manifold) en el equipo requerido para el proceso de tratamiento. Este diseño se hace necesario para tener el caudal real luego de las pérdidas de presión en las líneas de producción. (Figura 18).

5.2 AJUSTE DEL MODELO

Para el pozo en cuestión, se tiene del reporte de producción que, a una presión de salida de 850 psi, se tiene:

$$Q_{g\text{-real}} = 3,193 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_{o\text{-real}} = 182 \text{ STB/D.}$$

$$Q_{w\text{-real}} = 87 \text{ STB/D.}$$

$$\Delta p_{\text{Choke -real}} = 8 \text{ Psi.}$$

Estos serán las variables a comparar con la herramienta software, para así constatar la validez en los resultados calculados; para esto, debe ajustarse el modelo, esto se logra sensibilizando el valor de la contante C en la ecuación de Back pressure y el gas phase del choke, hasta alcanzar los valores deseados.

Como muestran las figuras 25, 26 y 27, la herramienta permite observar de manera rápida las producciones de gas, aceite y líquidos para la presión de salida ingresada, corroborando la veracidad del modelo; a partir de los datos mostrados gráficamente se obtiene la producción de agua (Q_L-Q_0).

El dato de variación de presión en el choque se observa en el reporte de salida proporcionado por la herramienta software Pipesim. (Figura 24)

Figura 24. Reporte de salida de Pipesim.

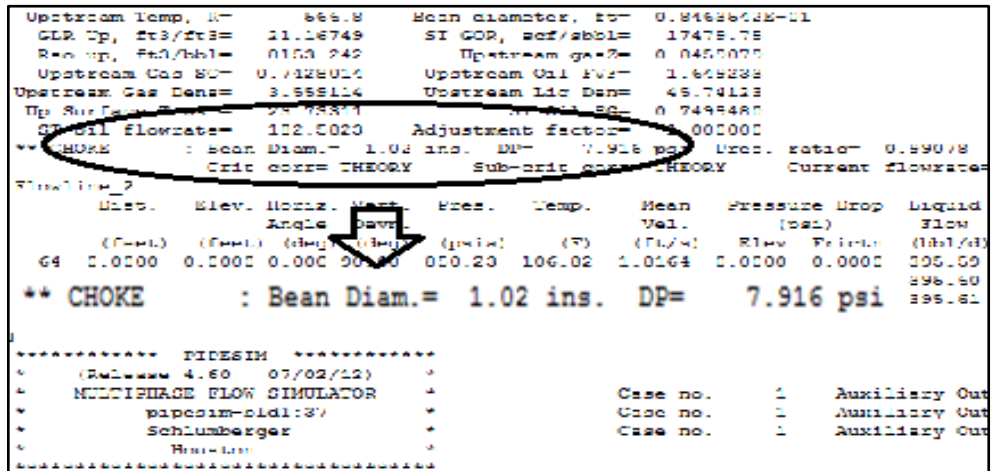


Figura 25. Producción de gas.

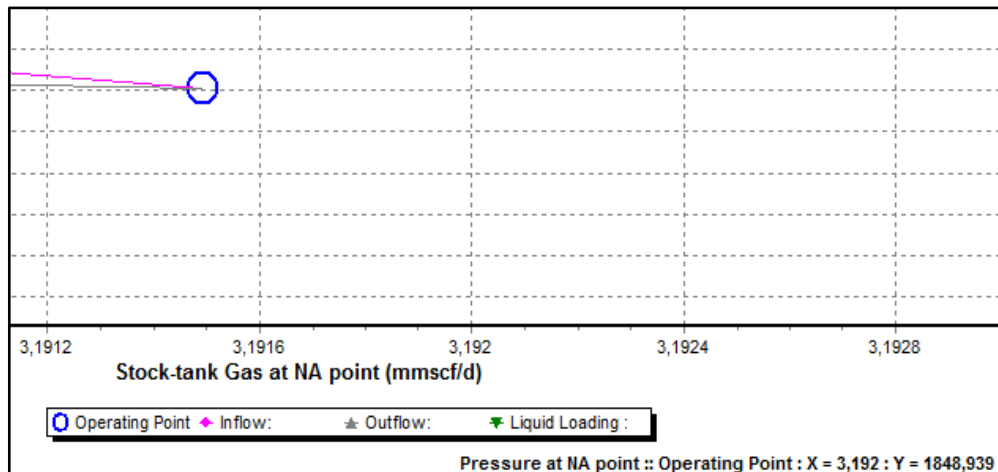


Figura 26. Producción de aceite.

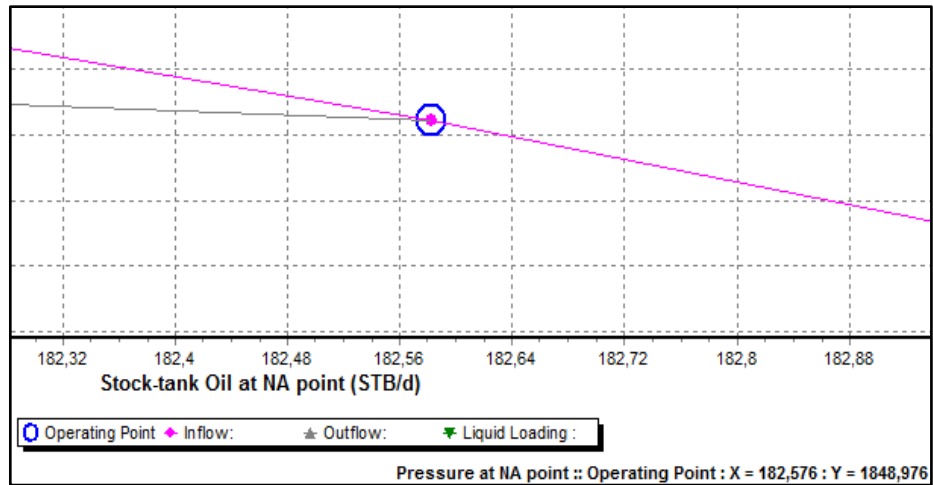
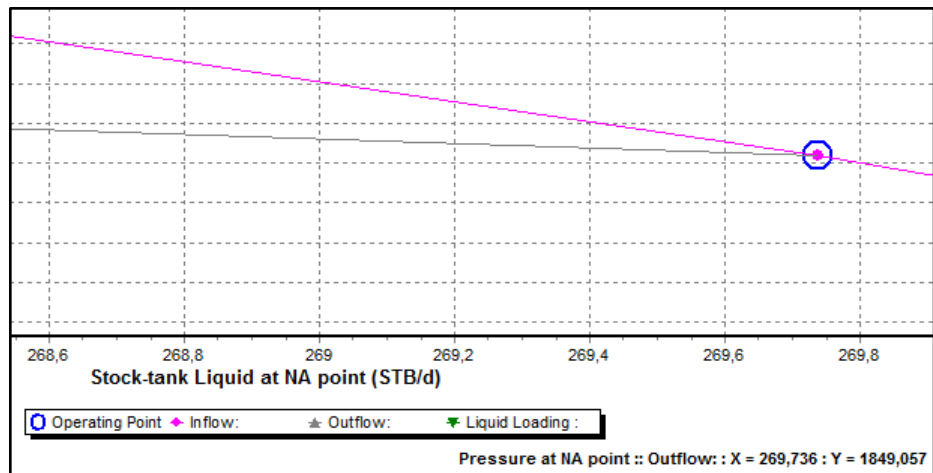


Figura 27. Producción de líquido (agua y aceite).



Una vez igualados los datos del modelo con los reportados en las pruebas de producción; ajustando el valor de C a $2.9287 \cdot 10^{-7}$ en la ecuación de Back pressure se tiene un modelo del pozo representativo de las condiciones del pozo evaluado:

$$Q_g = 3,1915 \text{ MMscf/D.}$$

$$Q_o = 182,58 \text{ STB/D.}$$

$$Q_w = 87,17 \text{ STB/D.}$$

$$\Delta p_{\text{choke}} = 7,916 \text{ Psi.}$$

5.3 CARGA DE LÍQUIDO DEL POZO.

Ya teniendo el ajuste del modelo se procede a estudiar la carga de líquido que posee el pozo modelado, por medio de la herramienta software Liquid Loading (Tabla 24).

Tabla 24. Carga de líquido del pozo (Liquid Loading).

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	ID (in)	LIQUID LOADING
TBG HANGER	33.95	12.375	8.6906
TUBING 7	45.93	6.049	2.1088
TUBING 7	945.39	6.049	2.1268
TUBING 7	1006.5	6.049	2.1407
TUBING 7	11187	6.049	2.2765
TUBING 7	11304	6.049	2.3904
TUBING 7	11461	6.049	2.3912
SCAB LINER 7	14990	6.049	2.4008
LINER 7	16426	6.049	2.4003
TUBING 5	16821	4.276	1.1805
TUBING 4 ½	17942	3.958	1.0136

A partir de la tabla anterior se demuestra que el pozo posee problemas de acumulación de líquidos; en todas las secciones de la tubería la relación entre la velocidad crítica y de arrastre del gas (Liquid Loading) es superior a uno (1), esto indica que existe líquido acumulado o depositado en gran parte de la tubería de

producción, generando problemas de producción y haciendo mucho más corta la vida productiva del pozo. Por lo anterior, es necesario generar soluciones ingenierísticas que garanticen la mitigación y/o disminución de la columna de líquido acumulada en este pozo.

6. SOLUCIÓN AL MODELO REAL

Es imprescindible originar procesos que posibiliten la mitigación de la columna de líquidos que se generan en el fondo de pozos productores de gas, puesto que es necesario garantizar la vida productiva de este. A lo largo del capítulo se describirán algunas de las soluciones que pueden aplicarse al caso y se escogerá la que mayor favorecimiento tenga a la vida productiva del pozo modelado.

6.1 SOLUCIONES.

Se especificarán las posibles soluciones que se pueden implementar a un pozo con problemas de acumulación de líquidos en fondo, para con fin seleccionar la más apta para el caso real planteado y modelado.

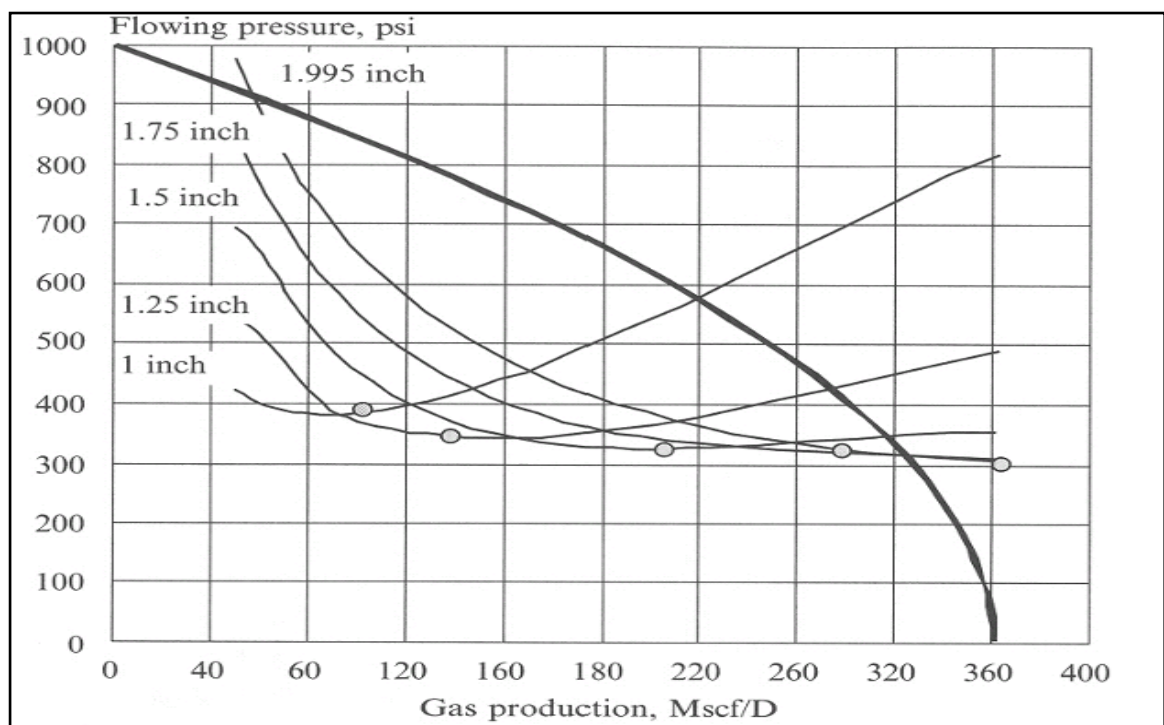
6.1.1 Dimensionamiento del Tubing³⁷. El concepto básico del diseño del tubing para la mitigación de líquidos en el fondo de pozos productores de gas, radica en instalar al sistema productivo una tubería de producción lo suficientemente grande para que las pérdidas de presión por fricción no sean muy representativas y que la producción de gas sea rentable; además, que la velocidad del gas sea superior al valor de su velocidad crítica para no producir carga de líquidos.

El proceso de selección consiste básicamente en crear análisis nodal para diferentes diámetros de tubing, y a partir de ello identificar cual brinda un mayor aprovechamiento productivo del pozo, teniendo en cuenta una mitigación de la carga de líquido y la disminución de la carga de líquido (Liquid Loading menor a 1).

³⁷ LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

En la figura 28 se registra el análisis nodal a un pozo productor de gas para diferentes diámetros de tubing, en donde se detalla un aumento proporcional de producción a medida que aumenta el diámetro de la tubería de producción; para la selección del diámetro óptimo se debe tener, además, datos de Liquid Loading para la determinación del diámetro óptimo para la selección y operación, con el fin de mitigar la carga de líquido en fondo de pozo.

Figura 28. Análisis nodal normal con diferentes diámetros de Tubing.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

6.1.2 Compresión³⁸. El método reside en la disminución de presión en superficie; con la disminución de la presión en superficie se aumenta el índice de producción y la velocidad de gas en fondo de pozo, disminuye también el índice crítico requerido para eliminar líquidos en consecuencia a las presiones reducidas;

³⁸ LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

además, aumenta la producción, la vida productiva del pozo y las reservas. El uso del método de la compresión puede usarse con otro método de solución.

Tipos de compresores.

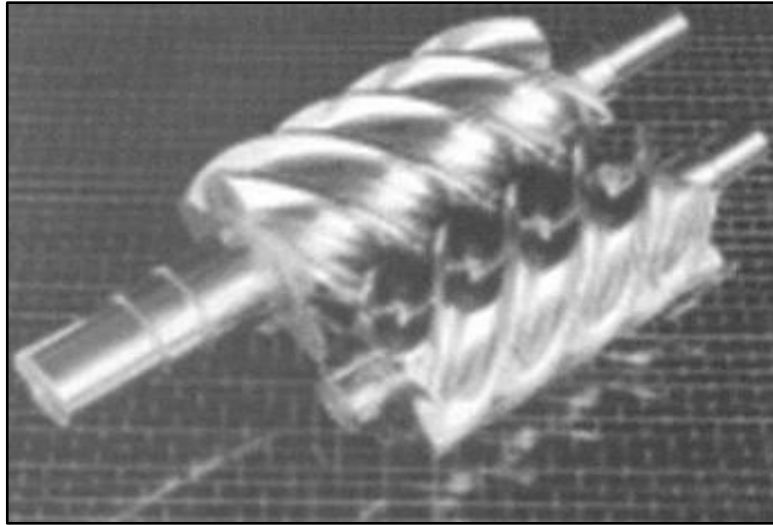
Existen cantidad y tipos de compresores. Se describirán sistemas de compresión que funcionan a nivel operativo de pozo; se cuentan con las siguientes configuraciones, representativos de pozos con baja producción de gas:

Compresor de tornillo.

Sus características son:

- Inyectado con líquido.
- Relación de compresión de aproximadamente 6,0.
- Requiere un sistema de refrigeración de aceite hidráulico.
- Requiere un separador de gas/aceite.
- Puede manejar relaciones de compresión alta en una etapa de la compresión, ya que el aceite absorbe la mayor parte del calor de la compresión.
- Excelente para presiones de succión muy baja, incluso hasta el vacío. Se requiere un sistema de refrigeración con aceite.
- Tiene buena eficiencia mecánica y adiabática, si se hace funcionar la unidad en las condiciones de diseño.
- La eficiencia se altera si se hace funcionar la unidad demasiado lejos de las configuraciones de diseño inicial o si se utilizan múltiples etapas.
- Se puede comenzar a contaminar el aceite con hidrocarburos pesados y otros líquidos, causando problemas operacionales.
- La selección del tipo de aceite apropiado es absolutamente crítica. Se debe verificar con frecuencia que el aceite no tenga contenidos finos.

Figura 29. Configuración interna del compresor tipo tornillo.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Compresor de Paleta Deslizante.

Sus características son:

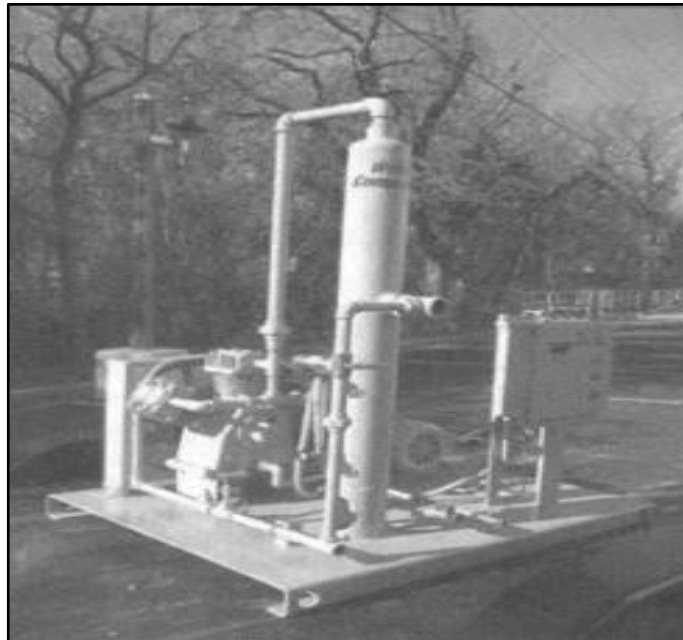
- Refrigerado con líquido.
- Relación de compresión de aproximadamente 3-4,5.
- Requiere sistema de lubricación externa.
- Operación muy sencilla.
- Contiene sistemas de lubricación separadas.
- Las paletas se desgastan en la caja interna, por lo tanto, la vida útil del compresor es muy dependiente de la calidad del gas y los contaminantes.
- Las paletas se pueden atascar en la caja si hay muchos sólidos presentes en el gas.
- Limitado para presiones de descarga baja.

Compresor Alternativo.

Sus características son:

- Refrigerado con aire o líquido.
- Relación de compresión de aproximadamente 4,0.
- Las pérdidas de la válvula afectan enormemente la relación de la compresión y la eficiencia volumétrica.
- Es el más flexible de todos los compresores, ya que puede manejar presiones variables de succión y descarga, y aún mantener una gran eficiencia mecánica y adiabática.
- La relación general de compresión depende sólo de la temperatura de descarga y la clasificación de la carga de varilla del marco.
- No es eficaz con presiones bajas de succión.

Figura 30. Compresor Alternativo.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Compresor de Lóbulo Rotativo.

Sus características son:

- Refrigerado con aire.
- Relación de compresión de aproximadamente 2,0.
- Pequeñas cantidades de líquido a la entrada son aceptables.
- Los marcos de potencia son resistidos por cojinetes, engranajes, y ejes.

La compresión, por lo general, se utiliza para la compresión extensa de campo, a fin de disminuir la presión de la red colectora. A su vez, colabora con otros métodos de elevación artificial.

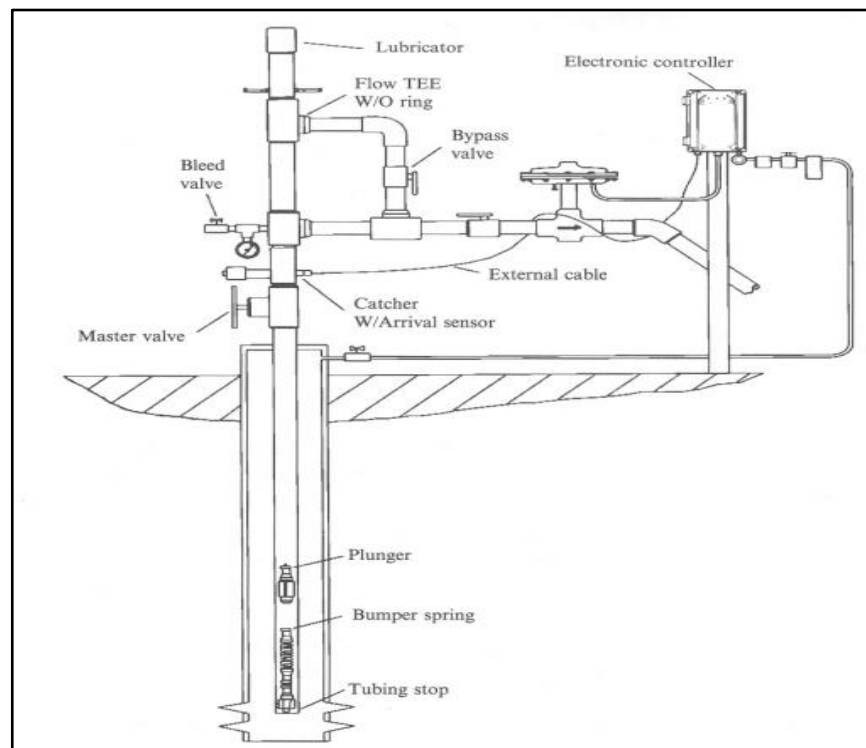
6.1.3 Plunger Lift³⁹. El plunger lift es un método de extracción artificial intermitente que comúnmente utiliza solo la energía del reservorio para producir los líquidos. Un “plunger” es un pistón de libre desplazamiento que se coloca dentro de la cañería de producción y depende de la presión del pozo para elevarse y por medio de la gravedad para retornar al fondo del pozo. La figura 31 ilustra una instalación típica de un plunger lift.

El Sistema Plunger Lift opera en un proceso cíclico cuando el pozo fluye y se cierra de forma alternativa; durante el período de cierre mientras el pistón se encuentra en el fondo, la presión de gas se acumula en el espacio anular y como también los líquidos que ya se han acumulado mayormente en el pozo durante el final del periodo de flujo. Los líquidos se acumulan en el fondo de la tubería de producción (tubing), y el pistón cae a través de los líquidos hasta el resorte amortiguador, para esperar un período de ascenso de presión. Cuando la presión del espacio anular aumenta lo suficiente, la válvula del motor se abre para permitir que el pozo fluya. El gas del espacio anular se expande en el tubing, elevando el pistón y los líquidos hacia la superficie.

³⁹ LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

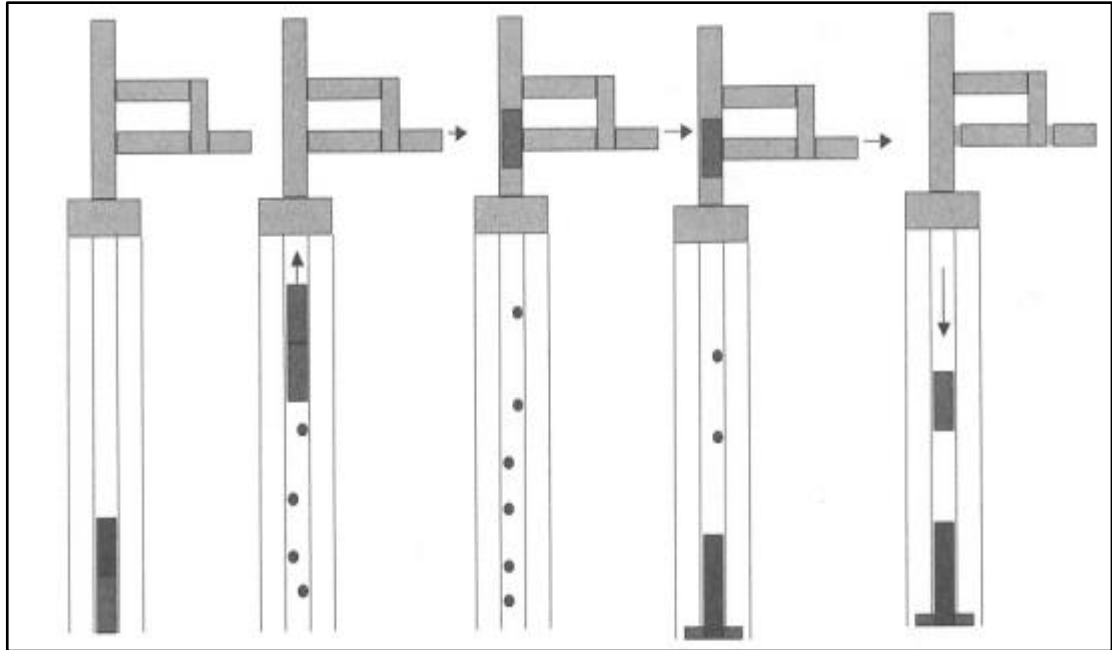
Permite que el reservorio produzca gas hasta que el nivel de producción disminuye a un valor cercano al nivel crítico y hasta que los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo. Luego el pozo se cierra, y el pistón cae nuevamente al resorte amortiguador, primero a través del gas y luego a través del líquido acumulado. Sigue un período de ascenso de presión; luego, utilizando la presión de gas que se ha permitido que se acumule en el espacio anular, se abre el pozo para la producción nuevamente, causando que los líquidos y el pistón vuelvan a la superficie. Teniendo el pistón en la superficie, el pozo permanece abierto, y se permite que el gas fluya nuevamente hasta que el nivel de producción comienza a disminuir. Se cierra el pozo, el pistón cae al fondo, repitiendo el ciclo (Figura 32).

Figura 31. Configuración típica de un sistema de Plunger Lift convencional.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Figura 32. Eventos en el ciclo de pistón de un sistema de Plunger Lift.

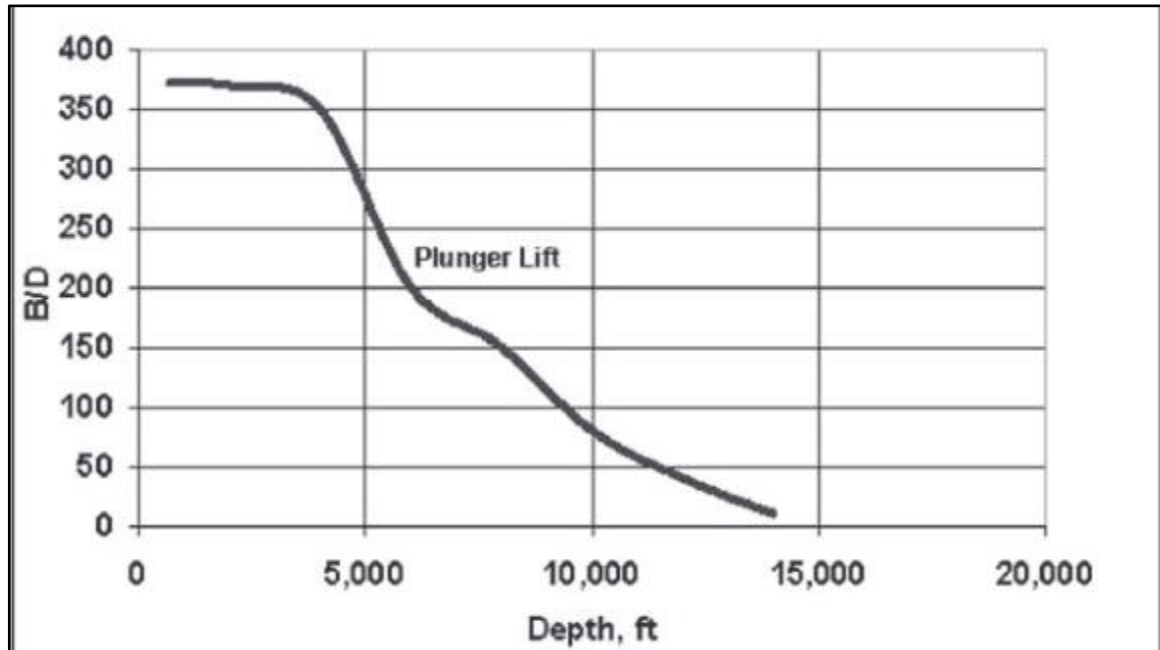


Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

La figura 33 ilustra un gráfico de aplicación de profundidad contra los barriles día aproximados que puede levantar el sistema a superficie, en donde se muestra que el sistema de plunger lift es factible en regiones con niveles y profundidades inferiores identificadas por la curva. Este gráfico es una aproximación, siendo que el sistema plunger lift ha sido operado exitosamente hasta con profundidades de 20000 pies.

Es evidente que el sistema de levantamiento de líquidos Plunger lift es óptimo para pozos someros, debido a que posee una mayor capacidad de levantamiento de líquidos a estas profundidades.

Figura 33. Rango de aplicabilidad de un Plunger lift, barriles día levantados vs profundidad.



Fuente: modificado de LEA JAMES, NICKELS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

Además, a partir de las diferentes pruebas realizadas en campo se establece que el sistema de levantamiento artificial plunger lift tiene una relación de GLR (Relación Gas Líquido) con respecto a la profundidad, en donde se establece que por cada 1000 ft de profundidad el GLR debe ser cercano a los 400 scf / bbl.

6.1.4 Uso de espuma⁴⁰.El beneficio principal de la espuma, como método de deshidratación de un pozo de gas, es que el líquido se retiene en la película de la burbuja y se expone a un área mayor de superficie; de este modo, hay una menor pérdida de gas y una mezcla de menor densidad. La espuma puede transportar el líquido hacia la superficie, de manera eficaz, en pozos con baja producción de gas, producción baja debido a una acumulación considerable de líquidos y/o grandes disminuciones de presión de flujo multifásico.

⁴⁰LEA JAMES, NICKENS HENRY. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

La espuma es un tipo particular de emulsión de gas y de líquido. Las burbujas de gas se separan entre sí en espuma mediante una película de líquido. Los activadores de tensión superficial (surfactantes), reducen la tensión superficial del líquido para permitir una mayor dispersión de gas-líquido. Este método de unir el líquido con el gas puede servir para eliminar el líquido de pozos con poco volumen de gas, además se produce una variación a la velocidad crítica de gas, por la disminución que existe entre las tensiones superficiales (ecuación 1).

Los pozos de gas de poca velocidad con GLRs entre 1000 y 8000 scf/bbl se encuentran entre los mejores candidatos para el método. Para pozos de alto GLR, el plunger lift puede proporcionar un mejor desempeño. Los gradientes de producción previstos con surfactantes de espuma son controlados, finalmente, por los índices de producción y las condiciones del pozo, y por el desempeño de surfactantes específicos en el pozo. Las pruebas de laboratorio tienden a respaldar la creencia de que el líquido en el wellbore formará una espuma estable, que oscile entre el 50% y el 85% de calidad, bajo condiciones dinámicas. La calidad de espuma varía con la cantidad y tipo de líquidos presentes.

Ventajas del uso de la espuma como método a utilizar:

- La espuma es un método muy simple y de bajo costo para pozos de poca velocidad. No se requiere equipo de fondo de pozo. Sin embargo, un sistema de inyección capilar puede ser muy beneficioso para pozos de poca velocidad que tienden a producirse en tapones.
- Este método se aplica en pozos con poca velocidad del gas, donde las velocidades del gas pueden oscilar entre los 100 a los 1000 ft/s, en la columna de producción.

Desventajas del uso de la espuma como método a utilizar:

- El surfactante puede convertirse en problemas de arrastre de espuma o emulsión de líquidos.

- La tendencia de formación de espuma, para distintos sistemas, depende de la cantidad y tipo de fluidos del pozo y de la efectividad del surfactante. Los pozos que producen gran cantidad de condensado (más de 50% de condensado) pueden no formar espuma.
- Se requieren tener bombas para la separación de gas.

6.2 SELECCIÓN DE LA SOLUCIÓN.

A partir de la descripción de las posibles soluciones y las condiciones productivas del pozo modelado a solucionar, se seleccionará la solución que mejor rendimiento tenga para la mitigación de la columna de líquido; y que, a su vez, pueda ser modelada por el simulador Pipesim, escogido para el modelado. Los datos del sistema productivo del pozo necesarios para escoger el método de mitigación de la columna en el modelo de pozo real planteados son:

- GLR: 17546 scf/bbl.
- Profundidad de la zona productora más cercana: 15610 ft.
- Acumulación de líquido en todas las secciones de la tubería.

La solución a partir de los cambios de tubing es la más simple y una de las más óptimas para adecuarse al pozo a partir de un de análisis nodal producido mediante el software Pipesim, en donde a partir de diámetros más pequeños de tubería de producción se estimará cual es el más óptimo para solucionar el problema de acumulación de líquidos en el pozo.

Teniendo en cuenta la profundidad de la zona productora más cercana para la posible selección del sistema de levantamiento artificial plunger lift, se calcula el GLR óptimo a partir de la relación de selección del método (400 scf/bbl por cada 1000 ft de profundidad), en donde a partir de los más 15000 ft de profundidad de la zona productora más cercana, se tiene un GLR óptimo para la operación de 6000 scf/bbl. El dato de GLR calculado es muy diferente del GLR real (17546

scf/bbl) por lo cual no se hace factible utilizar el método de plunger lift para resolver el problema de acumulación de líquidos en el pozo, además de los altos costos, tiempos de cierre y sistemas operativos a generar si se llegase a efectuar este sistema de solución. Este sistema no es recomendado para pozos profundos, al instaurarlo en este tipo de pozos el levantamiento de barriles día es ineficiente (Figura 33).

El método de la inyección de espuma no se puede usar como método de solución en el caso a solucionar, puesto que el pozo se encuentra altamente dañado; la columna de líquido es representativa y este sistema de solución no funciona si la columna de líquido es muy alta, debido a que grandes cantidades de líquidos causan un bajo rendimiento del surfactante, y no permiten disminuir la carga de líquido, además el GLR del pozo se encuentra muy por encima de los rangos ya trabajados y estudiados en las operaciones reales (GLR entre 1000 y 8000).

La reducción de presión que produce el uso de sistemas de compresión en superficie es relativamente baja, siendo en muchas ocasiones un gasto que no genera la satisfacción productiva propicia para generarlo, requiriendo gastos energéticos altos para su funcionamiento; este método puede ser una posible solución acompañada de otro método. Además, no se puede utilizar en el caso planteado puesto que el sistema posee un estrangulador en superficie que produce un aumento de presión o contrapresión para disminuir la condensación de líquidos en la tubería de producción.

El método a utilizar para mitigar la acumulación de líquidos en el pozo real modelado será el método de disminución de diámetros del tubing, el cual será estudiado y demostrado a continuación.

6.3 PLANTEAMIENTO DE LA SOLUCIÓN.

Para el pozo CUP XH-38 se establece como método de mitigación, el modelamiento de una nueva sarta de producción, con la finalidad de disminuir la columna de líquido, esto teniendo en cuenta las soluciones anteriormente planteadas, concluyendo que la solución a ejecutar (cambios en los diámetros del tubing) es la adecuada, por su fácil implementación, larga duración y la respuesta en el aumento de la tasa de arrastre del gas y disminución de su velocidad crítica para arrastrar los líquidos.

A continuación, se propondrán dos nuevos diseños de la sarta de producción a implementar en el modelo producido en el capítulo anterior por el software, de esta forma observar el comportamiento de cada una de ellas respecto a las variables que se pondrán en consideración.

Para las configuraciones planteadas, se deben tener en cuenta en los siguientes criterios:

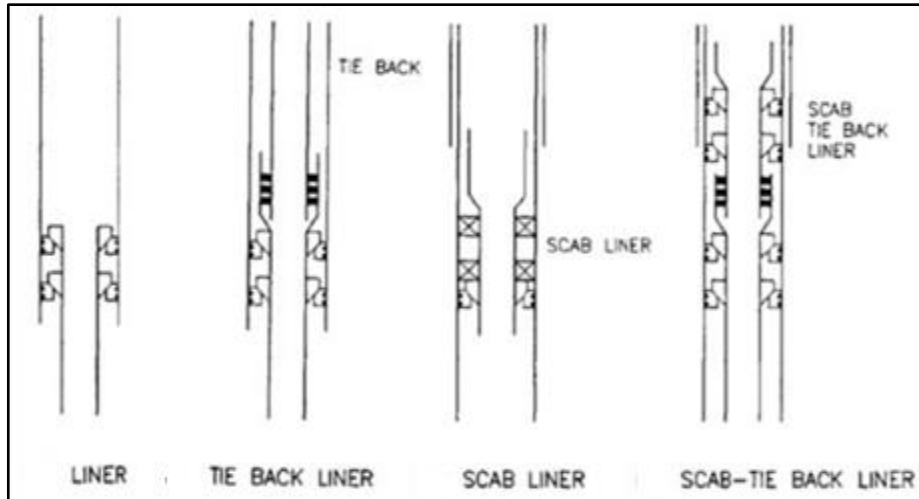
- Disponibilidad de la tubería seleccionada.
- Requerimientos de peso, de acuerdo al modelo inicial.
- Las condiciones a las que será sometida la tubería (servicio dulce).
- Los reportes de perforación, ya que deberá realizarse un nuevo cañoneo a las profundidades mostradas para las formaciones productoras anteriormente mencionadas. (Tabla 23).
- La instalación de la nueva configuración, que se verá restringida por el posterior aislamiento a las zonas productoras, esto con la finalidad de generar la reducción de diámetro a lo largo del pozo, sin comprometer la producción inicial del modelo.

Tabla 25. Diseños de sarta.

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	DISEÑO 1	DISEÑO 2
TBG HANGER	33.95		
TUBING	45.93	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	945.39	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	1006.5	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	11187	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	11304	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	11461	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
SCAB LINER	14990	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
LINER	16426	5 ½” 23 lb/ft 4.670 ID L-80, 13% Cr	4 ½” 11.6 lb/ft 4.000 ID L-80, 13% Cr
TUBING	16821	4 ½”, 12.75lb/ft, 3.958 ID L-80,13% Cr	3 ½”, 12.7 lb/ft ,2.750 ID L-80, 13%Cr
TUBING	17942	3 ½”, 10.2lb/ft, 2.992 ID L-80,13% Cr	2 7/8”, 10.7 lb/ft 2.091 ID L-80, 13%Cr

A lo largo de la nueva configuración, se hizo necesario la instalación de diferentes tipos de liner para generar el modelo de mayor eficiencia, a continuación, se mostrará las diferentes configuraciones para la instalación de tubería; con lo cual se establecieron las dos nuevas configuraciones para modelar y solucionar la acumulación de líquidos que presenta el pozo el pozo XH-38.

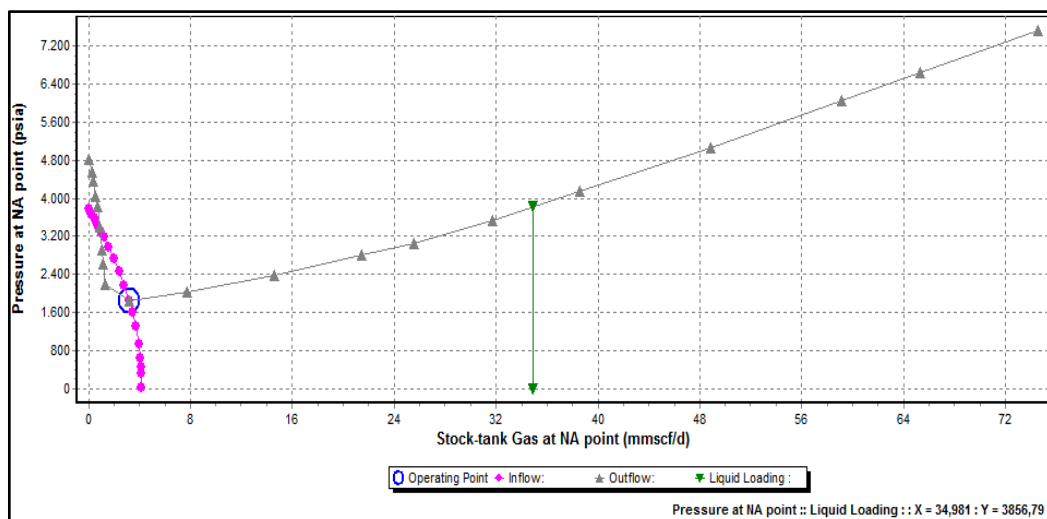
Figura 34. Configuraciones de instalación de tubería.



Fuente: modificado de NAVA TOTY FERNANDO. Casing y liner perforación, 2010.

Anteriormente se reportaron los datos obtenidos de la configuración inicial, para el caso en cuestión, el dato de importancia será el caudal de gas obtenido, buscando no alejarse de forma significativa del dato de producción obtenido con la configuración inicial, pero modificando significativamente el Liquid Loading obtenido.

Figura 35. Producción de gas para el diseño inicial.



De la gráfica anterior se obtiene que:

$$Q_g = 3,193 \text{ MMscf/D.}$$

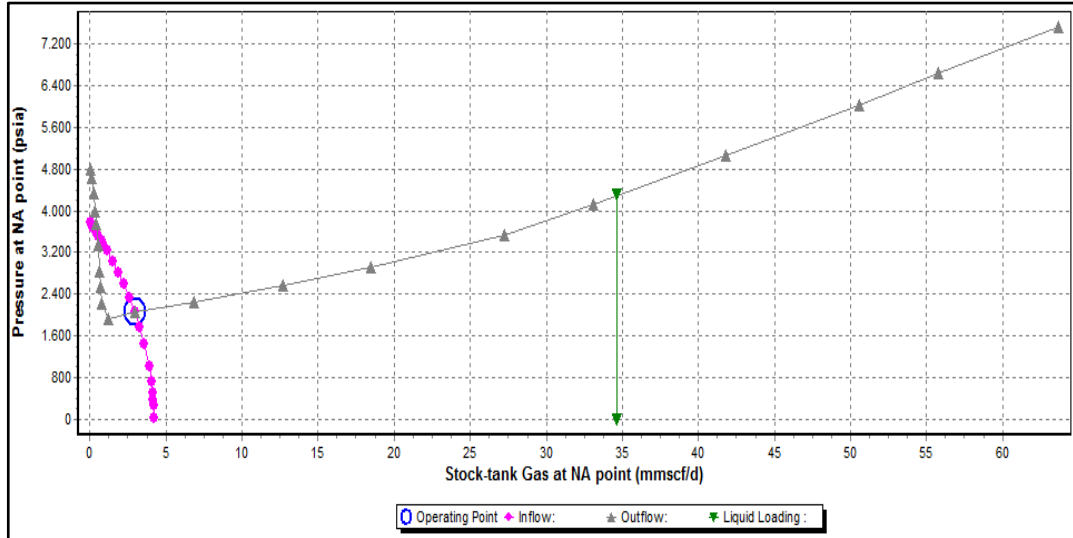
Tabla 26. Resultados obtenidos para el diseño inicial.

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	ID (in)	LIQUID LOADING
TBG HANGER	33.95	12.375	8.6906
TUBING 7	45.93	6.049	2.1088
TUBING 7	945.39	6.049	2.1268
TUBING 7	1006.5	6.049	2.1407
TUBING 7	11187	6.049	2.2765
TUBING 7	11304	6.049	2.3904
TUBING 7	11461	6.049	2.3912
SCAB LINER 7	14990	6.049	2.4008
LINER 7	16426	6.049	2.4003
TUBING 5	16821	4.276	1.1805
TUBING 4 ½	17942	3.958	1.0136

Del reporte de salida de la herramienta software se obtienen la relación que denota la aparición de carga de líquido para la configuración con los ID (diámetros internos) mostrados, el dato mostrado es un promedio calculado para el segmento total de la tubería instalada a la profundidad mostrada, en esta configuración se demuestra que el pozo se encuentra altamente dañado; el Liquid Loading es superior a 1 en toda las secciones de la tubería.

6.4 APLICACIÓN DE LOS DISEÑOS PROPUESTOS.

Figura 36. Producción de gas para el diseño 1.



De la gráfica anterior se obtiene que:

$$Q_g = 2,992 \text{ MMscf/D.}$$

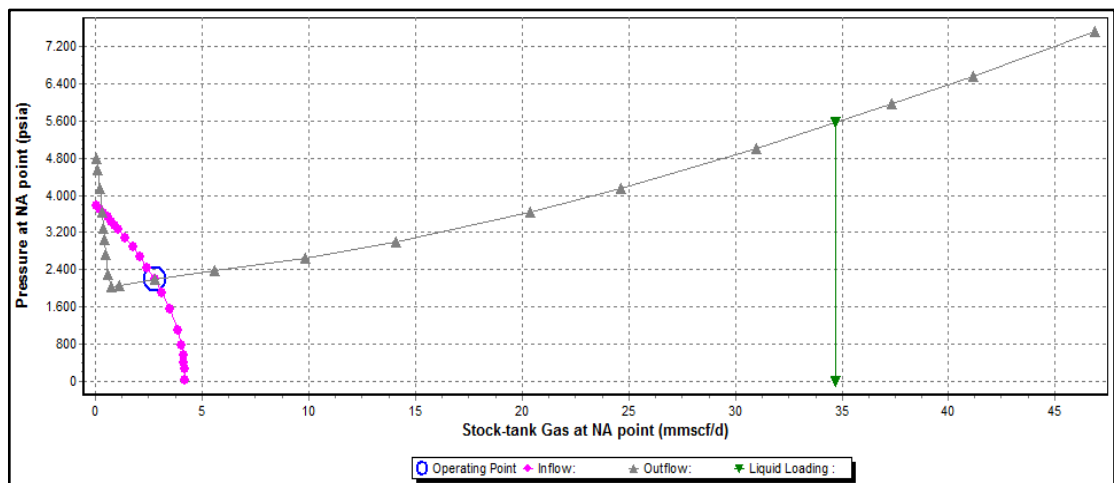
Tabla 27. Resultados obtenidos para el diseño 1.

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	ID (in)	LIQUID LOADING
TBG HANGER	33.95	12.375	9.2990
TUBING 5 ½	45.93	4.670	1.3246
TUBING 5 ½	945.39	4.670	1.3358
TUBING 5 ½	10065	4.670	1.3516
TUBING 5 ½	11187	4.670	1.3526
TUBING 5 ½	11304	4.670	1.4755

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	ID (in)	LIQUID LOADING
TUBING 5 ½	11461	4.670	1.5490
SCAB LINER 5 ½	14990	4.670	1.5503
LINER 5 ½	16426	4.670	1.5692
TUBING 4 ½	16821	3.958	1.279
TUBING 3 ½	17942	2.992	0.64671

Del reporte de salida de la herramienta software se obtienen la relación que describe la aparición de la carga de líquido para la configuración con los ID (diámetros internos) mostrados, se evidencia un mejoramiento con respecto a la acumulación de líquido que reportaba el pozo. El dato mostrado es un promedio calculado para el segmento total de la tubería instalada a la profundidad mostrada.

Figura 37. Producción de gas para el diseño 2.



De la gráfica anterior se obtiene que:

$$Q_g = 2,777 \text{ MMscf/D.}$$

Tabla 28. Resultados obtenidos para el diseño 2.

TUBERÍA	PROFUNDIDAD	ID (in)	LIQUID LOADING
TBG HANGER	33.95	12.375	9.8833
TUBING 4 ½	45.93	4	1.0328
TUBING 4 ½	945.39	4	1.0457
TUBING 4 ½	10065	4	1.0566
TUBING 4 ½	11187	4	1.0576
TUBING 4 ½	11304	4	1.1667
TUBING 4 ½	11461	4	1.2306
SCAB LINER 4 ½	14990	4	1.2315
LINER 4 ½	16426	4	1.2424
TUBING 3 ½	16821	2.750	0.5927
TUBING 2 7/8	17942	2.091	0.3445

Del reporte de salida de la herramienta software se obtienen la relación que describe la aparición de la carga de líquido para la configuración con los ID (diámetros internos) mostrados, se evidencia un mejoramiento con respecto a la acumulación de líquido que reportaba el pozo y la configuración inicial. El dato mostrado es un promedio calculado para el segmento total de la tubería instalada a la profundidad mostrada. Con este diseño se obtienen alrededor de 2000 ft de tubería libres de líquido acumulándose, partiendo del fondo de pozo. Este diseño permite producir el pozo sin taponamientos en la cara del pozo para el flujo de gas.

6.5 SELECCIÓN DEL DISEÑO DE TUBERÍA.

Como se vio en el capítulo 4, una reducción significativa en los diámetros de la tubería de producción mitigará de forma eficiente la aparición de la columna de líquido en el pozo modelado; para el caso en cuestión, se observa lo siguiente:

Tabla 29. Comparación de resultados.

DISEÑOS	P out (psi)	Q_g (MMscf/d)	Liquid Loading PROMEDIO
Diseño inicial	850	3,193	2.043
Diseño 1	850	2,992	1.343
Diseño 2	850	2,777	1.0001

Como es evidente, la reducción en la producción es considerable para ambos casos, como también disminuye la acumulación de líquido puesto que el Liquid Loading promedio disminuye, lo que se corrobora con los promedios hallados (Tabla 29) para las tablas 26, 27, 28.

La selección realizada sería la propuesta para el diseño 2, en este modelo la producción sufre la caída de producción más significativa, siendo reducida en 0,416 MMscf/d; como también se observa que la variación de Liquid Loading se ve reducida sustancialmente en comparación con el modelo inicial y el diseño 1, puesto que la velocidad de arrastre y crítica del gas aumenta y disminuye sustancialmente, respectivamente. Además, con este diseño se obtienen alrededor de 2000 ft de tubería libres de líquido acumulándose, partiendo del fondo de pozo, permitiendo producir el pozo sin taponamientos en la cara del pozo para el flujo de gas.

Al comparar los diseños propuestos, las diferencias de producción no son relativamente considerables, mientras que la aparición de Liquid Loading a través

de las líneas cambia de forma representativa, permitiendo una relación de velocidades cercana a la requerida para cada tramo de tubería; por tanto la elección realizada será la aplicada en el diseño 2, difiriendo de la obvia respuesta dada para el aumento de caudal, se plantea una producción con una velocidad de acumulación de líquido baja en toda la configuración, con la cual se asegura una eficiencia de levantamiento de líquido alta, lo que traduce en una producción prolongada en el tiempo sin problemas de aparición de líquidos; mientras que en el diseño 1, se observan tramos de tubería para los cuales la relación de velocidades es muy superior a 1, acumulándose líquidos desde el inicio de la configuración, no con la misma proporción que en el modelo inicial, pero si dando la idea de que a medida que se produzca con esta configuración, su aumento en la cantidad de líquido asentado resultará en disminuciones de producción debido a la carga generada.

7. CONCLUSIONES

Los 3 software estudiados, Pipesim, WellFlo y Snap son herramientas de alta ingeniería que pueden ser usados en diversos escenarios de pozos productivos para el mejoramiento de las condiciones operacionales y productivas de pozos.

El análisis nodal es una herramienta muy sofisticada que brindan los 3 software para el estudio de cualquier sistema productivo, además de la instauración e investigación de nuevas opciones operacionales, para generar aumentos de producción en estos sistemas.

A partir del análisis comparativo teórico realizado Pipesim es el software más adecuado y sofisticado para generar modelos representativos del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, puesto que es el software que cuenta con mayor variedad de correlaciones de flujo y ecuaciones IPR para la generación del modelo.

Los porcentajes de error en el análisis comparativo práctico permiten determinar que WellFlo y Pipesim generan modelos confiables a la simulación del proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas, sus errores comparativos para la producción de gas de pozo fueron de 0.031% y 0.053%, respectivamente. Además, Pipesim y WellFlo cuentan con la herramienta Liquid Loading, la cual es apropiada para crear modelos que representen el proceso de acumulación de líquidos en pozos productores de gas. Pero, Pipesim tiene un plus, este software analiza la acumulación de líquidos a lo largo del sistema productivo. El parámetro Liquid Loading informa el equilibrio existente entre la velocidad crítica y de arrastre el gas, siendo óptimo en el rango de 0-1. Concluyendo que Pipesim es el software más adecuado para la generación del modelo.

Se demuestra que Pipesim generó un modelo acertado al caso real planteado, puesto que los datos de salida de producción de agua, aceite y gas concuerdan con el reporte del pozo, conclusión apoyada en los errores comparativos de producción de gas, aceite y agua hallados: 0.031%, 0.31%, 0.13%, respectivamente.

Se determina por medio del software Pipesim la carga de líquido presente en el pozo real modelado en todas las secciones de tubería y se determina que el pozo se encuentra altamente dañado por esta acumulación (Tabla 24).

Existen diferentes métodos de solución para la mitigación de la columna de líquido alojada en fondo de pozos productores de gas, para su uso se deben tener en cuenta las condiciones operativas y productivas de pozo.

A partir del estudio realizado y la sensibilización de condiciones operativas en pozos productores de gas se determina que la disminución en los diámetros de tuberías de producción es el método de solución que se debe evaluar en primera instancia a cualquier pozo productor de gas que presente problemas de acumulación de líquidos, ya que no requiere de costos adicionales con respecto a facilidades de superficie, gastos energéticos extras y además mitiga la columna de forma eficiente.

El diseño 2 de la sarta de producción diseñada es la más propicia para mitigar la carga de líquido que presenta el pozo real evaluado, puesto que la producción de gas solo disminuye a 2.777 MMscf/D, se obtiene Liquid Loading promedio de 1.001, teniendo libras de líquido acumulándose alrededor de 1500 ft de tubería desde el fondo hacia superficie.

8. RECOMENDACIONES

Configurar e importar la data de los modelos del proceso de acumulación de líquidos de pozos productores de gas a simulación dinámica, por medio de la interconectividad Pipesim-OLGA; para estudiar el modelo en estado transitorio y dinámico.

Crear análisis nodales concisos y representativos de todas las soluciones que mitiguen la acumulación de líquidos en pozos productores de gas.

Realizar un análisis económico minucioso a los métodos de solución propuestos, de esta manera tener otro criterio válido para la selección de la solución a implementar.

BIBLIOGRAFÍA

ANSARI. et al. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. Paper SPE 20630. 1990.

BENDLKSEN. MAINE. MOE. NULAND. The Dinamyc Two-Fluid OLGA: Theory and Aplication. Papper SPE 19541. 1991.

BRILL. BEGGS. Two Phase Flow in Pipes. The University of Tusla. 1978.

CULLENDER. SMITH. Practical Solution of Gas Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. 1956.

CULLENDER. SMITH R. Practical Solution of Gas Flow Equations for Wells and Pipelines with Large Temperature Gradients. 1956.

GRAY. ROS. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixture in Wells. 1963.

GRAY. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixture in Wells. EPR Reports Shell Oil Corporation. 1955.

HAGERDORN. BROWN. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two Phase Flow in Smaller Diameter Vertical Conduits.

HALARD. An Accurate Two Two-Phase Well Flow Model Based on Phase Slippage. Paper SPE 12989. 1986.

LEA, James. NICKENS Henry. Gas Well Deliquification, segunda edición. 2008.

MARISCAL CORDERO, Erlin Ariel. Descripción Software Olga.

MUKHERJEE. BRILL. Liquid Hold Up Correlations For Inclined Two Phase Flow. 1983.

OEDRA. BURLEY. LEWIS. HARDMAN. HAYNES. The world According to Gas, Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives. Proceeding of the 6th Petroleum Geologic Conference. 2005.

OLIEMANS. Core-Annular Oil/Water Flow: The Turbulent-Lubricating-Film Model and Measurements in a 2-in. SPE 13725. 1985.

ORKISZEWSKI. Predicting Two Phase Pressure Drop in Vertical Pipe.

ORTIZ, Geimmy. JARAMILLO Karol. Desarrollo de un software para el modelamiento del flujo multifásico en tubería vertical y horizontal.

PEREIRA, Pablo. Modelaje de pozos, software WellFlo. 2008.

SCHLUMBERGER. BARKER, Jardine. A Neural Network Model for Prediction of Liquid Holdup in Two Phase Horizontal Flow. Paper SPE 77499. 2002.

SCHLUMBERGER. Pipesim Suite, User Guide. 2008.

STOITS. An Accurate Empirical Approach to Modeling Two-Phase Flow Paper SPE 15661. 1986.

WEATHERFORD. WellFlo Petroleum Engineering Software, User Guide Software. 2009.

XIAO. A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines. Paper SPE 20361. 1990.

ZAPA, Marvin. PORRAS, Mario. Evaluación de los métodos empleados de software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis nodal. Universidad Industrial Santander. Ingeniería de petróleos. 2014.

ANEXOS

ANEXO 1. ARCHIVOS PLANOS DE LOS SOFTWARE PARA EL ANÁLISIS COMPARATIVO PRÁCTICO.

ARCHIVO PLANO DE PIPESIM.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)	Mass Flow Rates (lb/s)	Viscosities (Centipoise)	Reynolds Number	No-Slip Liquid Holdup	Slip Liquid Holdup	Liquid Watercut (%)	Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity Ratio	Corrosion Rate (in/1e3/year)	Hydrate Sub-cool (F)	Liquid Loading Velocity Ratio	
Tubing_1														
Flowtype is Tubing ID= 3.958 ins Roughness= .001 ins														
1	5536.8	-16863	25457 3.9928 1.0153	2.1201	.411894	.017058 689194.	.05994	.13395	27.204	229.217	.12484	n/a	n/a	.98703
2	5470.6	-16762	25431 4.0005 1.0151	2.1203	.414833	.017023 689949.	.05977	.13388	27.218	228.501	.12495	n/a	n/a	.98730
3	5308.7	-16514	25366 4.0203 1.0147	2.1207	.422208	.016935 691841.	.05935	.13369	27.250	226.772	.12523	n/a	n/a	.98785
4	5263.5	-16442	25347 4.0263 1.0146	2.1208	.424371	.016903 692404.	.05923	.13363	27.260	226.280	.12532	n/a	n/a	.98798
5	5076.3	-16101	25260 4.0570 1.0140	2.1214	.434644	.016789 695173.	.05861	.13332	27.308	224.047	.12576	n/a	n/a	.98825
6	5042.6	-16094	25243 4.0634 1.0138	2.1216	.436683	.016765 695792.	.05849	.13326	27.317	223.621	.12585	n/a	n/a	.98826
7	4976.2	-15894	25208 4.0771 1.0136	2.1218	.440563	.016716 696320.	.05823	.13312	27.337	222.745	.12604	n/a	n/a	.98822
Pre drilled liner 5														
Flowtype is Tubing ID= 4.276 ins Roughness= .001 ins														
7	4976.2	-15894	21598 3.4933 1.0136	2.1218	.440591	.016716 678022.	.05823	.12017	27.338	222.745	.10799	n/a	n/a	1.1534
8	4806.9	-15537	21523 3.5196 1.0130	2.1224	.452268	.016595 675553.	.05763	.11992	27.386	220.439	.10836	n/a	n/a	1.1540
Production liner 7														
Flowtype is Tubing ID= 6.094 ins Roughness= .001 ins														
8	4806.9	-15537	10597 1.7329 1.0130	2.1224	.452299	.016594 557396.	.05763	.07103	27.386	220.439	.05335	n/a	n/a	2.3440
9	4620.1	-15143	10558 1.7370 1.0126	2.1228	.466535	.016472 559789.	.05730	.07114	27.422	217.297	.05341	n/a	n/a	2.3533
10	4478.3	-14844	10530 1.7408 1.0123	2.1231	.477738	.016390 561647.	.05704	.07121	27.452	214.991	.05346	n/a	n/a	2.3598
11	4397.4	-14660	10512 1.7436 1.0121	2.1233	.484738	.016323 562812.	.05686	.07124	27.471	213.620	.05350	n/a	n/a	2.3635
12	4208.8	-14268	10475 1.7500 1.0117	2.1237	.500221	.016202 565322.	.05648	.07130	27.512	210.741	.05358	n/a	n/a	2.3707
13	4197.6	-14237	10472 1.7506 1.0116	2.1238	.501440	.016193 565526.	.05644	.07130	27.515	210.526	.05359	n/a	n/a	2.3712
Scab liner 7														
13	4197.6	-14237	10472 1.7506 1.0116	2.1238	.501477	.016193 565532.	.05644	.07130	27.516	210.526	.05359	n/a	n/a	2.3712
14	4016.8	-13740	10427 1.7614 1.0110	2.1244	.521501	.016042 568853.	.05589	.07131	27.572	207.155	.05374	n/a	n/a	2.3782
15	3834.3	-13238	10382 1.7739 1.0104	2.1250	.542743	.015890 572313.	.05529	.07129	27.632	203.909	.05391	n/a	n/a	2.3838
16	3697.1	-12874	10350 1.7840 1.0099	2.1255	.558843	.015781 574895.	.05484	.07125	27.677	201.640	.05405	n/a	n/a	2.3871
17	3668.8	-12802	10344 1.7861 1.0098	2.1256	.562088	.015759 575397.	.05474	.07124	27.686	201.201	.05408	n/a	n/a	2.3876
18	3533.9	-12460	10314 1.7966 1.0094	2.1260	.577909	.015656 577874.	.05429	.07119	27.729	199.142	.05423	n/a	n/a	2.3899
19	3300.9	-11942	10270 1.8137 1.0086	2.1268	.603128	.015501 581693.	.05359	.07109	27.797	196.106	.05447	n/a	n/a	2.3926
20	3273.6	-11884	10265 1.8157 1.0086	2.1268	.606038	.015483 582126.	.05351	.07108	27.805	195.774	.05449	n/a	n/a	2.3928
21	3099.5	-11514	10234 1.8292 1.0080	2.1274	.625021	.015373 584931.	.05299	.07098	27.855	193.696	.05468	n/a	n/a	2.3937
22	2847.8	-11016	10193 1.8487 1.0073	2.1281	.651849	.015225 588785.	.05225	.07083	27.923	190.989	.05495	n/a	n/a	2.3939
23	2831.1	-10988	10191 1.8499 1.0073	2.1281	.653450	.015216 589007.	.05221	.07082	27.927	190.834	.05497	n/a	n/a	2.3939
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM														
23	2831.1	-10988	10191 1.8499 1.0073	2.1281	.653498	.015216 589014.	.05221	.07082	27.927	190.834	.05497	n/a	n/a	2.3939
24	2751.9	-10852	10180 1.8554 1.0071	2.1283	.661127	.015176 590066.	.05201	.07078	27.946	190.105	.05504	n/a	n/a	2.3939
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM														
24	2751.9	-10852	10179 1.8554 1.0071	2.1283	.661176	.015176 590073.	.05201	.07078	27.946	190.105	.05504	n/a	n/a	2.3939
25	2692.9	-10751	10171 1.8596 1.0069	2.1285	.666914	.015146 590862.	.05186	.07075	27.960	189.568	.05510	n/a	n/a	2.3938
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM														
25	2692.9	-10751	10171 1.8596 1.0069	2.1285	.666963	.015146 590868.	.05186	.07075	27.961	189.568	.05510	n/a	n/a	2.3938
26	2618.7	-10624	10161 1.8650 1.0067	2.1287	.674263	.015109 591867.	.05167	.07070	27.978	188.901	.05517	n/a	n/a	2.3936
27	2601.6	-10595	10159 1.8662 1.0067	2.1287	.675946	.015100 592096.	.05162	.07069	27.983	188.750	.05519	n/a	n/a	2.3935
28	2375.6	-10220	10128 1.8830 1.0061	2.1293	.698314	.014990 595115.	.05104	.07055	28.036	186.828	.05542	n/a	n/a	2.3923
29	2144.4	-9801.	10095 1.9034 1.0055	2.1299	.724050	.014867 598578.	.05037	.07036	28.097	184.791	.05570	n/a	n/a	2.3899
30	2105.0	-9726.	10089 1.9072 1.0054	2.1300	.728704	.014846 599212.	.05024	.07032	28.108	184.443	.05575	n/a	n/a	2.3893
31	1883.1	-9262.	10054 1.9322 1.0046	2.1308	.758168	.014712 603187.	.04946	.07006	28.177	182.349	.05609	n/a	n/a	2.3849
32	1715.7	-8840.	10022 1.9568 1.0039	2.1315	.785667	.014593 606913.	.04872	.06979	28.240	180.567	.05643	n/a	n/a	2.3798
33	1706.7	-8811.	10020 1.9585 1.0039	2.1315	.787581	.014585 607175.	.04867	.06977	28.245	180.449	.05645	n/a	n/a	2.3793
34	1576.1	-8387.	99989 1.9851 1.0032	2.1322	.816001	.014467 611022.	.04791	.06946	28.309	178.767	.05681	n/a	n/a	2.3730
35	1453.5	-7925.	99955 2.0160 1.0024	2.1330	.848078	.014340 615305.	.04706	.06910	28.380	177.022	.05723	n/a	n/a	2.3650
36	1434.6	-7849.	99950 2.0212 1.0023	2.1331	.853495	.014320 616020.	.04692	.06904	28.391	176.742	.05730	n/a	n/a	2.3636
37	1314.5	-7365.	99916 2.0558 1.0014	2.1340	.888686	.014189 620611.	.04601	.06863	28.465	175.011	.05776	n/a	n/a	2.3542
38	1199.3	-6898.	99884 2.0911 1.0006	2.1348	.924095	.014065 625124.	.04513	.06821	28.537	173.413	.05822	n/a	n/a	2.3441
39	1194.5	-6878.	99882 2.0927 1.0006	2.1348	.925637	.014060 625319.	.04509	.06819	28.540	173.347	.05824	n/a	n/a	2.3437
40	1088.4	-6432.	99852 2.1283 99985	2.1356	.960850	.013943 629705.	.04424	.06777	28.609	171.889	.05871	n/a	n/a	2.3332
41	977.95	-5969.	99821 2.1672 99905	2.1363	.998841	.013825 634327.	.04335	.06731	28.680	170.440	.05922	n/a	n/a	2.3216
42	962.12	-5905.	99817 2.1727 99894	2.1365	1.000418	.013808 634967.	.04323	.06725	28.690	170.245	.05929	n/a	n/a	2.3199
43	839.28	-5332.	99785 2.2156 99836	2.1373	1.046589	.013654 639507.	.04229	.06693	28.762	168.774	.05980	n/a	n/a	2.3066
44	728.56	-4947.	99755 2.2601 99730	2.1381	1.08811	.013570 644764.	.04138	.06623	28.837	167.454	.06041	n/a	n/a	2.2932
45	725.43	-4934.	99755 2.2614 99727	2.1381	1.08930	.013567 644901.	.04135	.06621	28.839	167.418	.06043	n/a	n/a	2.2928
46	617.96	-4483.	99727 2.3057 99650	2.1389	1.13114	.013458 649602.	.04048	.06571	28.908	166.192	.06099	n/a	n/a	2.2792
47	511.75	-4019.	99698 2.3535 99570	2.1397	1.17576	.013349 654498.	.03958	.06516	28.978	164.986	.06159	n/a	n/a	2.2644
48	498.24	-3960.	99695 2.3597 99560	2.1398	1.18155	.013335 655124.	.03946	.06509	28.987	164.836	.06167	n/a	n/a	2.2625
49	405.66	-3556.	99670 2.4034 99491	2.1405	1.22191	.013242 659436.	.03868	.06461	29.048	163.835	.06221	n/a	n/a	2.2491
50	289.20	-2932.	99638 2.4652 99396	2.1414	1.28019	.013116 665507.	.03759	.06391	29.132	162.505	.06280	n/a	n/a	2.2366
51	286.56	-2933.	99637 2.4684 99394	2.1415	1.28127	.013113 665619.	.03757	.06389	29.134	162.481	.06301	n/a	n/a	2.2292
52	186.74	-2525.	99611 2.5230 99317	2.1422	1.33055	.013014 670603.	.03670	.06321	29.201	161.452	.06367	n/a	n/a	2.2127
53	99.742	-2056.	99585 2.5813 99238	2.1430	1.38269	.012914 675753.	.03580	.06269	29.270	160.446	.06437	n/a	n/a	2.1952
54	93.280	-2002.	99582 2.5882 99229	2.1431	1.38880	.012903 676350.	.03570	.06262	29.278	160.333	.06446	n/a	n/a	2.1932
55	32.512	-1493.	99554 2.6548 99144	2.1440	1.44745	.012798 681988.	.03474	.06193	29.352	159.301	.06525	n/a	n/a	2.1796
56	32.512	-1006.	99528 2.7216 99064	2.1448	1.50551	.012701 687426.	.03383	.0612						

PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM																	
56	32.512	-1006.	.09528	2.7217	.99063	2.1448	1.50563	.012700	687438.	.03382	.06125	29.422	158.360	.06603	n/a	n/a	2.1542
57	32.512	-999.0	.09528	2.7225	.99063	2.1448	1.50630	.012699	687499.	.03381	.06124	29.423	158.348	.06604	n/a	n/a	2.1540
58	32.512	-952.4	.09525	2.7290	.99055	2.1449	1.51194	.012690	688020.	.03373	.06118	29.430	158.261	.06612	n/a	n/a	2.1521
58	32.512	-952.5	.09525	2.7291	.99055	2.1449	1.51206	.012690	688032.	.03372	.06118	29.430	158.261	.06612	n/a	n/a	2.1521
59	32.512	-944.4	.09525	2.7301	.99054	2.1449	1.51292	.012689	688111.	.03371	.06117	29.431	158.246	.06613	n/a	n/a	2.1518
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM																	
59	32.512	-944.4	.09525	2.7303	.99053	2.1449	1.51304	.012688	688123.	.03371	.06117	29.431	158.246	.06613	n/a	n/a	2.1518
60	32.512	-528.0	.09503	2.7898	.98986	2.1455	1.56424	.012608	692784.	.03294	.06058	29.490	157.481	.06683	n/a	n/a	2.1349
61	2.8228	-45.84	.09479	2.8617	.98907	2.1463	1.62544	.012518	698218.	.03206	.05989	29.558	156.632	.06765	n/a	n/a	2.1149
PUP JOINT 7" 32 LBS/FT, L-80, 13% Cr, NEW VAM																	
61	2.8228	-45.84	.09479	2.8618	.98907	2.1463	1.62557	.012517	698229.	.03206	.05989	29.558	156.632	.06765	n/a	n/a	2.1148
62	2.0865	-33.89	.09478	2.8635	.98906	2.1463	1.62698	.012515	698353.	.03204	.05987	29.559	156.611	.06767	n/a	n/a	2.1144
TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP																	
Flowtype is Tubing ID= 12.375 ins Roughness= .001 ins																	
62	2.0865	-33.89	.02298	.69445	.98905	2.1463	1.62714	.012515	241041.	.03204	.13288	29.560	156.611	.01641	n/a	n/a	8.7188
63	-5e-16	0.0000	.02298	.69626	.98897	2.1464	1.63419	.012506	242066.	.03195	.13203	29.567	156.509	.01643	n/a	n/a	8.7105
Flowline_2																	
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																	
64	0.0000	0.0000	.06048	1.8543	.98866	2.1467	1.64438	.012480	146021.	.03158	.19703	29.590	156.509	.04351	n/a	n/a	
65	10.000	0.0000	.06048	1.8542	.98866	2.1467	1.64483	.012480	145984.	.03159	.19703	29.590	156.498	.04351	n/a	n/a	
66	20.000	0.0000	.06048	1.8541	.98866	2.1467	1.64532	.012479	145944.	.03159	.19704	29.590	156.486	.04351	n/a	n/a	

ARCHIVO PLANO DE WELLFLO.

Compañía:	UIS					
Campo:	CUP					
Ubicación:						
Plataforma:						
Pozo:	XH 38					
Analista:						
Notas						
Resumen de Descripción del Sistema de WellFlo						
Profundidades del pozo medidas desde:	Cabezal					
Elevación de la profundidad de referencia:	0 (ft)					
Nodo	Profundidad Medida (ft)	TVD (ft)	Temp (deg F)	Áspero (in)	I.D. (in)	Desvn (deg)
Yacimiento	18832,00	17608,00	0			
New Tubing_11	18832,00	17608,00	240,0	0,0012	3,958	33,1720
New Tubing_10	17942,00	16863,04	240,0	0,0012	4,276	33,1720
New Tubing_10	17525,00	16514,00	240,0	0,0012	4,276	32,1068
New Tubing_10	17440,00	16442,00	240,0	0,0012	4,276	28,7643
New Tubing_10	17051,00	16101,00	240,0	0,0012	4,276	26,7049
New Tubing_10	16976,00	16034,00	240,0	0,0012	4,276	25,3688
New Tubing_9	16821,00	15893,95	240,0	0,0012	6,094	25,3688
Capa 1	16723,00	15805,40	240,0			
New Tubing_9	16723,00	15805,40	240,0	0,0012	6,094	25,3688
New Tubing_8	16426,00	15537,04	237,3	0,0012	6,094	25,3688

New Tubing_8	15659,00	14844,00	230,3	0,0012	6,094	23,7341
New Tubing_8	15458,00	14660,00	228,4	0,0012	6,094	25,6904
New Tubing_8	15023,00	14268,00	224,4	0,0012	6,094	19,9852
New Tubing_7	14990,00	14236,99	224,1	0,0012	6,094	19,9852
New Tubing_7	13927,00	13238,00	214,0	0,0012	6,094	20,6532
New Tubing_7	13538,00	12874,00	210,3	0,0012	6,094	21,5126
New Tubing_7	13093,00	12460,00	206,1	0,0012	6,094	24,2207
New Tubing_7	12525,00	11942,00	200,9	0,0012	6,094	25,1952
New Tubing_7	12052,00	11514,00	196,6	0,0012	6,094	26,8143
New Tubing_7	11494,00	11016,00	191,5	0,0012	6,094	30,2954
New Tubing_6	11461,00	10987,51	191,2	0,0012	6,094	30,2954
New Tubing_5	11304,00	10851,95	189,9	0,0012	6,094	30,2954
New Tubing_4	11187,00	10750,92	188,8	0,0012	6,094	30,2954
New Tubing_4	11040,00	10624,00	187,5	0,0012	6,094	30,7312
New Tubing_4	10570,00	10220,00	183,5	0,0012	6,094	29,2006
New Tubing_4	10090,00	9801,00	179,2	0,0012	6,094	25,8639
New Tubing_4	9491,00	9262,00	173,8	0,0012	6,094	21,6406
New Tubing_4	9037,00	8840,00	169,5	0,0012	6,094	17,1189
New Tubing_4	8563,00	8387,00	164,9	0,0012	6,094	14,8663
New Tubing_4	8085,00	7925,00	160,2	0,0012	6,094	13,9427
New Tubing_4	7508,00	7365,00	154,6	0,0012	6,094	13,8576
New Tubing_4	7027,00	6898,00	149,8	0,0012	6,094	13,3792
New Tubing_4	6548,00	6432,00	145,1	0,0012	6,094	13,4214
New Tubing_4	6072,00	5969,00	140,4	0,0012	6,094	13,9792
New Tubing_4	5498,00	5412,00	134,8	0,0012	6,094	13,3932
New Tubing_4	5020,00	4947,00	130,1	0,0012	6,094	13,4073
New Tubing_4	4543,00	4483,00	125,4	0,0012	6,094	12,8926
New Tubing_4	4067,00	4019,00	120,7	0,0012	6,094	12,9062
New Tubing_4	3592,00	3556,00	116,0	0,0012	6,094	11,7261

New Tubing_4	2061,00	2056,00	100,8	0,0012	6,094	6,8098
New Tubing_4	1494,00	1493,00	95,1	0,0012	6,094	0
New Tubing_3	1006,50	1005,50	90,2	0,0012	6,094	0
New Tubing_3	1000,00	999,00	90,1	0,0012	6,094	0
New Tubing_2	945,39	944,39	89,6	0,0012	6,094	0
New Tubing_2	529,00	528,00	85,3	0,0012	6,094	3,5235
New Tubing_1	43,93	43,85	80,4	0,0012	12,375	3,5235
New Tubing_0	33,43	33,37	80,3	0,0012	12,375	3,5235
Árbol de Navidad	0	0	80,0			
Árbol de Navidad	0	0	80,0			
Nodo de Salida	0	0	80,0			

Resumen de Correlación de Flujo de WellFlo

Correlación de Flujo entre Pozo y Riser	Hagedorn y Brown (Std)
Pozo y Riser Factor L	1,0000 (Fraction)
Flujo Crítico para Carga de Líquido:	Turner

Resumen de las Propiedades del Fluido de WellFlo

Tipo de Fluido:	Crudo Negro
Número de capas PVT	1
Correlación Pb,Rs,Bo:	Glaso
Correlación Uo:	Beal
Correlación Ug:	Carr
Modelo de Tensión Superficial:	Básico

PVT Número de Capa

Gravedad API del Crudo	43,6996 (deg API)
Gravedad Especifica del Crudo:	0,8077 (sp grav)
Gravedad Especifica del Gas:	0,7720 (sp grav)
Salinidad de Agua:	30226,8086 (ppm)
Corte de Agua:	0,3234 (Fraction)
Relación Gas-Crudo:	17543,9551 (SCF/STB)

Resúmen Profundidad de Referencia WellFlo

Ubicación:	En Tierra
Profundidad Cero:	Cabezal

Resúmen de Rendimiento de Influjo de WellFlo

Tipo de Fluido:	Crudo Negro
Modelo de Ingreso IPR:	MAN_ENTRY_MODEL
Modelo IPR:	Vertical
IPR Número de Capas	1

Capa IPR

Modelo IPR:	Fetkovich
Presión de Capa	3870,0000 (psia)
Temperatura de Capa	240,0 (deg F)
Profundidad Medida de la Capa	16723,00 (ft)
Índice de productividad (J):	0,0011 (STB/d/psi)

Match Production Well Test													
Production Well Test Ajuste													
Nombre de Prueba	Fecha	THP	Qo	Qg	Qw	QL	GOR Total	Corte de Agua	Oil Gravity (Optional)	Gas Gravity (Optional)	Water Gravity (Optional)	WH	
		psia	STB/d	MMSCF/d	STB/d	STB/d	SCF/STB	Fraction	deg API	sp grav	sp grav		
1 Test 1	12/02/2017 12:00:00 a.m.	850	182	3,193	87	269	17543,956	0,3234	43,6997	0,772	1,02	100	

ARCHIVO PLANO DE SNAP.

Base Data - Rate #	-	1	Top wellbore correlation - BeggsBrill	
Total Liquid (stblpd)	-	0.05	Gas Liquid Ratio (scf/stb)- 11869.86	
Oil Rate (stbopd)	-	0.04	Water Cut (%) - 32.3	
Formation Gas Rate (mscfpd)-	-	0.63	Water Rate (stbwpd) - 0.02	
Flowline Pressure (psia) -	-	850.00	Flowline Temperature (°F) - 80.00	

Position MD (ft)	Depth TVD (ft)	Pressure @postn (psia)	Temp @postn (°F)	Pressure Gradient @postn (psia/ft)	GasRate RqredTo Unload (mscfpd)	(vsl+vsg) Mixture Velocity (ft/sec)	Erosion C=100 GasRate (mscfpd)	Liquid Frac (%)	Transit Time (Minute)
0.0	0.0	850.00	80.0	0.000	0	0.00	0	0.0	0.0
0.0	0.0	850.00	80.0	-0.000	14859	0.00	93689	100.0	1775405.0
0.0	0.0	850.00	80.0	0.366	39132	0.00	246757	100.0	1775405.0
34.0	13.9	862.38	80.3	0.365	9584	0.00	60893	99.9	1770891.7
45.9	25.9	866.75	80.3	0.365	9617	0.00	60727	99.9	1770505.7
309.9	289.3	962.91	82.0	0.364	10340	0.00	68798	99.9	1761853.3
528.9	507.9	1042.34	83.5	0.363	10927	0.00	69254	99.9	1754651.2
786.5	765.5	1135.78	85.1	0.363	11601	0.00	75186	100.0	1744569.1
945.4	924.4	1193.11	86.2	0.361	12004	0.00	74491	100.0	1738084.6
999.9	978.9	1212.76	86.5	0.360	12140	0.00	74896	100.0	1735541.3
1006.5	985.5	1215.14	86.6	0.360	12156	0.00	74312	100.0	1735224.7
1266.2	1245.2	1308.64	88.2	0.360	12786	0.00	81264	100.0	1722517.6
1493.9	1472.9	1390.17	89.7	0.358	13310	0.00	81828	100.0	1711393.8
1762.0	1739.3	1485.19	91.4	0.354	13885	0.00	85119	100.0	1696562.5
2030.1	2005.5	1579.90	93.2	0.353	14414	0.00	87980	100.0	1680643.6
2060.9	2036.0	1590.75	93.4	0.353	14472	0.00	87176	100.0	1678686.1
2318.5	2289.6	1680.55	95.0	0.349	14925	0.00	90751	100.0	1661766.1
2537.9	2505.2	1756.81	96.5	0.348	15275	0.00	92583	100.0	1646830.0
2795.5	2757.1	1845.60	98.1	0.345	15641	0.00	94968	100.0	1628400.1
3016.9	2973.4	1921.74	99.6	0.344	15920	0.00	96558	100.0	1611842.7
3285.0	3235.8	2014.04	101.3	0.344	16216	0.00	100092	100.0	1590946.0

12025.9	11472.9	4718.83	157.9	0.271	15880	0.00	122046	100.0	638886.5
12051.9	11496.1	4725.85	158.0	0.271	15872	0.00	121984	100.0	635674.6
12309.5	11728.9	4796.41	159.7	0.274	15798	0.00	122294	100.0	603733.7
12524.9	11923.8	4855.30	161.1	0.273	15736	0.00	122642	100.0	576963.0
12793.0	12168.2	4928.90	162.8	0.275	15659	0.00	122709	100.0	543607.2
13061.1	12412.7	5002.28	164.6	0.274	15583	0.00	122926	100.0	510019.0
13092.9	12441.7	5010.96	164.8	0.273	15574	0.00	122880	100.0	506022.7
13348.4	12679.0	5082.07	166.4	0.278	15501	0.00	123159	100.0	473811.8
13537.9	12855.3	5134.72	167.7	0.278	15448	0.00	123433	100.0	449867.6
13787.2	13088.4	5204.13	169.3	0.278	15377	0.00	123502	100.0	418334.8
13926.9	13219.2	5242.99	170.2	0.278	15339	0.00	123684	100.0	400551.8
14249.5	13522.3	5332.79	172.3	0.278	15248	0.00	123880	100.0	359453.9
14572.1	13825.4	5422.28	174.3	0.277	15158	0.00	124106	100.0	318134.7
14894.6	14128.6	5511.45	176.4	0.276	15070	0.00	124335	100.0	276614.1
14990.0	14218.2	5537.77	177.0	0.276	15044	0.00	124388	100.0	264282.4
15022.9	14249.1	5543.36	177.3	0.170	15036	0.00	124294	100.0	260020.4
15276.4	14478.3	5584.60	178.9	0.163	14977	0.00	124333	100.0	231372.5
15457.9	14641.9	5614.14	180.1	0.163	14935	0.00	124423	100.0	210849.6
15658.9	14825.6	5647.36	181.4	0.165	14889	0.00	124375	100.0	188141.6
16004.5	15138.1	5703.74	183.6	0.163	7292	0.00	61257	100.0	149055.1
16350.1	15450.4	5760.09	185.9	0.163	7254	0.00	61343	100.0	129805.8
16426.0	15519.0	5772.45	186.3	0.163	7246	0.00	61286	100.0	125586.0
16771.6	15831.3	5828.79	188.6	0.163	7209	0.00	61364	100.0	106333.4
16821.0	15875.9	5836.84	188.9	0.163	7203	0.00	61301	100.0	103585.5
16975.9	16015.8	5862.08	189.9	0.163	7187	0.00	61332	100.0	94952.7
17050.9	16083.0	5874.17	190.4	0.161	7179	0.00	61303	100.0	90774.3
17300.2	16301.9	5913.58	192.0	0.158	7153	0.00	61316	100.0	76876.7
17439.9	16424.4	5935.67	192.9	0.158	7138	0.00	61345	100.0	69085.1
17524.9	16497.0	5948.65	193.5	0.153	7129	0.00	61320	100.0	64347.7
17870.5	16786.5	6000.73	205.8	0.151	5978	0.00	51897	100.0	45072.5
17942.0	16846.3	6011.49	208.3	0.150	5952	0.00	51990	100.0	41677.2
18287.6	17135.6	6063.38	220.6	0.150	5828	0.00	51406	100.0	25382.0
18633.2	17424.9	6115.12	232.9	0.150	5709	0.00	51014	100.0	9196.7
18831.9	17591.2	6144.79	240.0	0.149	5643	0.00	50907	100.0	0.0

ANEXO 2. ARCHIVOS PLANOS PARA EL CASO TEÓRICO.

PRIMERA CONFIGURACIÓN DEL COMPLETAMIENO.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)	Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Rate (in/1e3/year)	Corrosion Rate (F)	Hydrate Sub-cool (F)	Liquid			
		Liq.	Gas	Liq.	Gas			Liquid Holdup	Liquid Holdup	Watercut (%)	Velocity Ratio					Loading Velocity	Flash / Interpolation	Table	
n/a	n/a	n/a	n/a	.36903	1.8700	.152773	.026254	n/a	.07322	n/a	0.0000	-24.094	1.0000	n/a	n/a			3	
Tubing_1																			
Flowtype is Tubing ID= 3.958 ins Roughness= .001 ins																			
1	0.0000	-15000	.18394	7.0074	.61940	1.6196	.308751	.013620	771212	.02558	.06487	0.0000	-24.094	.13728	n/a	n/a		.69589	3
2	0.0000	-14000	.18735	7.2776	.63383	1.6052	.316856	.013422	779327	.02510	.06535	0.0000	-28.391	.13986	n/a	n/a		.69665	3
3	0.0000	-13000	.19275	7.5040	.65583	1.5832	.327226	.013170	787800	.02504	.06685	0.0000	-35.098	.14202	n/a	n/a		.70351	3
4	0.0000	-12000	.19879	7.7237	.68016	1.5589	.338780	.012895	797086	.02509	.06858	0.0000	-42.744	.14409	n/a	n/a		.71157	3
5	0.0000	-11000	.20401	7.9880	.70179	1.5372	.351181	.012628	807446	.02490	.06982	0.0000	-49.907	.14652	n/a	n/a		.71684	3
6	0.0000	-10000	.20746	8.3409	.71752	1.5215	.364332	.012391	818932	.02427	.07010	0.0000	-55.583	.14967	n/a	n/a		.71666	3
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM																			
Flowtype is Tubing ID= 6.094 ins Roughness= .001 ins																			
6	0.0000	-10000	.08752	3.5187	.71753	1.5215	.364346	.012391	588872	.02427	.04000	0.0000	-55.583	.06314	n/a	n/a		1.6989	3
7	0.0000	-9000	.08880	3.6316	.73066	1.5084	.374352	.012206	596792	.02387	.04000	0.0000	-60.147	.06413	n/a	n/a		1.6988	3
8	0.0000	-8000	.08879	3.8050	.73347	1.5056	.384764	.012084	601906	.02280	.04000	0.0000	-61.964	.06561	n/a	n/a		1.6789	3
9	0.0000	-7000	.08842	4.0096	.73289	1.5061	.394180	.011992	605726	.02157	.04000	0.0000	-62.572	.06731	n/a	n/a		1.6499	3
10	0.0000	-6000	.08775	4.2438	.72995	1.5091	.404079	.011916	608856	.02026	.04000	0.0000	-62.620	.06920	n/a	n/a		1.6164	3
11	0.0000	-5000	.08693	4.5045	.72581	1.5132	.414463	.011847	611634	.01893	.04000	0.0000	-62.423	.07124	n/a	n/a		1.5807	3
12	0.0000	-4000	.08615	4.7877	.72173	1.5173	.424118	.011782	614299	.01768	.04000	0.0000	-62.144	.07340	n/a	n/a		1.5434	3
13	0.0000	-3000	.08525	5.1014	.71690	1.5221	.435101	.011719	616863	.01644	.04000	0.0000	-61.878	.07572	n/a	n/a		1.5059	3
14	0.0000	-2000	.08451	5.4393	.71289	1.5261	.444718	.011655	619564	.01530	.04000	0.0000	-61.690	.07814	n/a	n/a		1.4675	3
15	0.0000	-1000	.08369	5.8129	.70856	1.5305	.455574	.011589	622330	.01419	.04000	0.0000	-61.635	.08074	n/a	n/a		1.4293	3
16	0.0000	0.0000	.08338	6.1916	.70837	1.5307	.466367	.011494	626683	.01329	.04000	0.0000	-62.799	.08329	n/a	n/a		1.3962	3
Flowline_1																			
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																			
17	0.0000	0.0000	.05326	3.9550	.70837	1.5307	.466373	.011494	380661	.01329	.11392	0.0000	-62.799	.05320	n/a	n/a			3
18	5.0000	0.0000	.05326	3.9549	.70838	1.5306	.466374	.011494	380660	.01329	.11392	0.0000	-62.801	.05320	n/a	n/a			3
19	10.0000	0.0000	.05326	3.9549	.70838	1.5306	.466375	.011494	380658	.01329	.11392	0.0000	-62.803	.05320	n/a	n/a			3

SEGUNDA CONFIGURACIÓN DEL COMPLETAMIENO.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)	Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Rate (in/1e3/year)	Corrosion Rate (F)	Hydrate Sub-cool (F)	Liquid			
		Liq.	Gas	Liq.	Gas			Liquid Holdup	Liquid Holdup	Watercut (%)	Velocity Ratio					Loading Velocity	Flash / Interpolation	Table	
n/a	n/a	n/a	n/a	.35841	1.8161	.152773	.026254	n/a	.07322	n/a	0.0000	-24.094	1.0000	n/a	n/a			3	
Tubing_1																			
Flowtype is Tubing ID= 2.75 ins Roughness= .001 ins																			
1	0.0000	-15000	.37894	11.370	.60443	1.5701	.279936	.014104	899029	.03225	.12057	0.0000	-24.094	.24888	n/a	n/a		.36335	3
2	0.0000	-14000	.38449	12.014	.61781	1.5567	.290100	.013851	898914	.03101	.12075	0.0000	-27.956	.25566	n/a	n/a		.36380	3
3	0.0000	-13000	.39448	12.618	.63822	1.5363	.300764	.013558	908011	.03032	.12216	0.0000	-33.985	.26192	n/a	n/a		.36588	3
4	0.0000	-12000	.40505	13.267	.66048	1.5141	.313993	.013239	917640	.02963	.12377	0.0000	-41.066	.26847	n/a	n/a		.36873	3
5	0.0000	-11000	.41479	14.019	.68130	1.4932	.328158	.012922	929388	.02874	.12471	0.0000	-48.055	.27585	n/a	n/a		.36985	3
6	0.0000	-10000	.42151	14.967	.69749	1.4770	.344023	.012625	944142	.02739	.12434	0.0000	-54.026	.28488	n/a	n/a		.36823	3
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM																			
Flowtype is Tubing ID= 4.2 ins Roughness= .001 ins																			
6	0.0000	-10000	.18071	6.4173	.69751	1.4770	.344045	.012624	748815	.02739	.06634	0.0000	-54.026	.12212	n/a	n/a		.85890	3
7	0.0000	-9000	.18367	6.6778	.71248	1.4621	.355968	.012394	759243	.02677	.06667	0.0000	-59.435	.12453	n/a	n/a		.85960	3
8	0.0000	-8000	.18420	7.0532	.71796	1.4566	.367884	.012226	770207	.02545	.06557	0.0000	-62.101	.12790	n/a	n/a		.84951	3
9	0.0000	-7000	.18352	7.5110	.71862	1.4559	.379896	.012093	781318	.02385	.06375	0.0000	-63.329	.13187	n/a	n/a		.83374	3
10	0.0000	-6000	.18213	8.0391	.71652	1.4580	.392318	.011982	792526	.02215	.06155	0.0000	-63.808	.13631	n/a	n/a		.81497	3
11	0.0000	-5000	.18043	8.6306	.71301	1.4615	.404665	.011885	803808	.02048	.05917	0.0000	-63.886	.14112	n/a	n/a		.79430	3
12	0.0000	-4000	.17850	9.2874	.70852	1.4660	.417393	.011797	815149	.01886	.05670	0.0000	-63.777	.14627	n/a	n/a		.77280	3
13	0.0000	-3000	.17657	10.007	.70385	1.4707	.429876	.011714	826543	.01734	.05423	0.0000	-63.616	.15172	n/a	n/a		.75083	3
14	0.0000	-2000	.17464	10.796	.69911	1.4754	.442395	.011633	838033	.01592	.05180	0.0000	-63.502	.15747	n/a	n/a		.72883	3
15	0.0000	-1000	.17280	11.657	.69462	1.4799	.454797	.011554	849634	.01461	.04944	0.0000	-63.507	.16352	n/a	n/a		.70701	3
16	0.0000	0.0000	.17181	12.548	.69340	1.4811	.467208	.011453	861914	.01351	.04745	0.0000	-64.487	.16956	n/a	n/a		.68757	3
Flowline_1																			
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																			
17	0.0000	0.0000	.05213	3.8075	.69339	1.4811	.467222	.011453	368213	.01351	.11558	0.0000	-64.487	.05145	n/a	n/a			3
18	5.0000	0.0000	.05213	3.8075	.69340	1.4811	.467223	.011453	368212	.01351	.11558	0.0000	-64.489	.05145	n/a	n/a			3
19	10.0000	0.0000	.05213	3.8075	.69340	1.4811	.467224	.011453	368211	.01351	.11558	0.0000	-64.490	.05145	n/a	n/a			3

TERCERA CONFIGURACIÓN DEL COMPLETAMIENO.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)		Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity (in/le3/year)	Corrosion Rate (in/le3/year)	Hydrate Sub-cool (F)	Liquid		
		Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas		Holdup Frn.	Liquid Holdup Frn.	Liquid Watercut (%)	Ratio					Loading Velocity	Flash / Interpolation	Table
n/a	n/a	n/a	n/a	.27894	1.4135	.152773	.026254	n/a	.07322	n/a	0.0000	-24.094	1.0000	n/a	n/a			3	
Tubing_1																			
Flowtype is Tubing ID= 1.703 ins Roughness= .001 ins																			
1	0.0000	-15000	.77984	11.903	.44283	1.2496	.203464	.016943	854859	.06149	.17888	0.0000	-24.094	.36837	n/a	n/a		.18667	3
2	0.0000	-14000	.80857	12.417	.46278	1.2296	.208913	.016470	868505	.06113	.17994	0.0000	-28.524	.37617	n/a	n/a		.19168	3
3	0.0000	-13000	.84898	12.838	.49015	1.2022	.215086	.015969	877439	.06203	.18373	0.0000	-35.720	.38267	n/a	n/a		.19883	3
4	0.0000	-12000	.89422	13.220	.52086	1.1715	.222107	.015457	885323	.06336	.18813	0.0000	-44.478	.38859	n/a	n/a		.20698	3
5	0.0000	-11000	.93612	13.662	.55048	1.1419	.230692	.014941	893712	.06413	.19216	0.0000	-53.467	.39520	n/a	n/a		.21501	3
6	0.0000	-10000	.96974	14.264	.57546	1.1169	.240190	.014446	904084	.06366	.19497	0.0000	-61.560	.40371	n/a	n/a		.22110	3
TUBING 7", 32 LBS/FT, L-80, 13 % Cr, NEW VAM																			
6	0.0000	-10000	.96977	14.265	.57549	1.1169	.240201	.014446	904095	.06366	.19497	0.0000	-61.560	.40372	n/a	n/a		.22110	3
7	0.0000	-9000	.99112	15.134	.59414	1.0983	.251755	.013969	917108	.06146	.19620	0.0000	-67.981	.41536	n/a	n/a		.22476	3
8	0.0000	-8000	.99852	16.391	.60440	1.0880	.264520	.013551	933128	.05742	.19534	0.0000	-71.760	.43134	n/a	n/a		.22443	3
9	0.0000	-7000	.99465	18.077	.60837	1.0840	.279610	.013171	951399	.05215	.19292	0.0000	-78.844	.45171	n/a	n/a		.22120	3
10	0.0000	-6000	.98394	20.229	.60843	1.0840	.297070	.012828	970912	.04638	.18952	0.0000	-74.844	.47640	n/a	n/a		.21591	3
11	0.0000	-5000	.96761	22.965	.60513	1.0873	.317337	.012516	991674	.04043	.18528	0.0000	-75.177	.50602	n/a	n/a		.20874	3
12	0.0000	-4000	.94768	26.445	.59948	1.0929	.340590	.012230	1013567	.03460	.18044	0.0000	-75.067	.54136	n/a	n/a		.19997	3
13	0.0000	-3000	.92605	30.931	.59252	1.0999	.367174	.011964	1026997	.02907	.17789	0.0000	-74.716	.58381	n/a	n/a		.18980	3
14	0.0000	-2000	.90180	36.935	.58384	1.1086	.398272	.011710	1042693	.02383	.17450	0.0000	-74.239	.63626	n/a	n/a		.17809	3
15	0.0000	-1000	1.5531	44.442	.59256	1.0998	.250745	.011468	1038760	.03377	.20749	1.0390	-73.914	.70150	n/a	n/a		.14498	3033
16	0.0000	0.0000	.84913	56.858	.56359	1.1288	.472235	.011210	1091154	.01471	.16405	0.0000	-74.274	.78875	n/a	n/a		.15063	3
Flowline_1																			
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																			
17	0.0000	0.0000	.04234	2.8426	.56348	1.1289	.472570	.011207	280664	.01468	.12657	0.0000	-74.274	.03924	n/a	n/a			3
18	5.0000	0.0000	.04234	2.8426	.56348	1.1289	.472569	.011207	280666	.01468	.12657	0.0000	-74.270	.03924	n/a	n/a			3
19	10.000	0.0000	.04234	2.8427	.56347	1.1289	.472567	.011208	280668	.01468	.12657	0.0000	-74.266	.03924	n/a	n/a			3

ANEXO 3. ARCHIVOS PLANOS PARA EL CASO TEÓRICO.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)		Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)		Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy (Btu/lb)	Erosion Velocity (in/le3/year)	Corrosion Rate (in/le3/year)	Hydrate Sub-cool (F)	Liquid		
		Liq.	Gas	Liq.	Gas	Liq.	Gas		Holdup Frn.	Liquid Holdup Frn.	Liquid Watercut (%)	Ratio					Loading Velocity	Flash / Interpolation	Table
n/a	n/a	n/a	n/a	.70155	2.4328	.243789	.029109	n/a	.08516	n/a	37.650	-101.97	1.0000	n/a	n/a			7	
Tubing_1																			
Flowtype is Tubing ID= 3.958 ins Roughness= .001 ins																			
1	5536.8	-16863	.25176	3.7138	.94908	2.1853	.284862	.017997	685370	.06349	.13693	27.842	-101.97	.12061	n/a	n/a		1.0151	7
2	5470.6	-16762	.25231	3.7227	.95136	2.1830	.285955	.017958	686194	.06347	.13698	27.796	-102.59	.12075	n/a	n/a		1.0149	7
3	5308.7	-16514	.25362	3.7453	.95693	2.1774	.288612	.017861	688314	.06342	.13710	27.688	-104.10	.12112	n/a	n/a		1.0143	7
4	5263.5	-16442	.25399	3.7521	.95852	2.1759	.289368	.017833	688958	.06340	.13713	27.658	-104.52	.12123	n/a	n/a		1.0141	7
5	5076.3	-16101	.25565	3.7859	.96558	2.1698	.292394	.017706	691890	.06325	.13720	27.523	-106.48	.12176	n/a	n/a		1.0128	7
6	5042.6	-16034	.25598	3.7926	.96695	2.1674	.293798	.017682	692396	.06323	.13722	27.495	-106.85	.12187	n/a	n/a		1.0126	7
7	4976.2	-15894	.25665	3.8068	.96977	2.1646	.295453	.017633	693491	.06316	.13724	27.438	-107.62	.12209	n/a	n/a		1.0120	7
Pre drilled liner 5																			
Flowtype is Tubing ID= 4.276 ins Roughness= .001 ins																			
7	4976.2	-15894	.21990	3.2617	.96979	2.1646	.295464	.017632	666253	.06316	.12405	27.437	-107.62	.10461	n/a	n/a		1.1812	7
8	4806.9	-15537	.22137	3.2904	.97700	2.1574	.299664	.017510	668959	.06304	.12415	27.294	-109.65	.10506	n/a	n/a		1.1799	7
Production liner 7																			
Flowtype is Tubing ID= 6.094 ins Roughness= .001 ins																			
8	4806.9	-15537	.10899	1.6201	.97701	2.1574	.299675	.017510	541214	.06304	.07402	27.294	-109.65	.05173	n/a	n/a		2.3965	7
9	4620.1	-15143	.10994	1.6283	.98603	2.1484	.304731	.017390	543451	.06325	.07436	27.116	-112.41	.05186	n/a	n/a		2.3989	7
10	4478.3	-14844	.11062	1.6352	.99263	2.1417	.308445	.017299	545142	.06336	.07467	26.989	-114.45	.05198	n/a	n/a		2.4003	7
11	4397.4	-14660	.11106	1.6392	.99684	2.1375	.311157	.017243	546032	.06345	.07491	26.901	-115.67	.05204	n/a	n/a		2.4012	7
12	4208.8	-14268	.11197	1.6484	1.0056	2.1288	.316793	.017123	548080	.06361	.07538	26.722	-118.24	.05219	n/a	n/a		2.4029	7
13	4197.6	-14237	.11204	1.6492	1.0063	2.1281	.317216	.017114	548256	.06362	.07541	26.709	-118.44	.05221	n/a	n/a		2.4029	7
Scab liner 7																			
13	4197.6	-14237	.11204	1.6492	1.0063	2.1281	.317229	.017113	548261	.06362	.07541	26.709	-118.44	.05221	n/a	n/a		2.4029	7
14	4016.8	-13740	.11309	1.6632	1.0165	2.1178	.323825	.016960	551261	.06367	.07586	26.510	-121.48	.05243	n/a	n/a		2.4033	7
15	3894.3	-13238	.11413	1.6780	1.0268	2.1076	.330995	.016804	554333	.06368	.07630	26.308	-124.44	.05266	n/a	n/a		2.4031	7
16	3697.1	-12874	.11487	1.6894	1.0341	2.1003	.336417	.016699	556543	.06367	.07660	26.164	-126.52	.05284	n/a	n/a		2.4025	7
17	3668.8	-12802	.11501	1.6917	1.0354	2.0990	.337454	.016672	556959	.06366	.07665	26.137	-126.93	.05289	n/a	n/a		2.4023	7
18	3533.9	-12460	.11565	1.7035	1.0417	2.0927	.342304	.016574	559040	.06357	.07687	26.016	-128.83	.05306	n/a	n/a		2.4008	7
19	3300.8	-11942	.11660	1.7222	1.0511	2.0833	.349896	.016424	562284	.06341	.07717	25.836	-131.66	.05334	n/a	n/a		2.3991	7
20	3273.6	-11884	.11671	1.7242	1.0521	2.0822	.350955	.016407	562622	.06340	.07721	25.814	-131.97	.05337	n/a	n/a		2.3979	7
21	3099.5	-11514	.11740	1.7380	1.0589	2.0755	.356894	.016300	564903	.06327	.07743	25.681	-133.91	.05358	n/a	n/a		2.3957	7
22	2847.8	-11016	.11825	1.7582	1.0675	2.0669	.364653	.016154	568261	.06302	.07765	25.518	-136.46	.05389	n/a	n/a		2.3920	7
23	2831.1	-10988	.11830	1.7594	1.0680	2.0664	.365096	.016146	568461	.06300	.07766	25.509	-136.61	.05390	n/a	n/a		2.3918	7

Tubing 7																		
23	2831.1	-10988	.11830	1.7594	1.0680	2.0664	.365110	.016146	568468	.06300	.07766	25.508	-136.61	.05390	n/a	n/a	2.3918	7
24	2751.9	-10852	.11852	1.7651	1.0703	2.0641	.367188	.016106	569429	.06292	.07771	25.467	-137.30	.05399	n/a	n/a	2.3906	7
Pup joint 7																		
24	2751.9	-10852	.11853	1.7652	1.0703	2.0641	.367201	.016106	569436	.06292	.07771	25.467	-137.30	.05399	n/a	n/a	2.3906	7
25	2692.9	-10751	.11869	1.7695	1.0719	2.0624	.368730	.016076	570167	.06286	.07774	25.437	-137.81	.05405	n/a	n/a	2.3898	7
Tubing 7																		
25	2692.9	-10751	.11869	1.7696	1.0720	2.0624	.368744	.016076	570174	.06286	.07774	25.436	-137.81	.05406	n/a	n/a	2.3897	7
26	2618.7	-10624	.11889	1.7752	1.0740	2.0603	.370649	.016038	571114	.06277	.07777	25.400	-138.45	.05414	n/a	n/a	2.3886	7
27	2601.6	-10595	.11893	1.7765	1.0745	2.0599	.371082	.016030	571332	.06275	.07777	25.391	-138.59	.05416	n/a	n/a	2.3883	7
28	2379.6	-10220	.11958	1.7926	1.0810	2.0533	.377868	.015920	573863	.06254	.07794	25.265	-140.42	.05440	n/a	n/a	2.3851	7
29	2144.4	-9801	.12024	1.8123	1.0879	2.0465	.385185	.015796	576943	.06222	.07805	25.138	-142.38	.05469	n/a	n/a	2.3807	7
30	2108.0	-9726	.12036	1.8160	1.0891	2.0453	.386437	.015775	577493	.06215	.07806	25.117	-142.71	.05474	n/a	n/a	2.3797	7
31	1883.1	-9262	.12101	1.8399	1.0958	2.0386	.393921	.015649	580885	.06171	.07806	24.995	-144.74	.05509	n/a	n/a	2.3730	7
32	1715.7	-8840	.12155	1.8634	1.1015	2.0329	.400667	.015538	584144	.06124	.07801	24.895	-146.47	.05542	n/a	n/a	2.3660	7
33	1706.7	-8811	.12159	1.8650	1.1019	2.0325	.401204	.015527	584352	.06120	.07801	24.887	-146.58	.05544	n/a	n/a	2.3655	7
34	1576.1	-8387	.12214	1.8892	1.1077	2.0267	.408892	.015414	587507	.06073	.07797	24.780	-148.22	.05579	n/a	n/a	2.3582	7
35	1453.5	-7925	.12268	1.9176	1.1136	2.0208	.416977	.015291	591217	.06013	.07785	24.678	-149.93	.05619	n/a	n/a	2.3494	7
36	1434.6	-7849	.12276	1.9224	1.1146	2.0198	.418285	.015270	591854	.06003	.07782	24.662	-150.20	.05626	n/a	n/a	2.3479	7
37	1314.5	-7365	.12325	1.9546	1.1202	2.0141	.426461	.015141	596061	.05931	.07761	24.573	-151.90	.05670	n/a	n/a	2.3377	7
38	1199.3	-6998	.12367	1.9875	1.1255	2.0089	.434450	.015016	600291	.05858	.07734	24.495	-153.47	.05716	n/a	n/a	2.3273	7
39	1194.5	-6978	.12369	1.9889	1.1257	2.0087	.434846	.015011	600460	.05855	.07734	24.491	-153.54	.05718	n/a	n/a	2.3269	7
40	1088.4	-6432	.12416	2.0205	1.1308	2.0036	.443406	.014900	604068	.05789	.07714	24.402	-154.97	.05761	n/a	n/a	2.3165	7
41	977.95	-5969	.12458	2.0553	1.1357	1.9987	.451999	.014787	607985	.05715	.07686	24.322	-156.41	.05808	n/a	n/a	2.3049	7
42	962.12	-5905	.12464	2.0602	1.1363	1.9981	.453162	.014772	608541	.05705	.07682	24.312	-156.60	.05815	n/a	n/a	2.3032	7
43	839.28	-5412	.12501	2.1000	1.1410	1.9934	.462060	.014652	613005	.05619	.07644	24.242	-158.05	.05868	n/a	n/a	2.2900	7
44	728.56	-4947	.12531	2.1398	1.1450	1.9893	.470257	.014540	617444	.05532	.07602	24.189	-159.36	.05920	n/a	n/a	2.2768	7
45	725.43	-4934	.12531	2.1410	1.1451	1.9892	.470486	.014537	617572	.05529	.07601	24.187	-159.40	.05922	n/a	n/a	2.2765	7
46	617.96	-4483	.12560	2.1810	1.1491	1.9853	.479376	.014430	621797	.05445	.07561	24.133	-160.61	.05974	n/a	n/a	2.2635	7
47	511.75	-4019	.12587	2.2242	1.1530	1.9814	.488891	.014320	626234	.05356	.07517	24.083	-161.80	.06030	n/a	n/a	2.2498	7
48	498.24	-3960	.12590	2.2298	1.1535	1.9809	.490057	.014307	626785	.05345	.07512	24.076	-161.95	.06038	n/a	n/a	2.2480	7
49	405.66	-3556	.12614	2.2694	1.1566	1.9777	.497846	.014219	630536	.05268	.07471	24.031	-162.94	.06087	n/a	n/a	2.2352	7
50	288.80	-2993	.12640	2.3255	1.1606	1.9738	.508473	.014097	636021	.05155	.07407	23.983	-164.25	.06160	n/a	n/a	2.2166	7
51	286.56	-2983	.12640	2.3266	1.1606	1.9738	.508665	.014095	636123	.05153	.07406	23.982	-164.28	.06161	n/a	n/a	2.2162	7
52	186.74	-2525	.12655	2.3759	1.1634	1.9710	.517160	.013997	640792	.05057	.07348	23.955	-165.29	.06223	n/a	n/a	2.2005	7
53	99.742	-2056	.12667	2.4288	1.1661	1.9683	.526301	.013898	645621	.04957	.07287	23.932	-166.28	.06288	n/a	n/a	2.1841	7
54	93.280	-2002	.12669	2.4349	1.1665	1.9679	.527461	.013887	646163	.04946	.07280	23.929	-166.39	.06296	n/a	n/a	2.1822	7
55	32.512	-1493	.12680	2.4951	1.1693	1.9651	.538308	.013782	651384	.04836	.07213	23.905	-167.40	.06370	n/a	n/a	2.1641	7
56	32.512	-1006	.12692	2.5545	1.1719	1.9625	.548194	.013686	656350	.04733	.07146	23.882	-168.32	.06442	n/a	n/a	2.1461	7

Pup joint 7																		
56	32.512	-1006	.12692	2.5546	1.1719	1.9625	.548214	.013686	656360	.04733	.07146	23.882	-168.32	.06442	n/a	n/a	2.1460	7
57	32.512	-999.0	.12692	2.5553	1.1719	1.9625	.548323	.013685	656416	.04732	.07145	23.882	-168.33	.06443	n/a	n/a	2.1458	7
58	32.512	-952.4	.12693	2.5611	1.1721	1.9623	.549243	.013676	656891	.04722	.07138	23.880	-168.42	.06450	n/a	n/a	2.1441	7
58	32.512	-952.5	.12693	2.5612	1.1721	1.9622	.549263	.013676	656902	.04722	.07138	23.880	-168.42	.06450	n/a	n/a	2.1440	7
59	32.512	-944.4	.12693	2.5621	1.1722	1.9622	.549403	.013675	656974	.04720	.07137	23.879	-168.43	.06451	n/a	n/a	2.1438	7
Tubing 7																		
59	32.512	-944.4	.12694	2.5622	1.1722	1.9622	.549423	.013674	656984	.04720	.07137	23.879	-168.43	.06451	n/a	n/a	2.1437	7
60	32.512	-528.0	.12701	2.6152	1.1741	1.9603	.557690	.013596	661295	.04631	.07077	23.865	-169.17	.06514	n/a	n/a	2.1279	7
61	2.8228	-45.84	.12703	2.6799	1.1759	1.9584	.566982	.013506	666460	.04526	.07002	23.859	-169.99	.06591	n/a	n/a	2.1090	7
Pup joint 7																		
61	2.8228	-45.84	.12703	2.6800	1.1760	1.9584	.567001	.013505	666471	.04526	.07002	23.859	-169.99	.06591	n/a	n/a	2.1090	7
62	2.0865	-33.89	.12703	2.6815	1.1760	1.9584	.567214	.013503	666590	.04523	.07001	23.859	-170.01	.06593	n/a	n/a	2.1086	7
TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP																		
Flowtype is Tubing ID= 12.375 ins Roughness= .001 ins																		
62	2.0865	-33.89	.03081	.65032	1.1760	1.9584	.567238	.013503	229126	.04523	.16620	23.859	-170.01	.01599	n/a	n/a	8.6948	7
63	-5e-16	0.0000	.03081	.65207	1.1762	1.9582	.568304	.013493	229986	.04511	.16528	23.858	-170.11	.01601	n/a	n/a	8.6864	7
Flowline 2																		
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																		
64	0.0000	0.0000	.08107	1.7353	1.1759	1.9585	.570332	.013466	243888	.04463	.23511	23.880	-170.11	.04237	n/a	n/a		7
65	10.000	0.0000	.08107	1.7352	1.1759	1.9585	.570379	.013466	243865	.04463	.23512	23.880	-170.12	.04237	n/a	n/a		7
66	20.000	0.0000	.08107	1.7352	1.1759	1.9585	.570431	.013465	243839	.04464	.23513	23.879	-170.13	.04237	n/a	n/a		7

ANEXO 4. ARCHIVOS PLANOS PARA LOS DISEÑOS DE SOLUCIÓN.

ARCHIVO PLANO PARA EL DISEÑO 1.

Dist.	Elev.	Superficial	Mass Flow Rates	Viscosities	Reynolds	No-Slip	Slip	Liquid	Liquid	Enthalpy	Erosion	Corrosion	Hydrate	Liquid				
(feet)	(feet)	Vel. (ft/s)	Liq. Gas	(Centipoise)	Number	Liquid	Liquid	Holdup	Watercut	(Btu/lb)	Velocity	Rate	Sub-cool	Loading Flash / Table				
n/a	n/a	n/a	n/a	(Centipoise)	Number	Frn.	Frn.	(%)	(%)	(in/1e3/year)	Rate	(F)	Ratio	Interpolation				
Tubing_1				.243789	.029109	n/a	.08516	n/a	37.650	-101.97	1.0000	n/a	n/a	7				
		Flowtype is Tubing	ID= 2.992 ins	Roughness= .001 ins														
1	5536.8	-16863	40597	5.4507	.86865	2.0407	.277679	.018842	739931.	.06932	.17135	28.077	-101.97	.18681	n/a	n/a	.64790	7
2	5470.6	-16762	40684	5.4656	.87070	2.0386	.278732	.018800	740814.	.06928	.17136	28.029	-102.54	.18706	n/a	n/a	.64763	7
3	5308.7	-16514	40895	5.5034	.87570	2.0336	.281293	.018694	743073.	.06917	.17138	27.914	-103.92	.18769	n/a	n/a	.64693	7
4	5263.5	-16442	40955	5.5148	.87713	2.0322	.282023	.018663	743753.	.06913	.17138	27.882	-104.31	.18788	n/a	n/a	.64671	7
5	5076.3	-16101	41227	5.5711	.88369	2.0256	.285730	.018516	747136.	.06890	.17138	27.737	-106.11	.18882	n/a	n/a	.64554	7
6	5042.6	-16034	41278	5.5826	.88495	2.0244	.286013	.018487	747827.	.06885	.17137	27.710	-106.45	.18901	n/a	n/a	.64529	7
7	4976.2	-15894	41384	5.6071	.88756	2.0218	.287339	.018426	749302.	.06873	.17136	27.654	-107.16	.18941	n/a	n/a	.64475	7
Pre drilled liner 5																		
		Flowtype is Tubing	ID= 3.958 ins	Roughness= .001 ins														
7	4976.2	-15894	23649	3.2042	.88758	2.0217	.287348	.018426	618391.	.06873	.13941	27.654	-107.16	.10824	n/a	n/a	1.1283	7
8	4806.9	-15537	23827	3.2306	.89493	2.0144	.291328	.018286	620959.	.06869	.13960	27.489	-109.26	.10868	n/a	n/a	1.1274	7
Production liner 7																		
		Flowtype is Tubing	ID= 4.67 ins	Roughness= .001 ins														
8	4806.9	-15537	17116	2.3206	.89495	2.0144	.291339	.018285	568012.	.06869	.11205	27.489	-109.26	.07807	n/a	n/a	1.5695	7
9	4620.1	-15143	17269	2.3364	.90356	2.0058	.296246	.018141	570389.	.06883	.11240	27.290	-111.78	.07834	n/a	n/a	1.5698	7
10	4478.3	-14844	17381	2.3494	.90993	1.9994	.299848	.018030	572381.	.06889	.11262	27.149	-113.65	.07856	n/a	n/a	1.5697	7
11	4397.4	-14660	17448	2.3579	.91374	1.9956	.301997	.017960	573629.	.06890	.11277	27.066	-114.77	.07870	n/a	n/a	1.5695	7
12	4208.8	-14268	17589	2.3764	.92189	1.9874	.306748	.017812	576141.	.06892	.11320	26.889	-117.14	.07901	n/a	n/a	1.5690	7
13	4197.6	-14237	17601	2.3779	.92254	1.9868	.307166	.017800	576326.	.06892	.11324	26.874	-117.32	.07903	n/a	n/a	1.5689	7
Scab liner 7																		
13	4197.6	-14237	17601	2.3779	.92256	1.9868	.307178	.017800	576331.	.06892	.11324	26.873	-117.32	.07904	n/a	n/a	1.5689	7
14	4016.8	-13740	17772	2.4032	.93235	1.9770	.313676	.017621	579308.	.06886	.11374	26.654	-120.14	.07945	n/a	n/a	1.5676	7
15	3834.3	-13238	17929	2.4318	.94142	1.9679	.319927	.017447	582534.	.06866	.11408	26.461	-122.89	.07992	n/a	n/a	1.5653	7
16	3697.1	-12874	18038	2.4540	.94781	1.9615	.324448	.017320	585061.	.06847	.11427	26.329	-124.83	.08027	n/a	n/a	1.5633	7
17	3668.8	-12802	18061	2.4582	.94913	1.9602	.325489	.017295	585496.	.06844	.11433	26.300	-125.21	.08034	n/a	n/a	1.5629	7
18	3533.9	-12460	18167	2.4792	.95531	1.9540	.330374	.017176	587709.	.06827	.11455	26.165	-126.99	.08067	n/a	n/a	1.5611	7
19	3300.8	-11942	18320	2.5132	.96438	1.9449	.337579	.016992	591432.	.06794	.11480	25.975	-129.64	.08121	n/a	n/a	1.5578	7
20	3273.6	-11884	18337	2.5171	.96538	1.9439	.338369	.016971	591878.	.06790	.11482	25.955	-129.93	.08127	n/a	n/a	1.5574	7
21	3099.5	-11514	18438	2.5435	.97158	1.9377	.343340	.016838	594869.	.06759	.11491	25.833	-131.77	.08168	n/a	n/a	1.5547	7
22	2847.8	-11016	18581	2.5794	.98020	1.9291	.351000	.016659	598685.	.06720	.11508	25.655	-134.19	.08224	n/a	n/a	1.5510	7
23	2831.1	-10988	18589	2.5815	.98067	1.9287	.351448	.016649	598977.	.06717	.11509	25.645	-134.33	.08227	n/a	n/a	1.5507	7

Tubing 7																		
23	2831.1	-10988	18590	2.5815	.98068	1.9286	.351462	.016649	598982.	.06717	.11509	25.645	-134.33	.08227	n/a	n/a	1.5507	7
24	2751.9	-10852	18627	2.5916	.98286	1.9265	.353567	.016605	599811.	.06705	.11513	25.599	-134.98	.08243	n/a	n/a	1.5495	7
Pup joint 7																		
24	2751.9	-10852	18627	2.5916	.98288	1.9264	.353580	.016605	599817.	.06705	.11513	25.599	-134.98	.08243	n/a	n/a	1.5495	7
25	2692.9	-10751	18654	2.5993	.98448	1.9248	.355130	.016572	600531.	.06696	.11515	25.566	-135.47	.08255	n/a	n/a	1.5486	7
Tubing 7																		
25	2692.9	-10751	18654	2.5994	.98449	1.9248	.355143	.016571	600537.	.06696	.11515	25.565	-135.47	.08255	n/a	n/a	1.5486	7
26	2618.7	-10624	18687	2.6092	.98647	1.9228	.357075	.016530	601463.	.06684	.11517	25.525	-136.07	.08270	n/a	n/a	1.5474	7
27	2601.6	-10595	18695	2.6114	.98692	1.9224	.357515	.016520	601679.	.06681	.11517	25.516	-136.21	.08273	n/a	n/a	1.5472	7
28	2378.6	-10220	18789	2.6421	.99265	1.9167	.363152	.016396	604627.	.06639	.11518	25.402	-137.96	.08320	n/a	n/a	1.5434	7
29	2144.4	-9801.	18886	2.6787	.99871	1.9106	.369288	.016256	608215.	.06586	.11509	25.288	-139.83	.08375	n/a	n/a	1.5386	7
30	2108.0	-9726.	18905	2.6853	.99985	1.9095	.370584	.016231	608790.	.06577	.11509	25.265	-140.16	.08385	n/a	n/a	1.5378	7
31	1883.1	-9262.	19014	2.7274	1.0067	1.9027	.378438	.016077	612588.	.06517	.11502	25.130	-142.11	.08447	n/a	n/a	1.5323	7
32	1715.7	-8840.	19103	2.7690	1.0124	1.8969	.385294	.015937	616444.	.06454	.11484	25.023	-143.78	.08509	n/a	n/a	1.5267	7
33	1706.7	-8811.	19109	2.7720	1.0128	1.8965	.385757	.015927	616725.	.06449	.11483	25.016	-143.89	.08513	n/a	n/a	1.5263	7
34	1576.1	-8387.	19187	2.8170	1.0182	1.8911	.392413	.015785	620975.	.06377	.11455	24.923	-145.49	.08579	n/a	n/a	1.5201	7
35	1453.5	-7925.	19268	2.8684	1.0237	1.8857	.399669	.015641	625441.	.06295	.11419	24.827	-147.16	.08653	n/a	n/a	1.5125	7
36	1434.6	-7849.	19283	2.8768	1.0246	1.8847	.401040	.015618	626107.	.06282	.11414	24.809	-147.42	.08665	n/a	n/a	1.5113	7
37	1314.5	-7365.	19370	2.9329	1.0303	1.8790	.409619	.015472	630579.	.06195	.11378	24.703	-149.09	.08745	n/a	n/a	1.5032	7
38	1199.3	-6898.	19443	2.9907	1.0355	1.8738	.417711	.015330	635280.	.06104	.11333	24.616	-150.64	.08826	n/a	n/a	1.4948	7
39	1194.5	-6878.	19446	2.9933	1.0357	1.8736	.418052	.015324	635489.	.06100	.11331	24.612	-150.71	.08830	n/a	n/a	1.4944	7
40	1098.4	-6432.	19506	3.0524	1.0403	1.8691	.425633	.015188	640386.	.06007	.11278	24.542	-152.13	.08912	n/a	n/a	1.4859	7
41	977.95	-5969.	19561	3.1173	1.0448	1.8646	.433620	.015048	645612.	.05904	.11217	24.479	-153.56	.09002	n/a	n/a	1.4767	7
42	862.12	-5505.	19570	3.1262	1.0454	1.8639	.434904	.015029	646284.	.05891	.11210	24.468	-153.75	.09014	n/a	n/a	1.4755	7
43	839.28	-5412.	19636	3.1972	1.0503	1.8590	.444553	.014898	651393.	.05786	.11150	24.387	-155.21	.09110	n/a	n/a	1.4653	7
44	728.56	-4947.	19691	3.2681	1.0545	1.8548	.453378	.014760	656441.	.05683	.11086	24.322	-156.52	.09206	n/a	n/a	1.4551	7
45	725.43	-4934.	19692	3.2701	1.0546	1.8547	.453625	.014756	656589.	.05680	.11084	24.320	-156.56	.09209	n/a	n/a	1.4548	7
46	617.96	-4483.	19735	3.3434	1.0593	1.8510	.462054	.014632	661826.	.05574								

Pup joint 7																		
56	32.512	-1006.	.19898	4.0473	1.0796	1.8297	.533282	.013755	706230.	.04686	.10309	24.075	-165.70	.10191	n/a	n/a	1.3533	7
57	32.512	-999.0	.19898	4.0486	1.0797	1.8297	.533405	.013754	706300.	.04684	.10307	24.075	-165.71	.10193	n/a	n/a	1.3531	7
58	32.512	-952.4	.19900	4.0596	1.0799	1.8294	.534448	.013744	706898.	.04673	.10297	24.072	-165.80	.10206	n/a	n/a	1.3517	7
58	32.512	-952.5	.19900	4.0599	1.0799	1.8294	.534471	.013744	706912.	.04672	.10297	24.072	-165.80	.10206	n/a	n/a	1.3517	7
59	32.512	-944.4	.19900	4.0616	1.0799	1.8294	.534629	.013742	707003.	.04671	.10295	24.072	-165.81	.10208	n/a	n/a	1.3515	7
Tubing 7																		
59	32.512	-944.4	.19900	4.0618	1.0799	1.8294	.534652	.013742	707016.	.04670	.10295	24.072	-165.81	.10208	n/a	n/a	1.3515	7
60	32.512	-528.0	.19911	4.1633	1.0819	1.8274	.543937	.013650	712500.	.04564	.10200	24.057	-166.59	.10330	n/a	n/a	1.3393	7
61	2.8228	-45.84	.19913	4.2882	1.0838	1.8256	.554681	.013545	719177.	.04438	.10082	24.053	-167.45	.10476	n/a	n/a	1.3248	7
Pup joint 7																		
61	2.8228	-45.84	.19913	4.2885	1.0838	1.8256	.554704	.013545	719191.	.04437	.10081	24.053	-167.45	.10477	n/a	n/a	1.3248	7
62	2.0865	-33.89	.19913	4.2914	1.0838	1.8255	.554948	.013543	719347.	.04434	.10079	24.053	-167.47	.10480	n/a	n/a	1.3244	7
TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP																		
Flowtype is Tubing ID= 12.375 ins Roughness= .001 ins																		
62	2.0865	-33.89	.02836	.61120	1.0838	1.8255	.554977	.013543	199004.	.04434	.18441	24.053	-167.47	.01493	n/a	n/a	9.2998	7
63	-5e-16	0.0000	.02836	.61293	1.0840	1.8253	.556171	.013532	199795.	.04422	.18341	24.052	-167.58	.01495	n/a	n/a	9.2903	7
Flowline_2																		
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																		
64	0.0000	0.0000	.07464	1.6289	1.0838	1.8255	.557921	.013508	232185.	.04381	.23562	24.070	-167.58	.03953	n/a	n/a		7
65	10.000	0.0000	.07464	1.6289	1.0838	1.8255	.557980	.013508	232158.	.04382	.23563	24.069	-167.60	.03953	n/a	n/a		7
66	20.000	0.0000	.07464	1.6288	1.0839	1.8254	.558045	.013508	232127.	.04382	.23564	24.068	-167.61	.03953	n/a	n/a		7

ARCHIVO PLANO PARA EL DISEÑO 2.

Dist. (feet)	Elev. (feet)	Superficial Vel. (ft/s)	Mass Flow Rates (lb/s)		Viscosities (Centipoise)		Reynolds Number	No-Slip		Slip		Enthalpy Velocity Ratio	Erosion Rate	Corrosion Rate	Hydrate Sub-cool	Liquid Loading Flash / Table		
			Liq.	Gas	Liq.	Gas		Holdup	Liquid	Liquid	Watercut					Rate	Ratio	Diagnosics
n/a	n/a	n/a	n/a	.61044	2.1169	.243789	.029109	n/a	.08516	n/a	37.650	-101.97	1.0000	n/a	n/a			7
Tubing_1																		
Flowtype is Tubing ID= 2.091 ins Roughness= .001 ins																		
1	5536.8	-16863	.77200	9.7876	.80325	1.9241	.272772	.019535	883377.	.07311	.20535	28.361	-101.97	.34752	n/a	n/a	.34561	7
2	5470.6	-16762	.77381	9.8205	.80534	1.9220	.273786	.019480	884696.	.07304	.20535	28.304	-102.47	.34809	n/a	n/a	.34536	7
3	5308.7	-16514	.77823	9.9036	.81045	1.9169	.276262	.019343	888074.	.07286	.20532	28.167	-103.68	.34952	n/a	n/a	.34474	7
4	5263.5	-16442	.77949	9.9283	.81192	1.9154	.276970	.019303	889093.	.07280	.20531	28.129	-104.03	.34995	n/a	n/a	.34455	7
5	5076.3	-16101	.78531	10.050	.81876	1.9086	.280235	.019114	894161.	.07248	.20522	27.952	-105.61	.35202	n/a	n/a	.34361	7
6	5042.6	-16034	.78642	10.074	.82008	1.9073	.280865	.019076	895199.	.07241	.20520	27.918	-105.92	.35244	n/a	n/a	.34342	7
7	4976.2	-15894	.78874	10.126	.82283	1.9045	.282168	.018998	897413.	.07226	.20514	27.849	-106.55	.35332	n/a	n/a	.34301	7
Pre drilled liner 5																		
Flowtype is Tubing ID= 2.75 ins Roughness= .001 ins																		
7	4976.2	-15894	.45602	5.8549	.82285	1.9045	.282177	.018997	736456.	.07226	.17688	27.848	-106.55	.20428	n/a	n/a	.59327	7
8	4806.9	-15537	.45941	5.9160	.82970	1.8977	.285555	.018826	740376.	.07206	.17688	27.681	-108.37	.20532	n/a	n/a	.59217	7
Production liner 7																		
Flowtype is Tubing ID= 4 ins Roughness= .001 ins																		
8	4806.9	-15537	.21715	2.7963	.82971	1.8976	.285565	.018826	565775.	.07206	.13800	27.680	-108.37	.09705	n/a	n/a	1.2528	7
9	4620.1	-15143	.21906	2.8187	.83761	1.8897	.290073	.018672	568083.	.07211	.13831	27.485	-110.83	.09744	n/a	n/a	1.2524	7
10	4478.3	-14844	.22053	2.8360	.84362	1.8837	.293704	.018554	569849.	.07215	.13854	27.334	-112.65	.09774	n/a	n/a	1.2519	7
11	4397.4	-14660	.22139	2.8474	.84723	1.8801	.295870	.018481	571035.	.07214	.13865	27.246	-113.75	.09793	n/a	n/a	1.2515	7
12	4208.8	-14268	.22320	2.8727	.85480	1.8725	.300402	.018323	573632.	.07209	.13892	27.066	-116.06	.09837	n/a	n/a	1.2505	7
13	4197.6	-14237	.22334	2.8749	.85538	1.8720	.300746	.018310	573839.	.07209	.13895	27.053	-116.24	.09840	n/a	n/a	1.2504	7
Scab liner 7																		
13	4197.6	-14237	.22334	2.8749	.85539	1.8720	.300756	.018310	573845.	.07209	.13895	27.052	-116.24	.09840	n/a	n/a	1.2504	7
14	4016.8	-13740	.22555	2.9095	.86472	1.8626	.306705	.018108	577027.	.07194	.13940	26.830	-119.00	.09898	n/a	n/a	1.2486	7
15	3834.3	-13238	.22776	2.9460	.87413	1.8532	.313091	.017903	580349.	.07176	.13983	26.605	-121.69	.09959	n/a	n/a	1.2466	7
16	3697.1	-12874	.22930	2.9746	.88078	1.8466	.317577	.017750	583078.	.07157	.14006	26.453	-123.60	.10007	n/a	n/a	1.2449	7
17	3668.8	-12802	.22960	2.9804	.88207	1.8453	.318448	.017720	583645.	.07153	.14010	26.424	-123.97	.10016	n/a	n/a	1.2445	7
18	3533.9	-12460	.23091	3.0096	.88777	1.8396	.322597	.017586	586194.	.07126	.14022	26.298	-125.72	.10064	n/a	n/a	1.2424	7
19	3300.8	-11942	.23296	3.0542	.89651	1.8308	.329929	.017391	589535.	.07087	.14048	26.093	-128.34	.10136	n/a	n/a	1.2392	7
20	3273.6	-11884	.23318	3.0594	.89747	1.8299	.330733	.017369	589943.	.07082	.14050	26.072	-128.62	.10144	n/a	n/a	1.2388	7
21	3099.5	-11514	.23454	3.0941	.90345	1.8239	.335788	.017227	592715.	.07046	.14058	25.939	-130.44	.10199	n/a	n/a	1.2362	7
22	2847.8	-11016	.23627	3.1439	.91125	1.8161	.342430	.017038	596863.	.06990	.14058	25.775	-132.83	.10278	n/a	n/a	1.2322	7
23	2831.1	-10988	.23637	3.1468	.91169	1.8157	.342809	.017021	597112.	.06987	.14058	25.765	-132.96	.10283	n/a	n/a	1.2320	7

Tubing 7																		
23	2831.1	-10988	.23638	3.1469	.91170	1.8156	.342820	.017021	597120.	.06987	.14058	25.765	-132.96	.10283	n/a	n/a	1.2320	7
24	2751.9	-10852	.23688	3.1603	.91392	1.8134	.344916	.016969	598131.	.06973	.14061	25.716	-133.61	.10304	n/a	n/a	1.2310	7
Pup joint 7																		
24	2751.9	-10852	.23688	3.1603	.91394	1.8134	.344930	.016969	598138.	.06973	.14061	25.715	-133.61	.10304	n/a	n/a	1.2310	7
25	2692.9	-10751	.23726	3.1703	.91560	1.8118	.346534	.016930	598882.	.06963	.14063	25.678	-134.09	.10320	n/a	n/a	1.2302	7
Tubing 7																		
25	2692.9	-10751	.23726	3.1704	.91561	1.8117	.346548	.016929	598889.	.06963	.14064	25.678	-134.09	.10320	n/a	n/a	1.2302	7
26	2618.7	-10624	.23773	3.1833	.91768	1.8097	.348550	.016880	599860.	.06949	.14066	25.632	-134.69	.10340	n/a	n/a	1.2292	7
27	2601.6	-10595	.23783	3.1862	.91815	1.8092	.349006	.016869	600087.	.06946	.14066	25.622	-134.83	.10345	n/a	n/a	1.2290	7
28	2378.6	-10220	.23916	3.2263	.92415	1.8032	.354865	.016721	603215.	.06901	.14067	25.493	-136.56	.10407	n/a	n/a	1.2259	7
29	2144.4	-9801.	.24050	3.2745	.93031	1.7970	.361146	.016563	606888.	.06842	.14055	25.365	-138.43	.10481	n/a	n/a	1.2217	7
30	2108.0	-9726.	.24072	3.2836	.93132	1.7960	.362230	.016535	607554.	.06830	.14052	25.345	-138.75	.10495	n/a	n/a	1.2209	7
31	1883.1	-9262.	.24204	3.3417	.93748	1.7899	.369063	.016368	611782.	.06754	.14025	25.221	-140.68	.10583	n/a	n/a	1.2156	7
32	1715.7	-8840.	.24326	3.3966	.94316	1.7842	.376107	.016217	615473.	.06683	.14003	25.103	-142.35	.10666	n/a	n/a	1.2106	7
33	1706.7	-8811.	.24334	3.4005	.94353	1.7838	.376582	.016207	615745.	.06678	.14001	25.096	-142.46	.10672	n/a	n/a	1.2102	7
34	1576.1	-8387.	.24443	3.4600	.94886	1.7785	.383420	.016054	619908.	.06598	.13965	24.992	-144.06	.10760	n/a	n/a	1.2047	7
35	1453.5	-7925.	.24549	3.5294	.95435	1.7730	.390706	.015887	624880.	.06503	.13916	24.894	-145.72	.10862	n/a	n/a	1.1982	7
36	1434.6	-7849.	.24565	3.5413	.95523	1.7721	.391895	.015859	625742.	.06487	.13906	24.879	-145.99	.10879	n/a	n/a	1.1971	7
37	1314.5	-7365.	.24669	3.6186	.96070	1.7666	.399800	.015689	631047.	.06382	.13847	24.782	-147.66	.10991	n/a	n/a	1.1899	7
38	1199.3	-6898.	.24773	3.6957	.96585	1.7615	.408193	.015535	635721.	.06282	.13792	24.684	-149.22	.11102	n/a	n/a	1.1825	7
39	1194.5	-6878.	.24777	3.6991	.96606	1.7613	.408547	.015529	635930.	.06278	.13790	24.680	-149.28	.11106	n/a	n/a	1.1822	7
40	1088.4	-6432.	.24862	3.7781	.97063	1.7567	.416408	.015382	640836.	.06174	.13725	24.600	-150.71	.11218	n/a	n/a	1.1748	7
41	977.95	-5969.	.24937	3.8657	.97505	1.7523	.424455	.015229	646348.	.06060	.13648	24.531	-152.14	.11341	n/a	n/a	1.1667	7
42	962.12	-5905.	.24946	3.8782	.97563	1.7517	.425554	.015208	647137.	.06044	.13636	24.523	-152.34	.11358	n/a	n/a	1.1655	7
43	839.28	-5412.	.25015	3.9781	.98010	1.7473	.434463	.015046	653329.	.05916	.13545	24.460	-153.80	.11495	n/a	n/a	1.1565	7
44	728.56	-4947.	.25088	4.0751	.98436	1.7430	.443841	.014901	658730.	.05799	.13463	24.390	-155.13	.11628	n/a	n/a	1.1477	7
45	725.43	-4934.	.25090	4.0779	.98447	1.7429	.444100	.014897	658883.	.05796	.13461	24.388	-155.16	.11631	n/a	n/a	1.1475	7
46	617.96	-4483.	.25151	4.1777	.98820	1.7391	.452935	.014762	664346.	.05679	.13372	24.331	-156.40	.11765	n/a	n/a	1.1385	7
47	511.75	-4019.	.25200	4.2873	.99168	1.7357	.461936	.014624	670393.	.05552	.13270	24.286	-157.62	.11911	n/a	n/a	1.1288	7
48	498.24	-3960.	.25205	4.3017	.99209	1.7353	.463075	.014606	671192.	.05535	.13256	24.281	-157.77	.11930	n/a	n/a	1.1275	7
49	405.66	-3556.	.25233	4.4040	.99479	1.7326	.470869	.014486	678485.	.05419	.13158	24.256	-158.79	.12063	n/a	n/a	1.1188	7
50	288.80	-2993.	.25272	4.5539	.99852	1.7288	.482938	.014322	684615.	.05258	.13019	24.220	-160.15	.12256	n/a	n/a	1.1064	7
51	286.56	-2983.	.25273	4.5566	.99859	1.7288	.483159	.014320	684746.	.05255	.13017	24.219	-160.18	.12260	n/a	n/a	1.1062	7
52	186.74	-2525.	.25311	4.6833	1.0015	1.7258	.493134	.014196	690845.	.05127	.12904	24.182	-161.24	.12421	n/a	n/a	1.0956	7
53	99.742	-2056.	.25334	4.8220	1.0041	1.7232	.503289	.014070	697529.	.04992	.12778	24.159	-162.27	.12594	n/a	n/a	1.0844	7
54	93.280	-2002.	.25336	4.8386	1.0044	1.7230	.504457	.014056	698329.	.04976	.12763	24.158	-162.39	.12615	n/a	n/a	1.0831	7
55	32.512	-1493.	.25341	5.0012	1.0067	1.7206	.515461	.013921	706121.	.04823	.12612	24.153	-163.46	.12815	n/a	n/a	1.0705	7
56	32.512	-1006.	.25330	5.1678	1.0085	1.7188	.525989	.013794	714000.	.04672	.12457	24.164	-164.43	.13016	n/a	n/a	1.0581	7

Pup joint 7																		
56	32.512	-1006.	.25330	5.1681	1.0085	1.7188	.526010	.013794	714016.	.04672	.12457	24.164	-164.43	.13017	n/a	n/a	1.0581	7
57	32.512	-999.0	.25330	5.1700	1.0085	1.7188	.526122	.013793	714102.	.04670	.12455	24.164	-164.44	.13019	n/a	n/a	1.0580	7
58	32.512	-952.4	.25330	5.1861	1.0087	1.7186	.527069	.013781	714835.	.04657	.12441	24.164	-164.53	.13038	n/a	n/a	1.0568	7
58	32.512	-952.5	.25330	5.1864	1.0087	1.7186	.527090	.013781	714852.	.04656	.12440	24.164	-164.53	.13039	n/a	n/a	1.0567	7
59	32.512	-944.4	.25330	5.1889	1.0087	1.7186	.527234	.013779	714963.	.04654	.12438	24.164	-164.55	.13042	n/a	n/a	1.0566	7
Tubing 7																		
59	32.512	-944.4	.25330	5.1892	1.0088	1.7186	.527254	.013779	714979.	.04654	.12438	24.164	-164.55	.13042	n/a	n/a	1.0565	7
60	32.512	-528.0	.25341	5.3349	1.0106	1.7168	.537026	.013679	721184.	.04535	.12314	24.152	-165.34	.13216	n/a	n/a	1.0457	7
61	2.8228	-45.84	.25339	5.5148	1.0124	1.7150	.548628	.013564	728713.	.04393	.12163	24.151	-166.22	.13427	n/a	n/a	1.0330	7
Pup joint 7																		
61	2.8228	-45.84	.25339	5.5152	1.0124	1.7150	.548652	.013563	728729.	.04393	.12162	24.151	-166.22	.13427	n/a	n/a	1.0329	7
62	2.0865	-33.89	.25339	5.5194	1.0124	1.7149	.548916	.013561	728905.	.04389	.12159	24.151	-166.24	.13432	n/a	n/a	1.0327	7
TBG HANGER 13-5/8"X 7"-5 KPSI WP																		
Flowtype is Tubing ID= 12.375 ins Roughness= .001 ins																		
62	2.0865	-33.89	.02647	.57673	1.0124	1.7149	.548948	.013560	174665.	.04389	.20246	24.151	-166.24	.01403	n/a	n/a	9.8835	7
63	-5e-16	0.0000	.02648	.57846	1.0127	1.7147	.550245	.013549	175396.	.04377	.20139	24.149	-166.36	.01405	n/a	n/a	9.8729	7
Flowline_2																		
Flowtype is Tubing ID= 7.625 ins Roughness= .001 ins																		
64	0.0000	0.0000	.06969	1.5357	1.0125	1.7149	.551788	.013528	220417.	.04341	.23699	24.165	-166.36	.03716	n/a	n/a	7	7
65	10.000	0.0000	.06969	1.5356	1.0125	1.7148	.551855	.013528	220387.	.04341	.23701	24.164	-166.38	.03716	n/a	n/a	7	7
66	20.000	0.0000	.06970	1.5355	1.0126	1.7148	.551930	.013528	220355.	.04342	.23702	24.163	-166.39	.03716	n/a	n/a	7	7