

Análisis del Fenómeno *Slippage* en la Cara de Pozo y su Efecto Sobre la Presión de Fondo,
Mediante Simulación Integrada

Carlos Lenim Arengas Sanguino, Laura Camila Osorio Ojeda

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ing. de Petróleos

Director

Gustavo Andrés Valle Tamayo

Magister en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Jhon Harvey Carreño

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2019

DEDICATORIA

A mi mamá, Edilma Rosa, y a mi abuela, Aura Elisa,
por ser mi más grande motivación, por darme todo su amor,
por siempre creerme en mi y apoyarme en cada decisión.

A mi papá, Arturo, a Walter, Juan Pablo
por su apoyo durante este proceso.

A Laura y Valentina, por su invaluable compañía,
ayuda y amistad durante nuestros días universitarios.

A José y Gustavo por su infinita ayuda y paciencia,
que hicieron esto posible.

A mis amigos, Camilo, Lineth y Angie,
por ser mis amigos, mi familia y compañía.

A Vanessa, Lili, y Sofía, por su incondicional apoyo,
y sus palabras de aliento en momentos difíciles.

A mis amigos Laura, Sebastián, Nicolás y Carlos,
por ser los mejores compañeros de intercambio.

En general, a todas las personas que de una manera u otra
aportaron algo en mi vida, que hoy me permite concluir esta fase.

Carlos Arengas

DEDICATORIA

A Mamá, quien siempre ha sufrido y festejado conmigo.

A Papá, quien nunca me ha abandonado a lo largo de los años.

A Maripa quien siempre ha creído en mí.

A tío, abuela, Samuel, Santiago y Maomi por su apoyo incondicional.

A Carlos, de quien no encuentro palabras para describir mi agradecimiento a su fiel compañía.

A Gustavo, quien siempre creyó en nosotros.

A los amigos que encontré a lo largo de mi carrera y me escucharon: Jose, Willy, Maria Camila,

Nestor, Carletto, Nicolasa, Simochin, Merla, Nathalia, Jill, Ivy, Julius Coolius, Irene (Airin),

Natalia, Aura y ohh Aleyandro.

A los compañeros que hice a lo largo de mis travesías nacionales e internacionales, de quienes

guardo los mejores recuerdos.

A J. quien me dedicó palabras cuando más las necesitaba.

Laura Camila

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo General	16
1.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Mapeo histórico del efecto del <i>Slippage</i> sobre la presión de fondo y su análisis usando simulación integrada	17
2.1 Preguntas de investigación.....	17
2.2 Ejecución estudio de mapeo.....	19
2.2.1 Búsqueda de estudio.	20
2.2.1.1 Ámbito de búsqueda.	20
2.2.1.2 Estrategia de búsqueda.....	21
2.2.2 Selección de estudios	22
2.2.2.1 Criterio de selección	22
2.2.2.2 Primera ronda de selección	23
2.2.2.3 Segunda ronda de selección	23
2.2.2.4 Tercera ronda de selección.....	24
2.2.3 Extracción de datos	24
2.2.4 Síntesis de datos	26
2.3 Resultados del estudio.....	27
2.3.1 Búsqueda y selección de resultados	27
2.3.2 Distribución de los estudios.	28
2.3.3. Solución a las preguntas investigación.	30
2.3.3.1. P1: ¿A qué se refiere el fenómeno de Slippage?.....	30

2.3.3.2. P2: ¿Cuáles son los problemas de naturaleza transiente asociados a la producción de fluidos multifásicos.....	31
2.3.3.3. P3: ¿Cómo se ve afectada la presión de fondo ante los problemas mencionados?.....	33
2.3.3.4. P4: ¿De qué manera puede la simulación integrada simplificar la predicción de fenómenos en estado estable o transiente?.....	35
2.3.3.5. P5: ¿Qué posibles técnicas de mitigación se pueden implementar para ayudar a la producción en pozos que presenten este tipo de problemas?.....	36
3. Metodología para el acoplamiento de un modelo integrado.....	37
3.1 Introducción al modelo de pozo.....	39
3.2 Desarrollo del modelo de yacimiento.	41
3.3 Acoplamiento del sistema yacimiento-pozo.	44
3.4 Métodos para el cálculo de caída de presión en tuberías.	45
4. Modelo de simulación integrada yacimiento-pozo.....	48
4.1 Generalidades.....	48
4.2 Descripción del Modelo de Simulación del yacimiento.....	49
4.2.1. Grillado del modelo.	49
4.2.2. Propiedades de la roca.	50
4.2.3. Permeabilidades Relativas.	51
4.2.4. Fluidos del yacimiento.....	52
4.3 Descripción del modelo de simulación del pozo.....	53
4.3.1 Estado mecánico del pozo.....	54
4.4 Validación del modelo.....	57
5. Análisis paramétrico del efecto Slippage sobre la presión de fondo en pozos de flujo bifásico.....	59
5.1. Efecto sobre la presión de fondo.....	60
5.2. Efecto sobre la producción.....	63

ANÁLISIS DEL FENÓMENO *SLIPPAGE* Y SU EFECTO SOBRE LA PRESIÓN DE FONDO

	9
6. Conclusiones	66
7. Recomendaciones	67
Referencias Bibliográficas	68

Lista de Tablas

Tabla 1. Preguntas de investigación y su descripción.....18

Tabla 2. Base de datos electrónicos incluidas en el mapeo de estudio. Adaptado de Yan, et al. 2015
.....21

Tabla 3. Criterios de inclusión y exclusión en el mapeo de estudio. Adaptado de Yang et al.
2015.....23

Tabla 4. Artículo extraído para el estudio. Adaptado de Yang, et al. 201524

Tabla 5. Propiedades Básicas de inicialización en el modelo de simulación. Sandoval (2004)....50

Lista de Figuras

Figura 1. Procedimiento para la ejecución de la investigación. Adaptado de Yang et al, 2015.	19
Figura 2. Resultado de la búsqueda de estudio y la selección.	27
Figura 3. Esquema de burbuja sobre los artículos encontrados.	28
Figura 4. Cantidad de estudios seleccionados sobre el periodo de tiempo.	30
Figura 5. Fenómeno Slippage. Tomado de Shoham, 2006.	31
Figura 6. Esquema de un perfil de presión en forma de U, generado por un simulador de yacimiento transiente. Desarrollado por Zhang et al. 2010.	34
Figura 7. Perfil de velocidad del fluido dentro de la tubería. Tomado de Shi (2005)	48
Figura 8. Grillado del modelo; porosidad.	50
Figura 9. Permeabilidades relativas agua-aceite para la zona de saturación utilizada. Tomado de Sandoval (2004)	51
Figura 10. Fig. 10. Permeabilidades relativas gas-aceite para la zona de interés. Tomado de Sandoval (2004)	52
Figura 11. Envoltente de fase para el fluido de interés. (Informe interno de Ecopetrol).....	53
Figura 12. Estado mecánico del pozo perforado en la zona de interés.	55
Figura 13. Trayectoria del pozo UIS-01	56
Figura 14. Ajuste histórico.....	57
Figura 15. Diagrama de flujo.....	58

Figura 16. Curva del comportamiento de la presión de fondo; asumiendo Slippage	61
Figura 17. Curva de la producción del pozo; omitiendo Slippage.....	62
Figura 18. Curva de la presión de fondo del pozo; (comparación).....	62
Figura 19. Curva de la tasa de producción de Aceite; omitiendo Slippage.....	64
Figura 20. Curva de la tasa de producción de Aceite, asumiendo Slippage.....	64
Figura 21. Curva de la tasa de producción de Gas; asumiendo Slippage.....	65
Figura 22. Curva de la tasa de producción de Gas; omitiendo Slippage.....	65

Resumen

Título: Análisis del Fenómeno *Slippage* en la Cara de Pozo y su Efecto Sobre la Presión de Fondo, Mediante Simulación Integrada*

Autores: Carlos Lenim Arengas Sanguino, Laura Camila Osorio Ojeda**

Palabras Clave: Slippage, producción, flujo multifásico, simulación, yacimiento, pozo.

Descripción: En la industria petrolera, es común enfrentar retos asociados a la producción, donde la utilización de técnicas de simulación y modelado de sistemas permiten una adecuada caracterización. Muchas de estas técnicas convencionales de estado estable no realizan un correcto estudio de los fenómenos de naturaleza transiente asociados, como el Slippage, que pueden llevar a la muerte del pozo.

Por lo cual la implementación de una simulación integrada dinámica en donde se utilizan tanto el modelo de pozo como el de yacimiento para estudiar el sistema de manera unificada, permiten obtener datos con mayor precisión, analizar, además de alertar de posibles futuros problemas.

Mediante una investigación sobre estudios relacionados con el tema, se propone una metodología de integración y una consecuente descripción del fenómeno de Slippage. Para construir el modelo unificado se utilizan datos los cuales obedecen a un caso de estudio de un campo colombiano. Siendo el objetivo final de este trabajo mostrar las ventajas que ofrece la simulación integrada en el análisis de fenómenos transientes como es el Slippage y el efecto de esto sobre la producción y la presión de fondo de pozo.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Gustavo Andrés Valle Tamayo

Abstract

Title: Analysis Of The Slippage Phenomenon In The Near Wellbore Formation And Its Effect On Bottomhole Pressure, Through Integrated Simulation.*

Authors: Carlos Lenim Arengas Sanguino, Laura Camila Osorio Ojeda**

Key words: Slippage, production, multiphase flow, simulation, reservoir, well.

Description: In the oil industry, it is common to face challenges associated to production, in which the implementation of simulation techniques and system modeling allow to achieve an adequate characterization. Many of these steady state conventional techniques do not carry out a proper study of the associated transient-nature phenomena, such as the slippage, which can lead to the death of the well.

It is for this reason that the implementation of a dynamic integrated simulation in which both, the well and reservoir models are used in order to study the system from a unified approach, enables to alert on possible upcoming problems and a more accurate data acquisition.

Through research on studies related to the topic, an integration methodology is proposed, along with a consequential description of the Slippage phenomenon. In order to construct the unified model, the data from a Colombian study case is used. Being the main objective of the present study to show the advantages provided by the integrated simulation in the analysis of transient phenomena such as the slippage and the effects of these over the production and the well bottom pressure.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Gustavo Andrés Valle Tamayo.

Introducción

Con el transcurrir de los años, el desarrollo de un pozo se convierte en una tarea más compleja. Este enfrenta dificultades nuevas y únicas, por ello es importante entender el comportamiento del sistema completo, que está conformado por el yacimiento y el pozo. En la producción de campos de aceite y gas, las interacciones dinámicas dentro este sistema no pueden ser ignoradas, especialmente durante el flujo transiente en la región cercana al pozo; donde la carga de líquido es uno de los fenómenos asociados a este tipo de flujo.

Aunque es un tema que se conoce desde hace varias décadas, no ha sido ampliamente estudiado y las investigaciones conocidas no profundizaban debido a su complejidad. En décadas recientes, ha aumentado el interés en este tema, principalmente por la aparición de nuevos simuladores altamente capaces de representar este tipo de dinámicas de flujo en tuberías.

Es debido a este tipo de avances que fenómenos como la carga de líquido (i.e. del inglés *Liquid loading*) el cual es uno de los problemas más comunes que se presentan durante la producción de pozos de flujo bifásico, pueden ser mejor estudiados para dar soluciones. A nivel global son muchos los casos de campos que poseen problemas con este tipo de fenómenos, afectando su vida productiva. Al ser un problema más común en campos maduros, cada vez es más común escuchar hablar de este tipo de desafíos en la industria petrolera y también es la razón por la cual existe un creciente aumento en la cantidad de investigaciones relacionadas con este tópico (Hu, et al., 2010). Por ende, el objetivo de este proyecto es enfocar esfuerzos en el entendimiento de un software integrado que permite visualizar de manera compuesta el fenómeno de *slippage* para analizar problemas subsecuentes a él como la carga de líquido.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Analizar el fenómeno del *Slippage* en la cara de pozo y su efecto sobre la presión de fondo, mediante simulación integrada.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los fenómenos asociados a los efectos del *Slippage* en cara de pozo, por medio de una revisión bibliográfica.

Establecer una metodología para el desarrollo de un modelo dinámico de simulación integrada yacimiento-pozo para la predicción del efecto *Slippage* en las cercanías del pozo.

Validar un modelo de simulación integrada yacimiento-pozo y en estado dinámico acorde a la metodología planteada para representar el efecto *Slippage*, por medio de datos en la literatura.

Realizar un análisis paramétrico del efecto del *Slippage* sobre la presión de fondo en pozos de flujo bifásico.

2. Mapeo histórico del efecto del *Slippage* sobre la presión de fondo y su análisis usando simulación integrada

El objetivo de este mapeo histórico consiste en analizar el efecto del *Slippage* sobre la presión fondo, con el uso de un software que permite modelar el yacimiento y otro para el pozo. Lo anterior, con el propósito de enfrentar adecuadamente los desafíos presentes en pozos que se encuentran en etapas tardías, y cuyo depletamiento ocasiona problemas de naturaleza transiente. El desarrollo se realizará con respecto a enfoques prácticos, beneficios, factores, herramientas y lecciones aprendidas desde el punto de vista de investigadores, que trabajan en el contexto de los fluidos multifásicos, abordando la metodología de “Yang et al (2015)”.

2.1 Preguntas de investigación.

Para un análisis más detallado, se ha dividido el objetivo en cinco preguntas (ver Tabla 1), las cuales cuentan con una descripción con el fin de contextualizar bibliográficamente al lector en los tópicos tratados durante este el proyecto:

Tabla 1. (1-2)

Preguntas de investigación y su descripción

Pi	Pregunta de Investigación	Descripción
P1	¿A qué se refiere el fenómeno de <i>Slippage</i> ?	Es un fenómeno inherente a la producción de fluidos multifásicos.
P2	¿Cuáles son los problemas de naturaleza transiente asociados a la producción de fluidos multifásico?	Existen diferentes desafíos por causa de la presencia de más de un fluido en el pozo, ya que los métodos de solución no serán simples.

Tabla 1 (2-2)

Pi	Pregunta de Investigación	Descripción
P3	¿Cómo se ve afectada la presión de fondo ante los problemas mencionados?	Las fluctuaciones de la presión y posible aumento significativa de esta, causan disminución de la producción y en casos graves la muerte del pozo.
P4	¿De qué manera puede la simulación integrada simplificar la predicción de fenómenos en estado estable o transiente?	Una simulación yacimiento-pozo ofrece una mejor visualización de los fenómenos que ocurren en la región cercana al pozo.

P5	¿Qué posible técnicas de mitigación se pueden implementar para ayudar a la producción en pozos que presenten este tipo de problemas?	Existen diversas técnicas que ofrecen soluciones a los problemas ocasionados por los fenómenos transientes, cuya eficiencia depende del momento en el cual son implementadas.
-----------	--	---

2.2 Ejecución estudio de mapeo.

La Figura 1 muestra el respectivo proceso a seguir para la realización de la investigación, está conformada por siete tareas divididas en cinco fases. Este procedimiento es modificado a las necesidades del proyecto, apropiándose de las indicaciones propuestas en “Yan, et al., (2016)”.

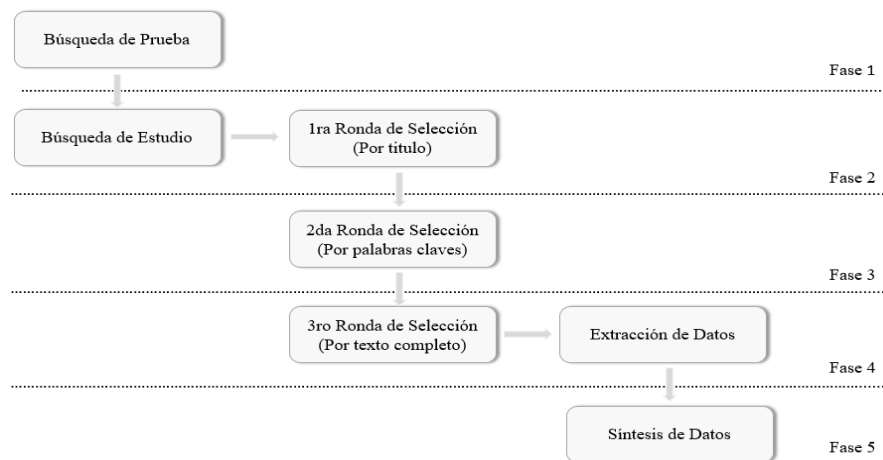


Figura 1. Procedimiento para la ejecución de la investigación. Adaptado de Yang et al, 2015

- Fase 1: Para comenzar, se hizo una recopilación de los posibles motores de búsqueda relacionados a la industria petrolera, los cuales brindarán información relevante.
- Fase 2: En esta, se inicia la búsqueda relacionada específicamente al tema en particular, donde el título fue el primer criterio para decidir si un artículo contenía información adecuada o no.
- Fase 3: Consiste en el segundo criterio de selección enfocado en las palabras claves de los artículos, los cuales brindan una correlación entre las diferentes temáticas a desarrollar en este proyecto.
- Fase 4: Se realizó un filtro meticuloso de la información presente en los artículos basándose en su lectura completa. Además, se extrajeron datos relevantes para la investigación.
- Fase 5: Se realiza una segunda verificación de los artículos finales, para sintetizar los datos y poseer un contenido más compacto.

2.2.1 Búsqueda de estudio. En esta sección, se define el alcance de la investigación y las estrategias de búsqueda.

2.2.1.1 Ámbito de búsqueda.

Periodo de tiempo: El periodo de tiempo establecido para la indagación de información se fija entre octubre de 2007 con el artículo “Integrated Wellbore/Reservoir Model Predicts Flow Transients in Liquid-Loaded Gas Well” (Chupin et al.) y junio de 2017 con “Unstable Well Behaviour In Gas Well Liquid Loading” (Belfroid & van Wijhe).

Base de datos: En la tabla 2 se enlistan las bases de datos que fueron seleccionadas con anterioridad, para realizar la búsqueda de la información necesaria; estas son las más relevantes para la comunidad científica e ingenieros de petróleo en general.

Tabla 2.

Base de datos electrónicas incluídas en el mapeo de estudio. Adaptado de Yan, et al. 2015

#	Base de datos	Filtrado por
BD1	One Petro	Título y texto completo
BD2	ELSEVIER	Título, palabras claves y texto completo
BD3	Repositorio UIS	Título, palabras claves y texto completo

2.2.1.2 Estrategia de búsqueda. Inicialmente se identificaron términos basados en el tema de investigación. Entre los cuales se encuentran “Slippage” y “presión de fondo”. Sin embargo, se encontró que el uso de estos términos arroja un gran número de artículos. Debido a que existe una cantidad considerable de información acerca del fenómeno del *Slippage* y los efectos que este ocasiona en la producción (e.g. carga de líquido, baches severos, cierre y apertura de un pozo, operaciones de mantenimiento, y conificación de gas y agua) el estudio se enfoca solamente en el colgamiento de líquido. Por ello “colgamiento de líquido” se utilizó como palabra clave. Además, debido a que la investigación está relacionada al uso de software para su análisis, se realizó una búsqueda de “simulación integrada” como palabra clave, la cual fue empleada tanto en el título como en el desarrollo del artículo.

Las palabras claves utilizadas para la búsqueda fueron:

- Slippage

- Presión de fondo
- Contrapresión
- Carga de líquido
- Simulación acoplada
- Colgamiento de líquido
- Estado transiente
- Estado estable
- Modelo de yacimiento
- Modelo de pozo

2.2.2 Selección de estudios. En esta sección, se describen criterios de selección y el procedimiento que se llevó a cabo en cada una de las rondas de selección, donde el principal objetivo era discutir y solucionar diferentes puntos de vista, para así mitigar posibles subjetividades en este proceso.

2.2.2.1 Criterio de selección. La primera actividad realizada es la discusión en conjunto llevada a cabo entre los investigadores, el director y co-directores del proyecto, para tener un buen fundamento de los criterios de inclusión y exclusión necesarios para el estudio, ver tablas 3.

Tabla 3.

Criterios de inclusión y exclusión en el mapeo de estudio. Adaptado de Yang et al. 2015

Inclusión
<ul style="list-style-type: none"> · Artículos de investigación en la industria petrolera. · Artículo concerniente a la carga de líquido como fenómeno transiente. · Artículos de investigación en mecánica de fluidos enfocados en la industria petrolera. · Artículos relacionados al proceso de acople para realizar un simulación integrada.
Exclusión
<ul style="list-style-type: none"> · Si un artículo es el resumen de otro , este será excluido. · Si el artículo está enfocado a problemas asociados al <i>Slippage</i>, pero no enfatiza en la carga de líquido será excluido.

2.2.2.2 Primera ronda de selección. Se conoce como búsqueda de prueba. En la cual se utilizaron las estrategias de búsqueda mencionadas anteriormente. Al mismo tiempo se analizaron los títulos más acordes a los temas de interés, y se conservaron estos artículos para una segunda ronda de selección.

2.2.2.3 Segunda ronda de selección. En esta ronda, se examinó si los artículos estaban relacionados directamente con las palabras claves de interés para la investigación, de esta manera se eliminaron aquellos que no fueran de total concordancia con el tópico.

2.2.2.4 Tercera ronda de selección. En este apartado se realizó la lectura completa de los artículos restantes en la cual, con la ayuda de los criterios de selección, se estableció si estos eran adecuados o podían aún ser excluidos.

2.2.3 Extracción de datos. En la tabla 4 se puede observar los artículos seleccionados y una breve descripción de estos.

Tabla 4. (1-3)

Artículo extraído para el estudio. Adaptado de Yang, et al. 2015

Ai	Título De Artículo	Comentario	Pi
A1	“Integrated Wellbore/Reservoir Model Predicts Flow Transients in Liquid-Loaded Gas Wells”.	Se describe una simulación integrada transiente yacimiento-pozo, para analizar un pozo de gas que presenta carga líquida; el modelo muestra las causas para que la tasa de gas disminuya y el colgamiento de líquido aumente.	P2, P4 y P5

Tabla 4. (2-3)

Ai	Título De Artículo	Comentario	Pi
A2	“Integrated Wellbore/Reservoir Dynamic Simulation”.	Presentan diferentes casos de estudio relacionados a fenómenos transientes que pueden ser analizados de mejor manera con el modelo integrado. Al comparar los resultados de IPR lineal y el método	P4

		integrado, concluyendo que el método integrado es más cercano a la realidad.	
A3	“Use of Wellbore-Reservoir Coupled Dynamic Simulation to Evaluate the Cycling Capability of Liquid-Loaded Gas Wells”.	Se estudia una simulación numérica del <i>Well Cycling</i> , el cual es una técnica de mitigación para el <i>Liquid Loading</i> , ya que el proceso involucra tanto al pozo como a la cara del pozo, el enfoque de un modelo acoplado es adoptado.	P4 y P5
A4	“A Coupled Dynamic Reservoir and Pipeline model-development and Initial Experience”.	Se presentan los pasos a seguir para realizar un modelo integrado, a su vez mostrando dos casos de estudio para verificar el modelo contra los datos medidos.	P2 y P4
A5	“Modeling Fully Transient two-phase Flow in the Near-wellbore Region During Liquid-Loading in Gas Wells”.	Explica el comportamiento de la presión en el yacimiento y el pozo debido a la carga de líquido, e introduce el término de <i>back-pressure</i> .	P3

Tabla 4. (3-3)

Ai	Título De Artículo	Comentario	Pi
A6	“A Dynamic Model for Simulation of Integrated	Describe la construcción de un modelo integrado, explica la necesidad de uso y	P4

	Reservoir, Well and Pipeline System”.	menciona las consideraciones a tener en cuenta.	
A7	“Liquid Loading in Gas Wells: Experimental Investigation of Back Pressure Effects on the Near-wellbore Reservoir”.	Analizan el comportamiento de presión de fondo cuando hay carga de líquido, apoyándose en un experimento realizado a un núcleo en el laboratorio. (<i>U-Shaped pressure profile</i>)	P3
A8	“Unstable Well Behaviour in Gas Well Liquid Loading”.	Se busca determinar la transición desde la presión mínima, en la curva de caída de presión hasta las condiciones actuales debido a la carga de líquido o <i>flooding</i> , y como las características del yacimiento juegan un rol en esta transición.	P2 y P3

2.2.4 Síntesis de datos. En esta fase se sintetiza la información más importante de los artículos para dar respuesta a las preguntas anteriormente planteadas. Para realizar un análisis más visual, los datos principales se adjuntan en los siguientes mapas descritos en la sección de resultados.

2.3 Resultados del estudio.

Los resultados son presentados para dar respuesta a las preguntas

2.3.1 Búsqueda y selección de resultados. En la figura 2 se muestran las diferentes rondas de selección y la cantidad artículos en promedio descartados de los diferentes motores de búsqueda para llegar a los 8 finalmente usados.

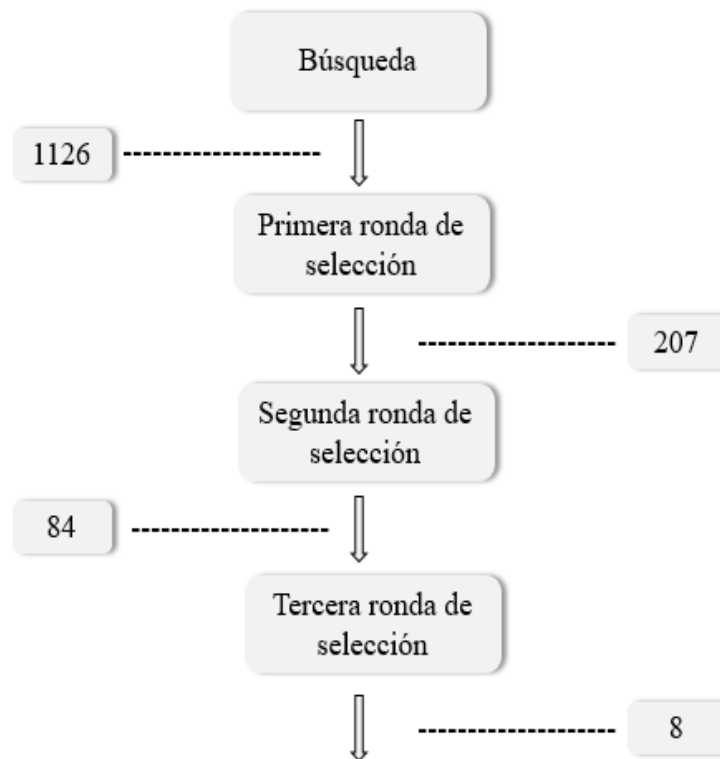


Figura 2. Resultado de la búsqueda de estudio y la selección.

2.3.2 Distribución de los estudios. En la figura 3, se contraponen el periodo de tiempo en el que fueron publicados los artículos (los cuales están numerados según la tabla 4), los temas de relevancia y la fuente de la cual fueron tomados.

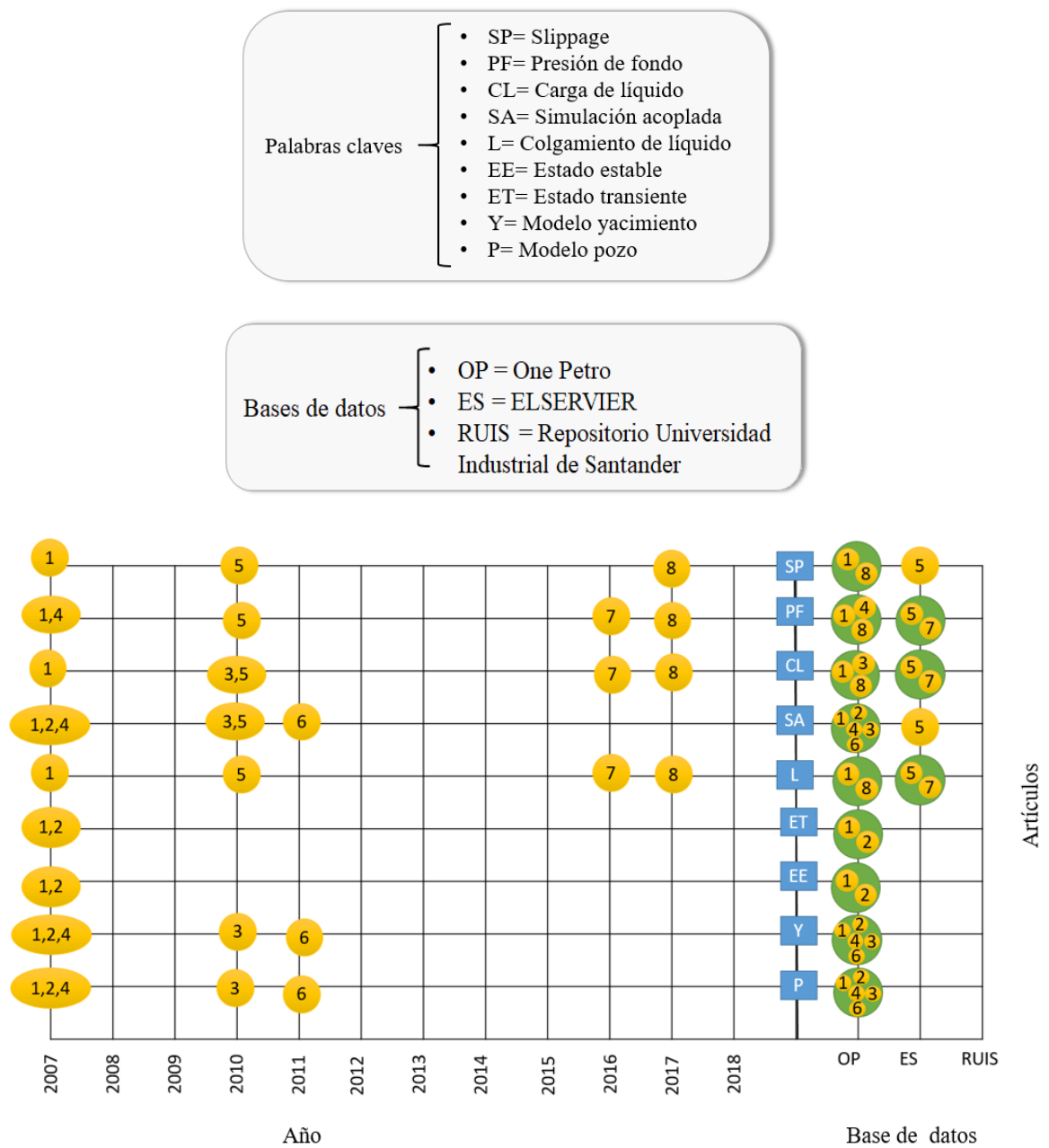


Figura 3. Esquema de burbuja sobre los artículos encontrados.

Se puede inferir de la parte izquierda de la figura 3 que alrededor del año 2007 se iniciaron investigaciones para analizar de manera adecuada fenómenos relacionados a los fluidos multifásicos, cuya naturaleza es transiente. La creciente demanda en los 2000's de mejorar las herramientas de simulación y así implementar técnicas de mitigación más eficientes, llevó a autores como "Sturm et al. (2004)" a desarrollar un modelo dinámico de yacimiento-pozo para simular la producción de aceite, sujeta a conificación de gas y agua. Su modelo era simple por lo cual no podía modelar de manera adecuada los tipos de flujos más complicados como lo es el multifásico (Chupin et al, 2007). Ballard et al. unió un simulador de yacimiento con un simulador transiente de flujo multifásico, para estudiar el *heading* y carga de líquido en pozos de gas. Aunque ambos simuladores eran efectivos por separado, al momento de su acople de manera explícita, arrojaba una estabilidad numérica limitada y una baja velocidad de simulación.

La carga de líquido es un problema en los campos maduros alrededor del mundo. Por ejemplo, en Estados Unidos al menos el 90% de los campos productores de gas presentan tales problemas, aunque sea una vez en su vida productiva (Zhang et al. 2010). Al otro lado del océano atlántico, en la pasada década el porcentaje de casos de carga de líquido en pozos ubicados en la región sur del mar del norte han estado incrementando constantemente en un 30% (Hu et al. 2010). Esta tendencia continuará entre más campos entren a etapas avanzadas de depletamiento. Lo cual se evidencia en el aumento de las investigaciones enfocadas a estos desafíos, para dar soluciones acertadas y rápidas de manera que se puedan prevenir las consecuencias, como puede ser la muerte misma del pozo.

La simulación dinámica integrada yacimiento-pozo no es un tema relativamente moderno, ha sido de gran uso en diferentes ramas. En los últimos treinta años, ha ganado especial atención

debido al rápido crecimiento de las simulaciones dinámicas de flujo. Su crecimiento ha sido rápido y el principal enfoque de la simulación son las dinámicas del flujo en el pozo por encima de las de tubería de transporte. Esto en sí, trae consigo a discusión las dinámicas que se presentan en la región cercana a la cara de pozo, ya que estas a su vez afectan las dinámicas de flujo en el pozo como tal (Sagen et al, 2011).



Figura 4. Cantidad de estudios seleccionados sobre el periodo de tiempo.

En la figura 4 se puede observar la tendencia en el número de publicaciones por año que han realizado diferentes investigadores en épocas recientes en el tema de interés de este trabajo.

2.3.3. Solución a las preguntas investigación.

2.3.3.1. P1: ¿A qué se refiere el fenómeno de Slippage? Usualmente el gas y el líquido no viajan a la misma velocidad, el *Slippage* es el fenómeno en el cual la fase gaseosa se mueve a una

velocidad mayor que la fase líquida debido a la flotabilidad y las fuerzas de fricción. Como se observa en la parte (b) de la figura 5, debido a que la fase gaseosa viaja más rápida, la sección transversal de gas se ve reducida mientras la del líquido aumenta. Esto resulta en una acumulación de líquido en la tubería y hace que el colgamiento de líquido in-situ sea mayor que al que se presenta cuando hay condición *no-slip* (a) (Shoham, 2006).

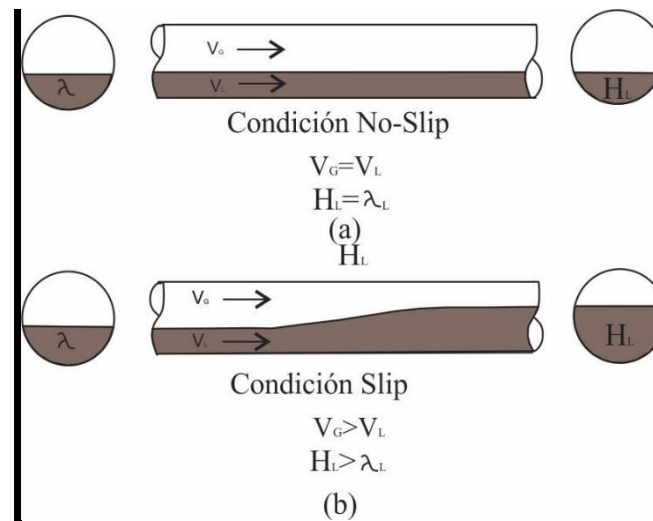


Figura 5. Fenómeno Slippage. Tomado de Shoham, 2006.

2.3.3.2. P2: ¿Cuáles son los problemas de naturaleza transiente asociados a la producción de fluidos multifásicos? Los eventos que toman lugar en el yacimiento, el pozo y las tuberías de transporte presentan grandes diferencias. Los modelos utilizados para representar estos fenómenos son en su mayoría de estado-estable, donde se analiza el comportamiento de los pozos en un largo periodo de tiempo en lapsos de mes a mes. Lo anterior con el objetivo de establecer los cambios que se presentan en los pozos durante de la depleción de los mismos. Además, de determinar si el

diseño del campo es apropiado y ejecutar la planeación correspondiente. Sin embargo, existen problemas durante la producción y el aseguramiento de flujo, los cuales tienen naturaleza dinámica donde el uso de modelos de estado estable no sería el adecuado (Sagen et al. 2007), como lo son:

- Formaciones severas de baches en las tuberías y pozos causando fluctuaciones en la presión de fondo, influenciando así el flujo que ingresa desde el yacimiento.
- En tasas de flujo baja puede haber un lento proceso de colgamiento de líquido en el pozo, resultando en ya sea el líquido siendo levantado del pozo como bache o en el pozo muriendo.
- Durante el cierre del pozo, la presión se acumulará lentamente, el influjo decrecerá gradualmente y el líquido en el pozo y tubería se redistribuye mientras el flujo para. El tiempo que tarda en alcanzar el pico de presión de cierre y la distribución final son también parámetros importantes en el diseño y están fuertemente influenciados por ambos, tanto el yacimiento como la tubería de producción
- Después de un cierre, lo normal es abrir nuevamente el pozo, es preferible que el tiempo que tarde el pozo en alcanzar una producción normal sea lo más corto posible. Esto puede ser un desafío en sistemas con una distribución de líquidos significativa o cuando los fluidos vivos son desplazados por aceite muerto durante el cierre.
- Durante operaciones de mantenimiento de las tuberías (pigging) levantar los baches de líquido puede causar contrapresión significativa en el yacimiento.
- La conificación de gas y agua en el yacimiento causa que el influjo cambie con el tiempo, cambiando significativamente las características del flujo en la tubería con el tiempo.

cuando la ruptura ocurre estos cambios pueden ser rápidos y capturar los detalles del influjo al pozo es importante.

En los casos anteriores, una simulación integrada yacimiento-pozo es requerida para simular correctamente las dinámicas, analizar los fenómenos y probar numéricamente las acciones remediales y de control (Sagen et al. 2007).

2.3.3.3. P3: ¿Cómo se ve afectada la presión de fondo ante los problemas mencionados?

La manera clásica en la que se lidia con estas interacciones es a través de IPRs donde el influjo que viene del yacimiento es relacionado a la presión de fondo de pozo, la cual es a su vez relacionada al comportamiento del flujo multifásico en este mismo. Lo anterior es también usualmente calculado utilizando ecuaciones de estado estable. Sin embargo, una transición de un régimen aceptable de carga de líquida a uno inaceptable puede ocurrir en un periodo de tiempo relativamente corto. El flujo en la superficie permanecerá en tipo niebla o anular hasta que las condiciones cambien lo suficiente para exhibir características de un flujo con fenómeno transicional. En este punto, la producción pasa a ser errática, convirtiéndose a flujo tipo bache o Churn, mientras sigue una tendencia decreciente. Como resultado, los líquidos empiezan a acumularse dinámicamente en el pozo, causando fluctuaciones en la presión de fondo. El incremento del colgamiento de líquido aumenta la contrapresión en la formación, la cual en última instancia lleva a la muerte del pozo (Zhang et al. 2010).

El perfil convencional de presión en la región cercana al pozo de un yacimiento que está fluyendo (figura 6-a), no es adecuada para caracterizar el fenómeno transiente que toma lugar

durante la carga de líquido. Debido a la fase de redistribución que ocurre en el pozo durante la carga de líquido, la presión de fondo cambia con el tiempo. La frecuencia y amplitud de estos cambios son directamente proporcionales a la ocurrencia de la carga de líquido. Si el yacimiento fuera capaz de brindar una respuesta instantánea a las fluctuaciones de la presión de fondo, el perfil de presión en la cara de pozo sería rápidamente reajustado a las nuevas condiciones del pozo (figura 6-b). Sin embargo, la debido a la combinación de inercia y los efectos de compresibilidad, la respuesta del yacimiento no es instantánea y puede ser particularmente lenta para formaciones de baja permeabilidad. Una secuencia de perfiles convencionales de presión (figura desde 6-a a 6-b) puede ser asumida, pero esto implicaría una discontinuidad temporal de la función de la presión en el pozo, lo cual no es físicamente posible. Por ello un perfil de presión en forma de U se observa, (figura c) el cual explica la posibilidad de la reinyección de la fase pesada en el yacimiento. (Zhang et al. 2010)

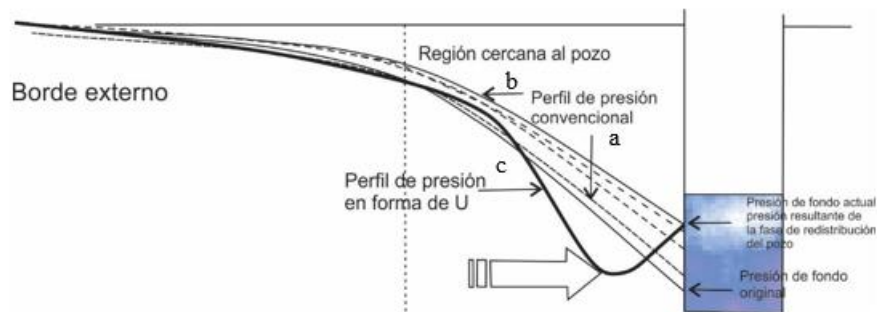


Figura 6. Esquema de un perfil de presión en forma de U, generado por un simulador de yacimiento transiente. Desarrollado por Zhang et al. 2010.

2.3.3.4. P4: ¿De qué manera puede la simulación integrada simplificar la predicción de fenómenos en estado estable o transiente? Dentro de los desafíos que ofrece la producción de un pozo, existe la necesidad de entender los fenómenos asociados a la producción de fluidos en más de una fase, para lograr un desarrollo eficiente de estos. El modelado convencional de pozos usa IPRs en estado estable, ignorando los fenómenos transientes en la cara de este. Por otro lado, el modelo habitual del yacimiento usa ecuaciones de estado estable para representar las TPRs, omitiendo de este modo las dinámicas del flujo en la cara de pozo. Ninguno de estos simuladores por separado puede representar correctamente las interacciones dinámicas yacimiento-pozo presentes en el sistema.

La industria ha comenzado a resaltar la importancia del modelado integrado dinámico para modelar pozos de gas, en los cuales se presentan desafíos de fenómenos transientes como lo es la carga de líquido. Por ejemplo, Chupin et al. (2007) uso un modelo integrado transiente yacimiento-pozo para analizar dicho problema. En su estudio, el pozo produce de un yacimiento de gas con conificación de agua proveniente de un acuífero. El modelo integrado muestra que la conificación de agua, causa que el flujo de gas disminuya y el colgamiento de líquido en el pozo incremente. Dependiendo de las condiciones del yacimiento el pozo comienza a producir de forma no estable, en el cual la tasa de gas varía en un periodo de varios días. Debido a este comportamiento de flujo inestable, la simulación integrada sería el único medio de cubrir adecuadamente la representación de procesos relacionados como la conificación y la carga de líquido.

La simulación numérica, dinámica e integrada, es una herramienta débilmente aplicada en la industria petrolera, pero ofrece soluciones más certeras acerca del sistema yacimiento-pozo, debido a que lo analiza como una estructura acoplada que se encuentra en estado transiente. El tipo

de vínculo que se crea en esta simulación ofrece la velocidad y estabilidad requerida para un análisis eficiente. Permitiendo predecir y evitar problemas asociados a la producción de flujo multifásico, donde se presentan fenómenos como el *Slippage*.

2.3.3.5. P5: ¿Qué posibles técnicas de mitigación se pueden implementar para ayudar a la producción en pozos que presenten este tipo de problemas? En sus primeras etapas de producción los pozos completados tienen suficiente energía para llevar los fluidos hasta superficie junto con la producción de gas. Después de algunos años tanto la energía del yacimiento, como la velocidad del gas no son suficientes para levantar las gotas de líquido, entonces se comienza a acumular en la tubería de producción, lo que es conocido como carga de líquido, lo cual ocasiona la disminución en la velocidad del gas, además de aumentar la presión en el pozo y en el área cercana a este último. En etapas más tardías esta presión en el pozo puede igualar la presión a la que sale en fluido del yacimiento y ocasionar que la producción se detenga, matando el pozo.

Algunas formas de remediar este problema son a corto plazo el “Well Cycling” y a largo plazo el “Plunger Lift” y Sistemas de Levantamientos Artificial, los cuales no brindan una solución permanente pero sí una temporal, (*Sturm, et al., 2004*).

3. Metodología para el acoplamiento de un modelo integrado

La mayoría de las simulaciones del yacimiento usan correlaciones de flujo, para representar el comportamiento de este en la tubería, lo cual ignora la dinámica de flujo entre el pozo con los sistemas de recolección y transporte (*Sagen, et al. 2011*). Por otro lado, los modelos de flujo dinámico usan las ecuaciones de presión para describir la entrada o inyección desde o hacia el yacimiento. Sin embargo, lo anterior ignora el flujo y la presión transiente en la región cercana al pozo. Es por esta razón que en muchos casos en la industria petrolera los modelos no pueden ajustar correctamente el flujo transiente entre el yacimiento y el pozo.

En búsqueda de soluciones para los problemas antes mencionados la simulación integrada yacimiento-pozo, es una herramienta muy útil para lograr el modelado dinámico de la producción de pozos con fluidos multifásicos (*Sagen, et al. 2007*). Este tipo de simulación permite un mayor acople, además de un mejor análisis a los problemas que se presentan durante la explotación y producción de un pozo, como es el fenómeno *Slippage*. Debido a la naturaleza no lineal del sistema yacimiento-pozo, el modelado del flujo dinámico de la producción debe ser analizado como un todo.

El acoplamiento de los modelos de yacimiento y pozo para la simulación, ofrece resultados más precisos y realistas, además permite realizar un análisis en dirección aguas arriba como aguas abajo en el sistema. Estas interacciones de flujo dinámico en ambos sentidos se pueden modelar correctamente solo cuando todos los componentes implicados en el flujo se incluyen en el modelo. Contrario al modelado convencional, que normalmente usa cálculos de estado estable (*Sagen, et al. 2011*).

El flujo multifásico en los pozos y en los yacimientos es fundamentalmente diferente uno del otro, los dos tienen formulaciones separadas y requieren de distintos esquemas de solución numérica. Algunos esfuerzos previos en la integración del modelado trataron de resolver el sistema yacimiento-pozo con un esquema unificado, lo cual podría evitar los problemas de acoplamiento entre los dos modelos.

Esto solo funciona siempre y cuando se sacrifiquen algunos detalles ya sea del yacimiento o del pozo, es decir usando la solución analítica del modelo de yacimiento para el pozo o usando el modelo simple de pozo para el yacimiento.

Por otra parte, los intentos de realizar un acople entre los simuladores de yacimiento de manera directa con los modelos de simulación de producción de pozos, presenta grandes desafíos debido a que en la mayoría de los casos los simuladores pertenecen a diferentes compañías, lo cual dificulta el trabajo de acople entre ellos. Principalmente en términos de esquemas numéricos y tratamientos de los datos de PVT.

Teniendo en cuenta todos los desafíos antes mencionados, además de la importancia de un acople efectivo entre los simuladores, el desarrollo de un sistema con un modelo dinámico integrado debe contar con las siguientes consideraciones (*Sagen, et al. 2011*):

- Los dos modelos seleccionados para realizar el acople deben ser compatibles en sus funcionalidades, para de esta manera satisfacer las necesidades básicas del modelado.
- Los dos modelos deben ser estrechamente acoplables en términos de esquemas numéricos y tratamiento de los datos PVT.
- Para lograr los objetivos, se debe escoger un simulador especializado en modelos de pozo y tubería.

- Se debe buscar que exista la mayor compatibilidad posible entre ambas partes implicadas, permitiendo un acople numérico más estrecho y efectivo.

De acuerdo con los puntos antes mencionados, se presentan a continuación la introducción y explicación del desarrollo del sistema acoplado de modelos y sus usos.

3.1 Introducción al modelo de pozo.

El programa debe permitir modelar fluidos multifásicos, siendo capaz de simular el flujo de gas, aceite y agua en estado transiente, a través de la tubería de producción. Permitiendo representar con mayor precisión el comportamiento de los fluidos a través de la tubería. Modelando el flujo y el gradiente de presión desde la zona cañoneada, pasando por la tubería y los equipos del pozo hasta superficie (*Valle, et al. 2017*).

En cada paso de tiempo durante la simulación, tres ecuaciones de continuidad (ecuaciones 1-3) se resuelven respectivamente para la fase gas, otra para la fase líquida continua y una para las gotas de líquido (*Valle, et al. 2017*).

La ecuación de balance de masa para la fase gaseosa se expresa en la ecuación 1

$$\frac{d}{dt}(f_G \rho_G) = -\frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A f_G \rho_G v_G] + \Psi_G + G_G \quad (1)$$

La ecuación 2 muestra el balance de masa para la fase líquida continua

$$\frac{d}{dt}(f_L \rho_L) = -\frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A f_L \rho_L v_L] + \Psi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} - \Psi_e + \Psi_d + G_L \quad (2)$$

Por último, la expresión para el balance de masa de la fase líquida en gotas se aprecia en la ecuación 3:

$$\frac{d}{dt}(f_D \rho_D) = -\frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A f_D \rho_L v_D] + \Psi_G \frac{f_D}{f_L + f_D} + \Psi_e - \Psi_d + G_D \quad (3)$$

Donde f_G, f_L, f_D simbolizan las fracciones volumétricas de las fases gaseosas, líquidas continuas y líquida en gotas respectivamente, mientras que ‘ ρ ’, ‘ v ’ y ‘ p ’ representan la densidad, velocidad y presión, y ‘ A ’ constituye el área transversal de la tubería. Los subíndices ‘ G ’, ‘ L ’, ‘ i ’ y ‘ D ’ indican gas, líquido (continuo), interfaz y líquido (gotas) correspondientemente. La tasa de transferencia de masa entre las fases es representada por Ψ_G , mientras que Ψ_e y Ψ_d hace referencia a las tasas de encrustamiento y acumulación. Por último ‘ G ’ representa una fuente de masa, de la fase respectiva a su subíndice.

También dos ecuaciones de momentum se solucionan tanto para la fase gaseosa y líquida en gotas combinadas y otra para la fase líquida continua respectivamente. El modelo cuenta con un apropiado sistema de leyes que contemplan y describen la fricción entre el pozo y la interfaz de los fluidos, las gotas y el arrastre de las burbujas, y la deposición de las gotas (*Valle, et al. 2017*).

La ecuación para el balance de momentum combinado para la fase Gaseosa y líquida en forma de gotas se puede expresar como lo muestra la ecuación 4:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(f_G \rho_G v_G + f_D \rho_L v_D) = & -(f_G + f_D) \left(\frac{dp}{dz} \right) - \frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A f_G \rho_G v_G^2 + A f_D \rho_L v_D^2] - \\ & \lambda_G \frac{1}{2} \rho_G v_G |v_G| \frac{S_G}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G v_R |v_R| \frac{S_i}{4A} + [f_G \rho_G + f_D \rho_L] g \cos \alpha + \Psi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} v_\alpha + \Psi_e v_i - \Psi_d v_D \end{aligned} \quad (4)$$

Por su parte, la expresión para el balance de momentum de la fase líquida es la observada en la ecuación 5:

Donde α representa la inclinación de la tubería,

$$\frac{d}{dt}(f_L \rho_L v_L) = -(f_L) \left(\frac{dp}{dz} \right) - \frac{1}{A} \frac{d}{dz} [A f_L \rho_L v_L^2] - \lambda_L \frac{1}{2} \rho_L v_L |v_L| \frac{S_L}{4A} - \lambda_i \frac{1}{2} \rho_G v_R |v_R| \frac{S_i}{4A} + f_L \rho_L g \cos \alpha - \Psi_G \frac{f_L}{f_L + f_D} v_\alpha - f_L d(\rho_L - \rho_G) g \frac{df_L}{dz} \operatorname{sen} \alpha - \Psi_e v_i + \Psi_d v_D \quad (5)$$

Al utilizar esta herramienta para simular el flujo transiente en el pozo, es capaz de modelar la trayectoria, así como también el completamiento avanzado del pozo, además de las características de varios equipos como son las bombas y las válvulas.

3.2 Desarrollo del modelo de yacimiento.

Los siguientes requisitos se presentan para el modelo

- Capacidad de modelar en 1D, 2D y 3D, con el fin de poder realizar un rango considerable de simulaciones.
- Capaz de manejar flujo multifásico.
- Descripción de pruebas PVT, igual a la del modelo de pozo.
- Futura extensión a tratamientos geomecánicos de las rocas.
- Rápida solución a ecuaciones lineales.
- Modo de iniciación flexible.
- Suficiente velocidad de simulación para casos típicos a la hora del acople.

El modelo de yacimiento se presenta de una manera flexible y general, este modelo es capaz de manejar varios tipos y tamaños de mallas, ya sean cilíndricas o cartesianas, dependiendo

de la necesidad del caso, donde las configuraciones bidimensionales y tridimensionales son posibles con cualquiera de los sistemas de rejillas antes mencionados (*Sagen, et al. 2007*).

Las ecuaciones de flujo se solucionan en 1, 2 o 3 dimensiones, dando como resultado las saturaciones del medio poroso y las presiones, en espacio y tiempo. Mientras que los datos de entrada son las permeabilidades y porosidades del yacimiento, las propiedades de los fluidos, y en algunos casos es necesario incluir las propiedades térmicas de los fluidos y la roca. Además, se necesitan condiciones fronteras en el pozo y en superficie, normalmente estas dependen del tiempo y son las tasas de inyección o producción en el pozo, aunque también puede utilizarse la presión. Cuando los modelos son acoplados, a la hora de la simulación el modelo de yacimiento toma las condiciones fronteras de los parámetros obtenidos del modelo de pozo utilizado.

Para dar estabilidad numérica y robustez al modelo acoplado, se utilizan una solución implícita para resolver las ecuaciones de transporte de masa, se puede ejecutar en modos implícito explícito, totalmente implícito y adaptativo. En muchos casos, solo un pequeño número de bloques de cuadrícula debe resolverse de forma totalmente implícita; La mayoría de los bloques se pueden resolver mediante el método explícito. La opción implícita de adaptación logra esto y es útil para resolver problemas donde se producen altos caudales cerca del pozo, o en yacimientos estratificados con capas muy delgadas (*Sagen, et al. 2011*).

Además, el software puede ser utilizado para modelar yacimientos de gas condensado. Ya que permite que exista petróleo en fase gaseosa, y cualquiera de las fases de aceite, gas y agua puede estar inicialmente presentes en el yacimiento.

Los pozos se resuelven de manera robusta. La presión de fondo y las variables como la saturación en los bloques donde se completa el pozo se resuelven de manera totalmente implícita. Si un pozo se completa en más de una capa, su presión en el fondo del pozo se resuelve de manera

totalmente acoplada, es decir, se tienen en cuenta todas las terminaciones. Además, hay disponible una completa instalación de control de pozos. Se puede ingresar una lista extensa de restricciones (presión máxima, mínima de fondo de pozo o de cabeza de pozo, tasas, GOR, etc.). Cuando se viola una restricción, se puede seleccionar una nueva restricción de acuerdo con las especificaciones del usuario.

Las ecuaciones 6-9 describen el flujo de fluidos en la zona del yacimiento cercana al pozo, las cuales se resuelven mediante la formulación de un volumen finito. En cada paso una ecuación de volumen (ecuación 6) es resuelta con el fin de obtener las presiones de fase en cada bloque de la malla.

$$\sum_l \left[-\frac{q_l}{\rho_l} + \frac{1}{\rho_l} \nabla \cdot v_l^D + m_l \left(\frac{1}{\rho_l^2} \frac{d\rho_l}{dp_l} \frac{dp_l}{dt} + m_l \left(\frac{1}{\rho_l^2} \frac{d\rho_l}{dT} \frac{dT}{dt} \right) \right] + \frac{d\varphi}{dt} - \sum_l \frac{1}{\rho_l} \sum_k \Psi_{l < -k} = 0 \quad (6)$$

Donde

$$m_l = \rho_l S_l \varphi = \sum_r m_{r,l} \quad (7)$$

La ecuación 7 es la relación entre la masa total de las fases, las saturaciones y la masa de los componentes.

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (8)$$

La ecuación 8 expresa el balance de volumen entre las fases.

$$v_l^D = -K \frac{kr_l}{\mu_l} (\nabla \rho_l - \rho_l g) \quad (9)$$

Y por último la ecuación 9 define la velocidad de Darcy.

Después de resolver y obtener el valor de las presiones p_l en toda la malla, la masa de los componentes $m_{r,l}$ para cada componente r en la fase l se obtiene a partir de la siguiente ecuación (ecuación 10)

$$\frac{dm_{r,l}}{dt} + \nabla \cdot (m_{r,l} v_l) = q_{r,l} + \sum_k \Psi_{l \leftarrow k}^{r,local} + \sum_k \Psi_{l \rightarrow k}^{r,convective} \quad (10)$$

Donde la velocidad intersticial de la fase v_l se define como (ecuación 11) :

$$v_l = -\left(\frac{1}{\phi S_l}\right) v_l^D \quad (11)$$

Para brindar estabilidad y robustez, la ecuación 10 es resuelta implícitamente con respecto a la masa de los componentes $m_{r,l}$. Las saturaciones S_w, S_o, S_g

3.3 Acoplamiento del sistema yacimiento-pozo.

Como se mencionó anteriormente y para efectos prácticos, el modelo de yacimiento es considerado como un *plug-in* dentro del modelo del pozo. El archivo que contiene el modelo de yacimiento es cargado automáticamente y las conexiones entre ambos modelos son creadas de inmediato, además se asume que la temperatura de las fases es la misma.

El flujo desde el yacimiento se define mediante el ajuste de las condiciones frontera de las mallas del modelo de yacimiento, con los puntos de entrada en el pozo. El principio básico es que el modelo del pozo provee los límites de presión para el modelo de yacimiento, mientras que este último proporciona el flujo hacia el pozo, además de la temperatura de los fluidos. La fracción de cada una de las fases involucradas en el sistema debe ser proporcionada debido a que ambos modelos son de tres fases, además la simulación se puede complicar debido a que el flujo puede ir en ambas direcciones, como es el caso de la inyección o en eventos que involucren flujo transiente durante la producción (*Sagen, et al 2011*).

Para la simulación se asume que los modelos han sido acoplados para un paso de tiempo n , donde el algoritmo de acoplamiento es determinado por los siguientes tres pasos. Por motivos de simplicidad se utiliza la presión de fondo de pozo para realizar la integración de los modelos en una sección del pozo. Sin embargo, este método puede extenderse a diferentes acoples en el pozo.

Paso 1: El modelo de pozo empieza la integración en el tiempo $n+1$ cuando el modelo de yacimiento calcula los coeficientes definidos en la ecuación 12.

$$Q_i^{n+1} = a_i P_{bh,i}^{n+1} + b_i \quad (12)$$

Donde $P_{bh,i}^{n+1}$ es la presión del volumen de control en el modelo de pozo y Q_i^{n+1} es la tasa de flujo de masa de cada fase.

Paso 2: El modelo de yacimiento usa la ecuación anterior como una condición de frontera y de esta manera resuelve el sistema. Cuando el modelo de pozo ha completado el paso $(n+1)$, transmite $P_{bh,i}^{n+1}$ y Q_i^{n+1} de nuevo al modelo de yacimiento.

Paso 3: El modelo de yacimiento completa el paso de tiempo, al usar los valores calculados desde el modelo pozo como las condiciones fronteras.

3.4 Métodos para el cálculo de caída de presión en tuberías.

Para lograr un análisis del fenómeno *Slippage* en el acoplamiento de los modelos de yacimiento-pozo es necesario elegir un método de caída de presión adecuado para las tuberías, donde las velocidades de las diferentes fases sean tenidas en cuenta, se elige el método Drift-flux (*Shi, et al. 2005*).

Para alcanzar los objetivos, también se deben analizar los resultados obtenidos al asumir que las velocidades de las dos fases son iguales, esto es posible eligiendo el método Homogéneo de caída de presión.

Los efectos del flujo multifásico en el pozo y las tuberías pueden tener un fuerte impacto en el comportamiento del fluido en el yacimiento y las facilidades de superficie. Con el fin de modelar y optimizar el desarrollo de los pozos y los yacimientos, para lograr un acople entre los dos sistemas se precisa de que el modelo multifásico de las tuberías sea incorporado dentro de la simulación del yacimiento.

Dentro del contexto de la ingeniería de petróleo, tres modelos de tubería son comúnmente utilizados, correlaciones empíricas, modelos homogéneos y modelos mecánicos. Las correlaciones empíricas se basan en las curvas de ajuste con datos experimentales, por lo cual tienen una limitada aplicabilidad que está sujeta al número de datos seleccionados, y el rango de las variables, además pueden ser utilizadas para un patrón de flujo específico o ser independiente del mismo.

Por otra parte, en el modelo homogéneo las propiedades del fluido de producción son representadas como una mezcla de las propiedades de cada uno de las fases presentes, es decir se asume flujo monofásico, donde las técnicas de predicción para una sola fase son asumidas para la mezcla. El Drift-Flux es un modelo homogéneo que, mediante algunos parámetros empíricos, permite modelar y analizar el fenómeno del *Slippage* entre las diferentes fases (*Shi, et al. 2005*).

Los modelos mecánicos son los más precisos debido a que logran un mayor detalle de los fenómenos físicos involucrados en los diferentes patrones de flujo. Sin embargo, estos pueden presentar dificultades, mostrando discontinuidades en los cálculos de la caída de presión y el *hold-up* en zona de transición de patrones de flujo.

Por su simplicidad de uso y continuidad, los modelos homogéneos poseen una ventaja la cual los hace una buena opción para ser usados en el acople con el yacimiento, pero para lograr un análisis complejo de la relación entre los volúmenes de fondo y de superficie, es necesario tener en cuenta el fenómeno del *Slippage* (Shi, et al. 2005).

El modelo Drift-flux para flujo multifásico, describe el *Slippage* entre el gas y el líquido como una combinación de dos mecanismos. El primero de ellos se basa en un perfil no homogéneo de la velocidad y la distribución de las fases a través del área transversal de la tubería. Debido a que las concentraciones de gas tienden a ser mayor en el centro de la tubería, donde además la velocidad de la mezcla es también mayor (figura 7). Y el segundo mecanismo se basa fundamenta en la tendencia del gas a subir verticalmente a través del líquido debido al efecto boyanza, la ecuación 13 describe la relación.

$$V_g = C_0 V_m + V_d \quad (13)$$

Donde V_g es la velocidad promedio de flujo de la fase gaseosa a través de la tubería; C_0 es el coeficiente de distribución, el cual describe el efecto de la velocidad y el perfil de concentración; V_m es el promedio de velocidad de la mezcla (ecuación 14); V_d es la velocidad del gas y describe el efecto boyanza, además Los parámetros C_0 & V_d , son los que permiten obtener los parámetros de flujo de los distintos fluidos.

$$V_m = V_{sg} + V_{sl} = \alpha_g V_g + (1 - \alpha_g) V_l \quad (14)$$

En donde α_g es la fracción de gas *in-situ* promedio a través del área transversal de la tubería. Y la velocidad promedio de la fase líquida es definida por la ecuación 15:

$$V_l = \frac{1 - \alpha_g C_0}{1 - \alpha_g} V_m - \frac{\alpha_g}{1 - \alpha_g} V_d \quad (15)$$

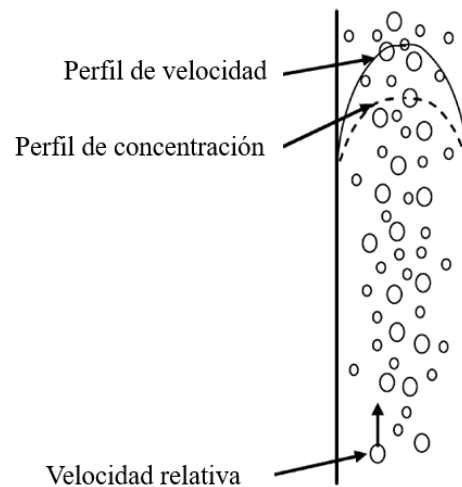


Figura 7. Perfil de velocidad del fluido dentro de la tubería. Tomado de Shi (2005)

4. Modelo de simulación integrada yacimiento-pozo

4.1 Generalidades.

La producción en un campo petrolero es el aspecto más importante a tener en cuenta, ya que de esta depende la viabilidad económica de los proyectos a desarrollar en el mismo. Una adecuada descripción geológica, soportada con los datos del *history match*, permiten analizar la producción desde diferentes contextos, buscando la mayor optimización posible. Por lo cual la simulación integrada dinámica del sistema, permite predecir el comportamiento tanto del yacimiento como del pozo al incorporar los efectos de diferentes variables como las propiedades del fluido, las saturaciones y los métodos de caída de presión adecuados para cada caso, además del análisis de fenómenos propios de la producción como es el *Slippage*.

4.2 Descripción del Modelo de Simulación del yacimiento

El modelo de simulación se desarrolló en el simulador IMEX del software CMG (licencia académica). Este modelo ha sido tomado como base para el desarrollo final del estudio. Seguidamente, se describen sus principales características, igualmente se especifican los rasgos establecidos para obtener un acoplamiento yacimiento-pozo consiguiendo de esta manera un modelo integrado dinámico, también se muestran las propiedades establecidas para lograr obtener el modelo necesario para llevar a cabo los diferentes análisis propios de esta investigación.

4.2.1. Grillado del modelo. El modelo posee una malla de simulación de 80x31x12 en dirección X, Y, y Z respectivamente, para un total de 29760 celdas. La figura 8 muestra el enmallado desde una vista superior. El yacimiento bajo estudio es un campo colombiano, cuyas propiedades como porosidad y permeabilidad, varían de acuerdo a la profundidad en la formación de interés.

En la zona central que se observa en la figura 8 la cual muestra la porosidad del yacimiento, se encuentra perforado el pozo productor del campo, el resto del enmallado de simulación se ha modelado principalmente para incluir los efectos de las pérdidas de presión asociados a la producción, el fluido es un gas condensado previamente reproducido con una herramienta WINPROP del software CMG, a partir de datos obtenidos en la literatura de pruebas PVT (informe interno Ecopetrol), el cual será brevemente descrito más adelante en este documento.

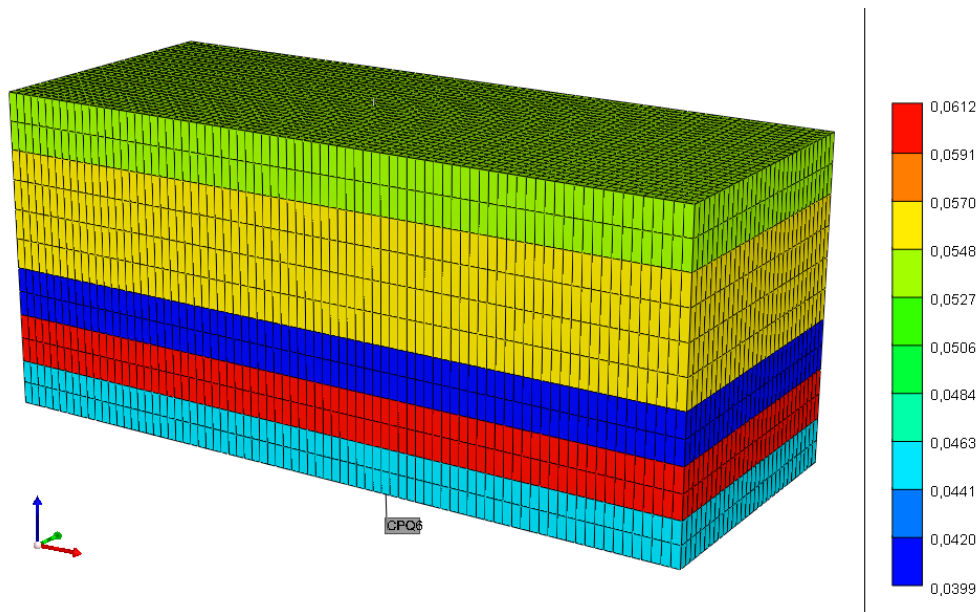


Figura 8. Grillado del modelo; porosidad.

4.2.2. Propiedades de la roca. Las propiedades de la roca básicas de inicialización del modelo se muestran en la tabla 5, e incluye el agua de la formación y condiciones iniciales de yacimiento.

Tabla 5.

Propiedades Básicas de inicialización en el modelo de simulación. Tomado de Sandoval (2004)

Propiedad	Nombre	Valor
Densidad del agua a condiciones estándar, gm/cc	DWB	1,002
Factor volumétrico de formación del agua, rb/stb	BWI	1,0679
Viscosidad del agua, cp	VW	0,2691

Compresibilidad del agua, 1/psi	CW	3,39E-06
Compresibilidad de la roca, 1/psi	CR	3,00E-06
Temperatura de yacimiento, °F	TRES	273
Presión inicial de yacimiento a 13400 ft, psia	PRES	6087
Profundidad contacto agua-aceite, ft	WOC	14500
Temperatura de estándar, °F	TS	60
Presión estándar, psia	PS	14,65

4.2.3. Permeabilidades Relativas. Las figuras 9 y 10 presentan las curvas de permeabilidad relativa de las zonas de saturación, utilizadas para este caso de estudio en el modelo de simulación.

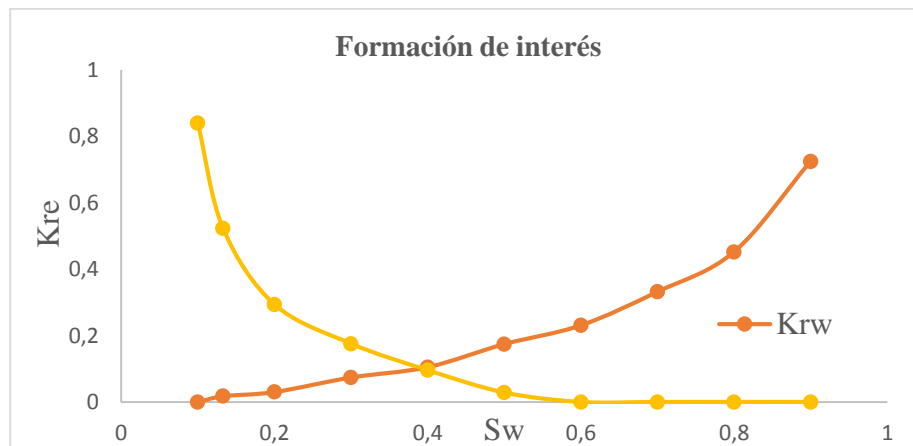


Figura 9. Permeabilidades relativas agua-aceite para la zona de saturación utilizada. Tomado de Sandoval (2004)

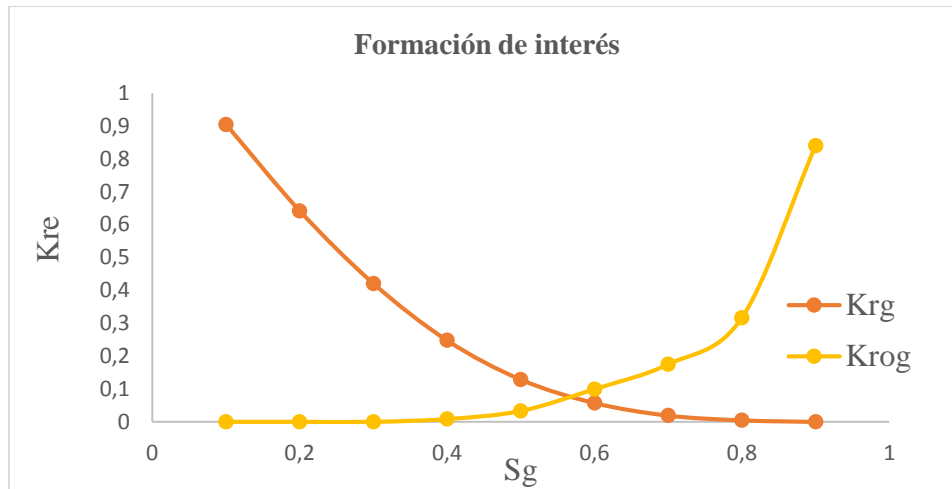


Figura 10. Permeabilidades relativas gas-aceite para la zona de interés. Tomado de Sandoval (2004)

4.2.4. Fluidos del yacimiento. El tipo de fluido un gas condensado, es construido a mediante el uso de la herramienta comercial WINPROP, del software CMG. La cual permite obtener las propiedades del mismo a partir de un análisis composicional para C12+ (figura 11). Los datos fueron tomados de un informe interno de Ecopetrol.

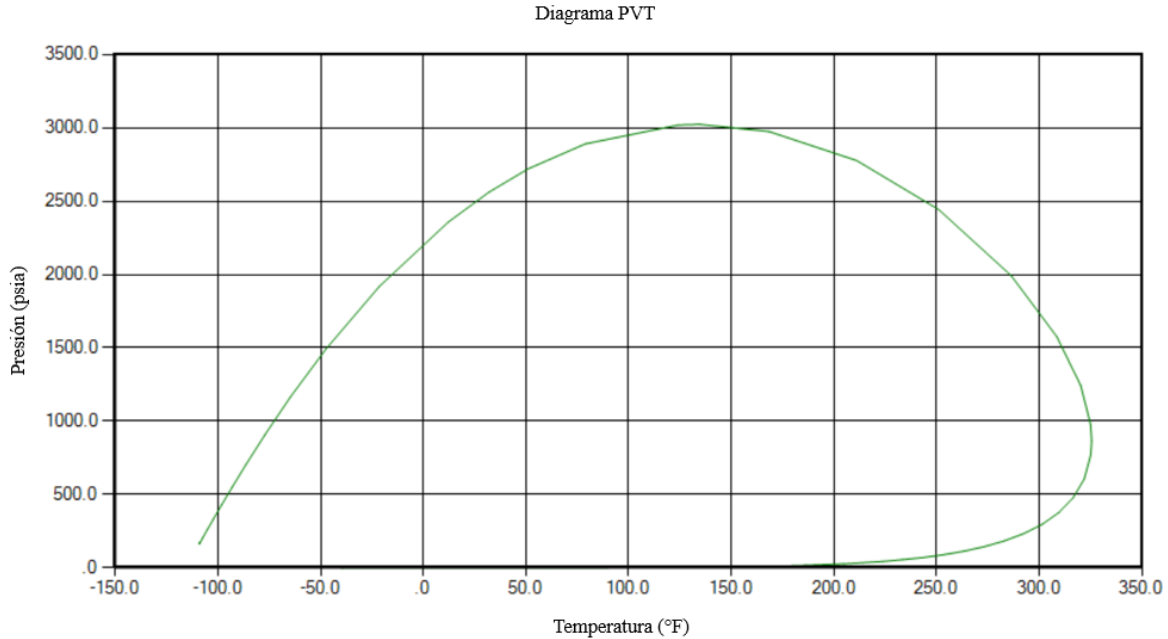


Figura 11. Envolvente de fase para el fluido de interés. (Informe interno de Ecopetrol)

4.3 Descripción del modelo de simulación del pozo

El modelo de simulación del pozo se realizó para ser corrido en iSegWells, es un modelo de pozo acoplado de manera implícita al modelo de yacimiento del software IMEX. Este permite realizar el modelado de la producción de los fluidos desde la región cercana a la cara del pozo hasta la superficie mediante diferentes tipos de métodos para el cálculo de la caída de presión, permitiendo además la adición de herramientas y equipos como válvulas, empaaduras, bombas, así como la elección de la tuberías, diámetro y longitud de las mismas. El pozo se encuentra controlado por una presión en cabeza de 600 psi y una tasa de gas de 1,7 Mft³.

4.3.1 Estado mecánico del pozo. La figura 12 muestra el estado mecánico del pozo, incluyendo tuberías, perforados y empaques de la siguiente manera, una tubería de revestimiento 9 5/8" que va desde superficie hasta los 13750 pies de profundidad, dentro de la cual se encuentra colgado un liner de producción 7" 29#, L-80, 13% Cr, N VAM a 10800 pies y un empaque a esta misma profundidad, este liner llega hasta los 15928 pies, pasando por la zona de interés y cañoneo.

También cuenta con dos tuberías de producción, la primera de ellas es un tubing 7" 32lb/ft L-80, 13% Cr que conecta desde 10650.41 pies de profundidad hasta superficie, y la otra es una tubería de producción 4 1/2" L80. 12.6#, 13% Cr entre los 10650.41 pies y los 14875 pies de profundidad. Para efectos de producción se ubicaron dos empaques, el primero a 10500 pies entre la tubería de revestimiento 9 5/8" y la tubería de producción 7" y el otro entre el liner de producción de 7" y el tubing 4 1/2" (figura 12).

A partir de esta información, se construyó el completamiento dentro del modelo de pozo, teniendo en cuenta las profundidades medidas y verticales, el tipo y diámetro de las tuberías, los métodos de caída de presión antes mencionados los cuales son necesarios para el cumplimiento de los objetivos y además con los datos de profundidad, azimut y ángulo del pozo se construyó la trayectoria del mismo, como muestra la figura 13.

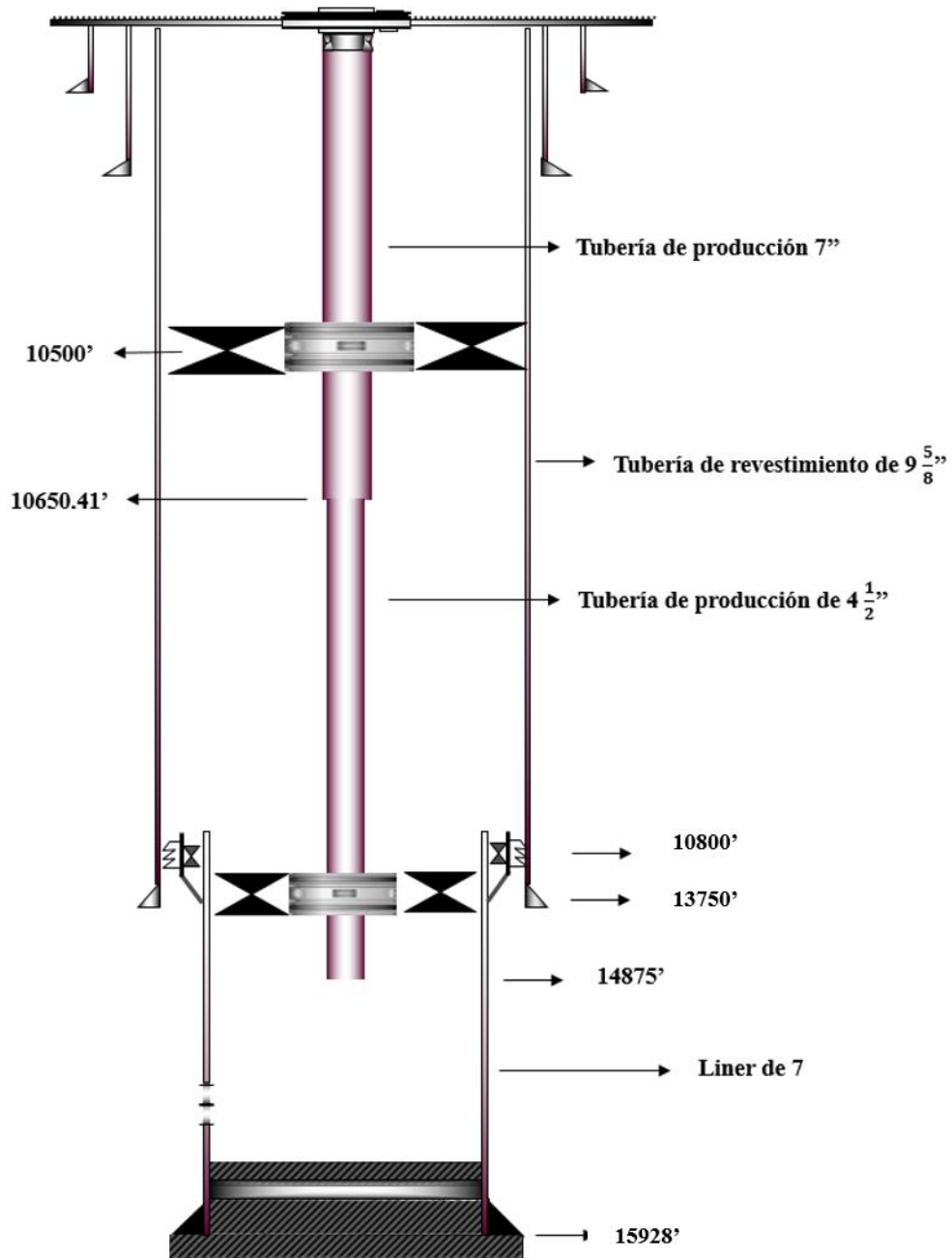


Figura 12. Estado mecánico del pozo perforado en la zona de interés.

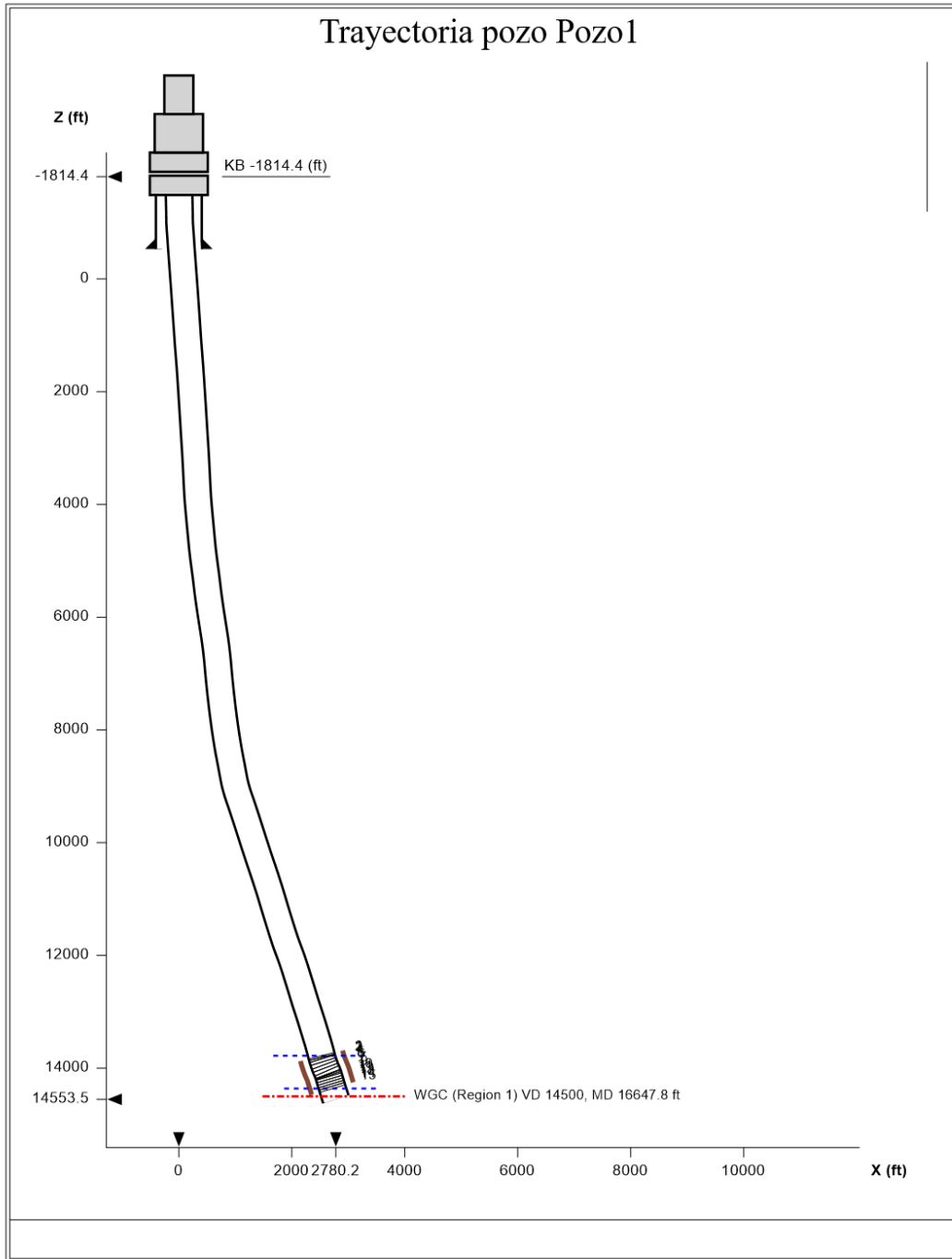


Figura 13. Trayectoria del pozo UIS-01

4.4 Validación del modelo

Como se mencionó al principio de este capítulo, una adecuada descripción geológica, soportada con los datos del *history match*, son de suma importancia ya que permiten analizar la producción desde diferentes contextos, buscando la mayor optimización posible (el ajuste se presenta en la figura 14).

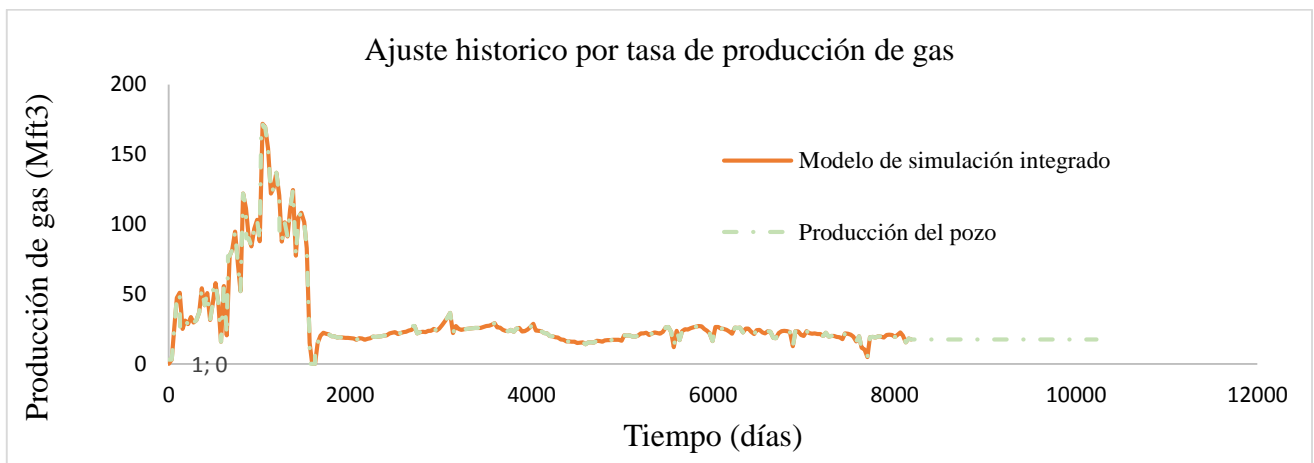


Figura 14. Ajuste histórico

Debido a esto, la caracterización de yacimientos tiene como objetivo principal realizar un modelo del mismo, el cual debe ser lo más realista posible, para lograrlo se incorpora toda la información disponible. Se construye un modelo que se fundamenta en la información estática del yacimiento, siguiendo el diagrama de flujo de la figura 15 como referencia en la construcción de este y como etapa final del proceso se valida el modelo con la información dinámica disponible, en este caso se realizó ajuste histórico con la ayuda de la trayectoria y producción de gas del pozo, ya que es un yacimiento de gas condensado, pero también se revisó la tasa de aceite para lograr un ajuste satisfactorio. Además, se pobló el modelo de propiedades petrofísicas obtenidas a partir de

la interpretación de los registros siendo un modelo heterogéneo. Es importante aclarar que el término validación está asociado a asegurar solamente la coherencia requerida entre zonas productoras y propiedades petrofísicas (González et al, 2004)

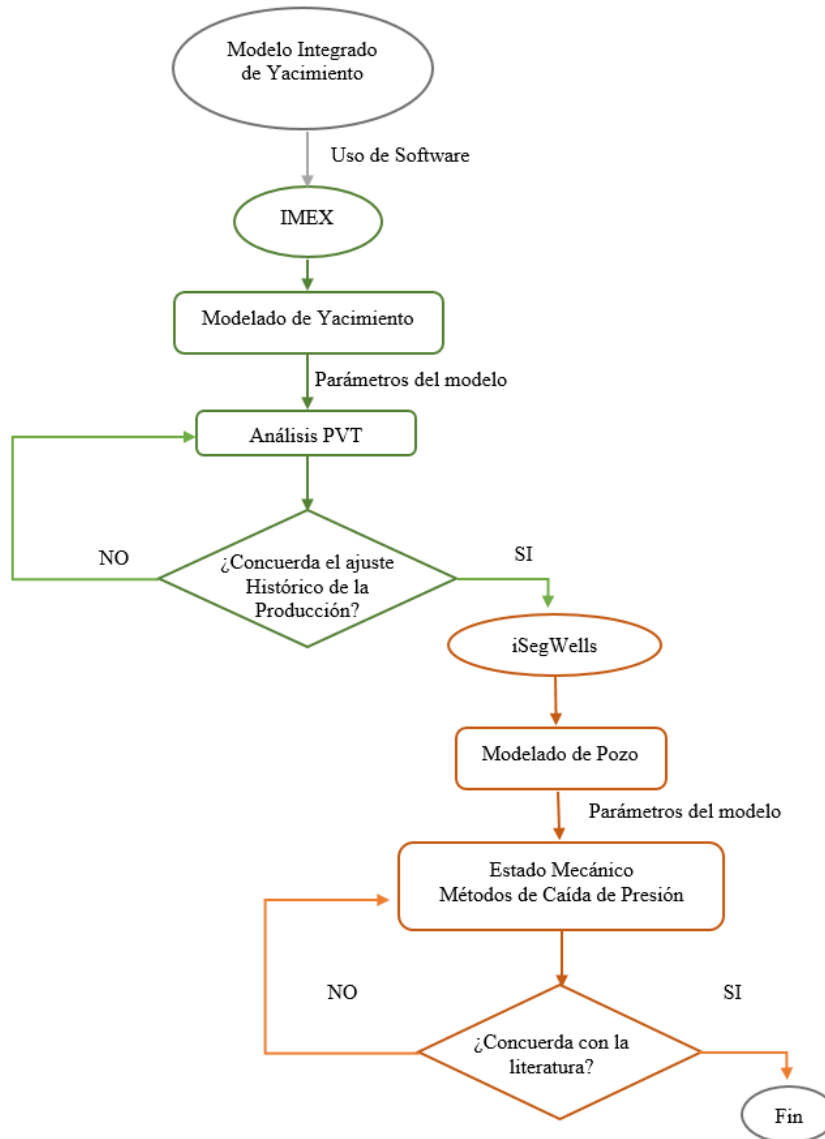


Figura 15. Diagrama de flujo.

5. Análisis paramétrico del efecto Slippage sobre la presión de fondo en pozos de flujo bifásico

El desarrollo de un campo petrolero debe tender a convertirse en un proyecto ampliado a la utilización de métodos de recobro que aumenten la producción y rentabilidad del mismo. Un correcto análisis del comportamiento mediante un modelado acertado del flujo del fluido desde el yacimiento hasta la superficie pasando por las tuberías, permite la toma de decisiones adecuadas para cada caso.

Este estudio se enfoca en el *Slippage*, el cual es un fenómeno asociado a la producción de gas y líquido. Este dictamina que el gas tendrá una velocidad mayor a la del líquido, debido a la diferencia de densidades. Cuando la velocidad del líquido decrece, a medida que el yacimiento se depleta, puede traer consigo muchos desafíos para la producción de los fluidos. Uno de estos es la carga de líquido, el cual ocasiona que el flujo de gas comience a decrecer debido al incremento en el colgamiento y contraflujo del líquido, resultando en una caída de presión adicional en la tubería de producción.

Se entiende a la carga de líquido como un fenómeno transiente debido a que: al inicio de esta, los líquidos acumulados crearán una contrapresión, la cual primeramente restringirá el flujo de gas proveniente del yacimiento. Tiempo después, cuando la columna hidráulica iguale la presión del yacimiento, el flujo de gas se detendrá. Como causa de lo anterior, se considera a este un problema dinámico, que involucra al yacimiento y al pozo.

Como se mencionó en el capítulo anterior, para lograr visualizar el efecto del *Slippage* sobre la presión de fondo y la producción, es necesario tomar métodos de cálculo caída de presión para las tuberías dentro del modelo de pozo. Donde el método *Drift-flux* se elige para analizar los efectos del *Slippage*, y el método *Homogenous* el cual asume una sola fase cuyas propiedades son una mezcla de las propiedades individuales de los fluidos involucrados.

Adicionalmente, el *Slippage* depende de la velocidad del gas, para controlar esta variable se modificó el multiplicador de volumen, aumentando la presión en el yacimiento, debido a que entre mayor sea el multiplicador de volumen menos presión pierde el modelo, permitiendo que el gas entre con mayor velocidad. A bajas velocidades se presentan oscilaciones debido al efecto de *Slippage*, por el contrario, a altas velocidades se ve una caída de presión de alrededor de 15 psi de diferencia entre ambos modelos debido al *Slippage*.

5.1. Efecto sobre la presión de fondo.

La carga de líquido es un problema común en campos maduros alrededor del mundo. La industria petrolera ha hecho énfasis en la búsqueda de soluciones para este problema. Sin embargo, la comprensión de fenómenos asociado a este como el *Slippage*, es aún muy laxa (Chupin et al, 2010). Básicamente, en el momento en que los líquidos comienzan a acumularse, se generan fluctuaciones en la presión de fondo (Zhang et al, 2010). Lo anterior ocasiona un aumento en el colgamiento de líquido que en sus mayores consecuencias podría generar la muerte del pozo, originando pérdidas económicas.

En este punto, la producción pasa a ser errática, convirtiéndose a flujo tipo bach Churn, mientras sigue una tendencia decreciente. Como resultado, los líquidos empiezan a acumularse dinámicamente en el pozo, causando fluctuaciones en la presión de fondo. El incremento del colgamiento de líquido (*Fig. 16.*) aumenta la contrapresión en la formación, la cual en última instancia puede llevar a la muerte del pozo (Zhang et al. 2010). Asumiendo *Slippage* es posible detectar en etapas temprana de la producción, los eventos como caída de presión, fluctuaciones en la producción y la posible muerte del mismo (*Fig. 16.*), diferente a lo que ocurre cuando este es ignorado (*Fig. 17.*) donde el modelo no es capaz de determinar o anticipar este tipo de sucesos debido a que ignora el fenómeno transiente (*Slippage*). En la figura 18 se puede visualizar las diferencias entre ambos modelos.

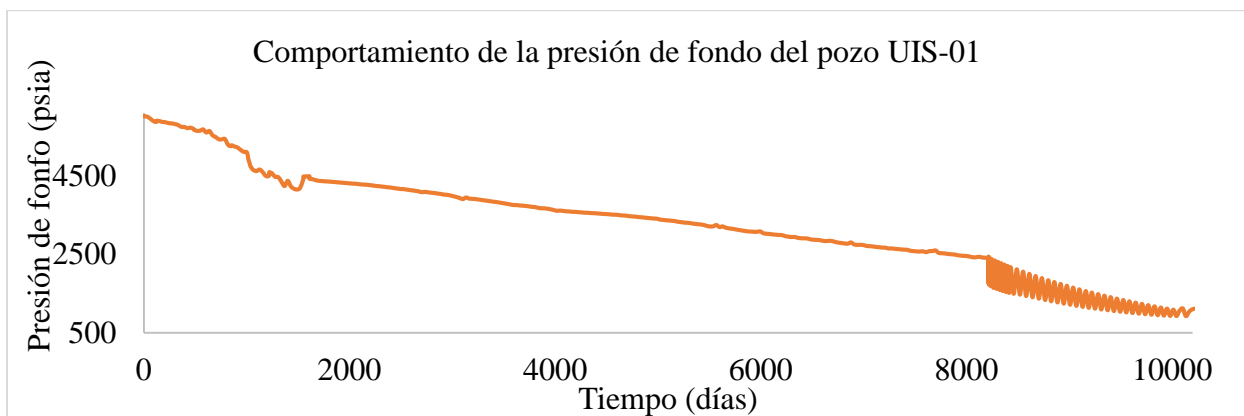


Figura 16. Curva del comportamiento de la presión de fondo; asumiendo *Slippage*

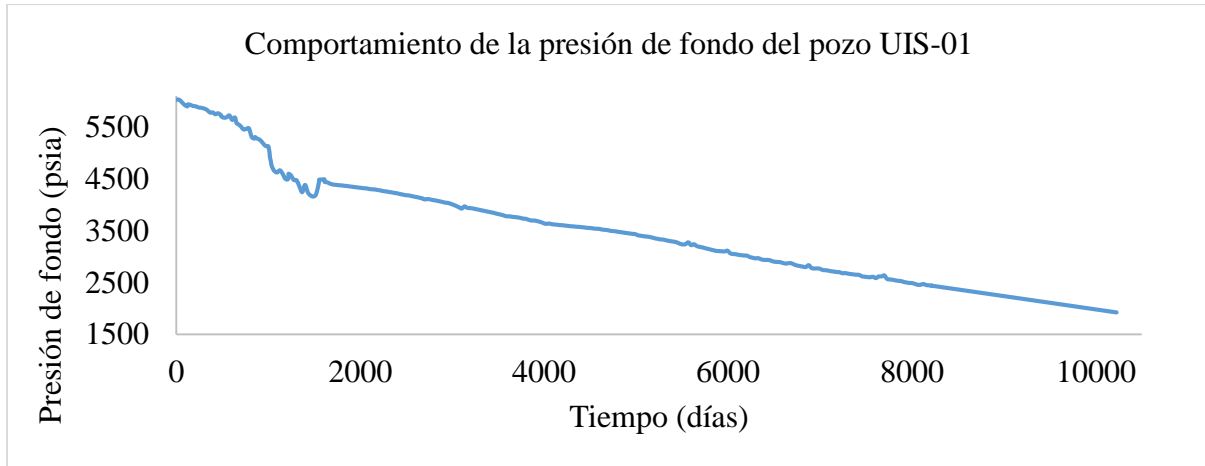


Figura 17. Curva de la producción del pozo; omitiendo Slippage.

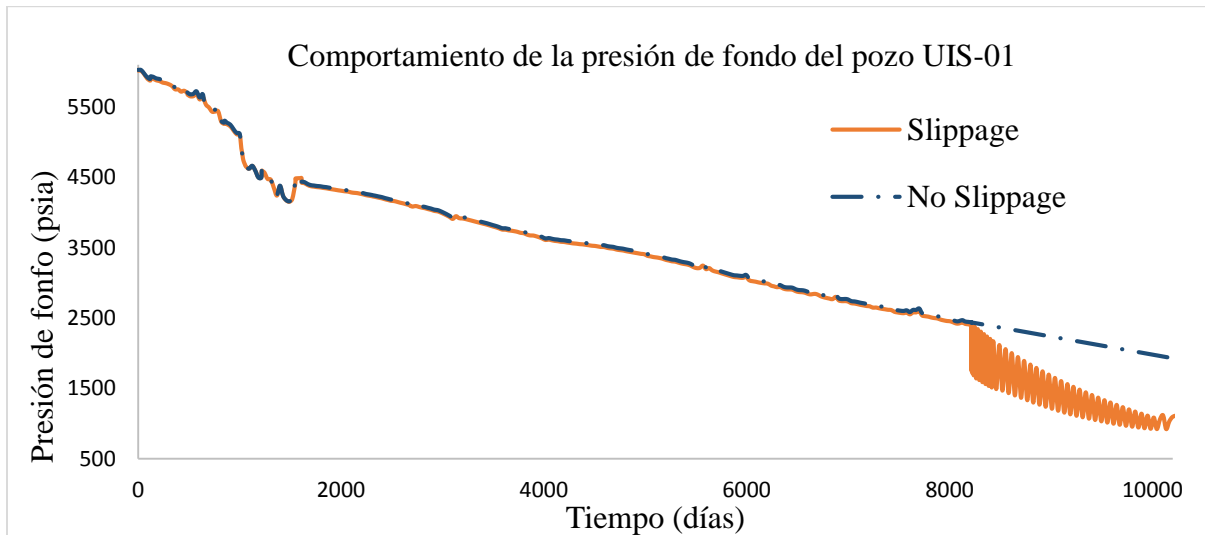


Figura 18. Curva de la presión de fondo del pozo; (comparación).

5.2. Efecto sobre la producción.

En sus primeras etapas de producción los pozos completados tienen suficiente energía para llevar los fluidos hasta superficie junto con la producción de gas. Después de algunos años tanto la energía del yacimiento, como la velocidad del gas no son suficientes para levantar las gotas de líquido, entonces se comienza a acumular en la tubería de producción, lo que es conocido como carga de líquido, lo cual ocasiona la disminución en la velocidad del gas, además de aumentar la presión en el pozo y en el área cercana a este último. En etapas más tardías esta presión en el pozo puede igualar la presión a la que sale en fluido del yacimiento y ocasionar que la producción tanto de aceite como de gas se detenga, llegando incluso a matar el pozo (*Fig.20.* y *Fig.21*). Por otra parte, en las curvas (*Fig. 19* y *Fig.22*) donde el método de caída de presión es el *Homogeneous*, omitiendo el *Slippage*. La producción de aceite y gas se mantiene bastante constante durante el periodo analizado (10227 días).

Este análisis muestra las fluctuaciones en la producción, debido al colgamiento de líquido que genera picos en la producción de gas, para seguir produciendo los fluidos de interés, es aquí donde se debe elegir un método de remediación para continuar con la producción estos pueden ser algunas formas para lidiar con este problema a largo plazo son el “Plunger Lift”, Sistemas de Levantamientos Artificial e incluso la perforación de pozos inyectores que permitan mantener la presión del yacimiento, a corto plazo el “Well Cycling” es una buena opción. Los cuales no brindan una solución permanente pero sí una temporal.

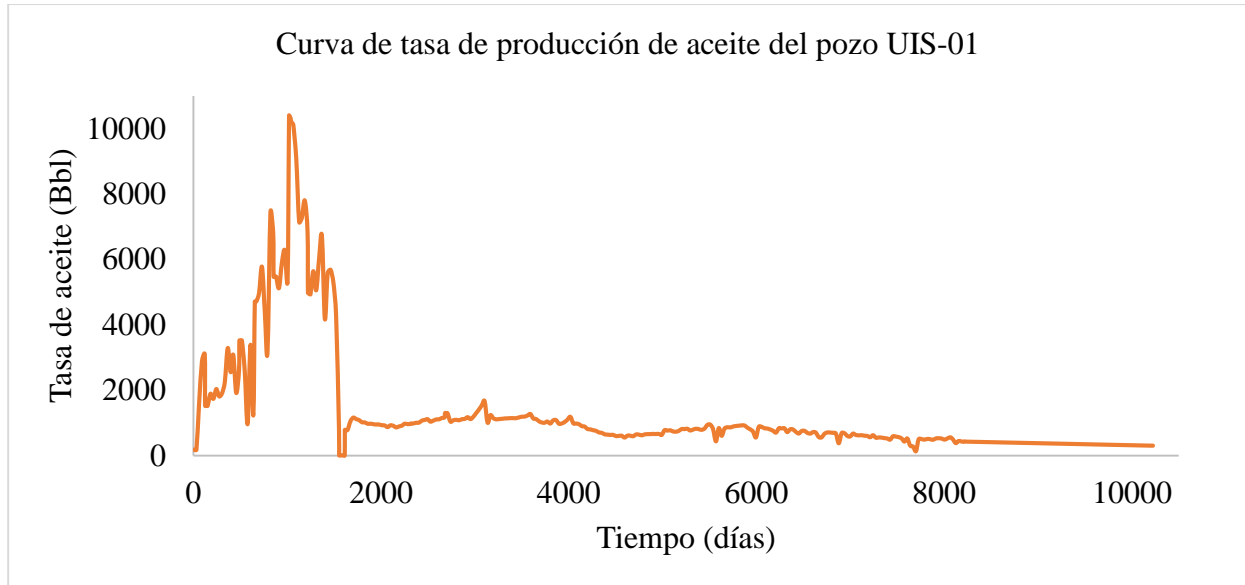


Figura 19. Curva de la tasa de producción de Aceite; omitiendo Slippage.

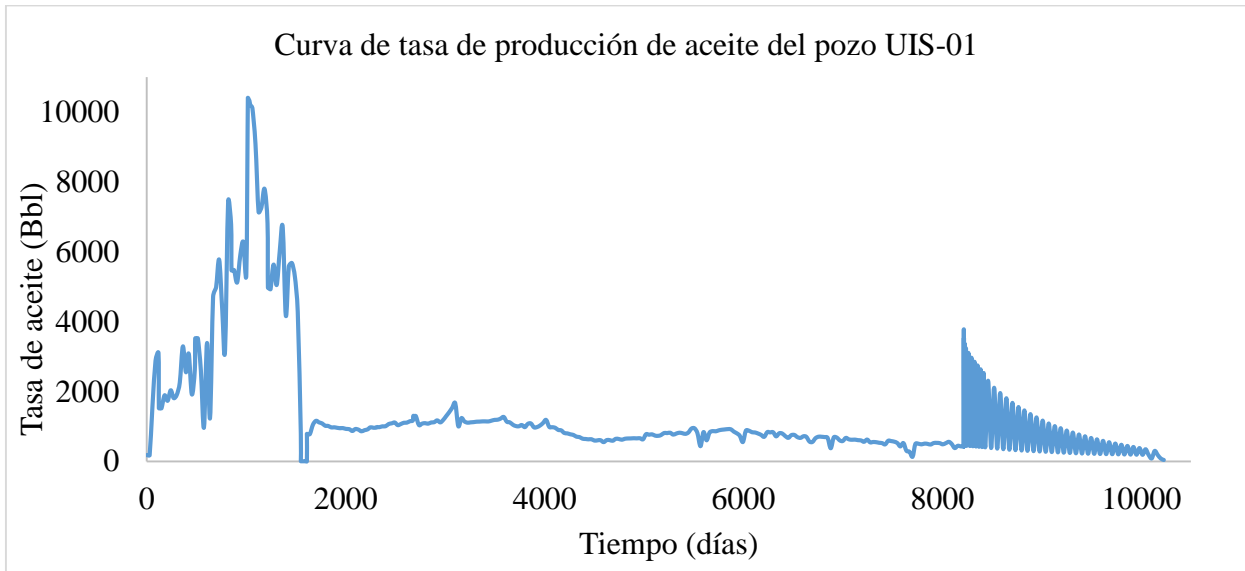


Figura 20. Curva de la tasa de producción de Aceite, asumiendo Slippage.

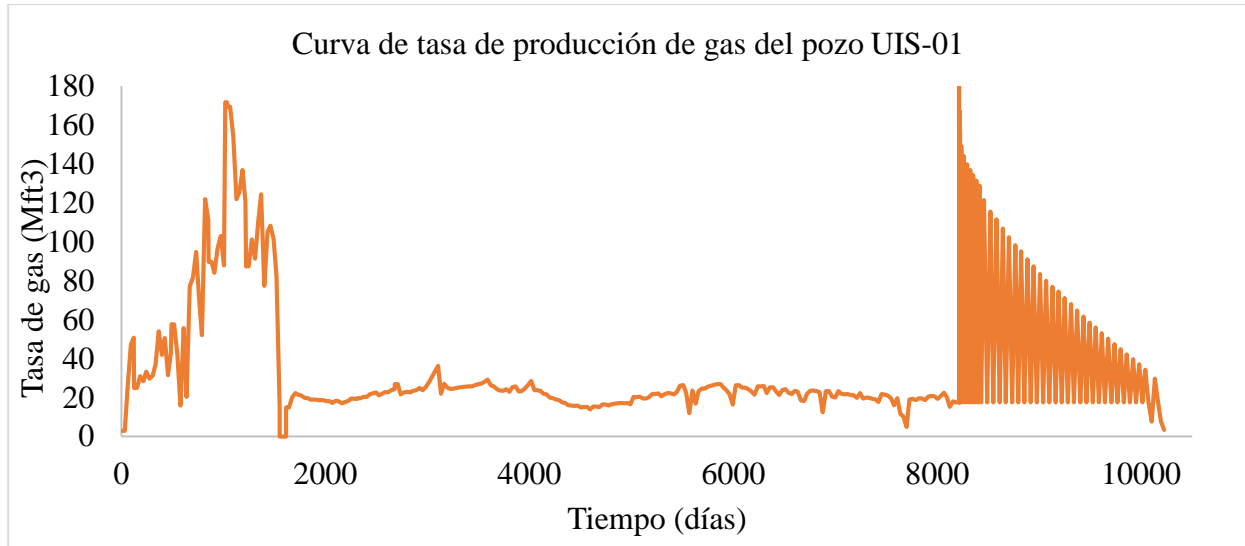


Figura 21. Curva de la tasa de producción de Gas; asumiendo Slippage.

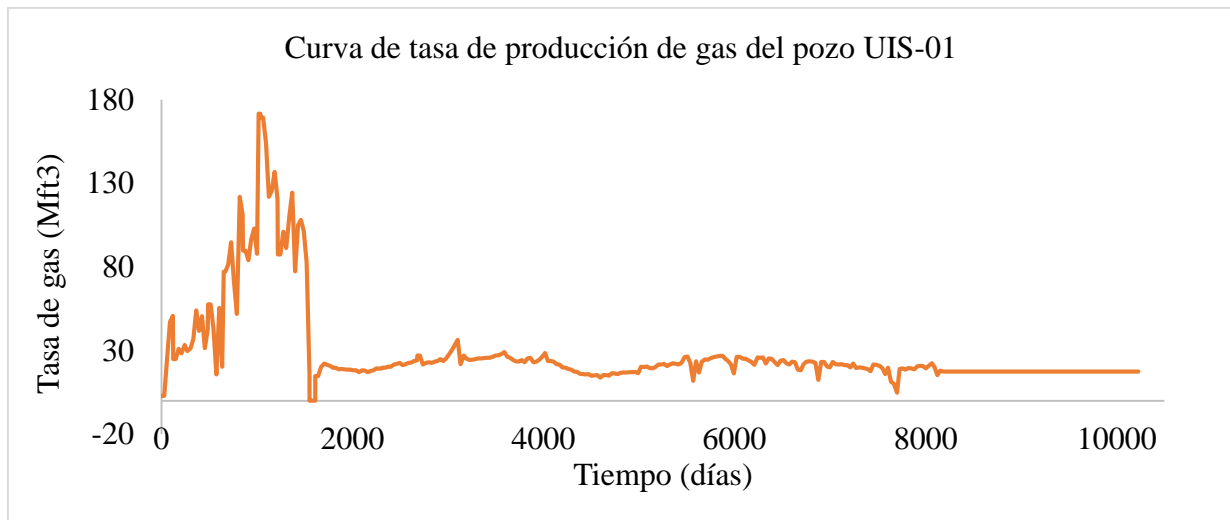


Figura 22. Curva de la tasa de producción de Gas; omitiendo Slippage.

6. Conclusiones

El mapeo de información evidencio que, en años recientes, tanto la simulación integrada como el análisis de fenómenos transientes involucrados en la producción de fluidos multifásicos tales como el *Slippage*, han sido foco de investigación y desarrollo por parte de las compañías ya que permite obtener un análisis más a fondo del sistema yacimiento-pozo, a su vez permitiendo una optimización del proceso.

La simulación integrada dinámica, es una herramienta muy útil para obtener un adecuado modelado del sistema yacimiento-pozo, especialmente cuando se realiza el análisis de fenómenos de tipo transiente como lo es el *Slippage* en pozos de flujo bifásico.

La investigación con cuerda con la literatura, donde al tener en cuenta el fenómeno de *Slippage*, se prevén las fluctuaciones tanto en la producción de los fluidos como en la presión de fondo, incluso llegando a ocasionar la muerte del pozo debido al colgamiento de líquido por el aumento en la diferencia de velocidades entre las dos fases involucradas durante la producción, como se puede apreciar en los resultados, la producción de aceite se estabiliza en un orden de 300 bbl/día y continua su declinación omitiendo el *slippage*, algo similar ocurre con la producción de gas que se estabiliza en 1,7 Mft³/día. Por el contrario, al considerar el efecto *Slippage*, los valores de producción de ambos fluidos fluctúan en un amplio rango, alcanzando incluso diferencias de hasta el 45% en los datos de producción estimados. La presión de fondo sobrelleva un comportamiento similar al de la producción, donde la máxima diferencia entre los valores llega a ser de 900 psi.

Por otra parte, al tener en cuenta el fenómeno, la producción se vuelve errática. Este tipo de análisis permite además que las compañías estén preparadas y tengan un plan entorno a los posibles problemas a los cuales se enfrentarán durante el desarrollo del pozo.

7. Recomendaciones

Realizar estudios adicionales, utilizando la metodología planteada e información de diferentes campos en Colombia, para una mayor validación de los resultados arrojados por el presente trabajo.

Tener en cuenta la temperatura como variable para futuros estudios sobre la integración del sistema yacimiento-pozo bajo la misma simulación.

Adicionar información sobre la geomecánica, fallas, estabilidad y geología estructural del yacimiento, para determinar cómo se ve afectada la dinámica en el sistema.

Realizar un análisis de sensibilidad sobre la velocidad del gas para construir una relación entre esta variable y la presión de fondo del sistema, para determinar cómo se ve afectada la presión con la velocidad.

Referencias Bibliográficas

- Chupin, G., Hu, B., Haugset, T., Sagen, J., & Claudel, M. (2007, January 1). Integrated Wellbore/Reservoir Model Predicts Flow Transients in Liquid-Loaded Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/110461-MS.
- González, Santiago, & Idrobo, Eduardo A.. (2004). Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*, 2(5), 23-51. Retrieved July 27, 2019, from http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S012253832004000100002&lng=en&tlng=es.
- Hu, B., Sagen, J., Chupin, G., Haugset, T., Ek, A., & Sommersel, T. (2007, January 1). Integrated
- Hu, B., Veeken, C. A. M., Yusuf, R., & Holmas, H. (2010, January 1). Use of Wellbore-Reservoir
- Liu, X., Falcone G., & Teodoriu, C. (2016, October 28). Liquid loading in gas wells: Experimental investigation of back pressure effects on the near-wellbore reservoir. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 36 Part A, 434-441. , De ELSERVIER Base de datos.
- Sagen, J., Ostenstad, M., Hu, B., Irgens Henanger, K. E., Lien, S. K., Xu, Z., ... Sira, T. (2011, January 1). A Dynamic Model for Simulation of Integrated Reservoir, Well and Pipeline System. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/147053-MS.
- Sagen, J., Sira, T., Ek, A., Selberg, S., Chaib, M., & Eidsmoen, H. (2007, June 13). A Coupled Dynamic Reservoir and Pipeline Model – Development and Initial Experience. BHR Group.

Shi, H., Holmes, J. A., Durlofsky, L. J., Aziz, K., Diaz, L., Alkaya, B., & Oddie, G. (2005, March 1). Drift-Flux Modeling of Two-Phase Flow in Wellbores. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/84228-PA

Shoham, O. (2006). Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-Phase Flow in Pipes. Tulsa, Oklahoma: SPE Books .

Sturm, W. L., Belfroid, S. P. C., van Wolfswinkel, O., Peters, M. C. A. M., & Verhelst, F. J. P. C. M. G. (2004, January 1). Dynamic Reservoir Well Interaction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/90108-MS

Wellbore-Reservoir Dynamic Simulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/109162-MS.

Coupled Dynamic Simulation to Evaluate the Cycling Capability of Liquid-Loaded Gas Wells. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/134948-MS

Valle, G.A., Romero, F., Cabarcas, M.E.(2017, January 15). Predicción de Flujo Multifásico en Sistemas de Recolección de Crudo: Descripción de Requerimientos.

Van Wijhe, A., & Belfroid, S. P. C. (2017, December 13). Unstable well behaviour in gas well liquid loading - stability tests. BHR Group.

Yang, C., Liang, P., & Avgeriou, P. (2015, October 24). A systematic mapping study on the combination of software architecture and agile development. Journal of Systems and Software, 111, 157-184., De ELSERVIER Base de datos.

Zhang, H., Falcone, G., & Teodoriu, C. (2010, May 26). Modeling fully transient two-phase flow in the near-wellbore region during liquid loading in gas wells. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2, 122-131., De ELSERVIER Base de datos.