

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL AL PROCESO DE
INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO COLOMBIANO

JOSÉ LUIS RAMÍREZ ORDOÑEZ

SEBASTIAN VALENCIA MAFLA

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

2018

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL AL PROCESO DE
INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO COLOMBIANO

JOSÉ LUIS RAMÍREZ ORDOÑEZ

SEBASTIAN VALENCIA MAFLA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ

MAGÍSTER EN INFORMÁTICA

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

2018

DEDICATORIA

A Dios gracias por regalarme la vida, la salud y la sabiduría necesaria para culminar esta etapa.

A mi madre Graciela y mi padre Luis Eduardo por darme su amor, comprensión y apoyo incondicional en todo momento. Lo que soy ahora como persona y lo que podré llegar a ser es debido a ustedes, por su guía y ejemplo, porque cada uno de los esfuerzos y sacrificios que han hecho por en mi crianza y durante todo este proceso (Sé que no ha sido del todo fácil). Sin ustedes este sueño que se llama ingeniería no hubiese sido más que sólo un sueño, los amo. Infinitas gracias.

A mis hermanas Carolina, Yuleimy, Nataly y María, por estar siempre presentes con una voz de aliento en esos momentos difíciles, por su apoyo y cariño.

A mi familia por el apoyo brindado en este proceso.

A mis amigos (Jeremy y Andrih F), y demás compañeros por permitirme compartir gratos momentos durante mi vida universitaria y hacer de cada uno de ellos recuerdos imborrables.

A mi pueblo y su gente por hacer de El Palmar el lugar propicio para formar buenas personas.

José L. Ramírez Ordoñez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado primero que todo a Dios por bendecir siempre a mi familia y darnos la fortaleza de alcanzar nuestros sueños

A mi abuelo Delio Mafla Coll, que siempre estará en mi corazón con su alegría, amor hacia su familia y por ser un ejemplo de persona, de padre, de abuelo, y en general un excelente ser humano.

A mi madre Luz Angela Mafla Quijano, por apoyarme siempre y alentarme hacer el mejor en todo lo que hago, por enseñarme a nunca decir imposible y siempre luchar por lo que quiero, por ser mi mejor amiga y consejera.

A mi padre Luis Guillermo Valencia Flórez, por formarme como un hombre de bien, por enseñarme lo que es entregarse a las personas que amamos, por ser tan excelente padre, por estar ahí en cada paso y apoyarme en cada decisión, por ser mi mas grande ejemplo y mi mejor amigo.

A mis manitos Maguel y Juangui, por ser tan excelentes hermanos, por acompañarme siempre y estar siempre pendientes de mí, por brindarme muchas alegrías, gracias por ser mis mejores amigos.

A mi abuelita Marina, mi tío Fernando, mi tía Pili y toda mi familia gracias por apoyarme desde el primer día que empecé este proceso y hasta hoy que termina.

Muchas gracias de todo corazón.

A mis compañeros, A Silvia Rueda por apoyarme en momentos que no daba mas y alentarme siempre a lograr esta meta, por darme muchas alegrías durante todo este proceso llamado ingeniería

Sebastián Valencia Mafla

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por brindarnos el conocimiento y la fortaleza para culminar este proyecto de grado y así poder cumplir esta meta.

A la Universidad Industrial de Santander sede central y sede Socorro, por habernos formado como profesionales íntegros y personas éticas.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos por darlos las herramientas y oportunidades de afianzar los conocimientos.

A los ingenieros Fernando Calvete, Erik Montes y Gustavo Valle, quienes siempre tuvieron la mejor disposición para ofrecernos su orientación, aportando sus conocimientos para lograr de manera satisfactoria los objetivos planteados.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por brindarnos los elementos necesarios para el desarrollo de esta investigación, como lo fue en gran parte la información del campo y piloto estudiado.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	24
1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS NODAL.....	25
1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	25
1.1.1 Pérdidas de presión en el sistema.....	26
1.2 DESEMPEÑO DE LA AFLUENCIA DE UN POZO.....	29
1.2.1 modelos de producción y comportamiento de la afluencia (IPR).....	29
1.3 FLUJO EN TUBERIAS.....	37
1.3.1 Flujo de líquidos en tuberías.....	37
1.3.2 Flujo multifásico en tuberías.....	39
1.4 ANÁLISIS NODAL.....	51
1.4.1 Ubicación del nodo solución.....	53
1.4.2 Análisis nodal en pozos inyectoros.....	59
2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	65
2. 1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	66
2.2 TIPOS DE POLIMEROS PARA RECOBRO MEJORADO.....	69
2.2.1 Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).....	70
2.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS.....	71
2.3.1 Viscosidad no newtoniana y Shear Thining.....	71
2.3.2 Reducción de permeabilidad y resistencia residual.....	73
2.3.3 Adsorción.....	74
2.3.4 Volumen poroso inaccesible.....	75
2.4 PARÁMETROS PARA TENER EN CUENTA EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	75

2.4.1 Viscosidad.....	75
2.4.2 Peso molecular del polímero.....	80
2.4.3 Concentración de la solución polimérica.....	81
2.4.4 Volumen del polímero.....	81
2.4.5 Velocidad de inyección.....	81
2.5 ANALISIS NODAL AL SISTEMA DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	82
3. METODOLOGÍA SELECCIÓN NODO SOLUCIÓN.....	88
3.1 ESCENARIOS DE TRABAJO.....	92
4. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.....	96
4.1 PIPESIM.....	96
4.2 WELLFLO.....	97
4.3 VIRTUWELL.....	98
4.4 SNAP.....	98
4.5 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SNAP.....	99
4.5.1 Módulo general.....	99
4.5.2 Módulo PVT.....	100
4.5.3 Módulo inflow.....	100
4.5.4 Módulo completamiento.....	101
4.5.5 Módulo línea de flujo.....	102
4.5.6 Módulo pozo.....	102
4.5.7 Módulo levantamiento artificial.....	103
4.5.8 Módulo de sensibilidades.....	103
4.5.9 Módulo datos actuales.....	104
5. CAMPOS COLOMBIANOS CON INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO METODO DE RECOBRO.....	105

5.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO.	115
5.1.1 Yacimientos productores.....	116
5.2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS.	117
5.3 DESARROLLO DEL CAMPO.	119
5.3.1 Pozos que conforman el patrón de inyección	121
5.3.2 Selección del polímero utilizado en la inyección	124
6. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.....	129
6.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN.	130
6.2 SENSIBILIDADES AL MODELO DE INYECCIÓN.....	136
6.2.1 Resultados de las sensibilidades	138
6.2.2 Análisis de resultados	150
7. MODELO DE SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	157
7.1 Desarrollo de la metodología.	158
7.1.1 Recopilación de la información	158
7.1.2 Ajuste del modelo de flujo del pozo	163
7.1.3 Montaje del modelo en el simulador	165
7.2 DEFINICIÓN DE OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN.	172
7.3 ANALISIS DE RESULTADOS.....	174
8. EVALUACIÓN FINANCIERA.	193
8.1 INDICADORES ECONÓMICOS.	193
8.2 VALOR PRESENTE NETO.....	194
8.3 TASA INTERNA DE RETORNO.	195
8.4 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO.	195
8.5 PAY – BACK.	196
8.6 EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN (J).	196

9. CONCLUSIONES	204
10. RECOMENDACIONES.....	205
BIBLIOGRAFÍA.....	206
ANEXOS	208

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de desarrollo de las correlaciones.	44
Tabla 2. Discretización de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.....	48
Tabla 3. Estructura de los polímeros y sus características.	69
Tabla 4. Propiedades de la roca y fluidos campo Yarigui-Cantagallo.	106
Tabla 5. Propiedades de la roca y fluidos campo Casabe.	108
Tabla 6. Propiedades de la roca y fluido arena K4, campo Palogrande-Cebú.	110
Tabla 7. Propiedades de la roca y fluido formación T2, campo Chichimene. .	111
Tabla 8. Resumen pilotos de inyección de polímeros en Colombia.....	112
Tabla 9. Resumen de los valores obtenidos en cada piloto.....	114
Tabla 10. Propiedades PVT arenas campo UIS.	117
Tabla 11. Propiedades PVT básicas del campo UIS.	119
Tabla 12. Pruebas de calidad del agua.....	125
Tabla 13. Datos de la solución polimérica.	128
Tabla 14. Variables suministradas al modelo.	130
Tabla 15. Intervalos cañoneados.....	132
Tabla 16. Datos del wellbore.....	133
Tabla 17. Match data.	134
Tabla 18. Variables a sensibilizar.	137
Tabla 19. Nomenclatura.....	138
Tabla 20. Escenarios para sensibilizar la presión en la línea de flujo.....	139

Tabla 21. Resultados sensibilidad a la presión en la línea de flujo.....	139
Tabla 22. Escenarios para sensibilizar el diámetro de la línea de flujo.....	141
Tabla 23. Resultados sensibilidad al diámetro de la línea de flujo.....	141
Tabla 24. Escenarios para sensibilizar el diámetro de la tubería de inyección.	142
Tabla 25. Resultado sensibilidad al diámetro de la tubería de inyección.....	143
Tabla 26. Escenarios para sensibilizar la densidad de tiros.	144
Tabla 27. Resultados sensibilidad de la densidad de tiros.	144
Tabla 28. Escenarios para sensibilizar el diámetro de las perforaciones.....	146
Tabla 29. Resultados sensibilidad al diámetro de perforaciones.	146
Tabla 30. Mejores escenarios de las sensibilidades.....	147
Tabla 31. Resultado Caso 1.....	148
Tabla 32. Resultado Caso 2.....	149
Tabla 33. Valores de los componentes A y B.	151
Tabla 34. Resultados.....	152
Tabla 35. Resultados Ecuación de viscosidad.....	155
Tabla 36. Resultados relación de movilidades.....	155
Tabla 37. Datos de superficie.	160
Tabla 38. Datos del pozo y del completamiento.	161
Tabla 39. Parámetros de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.	162
Tabla 40. Datos del yacimiento y los fluidos.....	163
Tabla 41. Caracterización PVT.....	165
Tabla 42. Producción de cada pozo.....	172

Tabla 43. Sensibilidad flowline.....	173
Tabla 44. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-02.....	175
Tabla 45. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-02.....	176
Tabla 46. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-02.....	177
Tabla 47. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-02.....	178
Tabla 48. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 02.....	179
Tabla 49. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-03.....	180
Tabla 50. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-03.....	181
Tabla 51. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-03.....	182
Tabla 52. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-03.....	183
Tabla 53. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 03.....	184
Tabla 54. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-04.....	185
Tabla 55. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-04.....	186

Tabla 56. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-04.....	188
Tabla 57. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-04.....	189
Tabla 58. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 04.....	190
Tabla 59. Sistemas de producción optimizados.....	191
Tabla 60. Datos preliminares para la evaluación financiera.....	197
Tabla 61. Especificaciones del caso 1.....	198
Tabla 62. Descripción de la inversión inicial caso 1.....	199
Tabla 63. Evaluación financiera ante el cambio de todas las sensibilidades en 1 año de producción.	199
Tabla 64. Especificaciones del caso 2.....	200
Tabla 65. Evaluación financiera ante el cambio en la densidad de tiros y diámetro de perforaciones en el cañoneo en 1 año de producción.	201
Tabla 66. Valor presente neto y tasa interna de retorno del proyecto.....	202
Tabla 67. Indicadores financieros.....	203

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema de producción.	26
Figura 2. Grafica Pwf Vs Qi.....	30
Figura 3. Método de Vogel.....	34
Figura 4. Método de Fetkovich.....	36
Figura 5. Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales.	41
Figura 6. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	43
Figura 7. Nodo solución.....	53
Figura 8. Nodo en fondo de pozo.....	55
Figura 9. Nodo en tubería ahusada.	58
Figura 10. Curvas Inflow y Outflow.	62
Figura 11. Esquema general del proceso de inyección de polímeros.....	67
Figura 12. Esquema de inyección del bache de solución polimérica.	68
Figura 13. Ejemplo curva Outflow en análisis de inyección.	83
Figura 14. Efecto de la gravedad específica en la curva de descarga.....	84
Figura 15. Ejemplo del efecto del cambio de diámetro en la tubería.	85
Figura 16. Ubicación de los nodos en un sistema de inyección de polímeros. .	91
Figura 17. Modulo "General" del software SNAP.....	99
Figura 18. Modulo "PVT" del software SNAP.....	100
Figura 19. Modulo "Inflow" índice de inyectividad de agua del software SNAP.	100
Figura 20. Modulo "Inflow" Inyectividad Darcy del software SNAP.....	101
Figura 21. Modulo "Completamiento" del software SNAP.	101
Figura 22. Modulo " Línea de Flujo" del software SNAP.....	102

Figura 23. Modulo "Pozo" del software SNAP.	103
Figura 24. Modulo "Levantamiento artificial" del software SNAP.	103
Figura 25. Modulo "Sensibilidades" del software SNAP.	104
Figura 26. Modulo "Datos actuales" del software SNAP.	104
Figura 27. Localización del campo Yarigui-Cantagallo.	106
Figura 28. Localización del campo Casabe.	107
Figura 29. Localización campo Palogrande-Cebú.	109
Figura 30. Localización campo Chichimene.	110
Figura 31. Patrón de inyección Piloto UIS.	121
Figura 32. Viscosidad Vs Shear rate, FLOOPAM 3230S.	126
Figura 33. Viscosidad Vs Shear rate, EOR-80.	126
Figura 34. Guía metodológica para el desarrollo del capítulo.	129
Figura 35. Resultado simulación modelo Base (Pwf Vs Qi).	134
Figura 36. Reporte de simulación modelo Base.	135
Figura 37. Resultados simulación sensibilidades a la presión en la línea de flujo.	140
Figura 38. Resultado sensibilidad al diámetro de la línea de flujo.	142
Figura 39. Resultado sensibilidad al diámetro de la tubería de inyección.	143
Figura 40. Resultados simulación sensibilidades de la densidad de tiros.	145
Figura 41. Resultado simulación sensibilidades al diámetro de perforaciones.	146
Figura 42. Resultado simulación modelo optimizado caso 1.	148
Figura 43. Resultado simulación modelo optimizado caso 2.	149
Figura 44. Ajuste de la ecuación de viscosidad.	154

Figura 45. Metodología modelo de producción.....	158
Figura 46. Módulo general	164
Figura 47. Selección del tipo de IPR.....	166
Figura 48. Datos PVT.	166
Figura 49. Datos inflow.	167
Figura 50. Datos completamiento.	168
Figura 51. Datos línea de flujo.	168
Figura 52. Datos tubing de producción.	169
Figura 53. Pozo UIS – 01.....	170
Figura 54. Pozo UIS – 02.....	170
Figura 55. Pozo UIS – 03.....	171
Figura 56. Pozo UIS – 04.....	171
Figura 57. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-02..	175
Figura 58. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-02.....	176
Figura 59. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-02.....	177
Figura 60. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-02.	178
Figura 61. Condiciones del sistema optimizado del pozo UIS – 02.	179
Figura 62. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-03..	180
Figura 63. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-03.....	181
Figura 64. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-03.....	182

Figura 65. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-03.	183
Figura 66. Condiciones del sistema optimizado del pozo UIS – 03.	184
Figura 67. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-04..	185
Figura 68. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-04.....	186
Figura 69. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-04.....	187
Figura 70. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-04.	188
Figura 71. Simulación sistema optimizado pozo UIS – 04.	190
Figura 72. Ingresos VS egresos.....	202

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS EVALUADOS.....	208

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE ANALISIS NODAL AL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO COLOMBIANO*¹.

AUTORES: JOSE LUIS RAMIREZ ORDOÑEZ Y SEBASTIAN VALENCIA MAFLA**².

PALABRAS CLAVES: POLÍMERO, INYECCIÓN DE QUÍMICOS, RECOBRO MEJORADO DE PETRÓLEO, ANALISIS NODAL, PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

DESCRIPCIÓN:

Uno de los objetivos más importante de la industria es aumentar la producción de aceite. En los pozos productores cuando se quiere mejorar la producción se aplica una técnica denominada análisis NODAL, la cual busca mediante su implementación el diseño de los diámetros de tuberías y líneas de flujo que permitan tener un mayor caudal en superficie. De manera análoga se podría aplicar esta técnica para saber cómo el fluido de inyección cambia sus propiedades debido a la degradación mecánica por fricción.

En los últimos años ha aumentado el interés en los métodos de recobro mejorado debido al desarrollo de nuevas tecnologías de inyección. La inyección de polímeros se encuentra entre los procesos de recobro químico (CEOR) que se aplican principalmente a campos maduros, en los cuales se haya realizado inyección de agua, con el fin de incrementar el factor de recobro hasta un 15%.

Los polímeros son agregados al agua de inyección con el propósito de incrementar la viscosidad de la solución desplazante para mejorar la relación de movilidad agua-aceite y mejorar la eficiencia de barrido volumétrica. Pero las soluciones poliméricas debido a su naturaleza no newtoniana no presentan la misma viscosidad a todas las tasas de flujo, y también varían sus propiedades al ser transportadas en tubos ya que pueden sufrir degradación mecánica por fricción y no presentar la viscosidad necesaria para un proceso de recobro eficiente.

Por lo tanto, en este proyecto, se analizó el diseño óptimo de los pozos tanto inyector como productor. En el pozo inyector se diseñó los diámetros de tuberías con los cuales el polímero sufriera el menor cambio en sus propiedades y en el pozo productor se diseñó los diámetros de tuberías para aumentar la producción de manera segura y sin afectar las propiedades del yacimiento.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ms.c Fernando Enrique Calvete Gonzales, Ingeniería de petróleoos.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF THE NODAL ANALYSIS TECHNIQUE TO THE POLYMER INJECTION PROCESS IN A COLOMBIAN FIELD*³.

AUTHOR'S: JOSE LUIS RAMIREZ ORDOÑEZ. SEBASTIAN VALENCIA MAFLA**⁴.

KEYWORDS: POLYMER, CHEMICAL INJECTION, ENHANCED OIL RECOVERY, NODAL ANALYSIS, PRODUCTION OF HYDROCARBONS.

DESCRIPTION:

One of the most important objectives of the industry is increase oil production. In the producer's Wells when you want to improve production, a technique called NODAL analysis is applied, which seeks through its implementation the design of the diameters of pipes and flow lines that allow to have a greater flow in the Surface. This technique could be applied in the injector well to observe how the injection fluid changes its properties due to the mechanical degradation.

In recent years the interest in improved recovery methods has increased due to development of new injection technologies. The polymer injection is among the processes of chemical recovery (CEOR) that is mainly applied to mature fields, in which waterflood has been carried out, in order to increase the recovery factor by 15%.

The polymers are added to the injection water for the purpose of increasing the viscosity of the displacement solution to improve the volumetric sweep efficiency. But the polymer solutions do not have the same viscosity at all flow rates, and their properties also vary since they can undergo mechanical degradation by friction and not present the viscosity necessary for an efficient recovery process.

Therefore, in this project, the optimal design of the Wells both injector and producer were analyzed. In the injector well, the diameters of pipes with which the polymer underwent the least possible change in its properties were designed and, in the producer well the pipe diameters were designed to increase the production in a safe way and without affecting the properties of the reservoir.

³ Bachelor Thesis

⁴ Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ms.c Fernando Enrique Calvete Gonzales, Ingeniería de petróleoos.

INTRODUCCIÓN

El factor de recobro promedio en Colombia es aproximadamente de 19%, y alrededor del 90% de los campos petrolíferos del país se encuentran produciendo aún en etapa primaria. Aproximadamente el 88% de la producción proviene de recobro primario, 11% de recobro secundario y aproximadamente el 1% de producción de métodos de recuperación mejorada de petróleo (Castro et al., 2010). En ese sentido, se han implementado diferentes pilotos de recuperación mejorada con el fin de buscar alternativas que permitan el aumento de la producción de petróleo.

A nivel mundial La inyección de agua es el proceso de recuperación adicional de petróleo más conocido he implementado. Sin embargo, la aplicación de este proceso secundario tiene limitantes en la eficiencia de barrido. Por lo anterior, se hace preciso implementar métodos de recobro mejorado EOR, con el fin de incrementar tanto la eficiencia volumétrica como la de desplazamiento y, de este modo, aumentar el factor de recobro desde etapas tempranas del proceso de inyección de agua (Alvarado & Manrique, 2010).

Por otra parte, se tiene que la técnica de análisis NODAL permite maximizar la productividad de un campo petrolero de manera económicamente rentable y eficiente; con la aplicación de esta metodología se adecua la infraestructura tanto de subsuelo como en superficie, con el propósito de hallar el diseño más adecuado de los componentes del sistema de producción, permitiendo de esta manera generar un aumento en la producción.

Este trabajo estudia el comportamiento de los fluidos inyectados en un método de recuperación mejorada con polímeros haciendo uso de la técnica de análisis NODAL, donde se puede evidenciar el comportamiento de la presión de la solución polimérica tanto en líneas en superficie como en tuberías de subsuelo. Además, determinar que afectaciones tiene este de comportamiento en la producción y por ende en el factor económico del proyecto.

1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS NODAL

1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

Después de realizar la perforación, el completamiento del pozo y las pruebas de registros al pozo se inicia la fase de producción, en la cual los fluidos que están confinados en los poros de la formación productoras, se desplazan desde dichos poros hasta el pozo y si el yacimiento tiene suficiente energía hasta superficie. La energía que tiene el yacimiento es la presión y depende principalmente de la profundidad a la cual se encuentra la formación productora. Debido a esto el sistema puede presentar varios diferenciales de presión desde el yacimiento hasta los sistemas de recolección o facilidades de superficie, que dificultan la producción de los fluidos y se tiene una producción baja⁵.

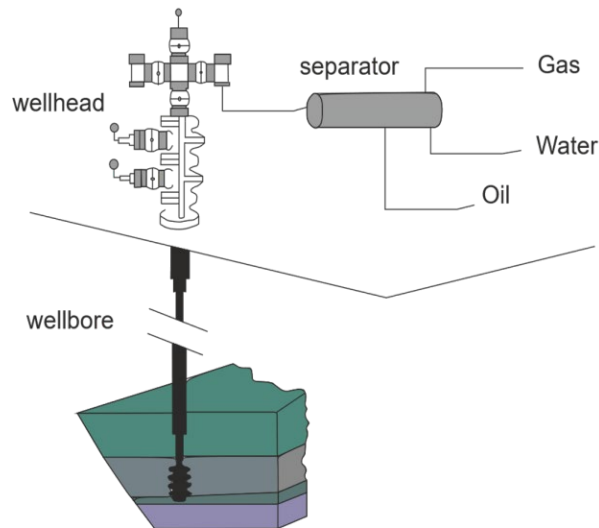
El sistema de producción tiene cuatro fases principales:

- Yacimiento.
- Completamiento.
- Pozo.
- Líneas de flujo en superficie.

En cada una de las fases se produce una caída de presión, siendo así la caída de presión total del sistema igual a la sumatoria de las caídas de presión de cada fase. La presión inicial corresponde a la presión estática del yacimiento y la presión final del sistema corresponde a la presión de entrada de los fluidos en el separador.

⁵ ARGUELLES ARIZA, Juan David; PAZ BENAVIDES, Favio Alejandro. Optimización de la producción de un campo petrolero ubicado en la cuenca del Cagúan-Putumayo utilizando la técnica de análisis Nodal. Tesis en ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físicoquímicas, 2017, 286 p.

Figura 1. Sistema de producción.



Fuente: modificada de AM Ghalambor de Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach Chapter 1.

1.1.1 Pérdidas de presión en el sistema.

1.1.1.1 Pérdidas de presión en el yacimiento. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depletamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas y el daño al pozo permiten determinar lo que el yacimiento en particular puede producir. Debido al diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, los fluidos viajan a través del medio poroso desde el máximo radio de drenaje hasta el completamiento del pozo. Durante este proceso se pierde energía debido a la viscosidad de los fluidos, las presiones capilares que se puedan presentar, a la baja capacidad de flujo y restricciones en cercanía del pozo. Esa pérdida de energía se ve reflejada en una disminución de la presión, la cual se podría cuantificar de la siguiente manera:

$$\Delta P_y = P_y - P_{wfs} \quad \text{Ecuación 1}$$

Dónde:

ΔP_y : Pérdida de presión en el yacimiento (psi).

P_y : Presión inicial del yacimiento (psia).

P_{wfs} : Presión en la cara de la formación (psia).

1.1.1.2 Pérdida de presión en el completamiento. El método más ampliamente usado para completar un pozo es el completamiento perforado. En el cual se utiliza cemento para llenar el anular entre el pozo y el revestimiento, este cemento debe ser perforado para establecer comunicación entre el pozo y la formación productora.

Durante el paso de los fluidos por el completamiento se presentan pérdidas de presión a causa de los hoyos o canales ocasionados por dichas perforaciones. Esto se debe a factores como: la sobrecompactación de la pared alrededor del hoyo perforado y a la profundidad perforada; y al área reducida de flujo de los hoyos perforados.

Después de las pérdidas en el yacimiento y de pasar el completamiento, el fluido llega con una presión al fondo del pozo conocida como presión de fondo fluvente (P_{wf}).

$$\Delta P_{comple.} = P_{wfs} - P_{wf} \quad \text{Ecuación 2.}$$

Dónde:

$\Delta P_{comple.}$: Pérdida de presión en el completamiento (psi).

P_{wfs} : Presión en la cara de la formación (psia).

P_{wf} : Presión de fondo fluvente (psia).

1.1.1.3 Pérdida de presión en el pozo. “Una vez que los fluidos del yacimiento han llegado al pozo se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instaladas para la conducción de los fluidos hasta la superficie. El proceso de flujo se efectúa desde la profundidad media del intervalo productor hasta la superficie”⁶.

Durante este proceso de flujo la pérdida de presión se debe principalmente a la fricción generada entre las paredes de la tubería y el fluido, además del efecto de la gravedad. Las pérdidas en el fondo de pozo se pueden expresar de la siguiente forma:

$$\Delta P_w = P_{wf} - P_{wh} \quad \text{Ecuación 3.}$$

Dónde:

ΔP_w : Pérdida de presión en el pozo (psi).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (psia).

P_{wh} : Presión en cabeza de pozo (psia).

1.1.1.4 Pérdida de presión en líneas de flujo. Las líneas de flujo se comportan de manera similar a las tuberías de producción sufriendo la caída de presión a manos de la fricción generada entre las paredes de la tubería y el fluido, pero en este caso no actúa la gravedad. En un sistema de producción simple, las pérdidas de presión se pueden calcular de la siguiente manera:

$$\Delta P_{LF} = P_{wh} - P_{sep} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Dónde:

⁶ MORENO NÁJERA, César Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis Nodal. PEMEX. Ciudad de México D.F.: Exploración – producción región sur, 2006. P.29

ΔP_w : Pérdida de presión en el pozo (psi).

P_{wff} : Presión de fondo fluuyente (psia).

P_{wh} : Presión en cabeza de pozo (psia).

En conclusión, el balance de la pérdida de energía total es el resultado de la diferencia entre la presión del yacimiento (P_y) y la sumatoria de las pérdidas de presión en cada una de las fases de producción y se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_y - \Delta P_y - \Delta P_{comple.} - \Delta P_w - \Delta P_{LF} = P_{sep} \quad \text{Ecuación 5.}$$

Esto es para un sistema de producción simple y sin ningún tipo de accesorios que generen alguna caída de presión adicional a las mencionadas anteriormente.

1.2 DESEMPEÑO DE LA AFLUENCIA DE UN POZO.

Conocer el comportamiento de la afluencia o capacidad de producir de un pozo, es de vital importancia para el desarrollo del pozo, ya que indica cual es la respuesta del yacimiento a una caída de presión para determinar cuál es el mejor diseño de tuberías y líneas de flujo que permitan tener una tasa producción optima que no dañe el yacimiento y que sea económicamente viable.

1.2.1 modelos de producción y comportamiento de la afluencia (IPR).

El comportamiento de la afluencia de un pozo representa la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un modelo de producción es una herramienta matemática que permite caracterizar la capacidad de aporte de un yacimiento hacia el pozo.

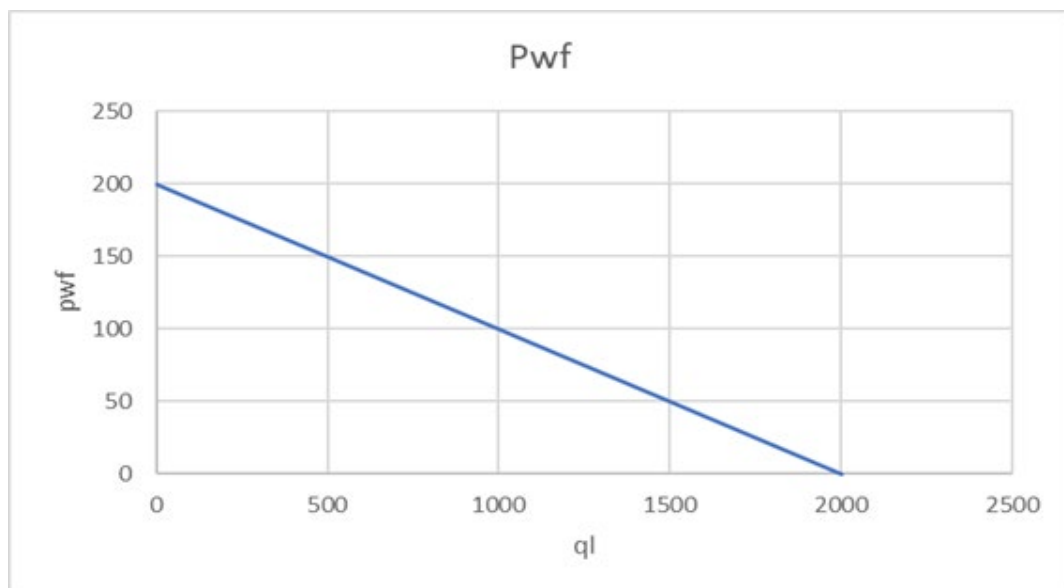
Para determinar cuál es el aporte o tasa de flujo del yacimiento al pozo, es necesario conocer diferentes datos como radio del pozo, radio de drenaje,

espesor, porosidad, capacidad de flujo y la caída de presión entre el yacimiento y el fondo de pozo, entre otros.

1.2.1.1 Flujo de un yacimiento subsaturado (línea recta). Un yacimiento subsaturado es cuando la presión inicial es mayor a la presión de burbuja, por lo tanto, el volumen de gas se encuentra disuelto en el petróleo y no existe capa de gas. Inicialmente se encuentra en estado líquido. Cuando la presión baja a valores cercanos a la presión de burbuja se empieza a liberar gas.

Cuando la presión del yacimiento es superior a la presión de burbuja, los líquidos en el yacimiento y en producción se encuentra en fase líquida. En este caso, para una gráfica de la tasa de producción (Q_t) vs la caída de presión ($P_y - P_{wf}$), se evidenciará un comportamiento lineal, que muestra la proporcionalidad entre la tasa de flujo y la caída de presión.

Figura 2. Grafica Pwf Vs Qi.



El índice de productividad (J) se puede definir como la relación entre la tasa de producción y la caída de presión, se supone de valor constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua. Matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_t}{P_y - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 6.}$$

O bien, si se considera flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de poca compresibilidad, la ecuación de Darcy:

$$J = \frac{0.007082 kh}{B_o \mu \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad \text{Ecuación 7.}$$

Dónde:

K: permeabilidad (md).

h: espesor de la formación (ft).

B_o: Factor volumétrico de formación (Bls/STB).

μ: Viscosidad del aceite (cP).

r_e: Radio de drenaje (ft).

r_w: Radio de pozo (ft).

En esta etapa de producción el índice de productividad (J) es el mismo a cualquier tasa de producción. Cuando el pozo no produce (q_t = 0), la caída de presión es igual a cero (P_{wf} = P_y) y si P_{wf} = 0, la producción será máxima q_{max} = J x P_y.

1.2.1.2 Flujo de un yacimiento saturado. Un yacimiento saturado es aquel en la que la presión inicial se encuentra igual o por debajo de la presión de burbuja, por lo tanto, en el yacimiento se encuentra líquido y gas. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas.

Cuando se presenta flujo en dos fases en el yacimiento el índice de productividad cambio continuamente en función de la caída de presión. El

modelo de la línea recta no se ajusta para el caso de los yacimientos saturados, debido a que con la caída de presión se permite la liberación de gas, lo que produce un incremento de la permeabilidad relativa al gas por encima de la permeabilidad relativa al aceite, en consecuencia, el volumen de líquido decrece y la tasa de flujo no se comporta de manera lineal.

Para calcular el IPR en yacimientos saturados se tiene los siguientes métodos de cálculo: método de Vogel y método de Fetkovich.

- **Método de Vogel.** Vogel obtuvo IPR's para yacimientos con gas en solución variando características del yacimiento, de los fluidos y a diferentes estados de agotamiento, encontrando que todas las curvas obtenidas presentaban una pendiente negativa que se hace mayor a medida que disminuye P_{wf} .

Vogel desarrollo una ecuación empírica para el IPR de un pozo productor que se utiliza cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja. La ecuación que desarrollo es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{oMAX}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right) - 0.8 \left(\left(\frac{P_{wf}}{P_y} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 8.}$$

Dónde:

Q_o : tasa de aceite (BOPD).

Q_{oMAX} : tasa de aceite máxima o AOF (BOPD).

P_y : Presión promedio del yacimiento (psia).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (psia).

Además de realizar este modelo, Vogel desarrollo un modelo que se ajusta al flujo monofásico y flujo multifásico a la vez, conocido como el modelo de Vogel

generalizado el cual tiene como variable importante la presión de burbuja, y la importancia del modelamiento en el análisis del flujo recalca en la presión de fondo fluente. Al ser la variable importante la presión de burbuja, esta divide el comportamiento de la curva en dos partes: cuando la presión de fondo fluente se encuentra por encima de la presión de burbuja y cuando la presión de fondo fluente se encuentra por debajo de la presión de burbuja.

Cuando la presión de fondo fluente (P_{wf}) está por encima de la presión de burbuja (P_b) el flujo es monofásico, por lo tanto, el comportamiento de la curva IPR es una línea recta hasta que la P_{wf} sea igual a la P_b como se puede observar en la figura 3⁷. con estas condiciones se obtiene la tasa de producción de la siguiente manera:

$$Q_o = J(P_y - P_{wf}) \quad \text{Ecuación 9.}$$

Dónde:

Q_o : tasa de aceite producida (BOPD).

J : índice de productividad (Bl/(psia*día)).

P_y : presión del yacimiento (psia).

P_{wf} : presión de fondo fluente (psia). Varía de la presión del yacimiento hasta la presión de burbuja.

Cuando la presión de fondo fluente se encuentra por debajo de la presión de burbuja el flujo es bifásico ya que se libera parte del gas en solución, esto hace que la curva IPR tenga un comportamiento curvo con pendiente negativa, dicho comportamiento se puede ver en la figura 3, y se puede expresar analíticamente de la siguiente manera:

$$Q_o = Q_b + Q_v \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad \text{Ecuación 10.}$$

⁷ PLATA MANTILLA, Cristian Norberto. Evaluación de diferentes escenarios para la optimización del sistema de producción del campo San Roque por medio de la técnica de análisis Nodal. Tesis en ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, 2106. P.90.

Dónde:

Q_o : tasa de producción de aceite (BOPD).

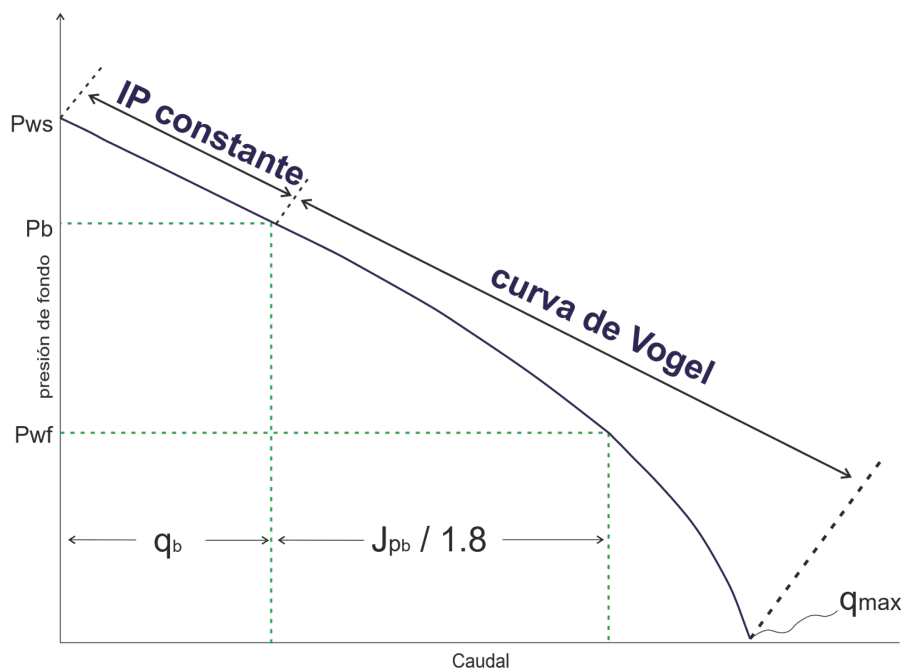
Q_b : tasa de producción de aceite encima de la presión de burbuja (BOPD).

$$Q_v = \frac{J^* P_b}{1.8} \cdot (\text{BOPD}).$$

P_{wf} : presión de fondo fluyente (psia).

P_b : presión de burbuja (psia).

Figura 3. Método de Vogel.



Fuente: Cuaces Ipiales Henry, presentación 02 la IPR. Disponible en <https://es.slideshare.net/henryxavier/02-la-ipr>.

- **Método de Fetkovich.** Para este modelo Fetkovich se basó en la ecuación de Evinger y Mustak para flujo bifásico en pozo de radio r_w que drena un radio r_e , obteniendo como resultado la siguiente relación:

$$Q_o = \frac{0.007082 k * h}{\ln \frac{r_e}{r_w}} * \int_{P_{wf}}^{P_y} f(P) dP \quad \text{Ecuación 11.}$$

En donde $f(P)$ es la función de la presión que depende básicamente del régimen de flujo del pozo, y en cuyo caso más simple es de dos fases. Dicha función de presión se podría definir como en la ecuación 12 cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja⁸.

$$f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_o * B_o} \quad \text{Ecuación 12.}$$

Dónde:

K_{ro} : permeabilidad relativa al aceite (md).

μ_o : Viscosidad del aceite (cP).

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite (Bls/STB).

Conociendo que la presión del yacimiento decrece a medida que se produce en el pozo, el índice de productividad varía de la siguiente manera:

$$J'_{oi} = \frac{0.007082 k * h}{\ln \frac{r_e}{r_w}} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o * B_o} \right) * \frac{1}{2P_i} \quad \text{Ecuación 13.}$$

Si se reemplaza la ecuación 13 en la ecuación 11, y se resuelve la integral de la función de presión, se obtiene el modelo para un yacimiento subsaturado.

$$Q_o = J'_{oi} * \frac{P_s}{P_i} * (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 14.}$$

⁸ BEGGS, Dale H. Production Optimization Using Nodal Analysis. EEUU: OCGI and Petroskills Publications, 2003. P.30.

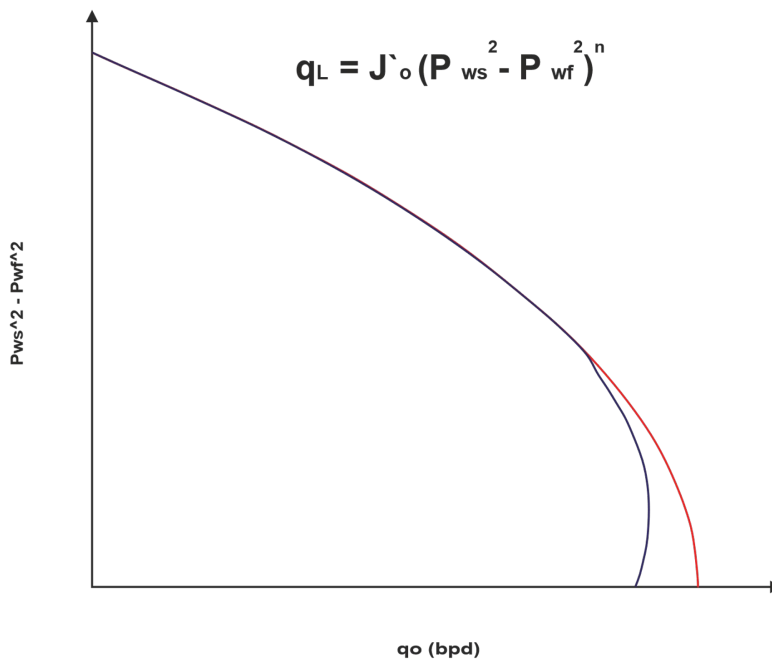
Dónde:

$$J'_{oi} * \frac{P_s}{P_i} = C$$

Por lo tanto, la ecuación 14 se transforma en el modelo de productividad de un pozo vertical que drena un yacimiento de aceite subsaturado.

$$Q_o = C * (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ecuación 15.}$$

Figura 4. Método de Fetkovich.



Fuente: Cuaces Ipiates Henry, presentación 02 la IPR. Disponible en <https://es.slideshare.net/henryxavier/02-la-ipr>.

- **Factores que afecta la curva IPR.** La curva de IPR puede variar por muchos factores, el principal factor es la presión, ya que, al disminuir la presión, el gas en solución genera el encogimiento e incremento de viscosidad del aceite haciendo más difícil la producción y modifica el mecanismo de producción del yacimiento. Otro factor que afecta en gran medida son las zonas

de permeabilidad constante. Cuando en estas zonas aumenta la saturación de agua se disminuye la permeabilidad relativa al aceite, lo que genera una reducción en la productividad del yacimiento.

1.3 FLUJO EN TUBERIAS.

Una vez los fluidos del yacimiento han llegado al pozo se inicia el flujo ascendente a través del sistema de tuberías instaladas para llevar el fluido hasta superficie y luego hasta el separador, y demás facilidades de superficie. Estos fluidos pasan a través de diversas ampliaciones o restricciones propias del sistema de tuberías, además de accesorios adicionales que pueden generar una caída de presión.

La ecuación para el flujo de fluidos en tuberías que se utiliza para cualquier fluido, ya sea monofásico o multifásico, y para cualquier ángulo (flujo ascendente). Es la siguiente:

$$\Delta P_{total} = \Delta P_{Elevación} + \Delta P_{Fricción} + \Delta P_{Aceleración} \quad \text{Ecuación 16.}$$

Cada delta (Δ) representa una pérdida de presión en un punto del sistema. La componente de elevación para flujo vertical o inclinado es por mucho la más importante de los tres componentes y puede contribuir generalmente en más del 80% de las pérdidas totales⁹.

1.3.1 Flujo de líquidos en tuberías. La ecuación que describe el flujo de líquidos por tuberías, parte inicialmente de la ecuación general de energía vista anteriormente, la única variación es que se considera despreciable el efecto de la aceleración.

$$\Delta P_L = \Delta P_e + \Delta P_f \quad \text{Ecuación 17.}$$

⁹ MORENO NÁJERA, César Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis Nodal. PEMEX. Ciudad de México D.F.: Exploración – producción región sur, 2006. P.28.

Dónde:

ΔP_L : Pérdida de presión de la fase líquida.

ΔP_e : Pérdida de presión por elevación.

ΔP_f : Pérdida de presión por fricción.

La caída de presión por elevación está definida como el producto de la gravedad específica del líquido por el cambio de elevación o inclinación.

$$\Delta P_e = 0.433 \gamma_L * \Delta h \quad \text{Ecuación 18.}$$

La pérdida de presión de la fase líquida por efecto de la fricción se obtiene de la ecuación de Darcy, y después de realizar el análisis dimensional de la ecuación, se tiene la ecuación para unidades de campo.

$$\Delta P_f = 1.1476 \times 10^{-5} \frac{f * \gamma_L * q_L^2 * L}{d^5} \quad \text{Ecuación 19.}$$

Siendo 1.1476×10^{-5} el factor de conversión para manejar los valores de caudal, longitud y diámetro en unidades de campo.

Definiendo cada componente de la ecuación 17, se puede obtener la ecuación que determina el gradiente o caída de presión total para el flujo de líquidos por tuberías en unidades de campo.

$$\Delta P_L = 0.433 \gamma_L * \Delta h + 1.1476 \times 10^{-5} \frac{f * \gamma_L * q_L^2 * L}{d^5} \quad \text{Ecuación 20.}$$

El único término que no se ha definido es el factor f . El factor de Moody (f) o factor de fricción depende específicamente del régimen de flujo y del número de Reynolds.

Entonces para un flujo laminar de una sola fase, el factor de Moody está dado por:

$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad \text{Ecuación 21.}$$

Para flujo turbulento el factor de fricción está dado por la ecuación de Colebrook y White.

$$f = \left[-2 * \log \left(\frac{\varepsilon}{3.71 * d} + \frac{2.514}{\sqrt{f * N_{Re}}} \right) \right]^{-2} \quad \text{Ecuación 22.}$$

El número de Reynolds para un fluido que se encuentra en la fase líquida, unidades de campo, está dado por la siguiente ecuación:

$$N_{Re} = 92.2 \frac{q_L * \gamma_L}{d * \mu_L} \quad \text{Ecuación 23.}$$

1.3.2 Flujo multifásico en tuberías. El flujo multifásico se puede definir como el comportamiento de flujo concurrente de gas libre y líquido, el cual fluye en diferentes configuraciones (patrones de flujo) a través de las tuberías de producción y líneas de superficie.

El objetivo primordial del estudio del flujo multifásico consiste en estimar la presión de fondo fluyente (P_{wf}) que requiere el fondo de pozo para transportar los fluidos del fondo de pozo hasta las facilidades de superficie.

1.3.2.1 Patrones de flujo. Un patrón de flujo describe la forma en que se encuentran distribuidas espacialmente las fases de un fluido dentro de un segmento de una tubería. Existen varias distribuciones que generan un perfil de velocidad de fases y colgamiento (HOLD UP).

Conocer el patrón de flujo es muy importante, ya que éste afecta el fenómeno de colgamiento, por lo cual, es necesario conocer el patrón para calcular el colgamiento. Además, determina cual fase del fluido se encuentra en contacto con la pared y como es la transferencia de calor. Y, por último, también afecta las condiciones de operación en las instalaciones y facilidades del proceso por el comportamiento de los oleo-gasoductos¹⁰.

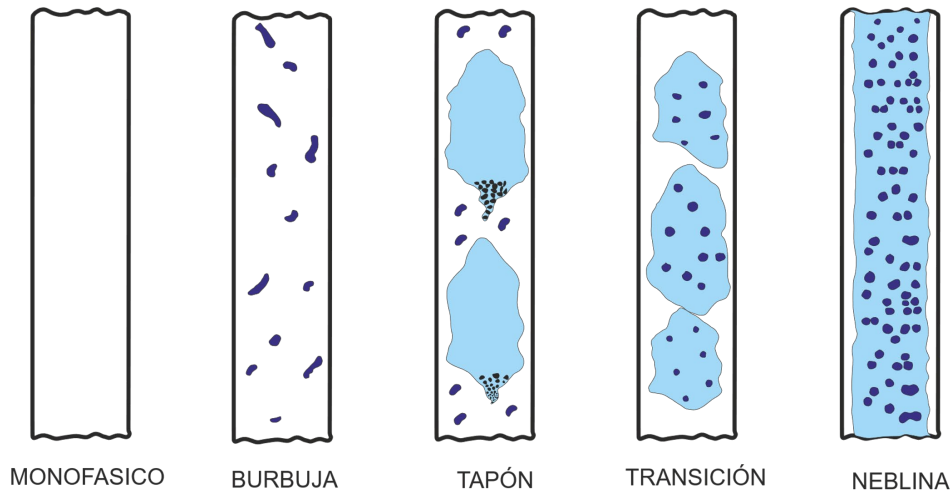
El patrón de flujo depende o adquiere su configuración por diversos factores, tales como:

¹⁰ *Ibíd.*, p. 29.

- Tasa de flujo (aceite, agua y gas).
 - Relación gas-aceite.
 - Propiedades físicas de ambas fases (densidades, viscosidades y tensiones superficiales).
 - Geometría de la tubería (diámetro de tubería e inclinación).
- **Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.**
 - **Monofásico:** como su nombre lo indica el fluido viaja en una sola fase, puede ser líquido o gas. Si viaja puro líquido el colgamiento es igual a 1.
 - **Burbuja:** en este patrón la tubería se encuentra casi llena de líquido y la fase gaseosa es muy pequeña. La fase gaseosa se encuentra presente en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros. Las burbujas se mueven a una velocidad diferente que depende del diámetro de cada burbuja. El líquido se mueve a una velocidad uniforme y, a excepción de la densidad, la fase de gas tiene un efecto mínimo en el gradiente de presión.
 - **Tapón:** la fase gaseosa es más pronunciada, aunque la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas se unen y forman burbujas estables de aproximadamente el mismo tamaño y forma que la tubería, estas burbujas están rodeadas por una película de líquido y son separadas por tramos de líquido. La velocidad de las burbujas de gas es mayor que la velocidad del líquido, siendo esta última no constante mientras el tramo o bache de líquido se mueva siempre en la dirección de flujo. A mayores velocidades de flujo, el líquido puede ser arrastrado dentro de las burbujas de gas.
 - **Transición:** en este patrón el cambio de fase es mucho más marcado, cambia de una fase continua de líquido a una continua de gas. El bache de líquido virtualmente desaparece entre las burbujas, y la fase gaseosa arrastra una mayor cantidad de líquido, aunque los efectos del líquido son significativos, el gas es el que predomina.

- **Neblina:** en este patrón el gas es el factor predominante. La fase continua es el gas que arrastra las gotas de líquido, aunque el líquido deja una película en la pared de la tubería.

Figura 5. Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales.



Fuente: tomado de CARRERA, Alex, P MEC S.A. Dimensionamiento de tuberías de proceso en flujo bifásico. Disponible en <http://www.pmecca.com/sitio/2014/06/05/dimensionamiento-de-tuberias-de-proceso-en-flujo-bifasico/>

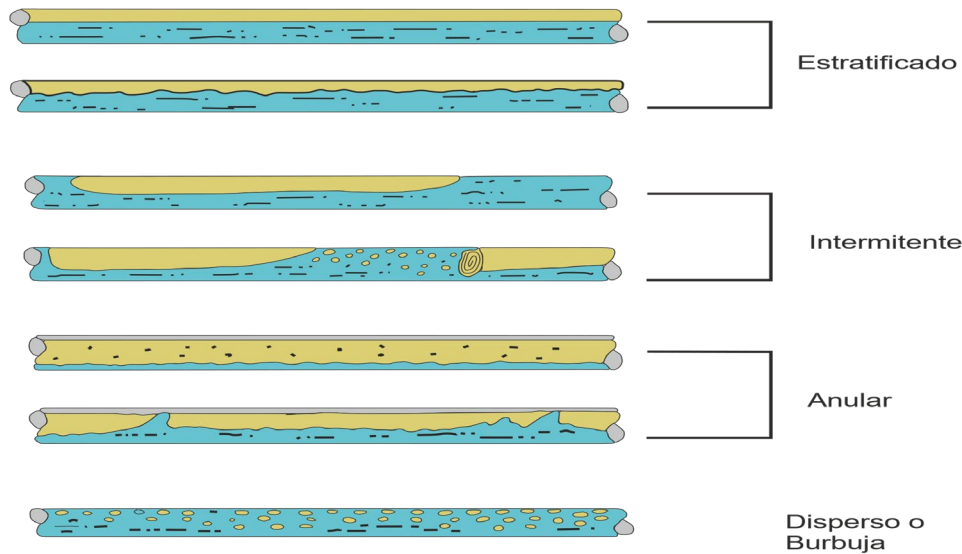
- **Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.** El flujo horizontal presenta algunas variaciones importantes con respecto al flujo vertical, la más importante es el efecto de la fuerza gravitacional. En el flujo vertical la fuerza gravitacional es paralela a la dirección de flujo lo que causa que el gas viaje más rápido, en cambio, en el flujo horizontal la fuerza gravitacional es perpendicular a la dirección de flujo. Otro factor que afecta el flujo es la densidad de los fluidos, debido a que el gas tenderá a fluir en la parte superior y el líquido en la parte inferior, presentándose diferentes configuraciones o patrones de flujo como los siguientes:

- **Flujo segregado estratificado:** este patrón se presenta a bajas tasas de producción, y es en el que se observa más el efecto de la gravedad.

El líquido tiende a fluir en el fondo de la tubería y el gas en la parte superior de la tubería.

- **Flujo segregado ondulatorio:** este patrón se caracteriza por la presencia de ondas estables en la interfase y se presenta a tasas más altas que en el segregado estratificado.
- **Flujo segregado anular:** este patrón se presenta a altas tasas de flujo de gas, en el cual el gas viaja como un núcleo a altas velocidades y este gas puede arrastrar gotas de líquido, la mayor cantidad de líquido fluye en las paredes internas de la tubería como una película delgada, siendo dicha película más gruesa en el fondo de la tubería.
- **Flujo intermitente:** este patrón se caracteriza por el flujo alternado de líquido y gas, fluyendo por tapones o baches de líquido que ocupan completamente el área transversal de la tubería, separados por bolsas o burbujas de gas. Este tipo de flujo o patrón es consecuencia de la inestabilidad hidrodinámica de una interfase estratificada líquido-gas bajo ciertas condiciones. Este patrón tiene dos tipos que son tapón y bache.
- **Flujo burbuja:** en este patrón la tubería se encuentra casi llena de líquido y la fase de gas libre es pequeña. Tiene las mismas propiedades y efectos del flujo burbuja en tuberías verticales.
- **Flujo niebla:** en este patrón la fase continua es el gas, el cual arrastra y transporta al líquido. El líquido deja una película en la pared de la tubería, pero sus efectos son secundarios, el gas es el factor predominante.

Figura 6. Patrones de flujo en tuberías horizontales.



Fuente: tomado de TORRES CORIA, Juan Manuel. Flujo multifásico en tuberías. Tesis de pregrado en ingeniería de petróleos, Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de ingenierías, 2008.

1.3.2.2 Correlaciones de flujo multifásico. El comportamiento del fluido dentro de las tuberías, ya sean verticales, horizontales o inclinadas, ha sido ampliamente estudiado por un gran número de investigadores quienes han aportado a la industria petrolera, las expresiones para caracterizar y poder predecir el comportamiento de flujo a través de las tuberías de cada pozo.

- **Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.** Predecir el comportamiento de los fluidos dentro de la tubería ha sido un gran problema, debido a que al pasar los fluidos del yacimiento a través de la tubería de producción se genera una caída de presión importante. Para solucionar este problema se ha ido incrementando a muchas soluciones especializadas para determinadas condiciones, puesto que el flujo multifásico es complejo y se dificulta su análisis incluso para estas correlaciones estudiadas de condiciones específicas.

Es de suma importancia determinar con gran precisión las caídas de presión y realizar una evaluación precisa de la distribución de la presión en dichas

tuberías, para poder llevar los fluidos de fondo de pozo hasta las facilidades de superficie.

Las correlaciones existentes para calcular las caídas de presión en las tuberías, se pueden clasificar en tres grupos, de acuerdo al criterio utilizado para su desarrollo.

Tabla 1. Criterios de desarrollo de las correlaciones.

	Grupo I	Grupo II	Grupo III
Resbalamiento entre las fases	No se tuvo en cuenta	Se tuvo en cuenta	Se tuvo en cuenta
Densidad de la mezcla	Se determinó en función de las propiedades de los fluidos	Se determinó considerando el efecto de colgamiento	Se determinó considerando el efecto de colgamiento
Factor de fricción	Se determinó experimentalmente	Se determinó correlacionándolo con las propiedades combinadas del gas y el líquido.	Se determinó con las propiedades del fluido en la fase continua.
Patrones de flujo	No se diferencian	No se diferencian	Si se diferencian
Correlaciones	Poettmann y Carpenter, Fancher y Brown, Baxendell y thomas	Hagedorn y Brown	Duns y Ros, Orkiszewki, Aziz, Beggs y brill, entre otras

Fuente: tomado de BEGGS, Dale H. Production Optimization Using Nodal Analysis. EEUU: OCGI and Petroskills Publications, 2003. P.92.

Debido a las limitaciones del software se especificarán 5 de las correlaciones más utilizadas en la industria y que se desarrollan en el software. Estas 5 correlaciones son:

- Hagedorn y Brown.
- Orkiszewski.
- Duns y Ros.
- Aziz.
- Beggs y Brill.

Todas estas correlaciones fueron desarrolladas para tratar de representar lo más preciso posible, el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales, que se presenta en pozos fluyendo o con sistemas de levantamiento artificial¹¹.

- **Correlación de Hagedorn y Brown:** Ellos realizaron un esfuerzo para determinar una correlación que incluyera prácticamente todos los rangos de flujo, todos los tamaños de tuberías usados comúnmente y los efectos de las características del fluido. La información que tomaron para realizar sus estudios fue tomada de variaciones de diámetro de tubería de 1 pulgada hasta 2 ½ pulgadas. El estudio incluyó todo el trabajo anterior hecho por este equipo de investigadores en el efecto de la viscosidad líquida. El término de energía cinética no se despreció de la ecuación de energía porque se consideró significativa en tuberías de diámetro pequeño en la región cerca de la superficie donde el fluido tiene baja densidad.

- **Correlación de Orkiszewski:** para evaluar su modelo, Orkiszewski analizó 13 métodos publicados y los aplicó para predecir caídas de presión en pozos con condiciones muy diferentes a las supuestas en el desarrollo de los mismos. Además, observó que los mejores resultados bajo ciertas condiciones de flujo, se obtenían con los métodos de Griffith y Wallis y Duns y Ros, por lo que se

¹¹ BEGGS, Dale H. Production Optimization Using Nodal Analysis. EEUU: OCGI and Petroskills Publications, 2003. P.30.

basó en ellas para desarrollar su método, combinándolas para los diferentes patrones de flujo.

Orkiszewski enfatizó que el colgamiento de líquido fuera derivado del fenómeno físico observado y que el gradiente de presión fuera relacionado a la distribución geométrica de la fase líquida y gas, por lo que definió que la densidad de la mezcla se calcula mediante el colgamiento considerando el resbalamiento entre las fases. El factor de fricción se relacionó con las propiedades físicas de la fase continua del fluido. También, él trabajó cuatro patrones de flujo (Burbuja, transición y niebla) y para cada patrón desarrolló una correlación separada para calcular la velocidad de resbalamiento y fricción.

- **Correlación de Duns y Ros:** la correlación de Duns y Ros es el resultado de una investigación de laboratorio a gran escala con modificaciones y ajustes usando datos de campo. El experimento fue desarrollado en unas facilidades de laboratorio a baja presión usando aire, aceite y agua como los fluidos componentes.

El colgamiento del líquido fue medido con trazadores radioactivos, y el patrón de flujo fue observado mediante la sección transparente de la prueba.

Duns y Ros escogieron una aproximación un poco diferente que la mayoría de los investigadores. El gradiente de presión es expresado como una fracción del gradiente de líquido hidrostático. Ros identificó seis patrones típicos de flujo multifásico en tuberías verticales que denominó: burbuja, tapón, bache, espuma, transición y niebla. Además, definieron arbitrariamente el gradiente de presión estática como el peso del volumen por la densidad in-situ y desarrollaron correlaciones para la fricción en la pared de la tubería para cada uno de los patrones de flujo que agruparon en tres amplias regiones de flujo:

- **Región I:** la fase líquida es continua y el gas se mueve como burbujas o baches discontinuos. El flujo burbuja, flujo tapón y parte del flujo burbuja existe en este régimen.

- **Región II:** En esta región las fases de líquido y gas se alternan o son discontinuos. La región por lo tanto cubre el patrón de flujo bache y parte del flujo burbuja.
- **Región III:** En esta región el gas es el factor predominante y es la fase continua y el líquido se mueve como pequeñas gotas dispersas en el gas, por lo que en esta región se encuentra el flujo niebla.

El patrón de flujo existente dentro de la tubería vertical se obtiene, generalmente, en función de los números adimensionales de velocidad del gas y del líquido, o en función de las velocidades superficiales.

- **Correlación de Aziz:** propuso un modelo que llamo modelo mecanicista, el cual tenía un nuevo mapa de patrón de flujo vertical y presentaron nuevas ecuaciones para calcular la retención de líquido que se produce en los patrones de burbuja y baches. Las ecuaciones para el patrón de niebla no sufrieron ningún cambio y recomendaron las ecuaciones de Duns y Ros para este tipo de patrón de flujo.

El colgamiento del líquido fue calculado como una función de la velocidad de subida de la burbuja. La velocidad de subida de la burbuja fue calculada usando ecuaciones propuestas anteriormente por Zubel.

Las nuevas ecuaciones se utilizaron es un estudio de comparación utilizando datos medidos de 48 pozos. La diferencia en la precisión de las nuevas ecuaciones y el método de Orkiszewski fue insignificante.

- **Correlación de Beggs y Brill:** fue desarrollada de manera experimental en una prueba de facilidades de baja escala. La facilidad consistía de una sección de tubería en acrílico de 90 ft de largo y diámetros de 1 in y 1.5 in. En la prueba se estudiaron la variación de parámetros tales como: tasa de flujo de gas (desde 0 a 30 MMSCFD); tasa de flujo de líquido (de 0 a 30 gal/min); presión promedio del sistema (desde 35 a 95 psia); diámetro de la tubería (1 y 1.5 in); colgamiento de líquido (de 0 a 0.870); gradiente de presión (de 0 a 0.8 psi/ft); ángulo de inclinación (de -90° a +90°) y los patrones de flujo horizontal. Se

usaron los fluidos aire y agua para realizar la prueba y la correlación fue desarrollada de 584 medidas de las pruebas.

Las ecuaciones presentadas por Beggs y Brill aplica para flujo en tuberías en cualquier ángulo de inclinación, incluyendo el flujo vertical. A pesar que el método ha sido resuelto para sobre predecir levemente los gradientes de presión en pozos verticales en algunos casos, da buenos resultados para los cálculos de líneas de flujo. El hecho de que este método pueda ser usado para tuberías en cualquier ángulo y el hecho de que se presenta el desarrollo completo de la ecuación, por lo que es un método ideal para su uso en dispositivos portátiles y calculadoras programables.

Tabla 2. Discretización de las correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.

CORRELACIÓN	Hagedorn y Brown	Orkiszewski	Duns y Ros	Aziz	Beggs y Brill
fluidos	gas, aceite y agua	gas, aceite y agua	gas, aceite y agua	gas, aceite y agua	aire y agua
colgamiento de liquido	Si	SI	Si	Si	Si
inclinación	No	No	No	No	270° a 90°
patrones de flujo	No	4	6	4	7
diámetro de la tubería	1, 1.25 y 1.5 in.	1, 1.5, 2 y 3 in.	1.5, 2, 2.5 y 3 in.	1, 1.5, 2 y 3 in.	1 y 1.5 in.
tasa de flujo de liquido	0 a 200 gal/min	0 a 200 gal/min	0 a 15 gal/min	0 a 30 gal/min	0 a 30 gal/min
Rango del GOR	-	185-7000	300-500	140-10000	-

Fuente: MORENO NÁJERA, César Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis Nodal. PEMEX. Ciudad de México D.F.: Exploración – producción región sur, 2006. P.70.

- **Correlaciones de flujo multifásico en tuberías horizontales.** Los procedimientos para calcular las pérdidas de presión ocurridas en tuberías horizontales son requeridos en la industria del petróleo para diseñar las líneas

de flujo o líneas de recolección y para el diseño de tuberías de gran longitud. La pérdida de presión en una línea de flujo, puede ser muy pequeña para líneas de flujo cortas, por ejemplo, si el separador está localizado en la cabeza del pozo. En casos contrarios, el pozo y el separador pueden estar separados por varios kilómetros y la caída de presión en la línea de flujo puede estar entre 20 a 30 por ciento del total de la presión perdida.

El flujo multifásico en líneas de flujo es bastante difícil de caracterizar analíticamente. Pero se han desarrollado varias correlaciones empíricas en la literatura, en donde se considera el sistema de hidrocarburo como aceite y gas, cada uno con la composición conocida. Además, se considera que el gas se disuelve en el aceite y si la presión disminuye dicho gas se libera.

El flujo simultáneo de líquido y gas en una tubería es muy importante, ya que representa la solución más económica para transportar hidrocarburos. Numerosos autores han presentado correlaciones para determinar el gradiente de presión en tuberías horizontales. El primer trabajo se publicó en 1830 y ha habido innumerables trabajos acerca del tema, siendo solo cinco los que se consideran más completos y de mejores resultados. Esos 5 son:

- Dukler
- Beggs y Brill
- Eaton
- Baker
- Lockhart y Martinelli

Debido a que para el flujo horizontal no se tiene el gradiente de elevación es posible que se piense que el colgamiento no sea necesario, pero no es cierto, el colgamiento es necesario para determinar la velocidad real para el término de aceleración y en algunas correlaciones también es necesario para determinar el factor de volumen¹².

¹² MORENO NÁJERA, César Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis Nodal. PEMEX. Ciudad de México D.F.: Exploración – producción región sur, 2006. P.36.

- **Correlación de Dukler:** Este método tiene en cuenta el colgamiento del líquido aun cuando las pérdidas de presión por aceleración se consideran despreciables. En su correlación, desarrolla un procedimiento para obtener un factor de fricción normalizado para las dos fases y el colgamiento real del líquido. Dukler presentó dos correlaciones para flujo multifásico horizontal. La primera no considera el deslizamiento entre las fases y supone flujo homogéneo, la segunda considera que existe deslizamiento entre las fases. Ninguna de las correlaciones tiene en cuenta los regímenes de flujo.

- **Correlación de Beggs y Brill:** Esta correlación se desarrolló a partir de datos experimentales en tuberías de acrílico transparente de 1 y 1 ½ pulgadas de diámetro, con una longitud de 90 pies y una inclinación de -90° hasta +90° bajo condiciones de operación controladas y utilizando como fluido de aire y agua.

La correlación se desarrolló de 584 pruebas tomadas de datos obtenidos experimentalmente. Para cada diámetro de tubería, la tasa de flujo de líquido y gas se variaron generando que se presenten todos los patrones de flujo cuando la tubería estaba en posición horizontal.

- **Correlación de Eaton:** Está correlación se desarrolló a partir de información obtenida en una prueba de facilidades que consistía en líneas de flujo de 2 y 4 pulgadas de diámetro y 1700 pies de longitud, y una tubería de 17 pulgadas y 10 millas de longitud. Con la información obtenida se desarrolló correlaciones para el factor de fricción y el colgamiento del líquido. Las pruebas estudiaron ciertas variables en ciertos rangos como lo son: tasa de gas (0 a 10 MMSCFD), tasa de líquido (50 a 5500 STB/día), viscosidad del líquido (1 a 13.5 cP) y la presión del sistema (70 a 950 psig).

La precisión del método para determinar la presión en algún punto de la tubería dependerá de las magnitudes de las variaciones de presión, entre más pequeños sean mayor será la precisión del cálculo.

- **Correlación de Baker:** Baker publicó una serie de artículos de flujo multifásico en tuberías horizontales e inclinadas. En su trabajo describió siete patrones de flujo y presentó un método para predecir estos patrones siendo

más preciso para los patrones de bache y anular. Con su método ocurre una discontinuidad abrupta con el cambio de patrón de flujo. La mayoría de sus datos fueron tomados de tuberías de 8 y 10 pulgadas de diámetro, y el método presenta una mejor precisión para tuberías mayores a 6 pulgadas de diámetro. Debido a que el cambio de patrón de flujo se puede generar en cualquier punto de la tubería, lo mejor para tratar el problema es tomar pequeños tramos de tubería en lugar de tomar toda la tubería completa, esto tendría como resultado pequeñas variaciones de presión lo que nos daría una presión media diferente y no tan precisa.

Baker utilizó el concepto de patrones de flujo y presentó diferentes ecuaciones para cada patrón, esto lo diferencia de otros autores como por ejemplo Lockhart y Martinelli.

- **Correlación de Lockhart y Martinelli:** En 1949 presentaron un excelente trabajo que ha sido usado frecuentemente en el campo, en la actualidad se considera una buena correlación para bajos gastos de gas y aceite, también para diámetros de tubería pequeños.

1.4 ANÁLISIS NODAL.

El análisis NODAL¹³ se considera una herramienta práctica y analítica, usada para pronosticar el comportamiento y desempeño de los diferentes equipos que conforman el sistema de completamiento y producción. Además, permite determinar el efecto de la variación de cada uno de los equipos en la capacidad de transporte.

El análisis NODAL se puede aplicar a pozos inyectoros o productores, ya sea fluyentes o con algún sistema de levantamiento artificial de producción, y consiste en dividir el sistema de producción o inyección en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como el gasto de los fluidos producidos, y

¹³ NODAL Analysis es una Marca Registrada de Flopetrol Johnston, una división de Schlumberger Technology Corporation.

de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento. Por otra parte, se puede identificar las posibles restricciones que modifiquen negativamente la capacidad de transporte del mismo.

En el análisis NODAL se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos: flujo a través de un medio poroso en el yacimiento, ocasionado por lodos de perforación y cemento. Flujo a través de la tubería vertical en la sarta de producción, considerando cualquier posible restricción. Flujo a través de la tubería horizontal en la línea de flujo, considerando el manejo de estranguladores en superficie.

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias posiciones claves dentro del sistema, después de seleccionar el nodo se puede emplear la metodología esquematizada del análisis NODAL para un pozo productor con el siguiente paso a paso:

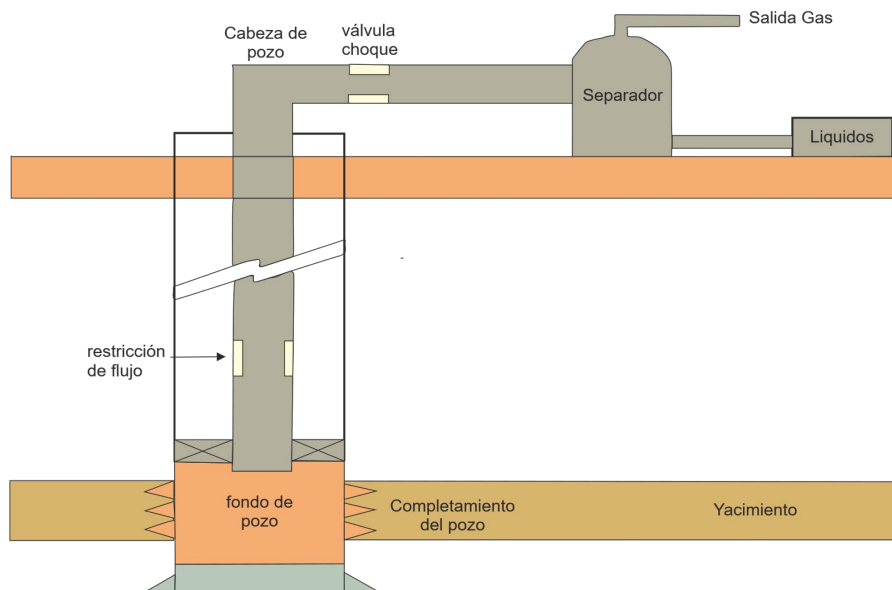
1. Teniendo en cuenta las limitantes del sistema de producción se escoge el componente a aislar para la respectiva evaluación.
2. Se identifica el elemento a optimizar.
3. Por conveniencia, se ubica el nodo de manera que el efecto sea representativo ante el cambio del elemento seleccionado.
4. Se establecen las ecuaciones de balance de energía para cada una de las principales etapas del sistema de producción.
5. Debido a que solo la presión del yacimiento, y en algunos casos la presión del separador, las presiones en los demás puntos del sistema dependen de la tasa de flujo, se calcula la caída de presión que ocurre a través de cada uno de los componentes, suponiendo varios caudales.
6. Se representa la curva de oferta y demanda con el fin de determinar el punto de operación (Q_L y P_{wf}) que resulta de la interacción de estas.
7. Se efectúan cambios de los elementos seleccionados del sistema para el análisis (tamaño del tubing, tamaño flowlines, etc.).

8. Se realiza el anterior procedimiento para cada elemento que se desee optimizar.
9. Se justifica cada uno de los cambios propuestos, resultado del análisis de la gráfica Oferta y Demanda, con un análisis financiero.

1.4.1 Ubicación del nodo solución. La elección del nodo de solución para pozos fluentes o inyectores, depende del componente que se desee evaluar, esto es, que su análisis muestre convenientemente la respuesta, de tal forma que se pueda identificar con certeza el problema o planear la solución técnica, tomando en cuenta una justificación económica, para su ejecución.

Dependiendo de la ubicación de dicho nodo varían los componentes que se encuentran aguas arriba (upstream) y aguas abajo (downstream). Los posibles nodos se dividen en dos categorías: nodos principales y nodos funcionales.

Figura 7. Nodo solución.



Fuente: tomado de ESPINOZA, Gabriel Eduardo. Nodal analysis graphics – Application in petroleum industry (en línea). disponible en <http://www.ingenieriadepetroleo.com/nodal-analysis-graphics-application-petroleum-industry/>

Los nodos principales son:

- Nodo en fondo de pozo
- Nodo en cabeza de pozo
- Nodo en el separador
- Nodo en el yacimiento

Los nodos funcionales son:

- Nodo en tubería ahusada
- Nodo en estrangulador de superficie

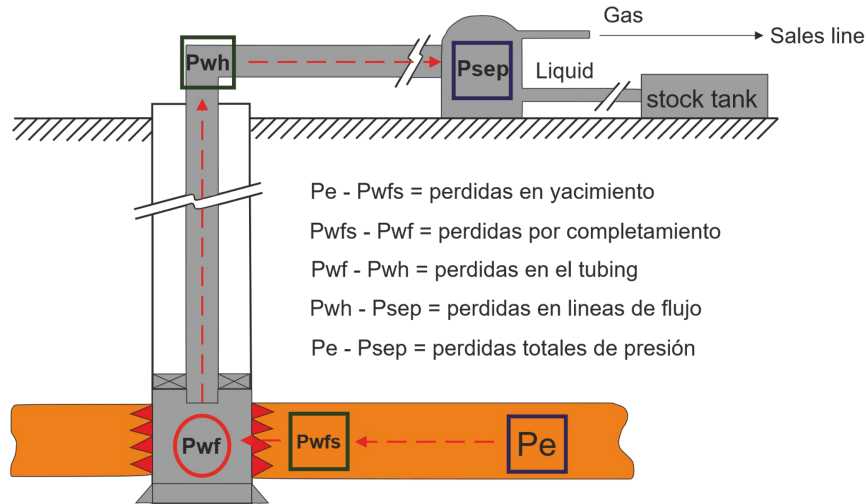
1.4.1.1 Nodos principales.

- **Nodo en el fondo de pozo.** Es un nodo de solución común y se localiza a la profundidad de medios perforados como se observa en la figura 6 en color rojo. Para encontrar la tasa de flujo en esta posición, el sistema completo se divide en dos componentes: el yacimiento y el sistema total de tubería o sarta de producción.

La elección de este nodo, como nodo solución, tiene dos factores importantes. Primero, que aísla el yacimiento del resto del sistema y puede verse claramente el efecto del abatimiento de presión estática del yacimiento sobre el gasto¹⁴. Segundo, permite sensibilizar o evaluar la tasa de producción principalmente en función del tamaño del tubing. Aunque también permite estimar la tasa de producción respecto a algún cambio en la presión del separador o algún procedimiento de workover (estimulación, fracturamiento hidráulico, etc.).

¹⁴ MARQUEZ, Richard. Curso: Producción Básica. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2006. p.141.

Figura 8. Nodo en fondo de pozo.



Fuente: Modificado de RUIZ MENDIZABAL, Yaroslav. Análisis del Sistema de Producción (En línea), Disponible en <http://explotaciondepetroleo.blogspot.com.co/>

Para un pozo productor las ecuaciones para realizar el análisis quedarían de la siguiente manera:

- Inflow: $P_{nodo} = P_{wf} = P_y - \Delta P_1 - \Delta P_2$ Ecuación 26.

- Outflow: $P_{nodo} = P_{wf} = P_{sep} - \Delta P_3 - \Delta P_4$ Ecuación 27.

Dónde:

ΔP_1 : Pérdida de presión por el daño a la formación (psi).

ΔP_2 : Pérdida de presión por el completamiento (psi).

ΔP_3 : Pérdida de presión en el tubing y válvula de seguridad (psi).

ΔP_4 : Pérdida de presión en las líneas de flujo y estrangulador (psi).

- **Nodo en cabeza de pozo.** Al ubicar el nodo en la cabeza del pozo, se puede estimar la caída de presión en la línea de flujo, lo cual indica el estado de la capacidad de producción del pozo. En estas condiciones el sistema se divide en dos partes: el separador y la línea de flujo se consideran con un solo componente; se comienza con la presión del separador, determinando la

presión en cabeza necesaria para mover la tasa de flujo asumida, a través de la línea de flujo hasta el separador. El yacimiento y la tubería de producción se asumen como el otro componente; se inicia con la presión del yacimiento y se calcula la caída de presión del yacimiento, con la curva IPR adecuada, luego se utiliza esa presión y se prosigue hasta la superficie hallando la caída de presión en el tubing.

Este nodo solución se puede ver en la figura 5. el número 3 y las ecuaciones para su análisis serian de la siguiente manera:

$$\text{- Inflow: } P_{nodo} = P_{wh} = P_{wf} - \Delta P_3 \quad \text{Ecuación 28.}$$

$$\text{- Outflow: } P_{nodo} = P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_4 \quad \text{Ecuación 29.}$$

Dónde:

$$P_{wf} = P_y - \Delta P_1 - \Delta P_2, \text{ Presión en el fondo fluyente.}$$

ΔP_1 : Pérdida de presión por el daño a la formación (psi).

ΔP_2 : Pérdida de presión por el completamiento (psi).

ΔP_3 : Pérdida de presión en el tubing y válvula de seguridad (psi).

ΔP_4 : Pérdida de presión en las líneas de flujo y estrangulador (psi).

- **Nodo en el separador.** La ubicación del nodo en el separador permite analizar los efectos que ejerce la presión de separación sobre la tasa de producción. Además, permite estimar la tasa de producción cuando se realiza un cambio en alguno de los componentes del sistema como diámetros de tubería de producción (tubing) y de líneas de flujo, el cual va ligado a la presión de separación que permita mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.

La variación de la presión en el separador debe analizarse considerando el sistema como uno solo, pues no siempre la reducción de la presión se traduce en un incremento de producción, ya que, en pozos con baja productividad, el yacimiento por sí mismo puede ser la restricción y un cambio en dicha presión tendrá muy poco efecto sobre la tasa de producción.

Las ecuaciones para el análisis del nodo serian de la siguiente manera:

- Inflow: $P_{nodo} = P_{sep} - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3 - \Delta P_4$ *Ecuación 30.*

- Outflow: $P_{nodo} = P_{sep}$ *Ecuación 21.*

Dónde:

ΔP_1 : Pérdida de presión por el daño a la formación (psi).

ΔP_2 : Pérdida de presión por el completamiento (psi).

ΔP_3 : Pérdida de presión en el tubing y válvula de seguridad (psi).

ΔP_4 : Pérdida de presión en las líneas de flujo y estrangulador (psi).

- **Nodo en yacimiento.** Cuando el nodo se encuentra en el yacimiento, se puede evidenciar el efecto que la presión de yacimiento ejerce sobre la producción. Cabe resaltar que en este análisis no se considera los cambios en la relación gas petróleo (GOR) y el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W).

Las ecuaciones para el análisis del nodo serian de la siguiente manera:

- Inflow: $P_{nodo} = P_y$ *Ecuación 31.*

- Outflow: $P_{nodo} = P_y = P_{sep} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \Delta P_4$ *Ecuación 32.*

Dónde:

ΔP_1 : Pérdida de presión por el daño a la formación (psi).

ΔP_2 : Pérdida de presión por el completamiento (psi).

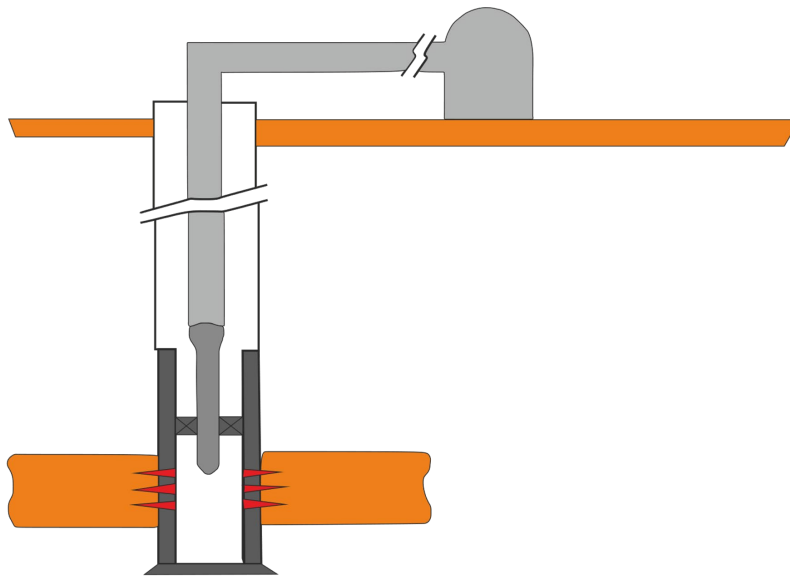
ΔP_3 : Pérdida de presión en el tubing y válvula de seguridad (psi).

ΔP_4 : Pérdida de presión en las líneas de flujo y estrangulador (psi).

1.4.1.2 Nodos funcionales. Son aquellos donde se presentan caídas de presión en una distancia corta.

- **Nodos en tuberías ahusadas.** Una de las razones por las que se hace necesario el empleo de tuberías ahusadas (sartas telescópicas) es el uso de un liner para completar el pozo cuando la tubería de revestimiento es corta, esto limita el tamaño de tubería en la parte inferior del pozo, pero desde el tope del liner hasta la superficie se puede correr una tubería de producción de mayor tamaño¹⁵. La aplicación de la técnica de análisis NODAL permite obtener el efecto que produce el cambio de diámetro en la tubería de producción sobre la tasa de producción. El nodo solución se ubica en el punto de adelgazamiento de la tubería.

Figura 9. Nudo en tubería ahusada.



Fuente: tomado de MARQUEZ, Richard. Curso de Producción básica. Maracaibo, Universidad de Zulia, 2006.

- **Nodo en estrangulador de superficie.** Hay muchas herramientas de completamiento que podrían crear caídas de presión en distintas tasas de flujo, algunas de estas son los estranguladores de superficie, los reguladores, completamiento con empaque de grava y completamiento cañoneado.

¹⁵ MORENO NÁJERA, César Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis Nodal. PEMEX. Ciudad de México D.F.: Exploración – producción región sur, 2006. P.59.

los estranguladores generan una contrapresión sobre el pozo, lo que controla la producción e incrementa el recobro de una manera efectiva y económica. La mayoría de los estranguladores son colocados en la cabeza de pozo, sin embargo, en algunos casos estos pueden ser colocados cerca del separador de producción.

Las ecuaciones para el análisis de este nodo serian de la siguiente manera, siendo una para el Inflow y dos para el outflow.

- Inflow: $P_{nodo} = P_{wh} = P_y - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_3$ *Ecuación 33.*

- Outflow:

Choque en cabeza de pozo: $P_{nodo} = P_{wh} = 2 * (P_{sep} + \Delta P_4)$ *Ecuación 34.*

Choque en el separador: $P_{nodo} = P_{wh} = 2P_{sep} + \Delta P_4$ *Ecuación 35.*

1.4.2 Análisis nodal en pozos inyectoros. Existen muchos pozos que se usan para inyectar agua con propósito de desplazamiento o de distribución (ventas) o para algún otro fluido de proyectos de recobro mejorado. El diseño de estos pozos es muy importante económicamente, ya que puede requerirse nuevos pozos para inyectar tasas de agua. En ciertos casos, algunos pozos productores o abandonados podrían convertirse en inyectoros.

Después de cierto tiempo de inyección, los pozos tienden a disminuir la tasa de inyección, esto es causado principalmente por el taponamiento parcial de la cara de la formación. Para combatir esa disminución en la tasa de inyección se les realiza un lavado en reverso. Generalmente se le hace con la instalación de una válvula de levantamiento “gas lift” y se hace producir el pozo de manera controlada hasta que se limite completamente y nuevamente reciba agua como pozo de inyección. Es posible que para el lavado en reversa se requiera de un empaquetamiento con grava para evitar la producción excesiva de arena si el pozo ha sido completado en una arena no consolidada.

La técnica del análisis NODAL es aplicable a pozos de inyección de agua y gas para seleccionar, según sea el caso, la tasa de inyección, diámetro ideal de la

tubería de inyección a usar, la técnica de estimulación y también, como un diagnóstico de las condiciones de flujo a través de cada uno de los elementos del sistema. El análisis puede ser desarrollado seleccionando como nodo solución el nodo en fondo de pozo de tal manera que el Inflow del nodo incluya la presión de la bomba en el caso de una inyección de agua o en el caso de la inyección de gas la presión de descarga del compresor y el sistema de tuberías. Mientras que el Outflow incluirá la presión de yacimiento y las caídas de presión causadas por las perforaciones.

1.4.2.1 Procedimiento estándar para diseñar un pozo de inyección de agua. Lo primero que se debe realizar para desarrollar un análisis NODAL a un pozo de inyección es definir la curva de Inflow y Outflow del nodo solución, y de manera análoga se define el índice de inyectividad¹⁶.

Como se definió en la sección 1.2.1.1, el índice de productividad es la habilidad de un pozo para producir hidrocarburos, por lo tanto, el índice de inyectividad I , en B/D/psi, es una medida de la habilidad de un pozo para aceptar fluidos y se puede definir analíticamente de la siguiente manera:

$$I = \frac{q_{sc}}{P_{iwf} - P_e} \quad \text{Ecuación 36.}$$

Dónde:

I : Índice de inyectividad (B/D/psi).

q_{sc} : Tasa de flujo a condiciones de superficie (B/D).

P_{iwf} : Presión en el fondo de pozo (psi).

P_e : Presión del yacimiento (psi).

¹⁶ MARQUEZ, Richard. Curso: Producción Básica. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2006. p.194.

En el caso de un pozo de inyección las curvas cambian en relación a un pozo de producción, el Inflow en el proceso de inyección se definirá con la curva de descarga de la tubería que es análoga a las curvas de demanda (Outflow) para un pozo productor. Sin embargo, para la curva de inyección el factor de fricción es sustraído a partir de la componente elevada (gradiente estático). Es decir, la presión de descarga de la tubería es el componente elevado menos el componente de fricción. Menor fricción ocurrirá en el intervalo revestido, en relación con la tubería de inyección y esto debe tomarse en cuenta para cada uno de los diseños. Un ejemplo de las curvas de descarga de unas tuberías se da en la figura 10. Donde se varía el diámetro de la tubería y se ve el efecto que tiene en la descarga.

La curva Outflow está muy relacionada con la curva IPR de un pozo de producción, solo hay que modificar y aclarar algunos conceptos antes de realizarla. Utilizando la ecuación de Darcy para flujo dentro de un pozo se podría expresar la tasa de inyección de la siguiente manera:

$$q_{iny} = \frac{7.08 * 10^{-3} k_w h(\Delta P)}{\mu_w \beta_w (\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S)} \quad \text{Ecuación 37.}$$

Dónde:

k_w : Permeabilidad relativa al agua (md).

h : Espesor de la formación (ft).

μ_w : Viscosidad del agua (cp).

q_{iny} : tasa de inyección (bls/dia).

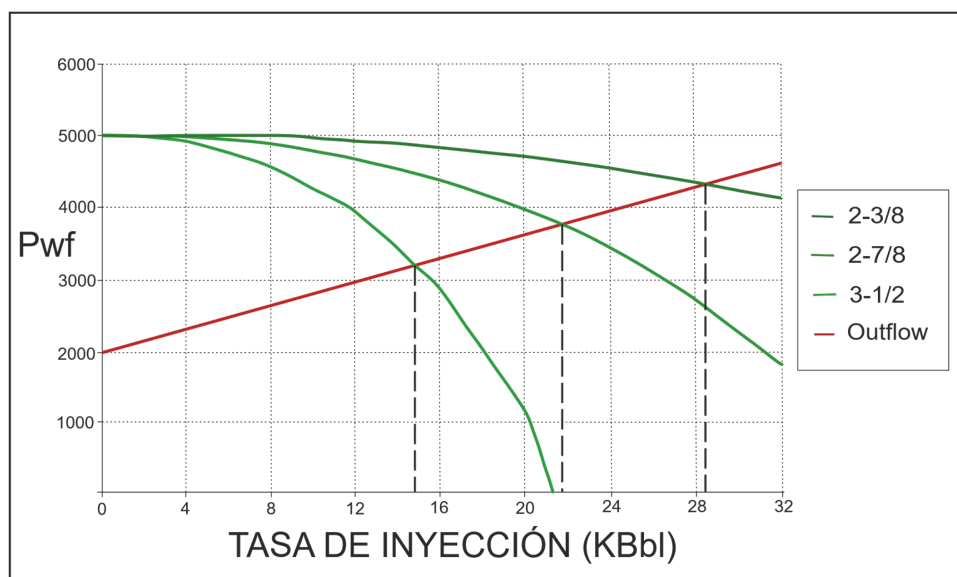
Él ΔP debe ser sumado a la presión promedio del yacimiento debido a que en los pozos de inyección la presión no cae, sino que aumenta conforme el fluido avanza por la tubería.

Otra forma de expresar la tasa de inyección para un flujo de agua de una sola fase es la relación lineal de la ecuación 29. Y utilizando esta relación se realiza

la gráfica $(P_y + \Delta P)$ vs q , asumiendo valores de ΔP y calculando la correspondiente tasa de inyección¹⁷.

Para dicha grafica la presión de fractura es el límite superior de la gráfica, es decir, el valor de $(P_y + \Delta P)$ no debe ser mayor que el de la presión de fractura. Si la presión de fractura se excede la formación aceptará una mayor cantidad de fluido, pero tendrá un ascenso de presión menor.

Figura 10. Curvas Inflow y Outflow.



Fuente: modificada de BEGGS H, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis, tula, Oklahoma, 1991.

La intersección de estas dos curvas muestra la tasa de inyección posible para este pozo con cada uno de los diámetros utilizados para el análisis.

1.4.2.2 Efectos de las variables en un pozo de inyección de agua. La solución gráfica del análisis NODAL se puede utilizar para observar el efecto de la presión en cabeza, el diámetro de la tubería, la longitud de la línea de flujo, la

¹⁷ BEGGS, Dale H. Production Optimization Using Nodal Analysis. EEUU: OCGI and Petroskills Publications, 2003. P.147.

presión de la bomba de inyección y la densidad de los tiros de perforación en los pozos con o sin empaquetamiento de grava. También sirve para diagnosticar si es necesario un lavado en reversa o una estimulación para que el pozo incremente su tasa de inyección.

- **Efecto de la presión en cabeza en la inyección.** Se puede realizar un gráfico parecido al de la figura 8. Para mostrar el efecto de la presión en cabeza, y así seleccionar la presión de descarga y la potencia de la bomba. Para realizar el gráfico se varía la presión en cabeza para determinar la tasa de inyección y trazar la curva de descarga para cada tubería.
- **Efecto del diámetro de la tubería.** De igual manera se realiza un gráfico en el cual se varía el diámetro de la tubería y se selecciona un diámetro para obtener la tasa de flujo deseada.
- **Efecto de la presión promedio del yacimiento.** Si se desea implementar un proyecto de desplazamiento es un yacimiento muy depletado con una presión muy baja, puede ser muy importante hacer el gráfico de la tasa de inyección vs la presión del yacimiento. Eventualmente, dependiendo como se haga la producción en el tiempo se puede emplear métodos interactivos para calcular adecuadamente todas las variables, hasta que el frente de agua llega al radio de drenaje o a la distancia entre pozos.
- **Efecto del tamaño de la línea de flujo.** Si se requiere una línea de flujo larga y delgada para llevar el agua hasta la cabeza del pozo de inyección, su efecto puede ser significativo ya que genera una excesiva caída de presión debido a la fricción en el tubo.

El efecto del diámetro de las líneas de flujo puede ser analizado de la misma manera que un pozo de producción, en el cual se puede tomar el nodo solución en la cabeza del pozo o en el fondo de pozo¹⁸.

¹⁸ MARQUEZ, Richard. Curso: Producción Básica. Maracaibo: Universidad del Zulia,2006.
p.200.

2. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La inyección de agua como método de recobro secundario en un yacimiento llega a ser ineficiente, ya sea por una producción de agua temprana o por baja recuperación de aceite. Según estadísticas de Ecopetrol “en Colombia se aplica y/o se ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos”¹⁹. Sin embargo, las relaciones de movilidad en la mayoría de estos campos han sido desfavorables, debido a la heterogeneidad de los mismos. Por tal motivo la inyección de polímeros como método de recobro terciario se considera una buena alternativa para mejorar la relación de movilidades lo cual lleva a un aumento en el factor de recobro.

La aplicación del proceso de inyección de polímero y además, cómo se determina el diseño del mismo depende de la mejora en la relación de movilidad (M), definida como²⁰:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w}{k_o} * \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad \text{Ecuación 38.}$$

Dónde:

λ_w : Movilidad del agua

λ_o : Movilidad del aceite

Kw: permeabilidad de la fase agua

Ko: permeabilidad de la fase aceite.

μ_o : Viscosidad del aceite

μ_w : Viscosidad del agua

¹⁹ JIMENEZ DIAZ, Robinson, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Ecopetrol S. A. Bogotá D.C.: Acipet, 2017. p.1.

²⁰ GUERRERO PABON, Cindy Mildred. Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache. Tesis de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2015, 242p.

Al igual que con la relación de movilidades, el polímero puede mejorar la eficiencia de barrido áreal y vertical viéndose reflejado en un aumento del factor de recobro. Además, el polímero incrementa la viscosidad de la fase acuosa y también puede disminuir la permeabilidad al agua para ciertos polímeros (usualmente sintéticos), incluso en un yacimiento donde la relación de movilidad agua-aceite es casi la unidad.

En un yacimiento con alto grado de heterogeneidad puede existir un barrido ineficiente cuando se aplica un proceso de inyección de agua. Bajo estas condiciones el polímero puede mejorar la eficiencia de barrido vertical. El mecanismo de recuperación con la inyección de polímero es en este caso más complejo, debido al flujo cruzado entre capas que tiene un papel importante en este tipo de inyección.

En relación con la anterior, las complicaciones para la inyección de agua o polímero en yacimientos heterogéneos pueden darse a que fuerzas como la gravitacional o la presión Capilar puede interactuar con el efecto viscoso del polímero. Además, la inyección de polímeros no reduce la saturación de aceite residual, pero si mejora el recobro de petróleo más que un proceso de inyección de agua porque incrementa el volumen del yacimiento contactado.

2. 1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de solución polimérica para controlar la movilidad de los fluidos en la formación geológica. Los polímeros se añaden al proceso de inyección de agua que se esté llevando a cabo con el fin de aumentar la viscosidad del fluido, lo cual permitirá mejorar la relación de movilidad agua-aceite en el yacimiento y conducirá al mejoramiento de la eficiencia de barrido áreal y vertical.

Este proceso consiste en añadir al agua de inyección un bache de polímero de 200-250 ppm, de un alto peso molecular que oscile entre 2-4 Mlb/lb mol, antes

de que está sea inyectada en el yacimiento; lo cual da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida por lo que se recurre a inyectar un volumen finito (normalmente variando entre 0,1 a 0,3 VP), seguido por inyección de agua la cual ayudará a mantener un frente estable a medida que los fluidos avanzan al yacimiento²¹.

Generalmente la inyección de agua polimerizada se aplica en las siguientes situaciones:

- I. La relación de movilidad del proceso de inyección de agua es alta.
- II. La heterogeneidad del yacimiento es alta.

Para entender un poco más el proceso de inyección de polímeros a continuación se presenta un diagrama esquemático en la figura 11.

Figura 11. Esquema general del proceso de inyección de polímeros.



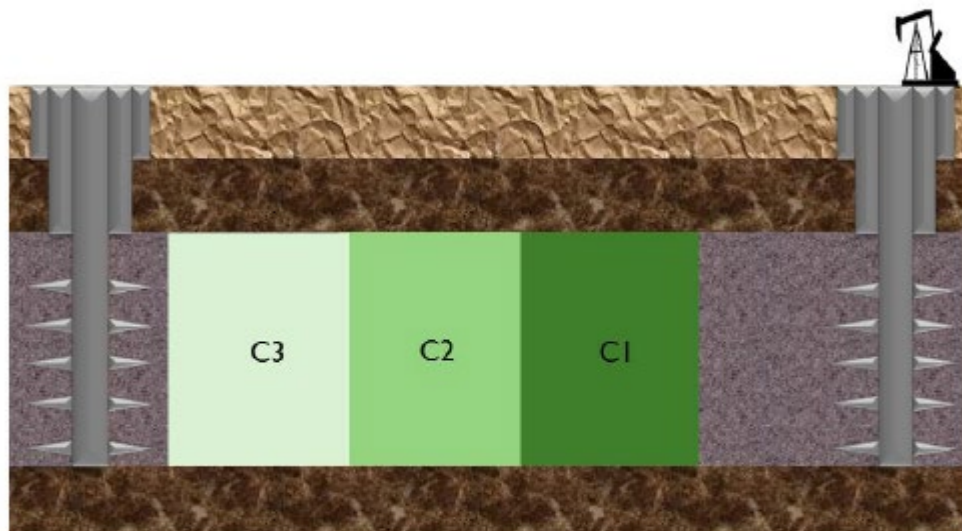
Como se observa en la figura 11, antes de inyectar la solución polimérica (zona 3) de cierta concentración se debe inyectar un tapón de agua dulce (zona 4), cuya finalidad es modificar la concentración de sales dentro de la formación para que éstas no afecten la viscosidad de la solución polimérica y demás propiedades de la solución. Seguido al bache de agua dulce se inyecta la solución polimérica (zona 3) que se prepara en superficie de acuerdo a

²¹ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. "Enhanced Oil Recovery". USA: SPE Textbook Series, 2003.

especificaciones de unos estudios previos, seguido de este bache de polímero se inyecta un tapón de agua de baja salinidad (zona 2) y por último se inyecta agua de desplazamiento (zona 1) para mantener el frente de inyección estable. El banco de aceite que se forma con la inyección de polímeros se observa en la (zona 5).

En la inyección de polímeros además de inyectar tapones de agua para que modifiquen la salinidad de la formación y para que el agua de desplazamiento no entre en contacto directo con la solución, se debe inyectar el bache de polímero a diferentes concentraciones como lo indica la figura 12.

Figura 12. Esquema de inyección del bache de solución polimérica.



Fuente: WILLHITE, Paul & GREEN Don W. "Enhanced Oil Recovery". USA: SPE Textbook Series, 2003.

En la figura anterior se puede observar que el total del bache de solución polimérica se inyecta a concentraciones diferentes, siendo C1 la mayor concentración y C3 la de menor concentración.

2.2 TIPOS DE POLIMEROS PARA RECOBRO MEJORADO.

Actualmente, se utilizan dos tipos de polímeros en procesos EOR como son un material sintético, poliacrilamida, en su forma parcialmente hidrolizada (HPAM), y un polímero producido de forma biológica conocido como la goma Xantan.

Son ampliamente utilizados como agentes espesantes en varias industrias o como parte de los procesos de fabricación. Los polímeros son sensibles a la salinidad de la salmuera y/o al ataque de bacterias. Debido a estas limitaciones han surgido nuevos polímeros con mejoras en sus propiedades²².

Tabla 3. Estructura de los polímeros y sus características.

ESTRUCTURA	CARASTERISTICAS	EJEMPLOS DE POLIMEROS
-o- en la cadena principal	Baja estabilidad térmica, degradación térmica a altas, apto solamente a <80°C.	Polioxietileno, alginato de sodio, Carboximentilcelulosa de sodio, HEC, goma de Xantan.
Cadena de carbono en la cadena principal	Estable térmicamente, la degradación no es fuerte a < 110°C.	Polyvinyl, sodium polyacrylate, polyacrylamide, HPAM.
-COO- en el grupo hidrofílico	Tiene buena viscosidad, con baja adsorción de areniscas, precipita con Ca 2+ y Mg 2.	Carboximentilcelulosa de sodio, aliginato de sodio, HPAM, goma de Xantano.

²² GUERRERO PABON, Cindy Mildred. Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache. Tesis de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2015. p.24.

<p>-OH o CONH2- en el grupo hidrofílico</p>	<p>Tienen bajo poder viscosificante con alta adsorción y no precipita con Ca²⁺ y Mg²⁺.</p>	<p>Polyvinyl, polyacrylamide, HPAM, HEC</p>
--	--	---

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.

De acuerdo con la información presentada en la tabla 3 anteriormente descrita, se considera un buen polímero aquel que tenga las siguientes propiedades.

Sin presencia de oxígeno en la cadena de carbonos para la estabilidad térmica. Grupo hidrófilo iónico para reducir la adsorción en la superficie de la roca. Buen poder viscosificante Grupo hidrófilo no iónico para la estabilidad térmica.

2.2.1 Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM). En procesos de recobro mejorado el polímero que ha sido más utilizado a nivel mundial es el HPAM. Esto es debido a que este tipo de soluciones poliméricas presentan una mayor visco-elasticidad que las soluciones de Xantan.

La poliacrilamida tiene alta adsorción en la roca por lo cual el polímero se hidroliza parcialmente con el fin de reducir la adsorción por la reacción de la poliacrilamida con una base como el hidróxido de potasio.

El grado de hidrolisis es la fracción molar del grupo amina que se convierten por hidrolisis. Este rango va de 15 a 35 % en productos comerciales. La hidrolisis de la poliacrilamida genera cargas negativas sobre la cadena principal del polímero que tiene un gran efecto sobre las propiedades reológicas de la solución polimérica. Cuando la hidrolisis es mayor al 40%, las cadenas flexibles son comprimidas y distorsionadas, y la viscosidad es reducida. Puede ocurrir floculación cuando la hidrolisis es mayor que el 40% con agua que tiene un alto contenido de Ca²⁺ y Mg²⁺. El HPAM no es tolerante a la alta temperatura y salinidad²³.

²³ Ibid., p. 26.

Las poliacrilamidas son sensibles a la sal, por lo tanto, es deseable preparar estas soluciones en agua fresca (sólidos totales disueltos menores de 10000 ppm). Las poliacrilamidas pueden ser degradadas mecánicamente por esfuerzos de corte. Por tal motivo, se debe tener cuidado con el manejo en superficie para evitar la degradación por esfuerzo de corte²⁴.

2.3 PROPIEDADES FÍSICAS DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS.

El desplazamiento del aceite con soluciones poliméricas tiene características únicas que no se logran con una inyección de agua normal. Entre las cuales se encuentra el comportamiento no Newtoniano de las soluciones poliméricas, reducción de permeabilidad, adsorción del polímero sobre la superficie de la roca, volumen poroso inaccesible para el polímero y la dispersión del polímero. Los polímeros son agregados al agua de inyección con el objetivo de incrementar la viscosidad.

2.3.1 Viscosidad no newtoniana y Shear Thining. La fase acuosa está formada por dos compuestos, agua pura y polímero. Debido al comportamiento No-Newtoniano de la solución polimérica, la viscosidad de la fase acuosa no es solamente una función de la concentración de polímero, presión y temperatura, sino también una función de la velocidad de flujo²⁵.

En un amplio rango de valores intermedios de esfuerzo de corte, las soluciones poliméricas se pueden comportar como un fluido de baja potencia²⁶.

Para Sultan y Gerth, el esfuerzo de corte para un fluido newtoniano en la pared de un tubo es igual a²⁷:

²⁴ CHANG, H. L. Polymer flooding technology- Yesterday, Today, and Tomorrow. August, 1978. P. 1113.

²⁵ GUERRERO. Op.cit., p.28.

²⁶ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.p.231.

²⁷ EBERL, Emil; EBERL, Uros. Parameters of transport of non-Newtonian fluids through the pipes. 1995. P. 66.

$$\gamma = \frac{dv}{dr} = \frac{8V_p}{ID} \quad \text{Ecuación 39.}$$

De donde Rabinovich, describió el esfuerzo de corte para fluidos no newtonianos como el producto del esfuerzo de corte de un fluido newtoniano por un factor L que describe la naturaleza no newtoniana del fluido²⁸.

$$L = \frac{3n + 1}{4n} \quad \text{Ecuación 40.}$$

Entonces el esfuerzo de corte de un fluido no newtoniano es una tubería está definida por la ecuación.

$$\gamma_n = \frac{8V_p}{ID} * \frac{3n + 1}{4n} \quad \text{Ecuación 41.}$$

Para los fluidos que se describen a partir de la ley de potencia, se puede expresar la viscosidad en términos de velocidad de flujo, diámetro de la tubería por donde el fluido circula y los índices de consistencia de flujo, índice de flujo y una constante de ajuste en el esfuerzo de corte que es diferente para cada fluido (para el caso del HPAM el valor de C es igual a 0.1625), como lo muestra la siguiente ecuación:

$$\mu = K_p \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p-1} \left(\frac{8CV_p}{ID} \right)^{n_p-1} \quad \text{Ecuación 42.}$$

Dónde:

μ = Viscosidad aparente (cP).

C = constante de ajuste dependiente del fluido (adimensional).

K_p = índice de consistencia del fluido (cP).

N_p = índice de flujo (adimensional).

²⁸ EBERL, Emil; EBERL, Uros. Parameters of transport of non-Newtonian fluids through the pipes. 1995. P. 66.

ID = diámetro de la tubería (m)

V_p = velocidad de flujo en términos de caudal y diámetro de la tubería (m/s). y se calcula con la siguiente formula:

$$V_p = \frac{4Q}{\pi ID^2} \quad Q \text{ en } \frac{m^3}{s} \quad \text{Ecuación 43.}$$

2.3.2 Reducción de permeabilidad y resistencia residual. La reducción de la permeabilidad y la resistencia residual hacen referencia a la reducción en la movilidad del agua resultado de la adsorción del polímero en la superficie de la roca. Este fenómeno es observado con polímeros del tipo de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas. A continuación, se definen el factor de reducción de permeabilidad (R_k) y el factor de resistencia residual (R_{rf})²⁹.

$$R_k = \frac{\text{Permeabilidad efectiva del agua}}{\text{Permeabilidad efectiva de la solución polimérica}} \quad \text{Ecuación 44}$$

$$R_{rf} = \frac{\text{Movilidad del agua antes de la inyección de polímero}}{\text{Movilidad del agua despues de la inyección de polimeros}} \quad \text{Ecuación 45}$$

La reducción de permeabilidad y la resistencia residual debido a la adsorción de las moléculas del polímero en la roca que reduce el tamaño efectivo de los poros. La modificación a la permeabilidad debido al taponamiento de los poros asociados con la adsorción del polímero se modela de acuerdo a la siguiente ecuación³⁰.

$$K_p = \frac{k}{R_{rf}} \quad \text{Ecuación 46.}$$

Dónde:

K_p = Permeabilidad modificada por la adsorción del polímero

²⁹ JENNINGS, R. R., ROGERS, J. H. and WEST, T. J. Factors influencing mobility control by polymer solutions, J Pet. Tech. (1971). P.391.

³⁰ DAWSON, R. and LANTZ, R. B. Inaccessible pore volume in polymer flooding. Soc. Pet. Eng. J. (1972). P.448.

K = Permeabilidad absoluta de la arena, L^2

R_{rf} = Factor de resistencia residual, definido por:

$$R_{rf} = 1 + L_p R_p(C_s) \quad \text{Ecuación 47}$$

Dónde:

L_p = Longitud recorrida por el polímero

$R_p(C_s)$ = Nivel de adsorción del polímero.

En algunos casos R_p es corregida para permitir un valor crítico de C_s , el taponamiento de los poros no se da bajo cierto valor de adsorción, que se representa de la siguiente manera:

$$R_p = 0 \quad ; \quad (C_s^{n+1} \leq C_s^n)$$

$$R_p = C_s^{n+1} - C_s^n \quad ; \quad (C_s^{n+1} > C_s^n)$$

Dónde:

C_s = La cantidad de polímero adsorbido, m/m

C_s^n = Un valor crítico de inicio para C_s

En el simulador se considera irreversible la reducción de permeabilidad causada por el polímero absorbido. Entonces R_k representa el factor de resistencia residual después que la concentración de polímero llega a cero. El efecto de reducción de permeabilidad o resistencia residual es reducir la movilidad de la solución polimérica³¹.

2.3.3 Adsorción³². La isoterma de adsorción de polímero se considera irreversible y supone que sigue la ecuación de Langmuir representada en la siguiente expresión:

$$C_s = \frac{AadC_p}{1 + BadC_p} \quad \text{Ecuación 48.}$$

³¹ GUERRERO PABON, Cindy Mildred. Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache. Tesis de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, 2015. p.33.

³² SHIRIF, Ezeddin. Mobility control by polymer under bottom water conditions. Edmonton, Alberta, 1998, p.44.

Dónde:

C_p = Concentración de polímero

A_{ad} y B_{ad} = Parámetros de adsorción y deben ser determinados de datos experimentales.

La isoterma de Langmuir es una relación de equilibrio y representa la adsorción del polímero cuando el equilibrio es alcanzado instantáneamente.

En algunas ocasiones cuando se presentan altos niveles de adsorción estos obedecen a que el polímero inyectado es de un alto peso molecular, pero estos niveles de adsorción llegan a estabilizarse a un determinado peso molecular.

2.3.4 Volumen poroso inaccesible. Cuando el tamaño de las moléculas de polímero es más grande que algunos poros en el medio poroso, las moléculas no pueden fluir a través de los poros. El volumen ocupado por estos poros que no es accesible, para las moléculas del polímero, es llamado volumen poroso inaccesible (IPV). Inicialmente en una solución de polímero acuosa con trazador, las moléculas de polímero pueden llegar más rápido que el trazador porque fluyen solamente a través de los poros que son más grandes que el tamaño de molécula del polímero³³.

2.4 PARÁMETROS PARA TENER EN CUENTA EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

2.4.1 Viscosidad. Es un parámetro clave para mejorar la relación de movilidad entre el aceite y el agua de desplazamiento y se logra a medida que se aumenta la viscosidad de la solución polimérica. Es importante mencionar que existen factores que afectan este importante parámetro en la inyección de polímeros.

En primer lugar, para un conjunto dado de condiciones la viscosidad de la solución aumenta con el aumento del peso molecular del polímero. En segundo

³³ GUERRERO. Op.Cit., p.33.

lugar, un aumento de la concentración de polímero conduce a un aumento de la viscosidad y una mayor eficiencia de barrido. En tercer lugar, a medida que la hidrólisis de HPAM aumenta hasta cierto valor, la viscosidad aumenta y, en cuarto lugar, a medida que aumenta la temperatura la viscosidad de la solución disminuye.

Además de todo lo anteriormente mencionado se tiene que la degradación del polímero también puede llevar a reducciones importantes en la viscosidad de la solución polimérica que se está inyectando. Otro factor importante en la reducción de la viscosidad es el grado de salinidad que tiene el agua de formación, pues este puede afectar considerablemente la viscosidad de la solución polimérica cuando el polímero usado es de tipo aniónico que entre otras cosas son los de mayor uso.

2.4.1.1 factores que afectan la viscosidad.

- **Salinidad y efectos de concentración.** La viscosidad intrínseca de una solución homogénea de poliacrilamida aumenta cuando se agrega NaCl a la solución. Cuando se agrega CaCl₂, el aumento de la viscosidad es aún más evidente. Sin embargo, la viscosidad de HPAM disminuye cuando se agrega una sal monovalente (por ejemplo, NaCl), esto se da porque la sal añadida neutraliza la carga en las cadenas laterales HPAM.

Cuando el HPAM se disuelve en agua los iones Na⁺ se disipan en el agua. En las cadenas de alto peso molecular los --COO- se repelen entre sí, lo que hace que sean extendidos aumentando el volumen hidrodinámico y aumento de la viscosidad. Cuando se agrega la sal, -COO- está rodeado de algunos iones Na⁺, que protege la carga. Luego la repulsión --COO- se reduce, el volumen hidrodinámico se reduce y la viscosidad disminuye. En el caso donde agregan sales divalentes --CaCl₂, MgCl₂ y/o BaCl₂- en una solución de HPAM, su efecto es complejo.

Por otra parte, cuando el grado de hidrólisis es bajo, la viscosidad de la solución aumenta después de que alcanza el mínimo. En alta hidrólisis, la

viscosidad de la solución disminuye bruscamente hasta que ocurre precipitación.

La dependencia de la viscosidad de la solución polimérica a velocidad de cizallamiento cero (μ_p^0) en la concentración del polímero y en salinidad puede describirse mediante la ecuación de Flory Huggins.³⁴

$$\mu_p^0 = \mu_w(1 + (A_{p1}C_p + A_{p2}C_p^2 + A_{p3}C_p^3)C_{sep}^{sp}) \quad \text{Ecuación 49}$$

Dónde:

μ_w es la viscosidad del agua con su unidad siendo lo mismo que μ_p^0 ;

C_p es la concentración de polímero en agua;

A_{p1} , A_{p2} , A_{p3} Y S_p son constantes de ajuste

C_{sep} es la salinidad efectiva para el polímero.

El factor ($C_{sep} S_p$), permite la dependencia de la viscosidad del polímero en la salinidad y la dureza. La salinidad efectiva para el polímero, C_{sep} , se puede calcular por:

$$C_{sep} = \frac{C_{51} + (\beta_p - 1)C_{61}}{C_{11}} \quad \text{Ecuación 50}$$

Dónde

C_{51} , C_{61} y C_{11} son las concentraciones de aniones, divalentes y agua en la fase acuosa;

β_p , cuyo valor típico es aproximadamente 10, se mide en el laboratorio.

- Efecto de cizallamiento. En general, una solución de polímero se comporta como un fluido pseudoplástico. La reducción de la viscosidad de la solución de

³⁴ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.p.130.

polímero en función de la velocidad de corte se describe mediante el modelo de la ley de potencia³⁵, que viene dado por:

$$\mu_p = K\gamma^{(n-1)} \quad \text{Ecuación 51}$$

Dónde

K es el índice de consistencia del flujo

n es el índice de comportamiento de flujo.

En el régimen pseudoplástico **n** menor o igual a 1 (típicamente n=0.4 a 0.7). En diferentes concentraciones, **n** apenas cambia, pero **K** cambia. Para un fluido newtoniano, **n**=1 y **K** es simplemente la viscosidad constante, μ .

Aunque la ecuación precedente es bastante satisfactoria para describir el régimen pseudoplástico, no es adecuada a velocidades de corte altas y bajas. Cuando la velocidad de corte se acerca a cero, el esfuerzo de corte no se aproxima a cero. Existe cierto límite elástico. En otras palabras, la solución HPAM se comporta como un fluido Bingham. Un modelo más satisfactorio para estos regímenes de corte en la ecuación de Meter.³⁶

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\frac{\gamma}{\gamma_{1/2}}\right)^{1(P_\alpha - 1)}} \quad \text{Ecuación 52.}$$

Dónde

P_α = Parámetro empírico, o se obtiene haciendo coincidir los datos de viscosidad medidos en el laboratorio;

μ_p^0 = La viscosidad límite en el límite de cizalladura bajo (próximo a cero);

$\gamma_{1/2}$ = La velocidad de corte a la cual la viscosidad es el promedio de μ_p^0 y μ_w .

³⁵ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.p.132.

³⁶ GUERRERO PABON, Cindy Mildred. Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache. Tesis de Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas, 2015. p.28.

En esta ecuación se supone que la viscosidad del polímero a una velocidad de cizallamiento infinita ($\dot{\gamma}$ tiende a infinito) es igual a la viscosidad del agua.

- **Efecto de la temperatura.** A una velocidad de cizallamiento baja, la viscosidad aparente de la solución polimérica disminuye con la temperatura de acuerdo con la ecuación de Arrhenius.

$$\mu_p = A_p e^{\frac{E_a}{RT}} \quad \text{Ecuación 53}$$

Dónde

A_p = Factor de frecuencia

E_a = La energía de activación de la solución de polímero,

R = es la constante universal de los gases, y,

T = es la temperatura absoluta.

La ecuación anterior muestra que la viscosidad disminuye rápidamente a medida que aumenta la temperatura. A medida que la temperatura aumenta, la actividad de las cadenas de polímeros y moléculas se mejora, y la fricción entre las moléculas se reduce; por lo tanto, la resistencia al flujo se reduce y la viscosidad disminuye. Diferentes polímeros tienen diferente energía de activación (E_a). Con un E_a mayor, la viscosidad, es más sensible a la temperatura. HPAM tiene dos (E_a).

Cuando la temperatura es inferior a 35°C, E_a es baja y la viscosidad no cambia demasiado a medida que aumenta la temperatura; caso contrario ocurre cuando la temperatura es superior a 35°C, E_a es alta y la viscosidad es más sensible a las variaciones de temperatura³⁷.

Entonces la ecuación anterior puede reescribirse de la siguiente manera

³⁷ NIETO BARRETO, Luisa Fernanda y ORTEGA GRACIA, Braulio Alejandro. Evaluación técnica financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el bloque Rio Ariari en la cuenca de los llanos orientales mediante simulación numérica de yacimientos. Tesis de grado en ingeniería de petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2016. p.63.

$$\mu_p = \mu_{p,ref} \exp \left[E_a \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 54}$$

Dónde

$\mu_{p,ref}$ = La viscosidad a la temperatura de referencia , T_{ref} .

Cuando las mediciones se realizan a diferentes temperaturas, la ecuación anterior se puede usar para ajustar los datos de medición ajustando E_a , si E_a no cambia a diferentes temperaturas.

2.4.2 Peso molecular del polímero. La efectividad de una inyección de polímeros se ve afectada significativamente por el peso molecular del polímero, puesto que los polímeros con un mayor peso molecular proporcionan una mayor viscosidad.

Para el caso específico del campo Daqing³⁸ mediante la implementación de pruebas de laboratorio se encontró que manteniendo un volumen fijo de solución polimérica inyectada la recuperación de petróleo aumenta con el incremento del peso molecular del polímero. La razón de esto es simplemente que, para una concentración dada de polímero, la viscosidad de la solución y la eficiencia de barrido aumentan con el aumento del peso molecular del polímero.

Un factor que juega en contra de lo anterior es el atrapamiento mecánico porque este puede retrasar significativamente la propagación del polímero si el tamaño de la garganta del poro y la permeabilidad son demasiados pequeños, por lo tanto, dependiendo del peso molecular y del diferencial de permeabilidad este efecto puede reducir la eficacia del barrido.

³⁸ WANG, Dongmei, *et al.* Key Aspects of Project Desing for Polymer Flooding: SPE 109682, 2007. P.1-8.

2.4.3 Concentración de la solución polimérica. La concentración de la solución polimérica domina cada índice que cambia durante el curso de la inyección. Además, la concentración determina la viscosidad de la solución polimérica. Las concentraciones de inyección más altas causan mayores reducciones en el corte de agua y pueden acortar el tiempo requerido para la inundación de polímeros. Aunque también se debe considerar el hecho de que concentraciones más altas causaran presiones de inyección más altas y menor inyectividad. Es importante destacar que la efectividad de la inyección se puede mejorar inyectando soluciones poliméricas con concentraciones más altas durante el periodo inicial de la inyección.

2.4.4 Volumen del polímero. Un mecanismo importante de inundación de polímeros es mejorar la movilidad entre el aceite y el agua y aumentar el volumen barrido. Según la teoría, la eficiencia de recuperación de petróleo disminuye con la mayor movilidad del inyectante. En consecuencia, para evitar la digitación viscosa se podría hacer una inyección continua de polímero en lugar de una inyección de agua. Sin embargo, debido a que las soluciones de polímeros son más caras que el agua, la economía limita el volumen de polímero que se debe inyectar. Basándose en la experiencia que se tuvo en Daqing³⁹, tanto en la parte de investigación teórica y experiencias prácticas, el volumen de polímero debe determinarse por el corte bruto de agua de la unidad de inundación. En general, cuando el corte de agua bruto alcanza el 92%- 94%, la inyección de polímero debe detenerse.

2.4.5 Velocidad de inyección. Además de ser otro factor clave en el diseño del proyecto de la inyección de polímeros, también determina las tasas de producción de petróleo. La tasa de inyección determina el periodo de tiempo en que el petróleo puede recuperarse económicamente.

³⁹ *Ibíd.*, P.1-8.

2.5 ANALISIS NODAL AL SISTEMA DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

En la actualidad el análisis NODAL se utiliza en proceso de inyección de agua y en casos especiales, procesos de inyección de gas. En este proyecto se plantea y se analiza la implementación de la técnica de análisis NODAL al proceso de inyección de polímeros, con el fin principal de mantener constante la viscosidad de la solución durante el proceso y por supuesto determinar las caídas de presión que se puedan evitar para mejorar la eficiencia del proceso en general.

Como se discutió anteriormente los polímeros se comportan como un fluido no Newtoniano y su viscosidad varia con la velocidad de corte en cada punto. Para definir todas las propiedades reológicas se utilizó el modelo de la ley de potencia que describe de manera más precisa el comportamiento de los polímeros en el transporte por tuberías. El modelo de la ley de la potencia describe el comportamiento reológico de fluidos base polímero que no presentan un esfuerzo de punto cedente⁴⁰ y para hacerlo utiliza la siguiente ecuación:

$$\tau = K * \gamma^n \quad \text{Ecuacion 55 .}$$

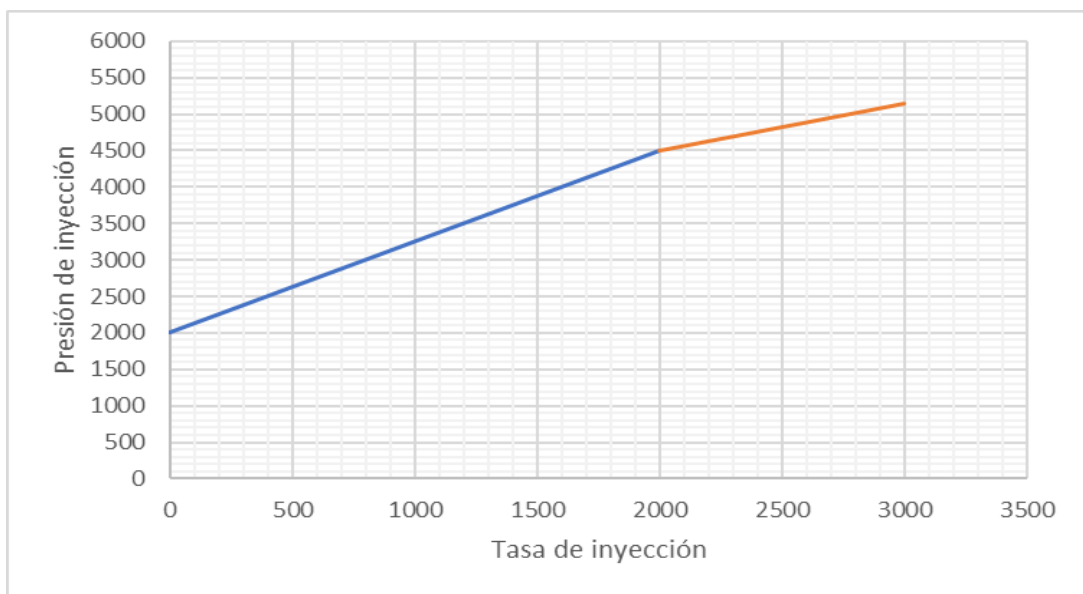
Conociendo que la utilización de soluciones poliméricas se puede llamar en recobro agua mejorada y que mantienen algunas propiedades, se trabajó el desarrollo de la curva Outflow y las curvas de descarga de igual manera que un pozo de inyección de agua, con la diferencia de que se debe conocer cada uno de los factores que afectan y como afectan cada una de las curvas.

La curva Outflow, al ser un proceso de inyección es una línea recta en el gráfico de P_{iny} Vs Q_{iny} , que inicia en la presión de la bomba a un caudal cero y se toma en cuenta para este análisis hasta el valor de la presión de fractura

⁴⁰ BAROID. Baroid Fluids Handbook. Houston, 1999. p.270-313.

donde se obtiene un caudal máximo de inyección. El valor máximo de presión de inyección es igual a la presión de fractura debido a que si se excede ese valor la formación se fracturaría y crearía nuevos canales de flujo que harían variar la permeabilidad de la formación generando que no desplace el aceite, disminuyendo la eficiencia del proceso. La viscosidad de la solución puede afectar la variación de la curva de manera negativa, ya que la viscosidad es inversamente proporcional a la tasa de inyección, siendo necesario que para mantener la tasa constante se genere un aumento en la presión de inyección si se aumenta la viscosidad, matemáticamente la variación en la curva sería un aumento pronunciado de la pendiente de la recta.

Figura 13. Ejemplo curva Outflow en análisis de inyección.

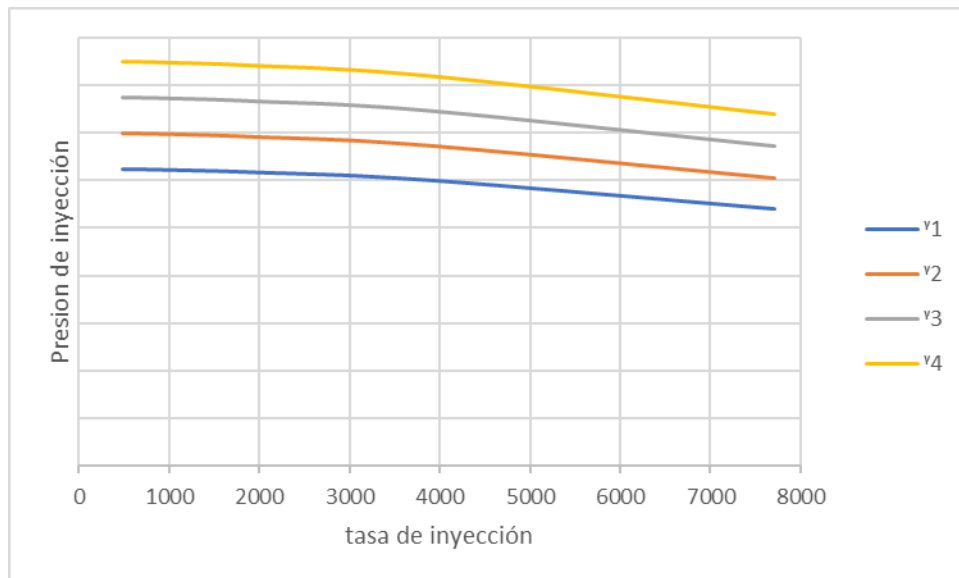


De la gráfica se puede concluir que al sobrepasar la presión de fractura la formación empieza a tomar o absorber una mayor cantidad de líquido, pero con un menor aumento de presión.

La curva de descarga en el proceso de inyección se verá afectada en gran mayoría por la gravedad específica de la solución y el diámetro de la tubería.

La gravedad específica de la solución también es un factor importante que genera cambios en la curva, un aumento en los valores que toma la curva se da cuando la gravedad específica aumenta, por tal motivo, se puede decir que la gravedad específica es directamente proporcional a la presión de inyección. La gravedad específica es una relación de la densidad de la solución y la densidad de una sustancia de referencia, en este caso agua. La densidad de la solución depende directamente de la concentración de polímero, si la concentración es mayor la densidad de la solución aumenta, conociendo esta relación se puede concluir que la concentración también es directamente proporcional a la presión de inyección.

Figura 14. Efecto de la gravedad específica en la curva de descarga.



La grafica fue realizada en torno a un caso base planteado para el conocimiento del software.

El valor de γ_1 es menor que el valor de γ_2 y así sucesivamente siendo el valor de γ_4 el valor de gravedad específica más alto.

El diámetro de la tubería es el factor que más variación causa en la curva de descarga debido a que entre mayor sea el diámetro menos restricción tendrá el líquido para fluir y tendrá una mayor tasa de flujo. El diámetro además influye

en las pérdidas de presión por fricción generando que entre menor sea el diámetro mayor será la pérdida de presión.

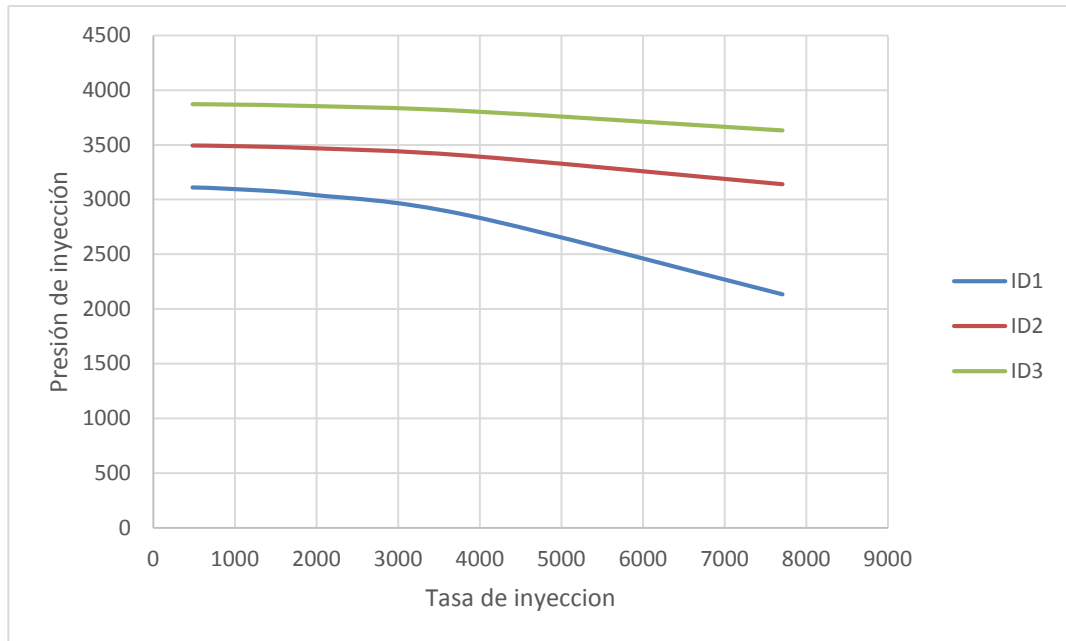


Figura 15. Ejemplo del efecto del cambio de diámetro en la tubería.

Siendo el valor mayor el de ID3 y el valor menor el de ID1.

Para definir la pérdida de presión por fricción en las paredes de la tubería es necesario definir algunos términos como la velocidad del fluido, el diámetro efectivo, el número de Reynolds y el factor de fricción.

La velocidad del fluido es una relación entre el caudal inyectado por la bomba y el diámetro de flujo, que si el flujo es dentro de la tubería sería igual al diámetro interno al cuadrado. Matemáticamente se representa de la siguiente manera:

$$V_p = \frac{4Q}{\pi ID^2} \quad \text{Ecuación 56.}$$

Dónde:

V_p : Velocidad del fluido dentro de la tubería (ft/s).

PO_{GPM} : Caudal de inyección de la bomba (GPM).

ID: diámetro interno de la tubería (in).

El número de Reynolds es un término numérico adimensional que determina si el fluido está en régimen laminar o turbulento. Generalmente si el número de Reynolds es mayor a 2100 será un flujo turbulento. Se determina utilizando la siguiente relación matemática:

$$N_{Re} = \frac{928 * D_{eff} * V_P * \rho_{sln}}{\mu_c} \quad \text{Ecuación 57.}$$

Dónde:

ρ_{sln} : Densidad de la solución (lb/gal).

μ_c : Viscosidad efectiva de la solución.

El factor de fricción es definido para fluidos de la ley de la potencia y relaciona el número de fluido de Reynolds con un factor de “aspereza” de la tubería.

Si el número de Reynolds es menor de 2100 el flujo es laminar y el factor de fricción es así:

$$f = \frac{16}{N_{Re}} \quad \text{Ecuación 58.}$$

Si el número de Reynolds es mayor a 2100 el flujo es turbulento y el factor de fricción es así:

$$f = \frac{a}{(N_{Re})^b} \quad \text{Ecuación 59.}$$

Dónde:

$$a = \frac{\log n + 3.93}{50} \quad y \quad b = \frac{1.75 - \log n}{7}.$$

Después de definir estos términos se puede comprender mejor la ecuación que determina la pérdida de presión en un intervalo de longitud (PD_i) y que está en unidades de campo.

$$PD_i = \frac{f * V_P^2 * \rho_{sln}}{25.81 * D_{eff}} * L \quad \text{Ecuación 60.}$$

Utilizando las ecuaciones anteriormente desarrolladas se puede determinar las caídas de presión en cada uno de los puntos. Pero no se puede realizar un estudio completo de todos los componentes que hacen parte del sistema, ya que no se pueden variar las presiones en los puntos estratégicos, por esta razón es mucho más completo realizar el análisis NODAL al sistema.

3. METODOLOGÍA SELECCIÓN NODO SOLUCIÓN.

El termino metodología se define como el grupo de mecanismos o procedimientos racionales, empleados para el logro de un objetivo o serie de objetivos que dirige una investigación. Es importante mencionar que para el desarrollo de esta investigación se deben desarrollar y seguir una serie de procedimientos que permitan encontrar los posibles nodos para simular el comportamiento de la inyección de polímeros a partir de la utilización de la técnica de análisis NODAL.

Partiendo de la base de un análisis NODAL en un proceso de producción, ya descrito anteriormente, se conoce que éste consta de tres nodos principales y dos nodos funcionales. Los nodos principales se encuentran en el fondo de pozo, en la cabeza del pozo y en el separador; los nodos funcionales se ubican en lugares donde se genere un cambio de diámetro, ya sea por un cambio de tubería o por la presencia de una válvula. En dichos nodos se calcula el valor de la presión para cada uno, con el fin de determinar el diferencial de presión entre cada nodo. De manera análoga se puede aplicar el análisis NODAL al proceso de inyección haciendo énfasis en que la dirección de flujo es contraria a un proceso de producción convencional y por esto el nodo en el separador sería reemplazado por el nodo de la estación de inyección.

Para este caso en particular se debe tener en cuenta que el fluido que se va a inyectar es una solución polimérica que tendrá un comportamiento reológico distinto a cualquier otro fluido de inyección, debido a que la solución polimérica tiene un comportamiento no Newtoniano, lo que trae como consecuencia que la viscosidad de dicha solución varíe a ciertas condiciones como por ejemplo a diferentes velocidades de corte, diferentes pesos moleculares del polímero, grado de hidrolisis del polímero y diferentes concentraciones. También se debe tener en cuenta que al ser un fluido más viscoso requiere una mayor presión para mantener una tasa de flujo constante, al aumentar la presión se debe tener cuidado de no exceder la presión de fractura de la formación.

En relación a las características anteriormente descritas se propone la aplicación y el desarrollo de cuatro pasos que permitan distinguir la ubicación de los nodos propios para un sistema de inyección de polímeros y además escoger el nodo que permita hacer un estudio completo del sistema y de las propiedades a considerar en una inyección de polímeros.

Paso 1. Descripción de nodos en un proceso de inyección de agua convencional.

A. nodos principales

- **Nodo solución en fondo de pozo.** Localizado en el centro del pozo, a la mitad de las perforaciones o cañoneos, es el más utilizado ya que divide al sistema en dos componentes: el yacimiento y el sistema total de tuberías.
- **Nodo solución en cabeza de pozo.** Esta posición divide el sistema en dos, uno, las líneas de flujo y la estación de inyección. Y dos, el yacimiento y el tubing de inyección.
- **Nodo solución en la estación de inyección.** Es la posición inicial del sistema y la presión permanece constante. Además, en este punto las propiedades de la solución polimérica no varían ya que aquí aún se encuentran en su estado original.

B. Nodos funcionales

En este caso los nodos funcionales estarán en los cambios de diámetros de tuberías y también en el caso de que existan válvulas adicionales en el sistema de inyección. Aunque estas últimas se evitan colocarlas puesto que por ejemplo en el proceso de inyección de polímeros estas generan alteraciones en las propiedades de la solución polimérica como por ejemplo la degradación mecánica de la solución.

Paso 2. Descripción de variables.

- **Para el sistema de inyección.** De acuerdo a Márquez, en el caso de una inyección de agua convencional puede realizarse un análisis de sistema nodal grafico para observar el efecto de las variables tales como⁴¹:
 - a. La presión en el cabeza
 - b. El diámetro de la tubería
 - c. La longitud y diámetro de la línea de flujo para la inyección en superficie
 - d. La presión de bombeo de la inyección en superficie
 - e. La densidad de los tiros de perforación en los pozos con o sin empaque con grava.
- **Para la inyección de polímeros.** Por otra parte, y de acuerdo a diferentes fuentes consultadas en el proceso de inyección de polímeros, se tiene que las variables propias de este proceso a tener en cuenta son.
 - a. Viscosidad
 - b. Reducción de la permeabilidad y la resistencia residual
 - c. Adsorción
 - d. Volumen poroso inaccesible
 - e. Salinidad de la formación
 - f. Concentración de la solución polimérica
 - g. Peso molecular del polímero
 - h. Velocidad de inyección
 - i. Grado de hidrolisis.

Como esto se trata de un análisis nodal se revisó qué variables de las descritas anteriormente de un proyecto de inyección de polímeros se ven directamente involucradas con este análisis encontrándose las siguientes variables:

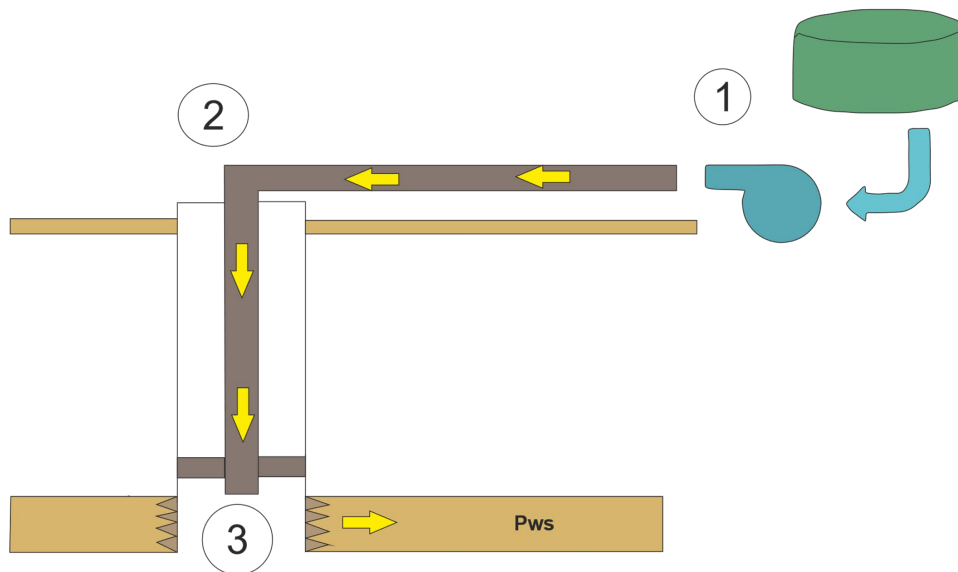
- a. Viscosidad.
- b. Velocidad de inyección.

⁴¹ MARQUEZ, Richard. Curso: Producción Básica. Maracaibo: Universidad del Zulia,2006. p.200.

Paso 3. Descripción de los nodos en un proceso de inyección de polímeros.

La inyección de polímeros es también conocida como una inyección de agua mejorada, puesto que la adición de polímeros busca darle al agua algunas propiedades extras que permitan mejorar la eficiencia de barrido a partir de la mejora en la relación de movilidades, es decir, hacer que sea lo más baja posible o que su valor sea cercano a la unidad. Por tal motivo, se pueden considerar los mismos nodos propuestos en el paso 1, nodo solución en fondo de pozo, nodo solución en cabeza y nodo solución en la estación de inyección, para el caso de los nodos principales. Para el caso de los nodos funcionales se cumpliría la misma regla que en una inyección de agua y estarían sujetos a ubicarse en los cambios de diámetro de tubería.

Figura 16. Ubicación de los nodos en un sistema de inyección de polímeros.



La figura muestra un esquema general del sistema de inyección de polímeros, donde además se puede ver la ubicación de los tres nodos principales anteriormente descritos los cuales son:

1. Estación de inyección: compuesto principalmente por la bomba de inyección y el tanque de almacenamiento de la solución polimérica.

2. Cabeza de pozo.
3. Fondo de pozo.

Paso 4. Elección del nodo que se va usar en la investigación.

El objetivo principal al escoger el nodo solución para la investigación es poder tener control de la mayor cantidad de variables propias de un análisis nodal y propias de la inyección de polímeros. Para esto, es necesario determinar en cuál de los nodos solución principales establecidos en la figura 16, es posible evidenciar una estrecha relación entre el arreglo de inyección y la formación. Además, para el caso de la inyección de polímeros es fundamental conocer las propiedades de la solución polimérica descritas en el paso 2 cerca a la cara de la formación, garantizando que en el caso del valor de viscosidad de la solución polimérica que se reporte en el nodo a seleccionar permita encontrar un valor aproximado de la relación de movilidades con el cual se pueda evaluar el comportamiento de los cambios hechos en un análisis nodal.

Según las condiciones que se han dicho anteriormente y lo mostrado en la figura 16, se observa que el nodo principal que cumple con dichas condiciones es el nodo en fondo de pozo, por lo cual, este es el nodo solución para el desarrollo de esta investigación.

Sin embargo, para el caso que se requiera realizar un análisis detallado de las líneas de flujo, el nodo solución se puede ubicar en cabeza de pozo ya que de esta forma es posible aislar las líneas de flujo del sistema y además líneas de flujo de gran longitud pueden ser evaluadas fácilmente.

3.1 ESCENARIOS DE TRABAJO.

Con el nodo de solución ya escogido, se parte del hecho que para desarrollar esta investigación es necesario plantear diferentes escenarios a partir de los cuales podamos enfocarnos de una manera más detallada en las variables anteriormente descritas y el aporte de cada una a la mejora del proceso. También es importante que en los escenarios planteados exista una relación

entre las variables. En relación con lo anterior para esta metodología se incluyen tres escenarios de estudio que son:

1. Plantear un caso base a partir de los datos de yacimiento, datos de completamiento y datos de inyección.

Esto con el fin de poder ajustar el modelo que se utiliza para simular o dicho de otra manera este caso base nos va a permitir ajustar las curvas IPR (inyectividad) y de descarga de nuestro modelo.

2. Plantear ajustes a las variables contenidas en el análisis nodal.

Aquí la idea fundamental es plantear los posibles cambios o ajustes a ciertas variables que nos permitan modelar el comportamiento de algunos componentes del sistema de inyección sin la necesidad de alterar la concentración de la solución polimérica, el peso molecular del polímero, grado de hidrolisis y la densidad de la solución polimérica. Es importante mencionar que el objetivo principal es verificar que propiedades del fluido se alteran haciendo ajustes en variables como diámetros de tuberías y líneas de flujo, tasa de flujo y presión de inyección.

De acuerdo a cada caso se deben formular un paso a paso respectivo en cada de uno de estos.

Escenario 1.

1. Se debe describir o conocer las propiedades del yacimiento
2. Describir el estado mecánico de el pozo inyector
3. Facilidades de superficie y líneas de flujo
4. Caracterización del fluido de inyección
5. Desarrollar las expresiones de outflow y curva de descarga de tubería, para un nodo en específico que en este caso es en fondo de pozo.
6. Determinar las pérdidas de presión que causan los componentes del sistema.

7. Con la tasa en el nodo determinar el valor de viscosidad en el fondo de la siguiente manera
- El caudal hallado se pasa a velocidad de flujo y con la ecuación de viscosidad en términos de velocidad de flujo se determina la viscosidad en el nodo.

$$\mu = K_p \left(\frac{3n_p + 1}{4n_p} \right)^{n_p - 1} \left(\frac{8CV_p}{ID} \right)^{n_p - 1} \quad \text{Ecuación 61.}$$

Con:

$$V_p = \frac{4Q}{\pi ID^2} \quad Q \text{ en } \frac{m^3}{s} \quad \text{Ecuación 62.}$$

Dónde:

μ = Viscosidad aparente de la solución (cP).

C = constante de ajuste dependiente del fluido (adimensional).

K_p = índice de consistencia del fluido (cP).

N_p = índice de flujo (adimensional).

ID = diámetro de la tubería (m)

V_p = velocidad de flujo

Escenario 2.

- Determinar que componentes del sistema de inyección se pueden modificar.
- Seleccionar el componente a ser optimizado.
- Escoger el nodo que permita visualizar el cambio en las pérdidas de presión al cambiar el componente seleccionado. Este nodo será en fondo en pozo.
- Desarrollar las expresiones de inflow y outflow para el nodo seleccionado.

5. Calcular las pérdidas de presión que causan los componentes del sistema.
6. Cambiar el componente seleccionado para ser optimizado:
 - Desarrollar las nuevas expresiones de inflow y/o outflow.
 - Calcular la caída de presión que causa el nuevo componente.
7. Esquematizar los nuevos inflow y/o outflow del nodo con el componente cambiado.
8. Calcular los requerimientos de potencia de las bombas.
9. Hacer el cálculo de la viscosidad igual que el caso base.
10. Repetir el procedimiento con otro componente a ser optimizado.

4. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE.

Actualmente en el mercado existen muchos softwares desarrollados para ayudar a mejorar procesos en la industria de los hidrocarburos, en el caso de la ingeniería de producción también se han desarrollado diferentes herramientas software que permite mejorar el diseño desde las etapas de planeación hasta el final del proyecto y además ya con la puesta en marcha de los proyectos también permite optimizar los diferentes procesos que allí se presenten.

El software más común dentro de la parte de producción es aquel que permite hacer que los pozos tengan una mejor vida productiva garantizando la integridad del mismo y mejorando la cantidad de recurso que estos pueden aportar⁴². En ese mismo sentido como se ha descrito anteriormente se han desarrollado distintas herramientas de simulación a partir de la aplicación de la técnica de análisis Nodal, algunas de esas herramientas son:

- PIPESIM
- WELLFLO
- VIRTUWELL
- SNAP

A continuación, se hará una breve descripción de cada uno.

4.1 PIPESIM

Es un simulador amigable y poderosamente desarrollado para diseñar y realizar diagnósticos de los sistemas de producción en pozos de crudo y gas a nivel individual o de campo que estén fluyendo naturalmente o ayudados por algún sistema de levantamiento artificial. Con esta herramienta se puede modelar el comportamiento del flujo multifásico en estado estable desde el

⁴² PORRAS RODRÍGUEZ, Mario Andrés; ZAPA BOHORQUEZ, Marvin Brayan. Evaluación de los métodos empleados en software comerciales para optimizar la producción de crudo por análisis Nodal. Tesis de grado en ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2014, 163p.

yacimiento hasta el separador, analizando las situaciones que se puedan presentar con el aporte del reservorio, las condiciones del pozo y las líneas de superficie. Las aplicaciones para las cuales se puede usar este robusto software son⁴³:

- Diseño y análisis de pozo
- Diseño y análisis de sistema de levantamiento gas lift y BES.
- Análisis de sistemas de levantamiento PCP.
- Análisis de pozos horizontales y de inyección.
- Predicción en la precipitación de sólidos (Hidratos, ceras, escamas).
- Diseño de líneas y selección de equipos de superficie.
- Análisis integrado de redes de superficie.

4.2 WELLFLO

Este software es una aplicación simple y autónoma que permite diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas con flujo natural o levantamiento artificial. La construcción del modelo se realiza a partir de una interfaz de configuración de pozos paso a paso y las aplicaciones específicas de este software incluyen:

- Diseño de la configuración de pozo.
- Diseño del completamiento del pozo.
- Diseño del levantamiento artificial.
- Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas.
- Monitoreo del reservorio, pozo y línea de flujo.
- Generación de curvas de desempeño de levantamiento artificial.
- Modelo detallado del desempeño de influjo de reservorio.
- Modelado detallado de PVT de fluidos.
- Ajuste de modelos de pozos.
- Exportación e importación de data.

⁴³ *Ibíd.*, 163p.

4.3 VIRTUWELL⁴⁴

Virtuwell es un software miembro del paquete FEKETE HARMONY de la compañía Fekete Associates, que en 2013 fue adquirida por la empresa IHS proveedora también de software para analizar sistemas de producción.

Es una herramienta desarrollada para analizar pozos en flujo mono o multifásico, que presenten diferentes trayectorias y condiciones de operación. Capaz de modelar distintos escenarios, en los que se puede analizar el desempeño de la tubería de producción o estimar el aporte inicial del yacimiento con el fin de determinar la mejor estrategia de producción.

4.4 SNAP

Simplified Nodal Analysis Program es un software de la compañía Ryder Scott que provee las herramientas para la optimización de tasas de producción del pozo, estimar variables del yacimiento desde el historial de producción y predecir la futura producción del pozo. La interfaz y aplicaciones están completamente diseñadas alrededor de las necesidades del usuario, sus principales características son:

- Todos los modelos de desempeño del yacimiento.
- 12 correlaciones hidráulicas para tubing.
- Inclusión de PVT e IPR por el usuario.
- Modelamiento de pozos horizontales incluyendo los efectos del posicionamiento del pozo en el área de drenaje.
- Efectos de las permeabilidades relativas.
- Completamente editable, gráficas y reportes de calidad.
- Efectos de la perforación y el completamiento.
- Tasas de levantamiento críticas velocidades mixtas y erosionales y propiedades PVT reportadas cada 200 pies.
- Completamiento multizonas con flujo cruzado.

⁴⁴ *Ibíd.*, 163p.

- Restricción de caídas de presión con métodos de flujo sub crítico y crítico.
- Sensibilidades evaluadas en todo el yacimiento, completamiento y parámetros de tubería.

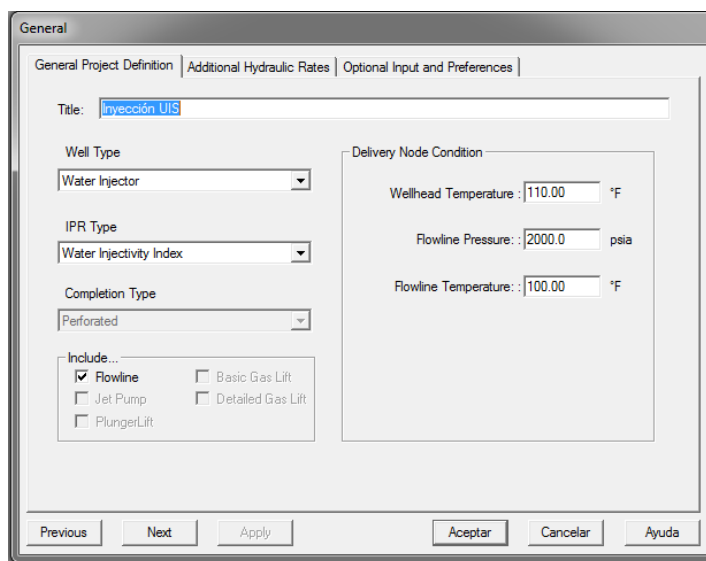
Para el desarrollo de esta tesis se han tenido en cuenta los softwares anteriormente descritos con un mayor grado de inclinación hacia el SNAP y el PIPESIM, pero por cuestiones de licenciamiento se ha escogido trabajar con el SNAP. Cabe aclarar que el software SNAP es un software gratuito creado para fines académicos y esto hace que sea más fácil de adquirir en cuanto a la licencia.

4.5 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SNAP

A continuación, se presentará una breve descripción de la interfaz del software donde se resalta que esta tiene nueve módulos para el montaje e inclusión de datos de pozo.

4.5.1 Módulo general. En esta sección se incluyen los datos generales como los tipos de pozo, completamiento e IPR, además de la presencia de línea de flujo o algún sistema de levantamiento.

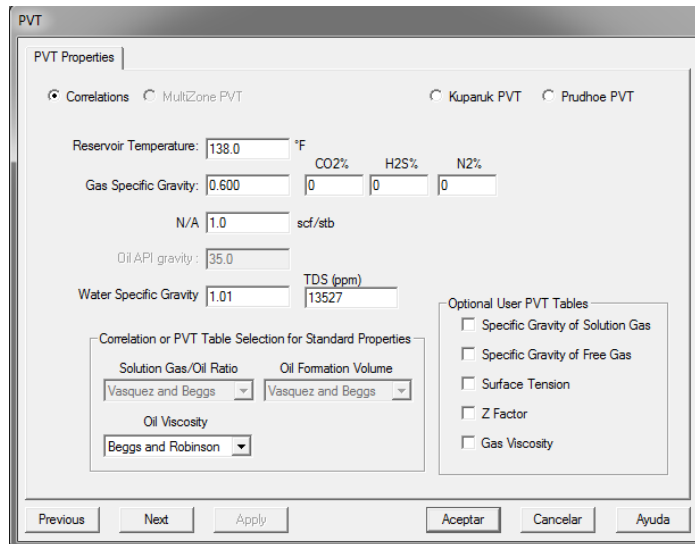
Figura 17. Modulo "General" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.2 Módulo PVT. Este módulo permite el ingreso de datos PVT como la temperatura y las gravedades específicas de los fluidos, tablas del usuario y la elección de las correlaciones de las propiedades de los fluidos.

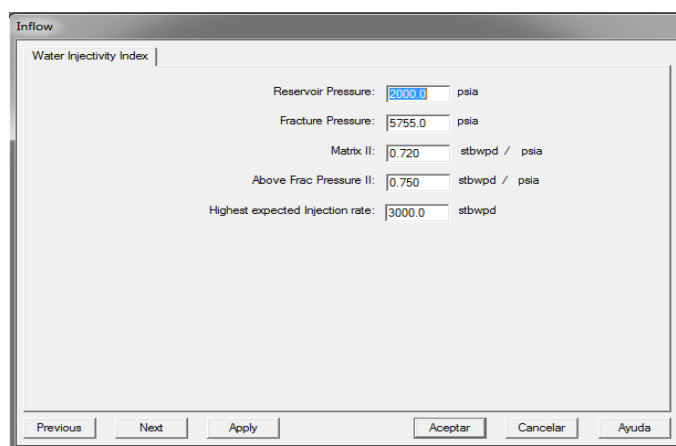
Figura 18. Modulo "PVT" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

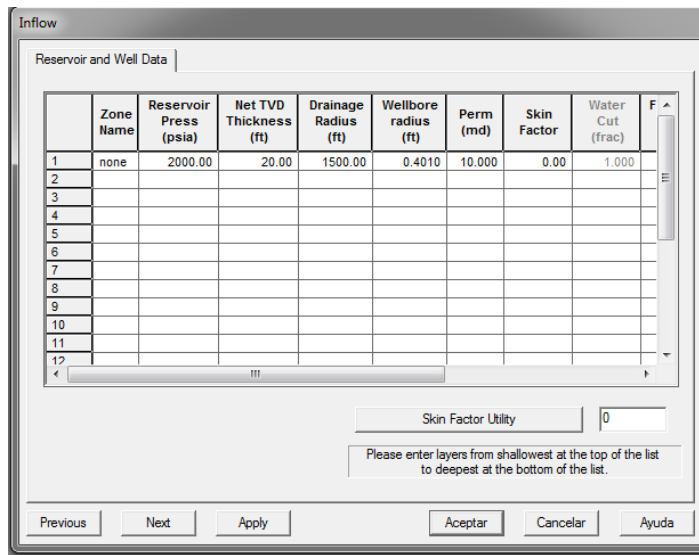
4.5.3 Módulo inflow. Esta interfaz cambia dependiendo del tipo de IPR elegido en el módulo general, admitiendo la inclusión de la presión del yacimiento, el corte de agua y las propiedades necesarias para el cálculo del aporte del reservorio según su modelo seleccionado.

Figura 19. Modulo "Inflow" índice de inyectividad de agua del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

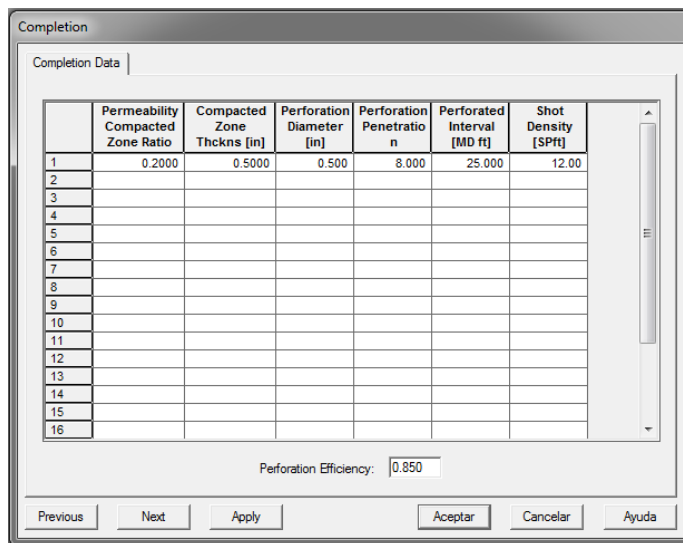
Figura 20. Modulo "Inflow" Inyectividad Darcy del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP

4.5.4 Módulo completamiento. La sección de completamiento cambia dependiendo del tipo elegido en el módulo general y acepta el ingreso de datos como el diámetro de las perforaciones y la densidad de tiros para realizar los cálculos. No es necesaria la inclusión de la información en este módulo para realizar la corrida.

Figura 21. Modulo "Completamiento" del software SNAP.

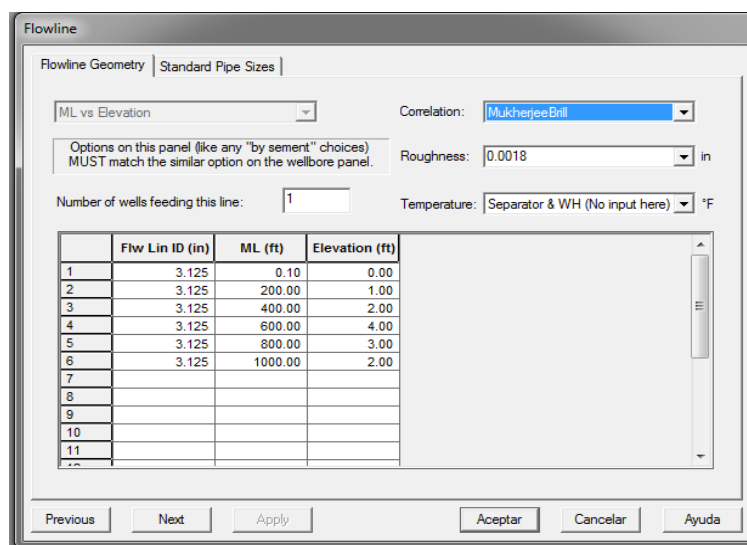


Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.5 Módulo línea de flujo. El módulo permite la elección de la correlación con la que se desea modelar y la entrada de datos como la geometría y las restricciones de la línea de flujo.

También facilita el acceso a una tabla muy completa de los diferentes tamaños y propiedades de la tubería estándar.

Figura 22. Modulo " Línea de Flujo" del software SNAP.

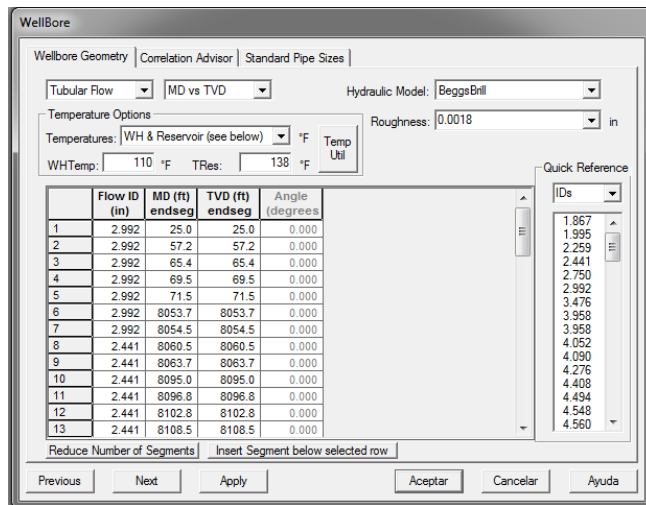


Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.6 Módulo pozo. La interfaz permite la elección de la correlación con la que se desea modelar, el tipo de flujo y la entrada de datos como la geometría y las restricciones del pozo.

También facilita el acceso a una tabla muy completa de los diferentes tamaños y propiedades de la tubería estándar y posee un tutor de correlaciones para sugerir al usuario la más indicada.

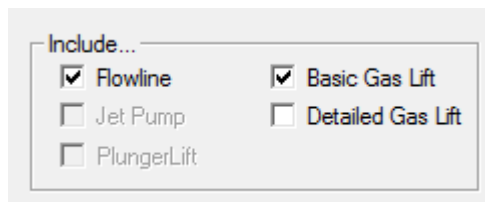
Figura 23. Modulo "Pozo" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.7 Módulo levantamiento artificial. En este módulo la interfaz del software cambia dependiendo del sistema de levantamiento seleccionado anteriormente, con el fin de proporcionar la inclusión de los datos referentes a cada método.

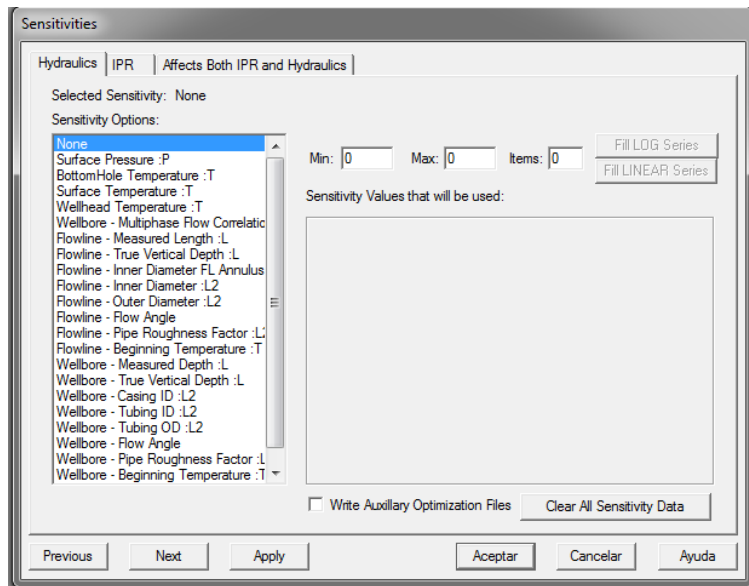
Figura 24. Modulo "Levantamiento artificial" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.8 Módulo de sensibilidades. Esta sección admite la inclusión de sensibilidades hidráulicas o del yacimiento. A partir de su respectiva elección se genera la interfaz para el ingreso de datos.

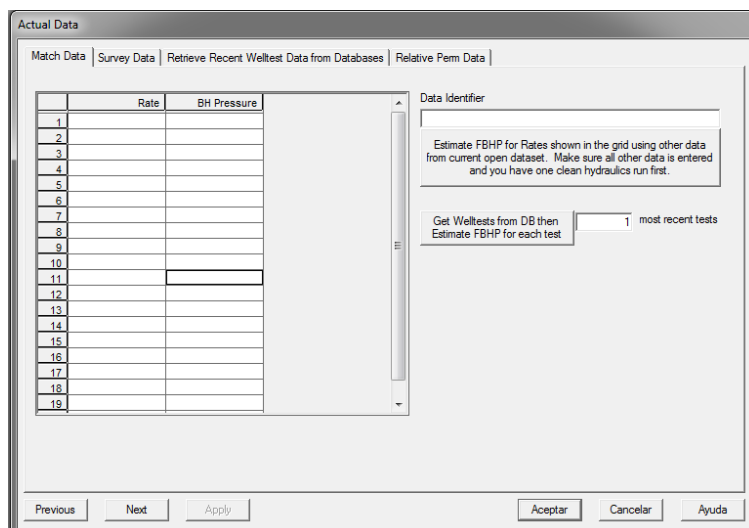
Figura 25. Módulo "Sensibilidades" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

4.5.9 Módulo datos actuales. El módulo permite el ingreso de datos de acople como tasas, presiones, profundidades, temperatura, permeabilidades relativas y diferentes propiedades obtenidas de pruebas actuales de pozo.

Figura 26. Módulo "Datos actuales" del software SNAP.



Fuente: tomado de la interfaz del software SNAP.

5. CAMPOS COLOMBIANOS CON INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO METODO DE RECOBRO.

Como se discutió anteriormente, el factor de recobro en Colombia es aproximadamente de 19% y aproximadamente el 1% de la producción actual proviene de métodos de recuperación mejorada⁴⁵. Por tal motivo en el país se desarrolló una estrategia para incrementar el factor de recobro liderada por ECOPETROL, en la cual se desarrollaron diferentes pilotos de recobro mejorado en todo el país. En esta estrategia se desarrollaron cuatro pilotos de inyección de polímeros como método de recobro mejorado químico y los pozos seleccionados para el desarrollo de dichos pilotos fueron: Yarigui – Cantagallo, Casabe, Palogrande – Cebú y Chichimene.

Yarigui – Cantagallo: es un campo ubicado en la cuenca del valle medio del magdalena, es considerado el primer piloto de inyección de polímero de Ecopetrol en Colombia e inicio su implementación el 17 de marzo de 2014.

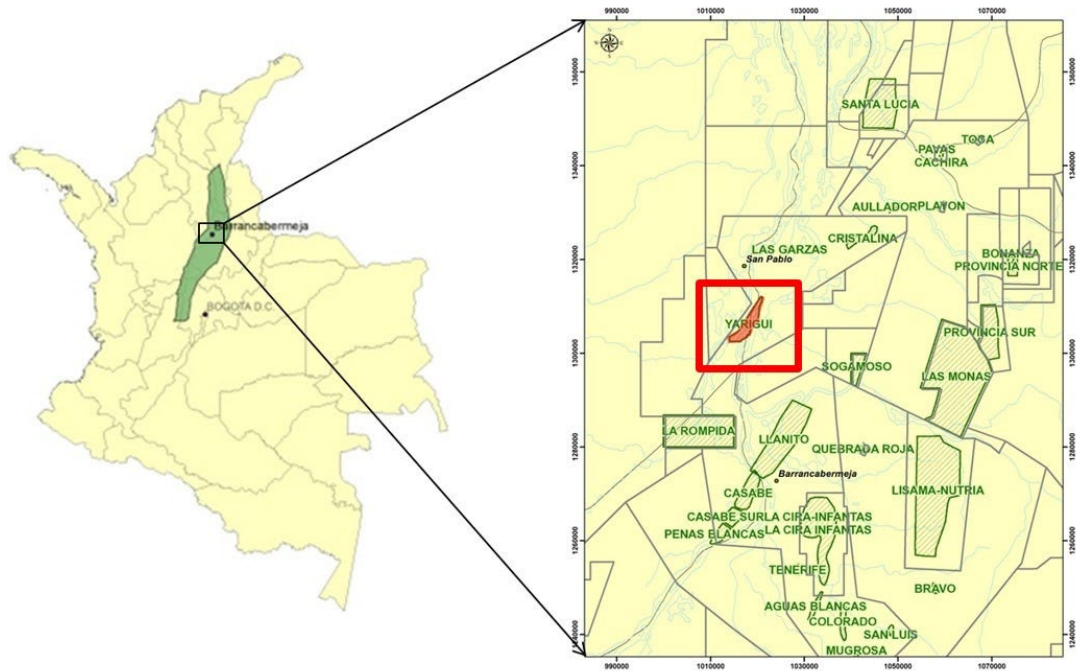
El campo se encuentra en los límites de los departamentos de Santander y Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con un área aproximada de 3000 acres (6 km de largo por 2 km de ancho). Fue descubierto en 1942 y es operado actualmente por Ecopetrol. S.A.⁴⁶

Geológicamente el campo tiene una estructura monoclinial de bloques fallados con ángulos de buzamiento variables. Las formaciones productoras del campo son La Paz y Mugrosa. Los yacimientos productores son del Terciario, compuestos por arenas poco consolidadas con arcillolitas intercaladas.

⁴⁵ JIMENEZ DIAZ, Robinson, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Ecopetrol S. A. Bogotá D.C.: Acipet, 2017.p.1.

⁴⁶ *Ibíd.*, p.6.

Figura 27. Localización del campo Yarigui-Cantagallo.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

En la siguiente tabla se describen las propiedades básicas de roca y fluido de las arenas Cantagallo en las cuales se desarrolló el piloto de inyección de polímeros.

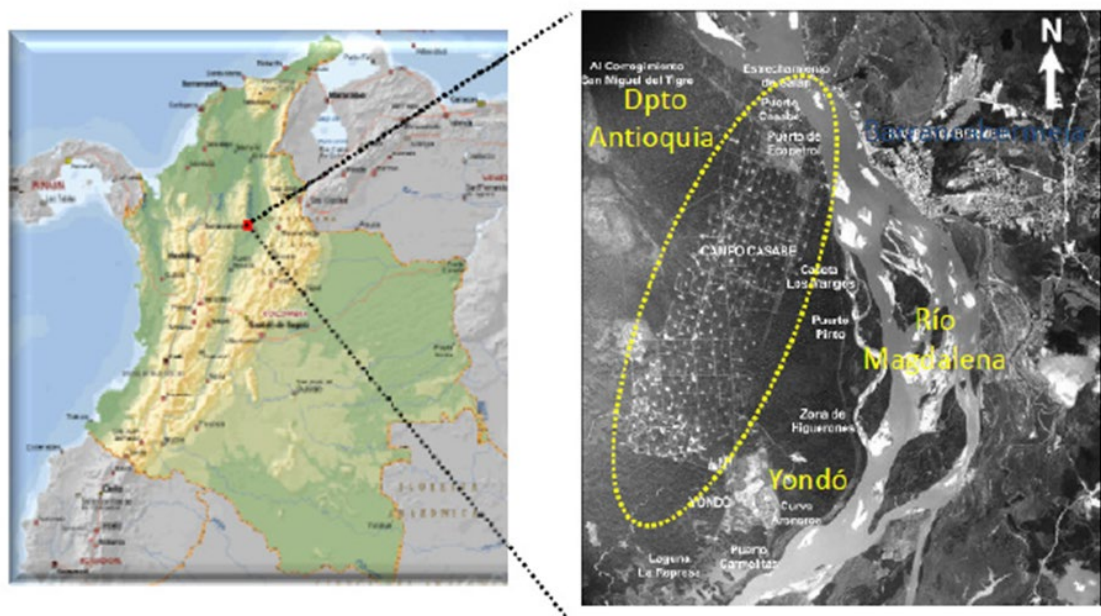
Tabla 4. Propiedades de la roca y fluidos campo Yarigui-Cantagallo.

Parámetros	Valor
Temperatura prom. Yacimiento (°F)	138
Profundidad prom. Yacimiento (ft) (TVD)	-6744
Rango de porosidad (%)	15 - 22 (prom. 19)
Rango de permeabilidad	50 - 350 (prom. 105)
Kv/Kh	0.1
Presión inicial (psi)	3250
Presión de burbuja (psi)	2425
Gravedad API aceite	21
Viscosidad del aceite (cP)	24 (a Pb)
litología	Arenisca con intercalación de arcillolitas

En este piloto se utilizó una fuente de agua fresca con poca salinidad y sin presencia de grasas ni hierro. Se preparó una solución polimérica de concentración promedio de 550 mg/L y una viscosidad promedio en cabeza de pozo de 22 cP. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 3.03 millones de barriles de solución polimérica, 278.64 toneladas de polímero y se han producido 202.42 KBO incrementales.

Casabe: se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, inició su desarrollo el 31 de octubre de 2014. Está situado a 350 Km al norte de Bogotá en el departamento de Antioquia (Figura 27.). Fue descubierto en 1941 y actualmente es operado por Ecopetrol.S.A y Schlumberger⁴⁷.

Figura 28. Localización del campo Casabe.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

⁴⁷JIMENEZ DIAZ, Robinson, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Ecopetrol S. A. Bogotá D.C.: Acipet, 2017. p.7.

Geológicamente, el campo casabe es un anticlinal de 8 Km de largo con cierre en las tres direcciones, un flanco este bien definido y una inclinación sur. Las fallas asociadas, perpendiculares a la falla principal, compartimentalizan el campo en ocho bloques. En la tabla 5. Se describen las propiedades de roca y fluido del campo Casabe. En este piloto se utilizó una fuente de agua fresca con poca salinidad, sin presencia de grasas y contenido de hierro casi nulo. Se preparó una solución polimérica de concentración 312 mg/L para una viscosidad promedio en cabeza de 11 cp. A 31 de mayo de 2017 se inyectaron 1.28 millones de barriles de solución polimérica, 72.72 toneladas de polímero y se han producido 109.99 KBO incrementales⁴⁸.

Tabla 5. Propiedades de la roca y fluidos campo Casabe.

Parámetro	Valor
Temperatura prom. Yacimiento (°F)	116
Profundidad prom. Yacimiento (ft) TVD	-3035
Rango de porosidad (%)	15 - 28 (prom. 24)
Rango de permeabilidad (mD)	5 - 1000 (prom. 150)
Presión inicial (psi)	1510
Presión de burbuja (psi)	1228
Gravedad API aceite	19.5 - 21
Viscosidad del aceite (cP)	37 (a Pb)
litología	Arenisca con intercalación de arcillas

Palogrande – Cebú: Se encuentra ubicado en la cuenca del valle superior del magdalena, al norte de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila. Se realizó una prueba inicial de inyección de solución polimérica el 30 de diciembre de 2014, pero inicio su desarrollo el 19 de mayo de 2015. El campo fue descubierto en 1964 y actualmente es operado por Ecopetrol S.A.

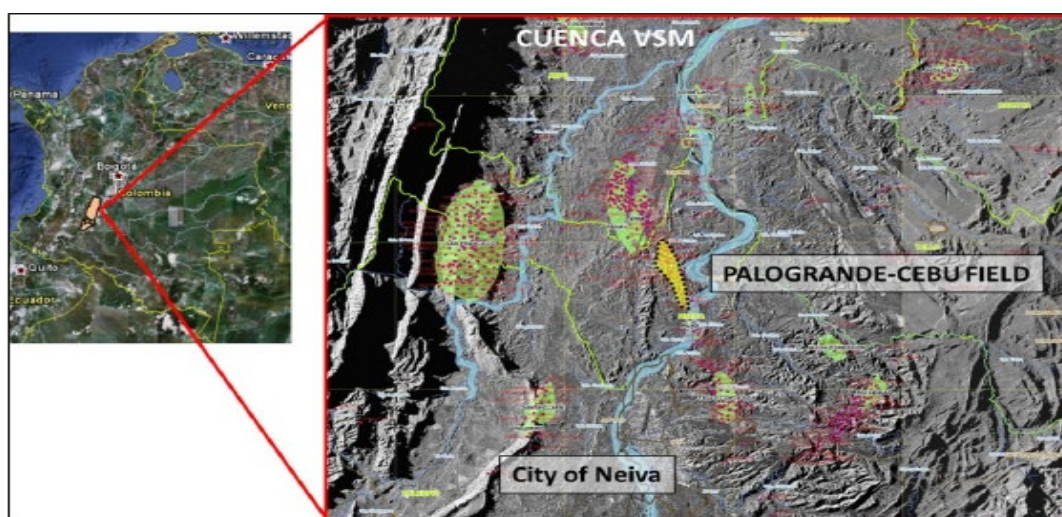
⁴⁸ *Ibíd.*, p.9.

Geológicamente, el campo tiene una estructura anticlinal con dirección NW-SE, y es considerado como un yacimiento heterogéneo con un coeficiente de Dykstra Parson de 0.7 (Pérez, et al. 2017). La figura 28. Presenta la localización del campo.

La formación productora del campo se llama Monserrate, específicamente las arenas K4. En la tabla 6. Se presentan las propiedades de la roca y fluido del campo Palogrande – Cebú.

En ese piloto se utilizó dos fuentes de agua: el agua de inyección proveniente de la PIA Cebú, que es el agua producida por el campo (4500 mg/L de cloruros aprox. 3 mg/l de hierro y hasta 10 mg/l de grasas y aceites), y un agua fresca proveniente del sistema de captación Arenas de menos de 100 mg/l de cloruros, con presencia nula de hierro y sin grasas y aceites*. La viscosidad objetivo en cabeza de pozo es de 3.3 cP, por lo cual la concentración de la solución polimérica debe estar entre 1100 y 1500 mg/l cuando el agua es de la PIA Cebú, y entre 300 y 500 mg/l cuando el agua de preparación proviene del sistema Arenas. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 2 millones de barriles de solución polimérica, 319.50 toneladas de polímero y se han producido 130 KBO incrementales.

Figura 29. Localización campo Palogrande-Cebú.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

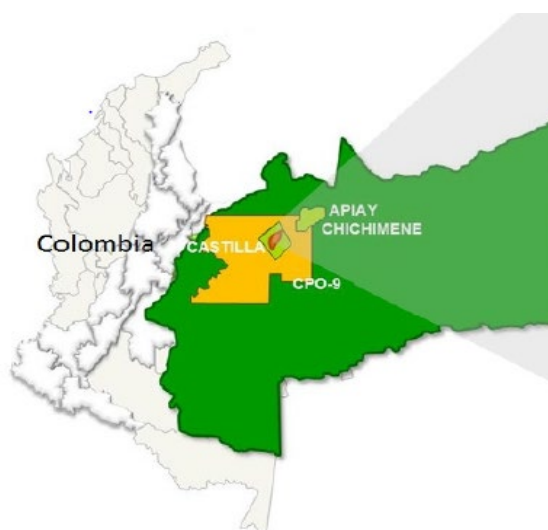
Tabla 6. Propiedades de la roca y fluido arena K4, campo Palogrande-Cebú.

Parámetro	Valor
Temperatura prom. Yacimiento (°F)	143
Profundidad prom. Yacimiento (ft) TVD	-5000
Rango de porosidad (%)	15 - 22 (prom. 18.5)
Rango de permeabilidad (mD)	6 - 150 (prom. 78)
Presion inicial (psi)	2620
Presion de burbuja (psi)	790
Gravedad API aceite	20 - 22
Viscosidad del aceite (cP)	9.4 (a Pb)
litología	Arenisca.

Chichimene: Se encuentra ubicado en la cuenca de los Llanos y es considerado el primer proceso de *polymer flooding* en el mundo ejecutado en un yacimiento de crudo pesado y alta temperatura (220 °F).

Este campo se encuentra a 50 kilómetros del municipio de Villavicencio, en el departamento del Meta. Fue descubierto en 1969 y actualmente es operado por Ecopetrol S.A.

Figura 30. Localización campo Chichimene.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

El piloto de inyección de polímeros en Chichimene inicio su desarrollo en septiembre de 2015. Tiene la particularidad de ser el primero en el mundo que se hace en yacimientos de crudo pesado a altas temperaturas, para lo cual se “diseño” con el proveedor de la química, un producto que se adapte a estas condiciones*. La formación productora del campo es la formación T2 y en la siguiente tabla se describen las propiedades de la roca y fluido de dicha formación.

Tabla 7. Propiedades de la roca y fluido formación T2, campo Chichimene.

Parámetro	Valor
Temperatura prom. Yacimiento (°F)	185 - 210
Profundidad prom. Yacimiento (ft) TVD	-6200
Rango de porosidad (%)	18 - 20 (prom. 19)
Rango de permeabilidad (mD)	100 - 5000
Presion inicial (psi)	3500
Presion de burbuja (psi)	600 - 1800
Gravedad API aceite	8
Viscosidad del aceite (cP)	350 - 700 (a Pb)
litología	Areniscas de grano fino a medio intercaladas con arcilla.

En este piloto se utilizó como agua de preparación, el agua producida por el campo (2000 mg/l de cloruros). Según estudios realizados por el ICP, se requería una concentración de 2000 mg/l de polímero con el fin de obtener una viscosidad en cabeza de pozo de 30 cP. A 31 de mayo de 2017 se han inyectado 3.17 millones de barriles de solución polimérica, 972.27 toneladas de polímero y se han producido 0.17 KBO incrementales.

Tabla 8. Resumen pilotos de inyección de polímeros en Colombia.

Parámetro	Yariguí	Casabe	Palogrande	Chichimene
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Temperatura yac. (°F)	138	116	143	185 - 210
Permeabilidad, mD	50 – 350 (prom. 105)	5 - 1000 (prom. 150)	6 - 150 (prom. 78)	100 - 5000
Viscosidad aceite, cP	24 (a Pb y Ty)	37 (a Pb y Ty)	9.4 (a Pb y Ty)	350 - 700 (a Pb y Ty)
Agua de preparación	Fresca	Fresca	Producción/Fresca	Producción
Cloruros, mg/l	< 10	< 10	4500 / <100	2000
Presencia de hierro	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Presencia de grasas y aceites	NO	NO	SI (agua de producción)	SI
Polímero	HPAM – SNF HPAM – NALCO	HPAM - SNF	HPAM - SNF	HPAM - SNF
Visc. Pol. Superficie, cP	20	11	3.3	30
Rel. Movilidades WF	12	6	7.5	50 -90
Rel. Movilidades PF	1	1	1	7.5 prom.
Inicio piloto	mar-14	oct-14	may-15	sep-15
Inicio respuesta	oct-14	feb-15	feb-16	may-16

Inyección acum. MBbls	3.03	1.28	2	3.17
Inyección acum. Ton. Pol	278.64	72.72	319.5	972.27
Producción acum. KBO incrementales	202.42	109.99	130	0.17

Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

Conociendo que la composición del agua de preparación es un factor muy importante en el rendimiento del polímero para alcanzar la viscosidad objetivo, se observó que los pilotos Yariguí y Casabe presentaron un mejor desempeño y necesitaron una menor cantidad de polímero para alcanzar la viscosidad objetivo.

El factor PEF, es un indicador del desempeño del proceso de inyección de polímero y se puede expresar como la relación entre el volumen de aceite incremental y la masa de polímero inyectada, siendo sus unidades iguales a barriles de aceite/ Kg de polímero. Matemáticamente se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

$$PEF = \frac{\text{Barriles de aceite increental (BO)}}{\text{Kg de polímero inyectado (Kg)}} \quad \text{Ecuación 63.}$$

El factor PEF presenta el desempeño y constituye referencia para su evaluación. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que las condiciones de operación, de yacimiento y en ciertos casos hasta producto son distintas entre un piloto y otro⁴⁹.

Un resumen de la cantidad inyectada de polímero, de la producción acumulada de aceite y los valores de PEF para cada uno de los pozos es presentado en la siguiente tabla.

⁴⁹ JIMENEZ DIAZ, Robinson, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Ecopetrol S. A. Bogotá D.C.: Acipet, 2017. p.13.

Tabla 9. Resumen de los valores obtenidos en cada piloto.

Parámetro	Yariguí	Casabe	Palogrande	Chichimene
Inyección acum, MBbls	3.03	1.28	2	3.17
Inyección acum, Ton. Pol	278.64	72.72	319.5	972.27
Producción acum. KBO incrementales	202.42	109.99	130	0.17
Factor PEF, BO / Kg pol	0.73	1.51	0.41	0.02

Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

Con la información descrita anterior es posible determinar cuál o cuáles de los pilotos desarrollados fueron los que dieron mejores desempeños. Los pilotos de Yariguí y Casabe fueron los que presentaron una mayor eficiencia produciendo una mayor cantidad de aceite por kilogramo inyectado de polímero, mientras que los pilotos de Palogrande – Cebú y Chichimene presentaron una menor eficiencia, con una aclaración de que en el caso de Chichimene es el primer piloto de inyección de polímeros en yacimientos de alta temperatura.

Los pilotos a ser tenidos en cuenta para esta investigación fueron los de los campos Yarigui – Cantagallo y Casabe. Se intentó obtener información de alguno de los pilotos, pero en el caso del campo Casabe no fue posible contactar a la persona encargada de la información por lo cual este piloto fue descartado para el desarrollo de esta investigación. En el caso del campo Yariguí – Cantagallo fue posible realizar el contacto con la persona encargada del desarrollo del piloto y se realizó un acercamiento con las personas encargadas de trabajar en el piloto con el fin de brindar un mayor conocimiento del proceso y entendimiento de los resultados, en cuanto a la información detallada del piloto como propiedades del yacimiento, fluido inyectado, pozos inyectoros,

pozos productores, resultados de producción, etc. No fue posible adquirirla para esta investigación debido a que está es información confidencial y se encuentra en estudio por los ingenieros encargados en Ecopetrol S.A y el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Por tal motivo, para el desarrollo de esta investigación se planteó el diseño de un campo y un piloto de inyección de polímero que tuviera condiciones similares a las presentadas por el piloto Yariguí – Cantagallo y con la ayuda del personal que trabajo en dicho piloto se pudo generar toda la información necesaria para desarrollar por completo esta investigación.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO Y CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO.

Con el propósito de realizar esta investigación se recolecto información de yacimiento, proceso de inyección, proceso de producción, etc. Para definir el campo con el cual se desarrollará esta investigación y se le denomino “Campo UIS”.

El campo UIS se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del magdalena a las orillas del rio Magdalena. Tiene como formaciones productoras las formaciones La Paz y Mugrosa. El campo inicio su desarrollo en la década de 1940 y hasta el año de 2010 fue producido bajo recobro primario. El campo cuenta con 94 pozos perforados de los cuales 86 pozos fueron productores comerciales y los 8 restantes fueron declarados productores no comerciales. La mayoría de los pozos son direccionales ya que algunos yacimientos se encuentras debajo del rio Magdalena. Inicialmente los pozos fluían naturalmente por su baja relación gas – aceite inicial, pero con el tiempo fue necesario la implementación de un sistema de levantamiento artificial, después de realizar estudio se selección el sistema de bombeo electro sumergible como el mejor para aumentar la producción del campo⁵⁰.

⁵⁰ Información generada con los ingenieros encargados

El Campo alcanzó su máximo desarrollo con una producción de 20340 BOPD, un BSW de 2% y con 43 pozos activos. La producción antes de aplicar recobro secundario (diciembre de 2009) fue de 13534 BOPD, de los cuales las arenas C aportaron el 61% de la producción con 8256 BOPD. La producción de agua y gas es 6970 BWPD y 5443 KPCD respectivamente, el corte de agua promedio (BSW) de 24% y la relación gas – aceite (GOR) de 363 SCF/BL.

5.1.1 Yacimientos productores. En el campo se encuentran tres yacimientos productores de hidrocarburos. El yacimiento principal, denominado Arenas A y las arenas C y B. las arenas A y C corresponden a la formación La Paz y las arenas B corresponden a la formación Mugrosa.

5.1.1.1 Arenas A. Son el yacimiento más importante del campo tienen un espesor total que varía entre 1000 y 2000 pies y se encuentran a profundidades entre los 5000 y 7900 pies bajo el nivel del mar. Son areniscas poco consolidadas compuestas por granos finos a gruesos con intercalaciones de arcillolitas.

El área productora en el campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 20% y una permeabilidad del orden de 136 mD.

5.1.1.2 Arenas C. Son el segundo yacimiento en importancia del Campo, tienen un espesor total que varía entre 800 y 1800 pies y se encuentran a profundidades entre los 4600 y 6600 pies bajo el nivel del mar.

El área productora en el campo es de 3950 acres con una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad promedio de 136 mD.

5.1.1.3 Arenas B. Es el tercer yacimiento productor en importancia del campo, tienen un espesor total aproximado de 60 pies y se encuentra a profundidades entre los 4500 y 6550 bajo el nivel del mar*.

El área productora del campo es de 700 acres con una porosidad promedio de 20%.

5.2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y LOS FLUIDOS.

Para definir las propiedades de los fluidos, se revisó información de múltiples estudios de PVT realizados, la mayoría desde los inicios de producción del campo y los otros tiempos después de haber iniciado la producción. La mayoría de los estudios fueron realizados a las arenas A y en producción conjunta de las arenas C y A. En la Tabla se muestra de manera general las propiedades PVT tomadas de los estudios⁵¹.

Tabla 10. Propiedades PVT arenas campo UIS.

Información General	UIS - 01	UIS - 02	UIS - 03	UIS - 04	UIS - 05
Prof. Pozo TVD (ft)	8488	8584	9674	8266	8514
Tope perforaciones (ft)	7662	7729	7648	7928	8194
Base perforaciones (ft)	8354	8385	8561	9096	8679
Temperatura del yacimiento (°F)	140	140	135.9	138	137.5
GOR recombinación (SCF/bbls)	316	322	283	345	-
Gravedad específica OIL	0.934	0.9314	0.9292	0.9311	0.903
Gravedad específica GAS	0.605	0.634	0.62	0.62	-
Viscosidad crudo a Tycto (cP)	14.5	43.8	22.5	12.5	14.2

Con base en los registros iniciales de presión realizados a las arenas en campo adyacentes a la zona donde se encuentra ubicado el Campo UIS y con los

⁵¹ Valores tomados de estudios de comparación

estudios PVT realizados a las arenas A, se pudo establecer que la presión original del yacimiento era de aproximadamente 3250 psia, a una profundidad de 7000 pies TVD, profundidad que será designada como el DATUM del campo. Además, se pudo establecer que el yacimiento a la temperatura de 138.28 °F se encontraba sin la existencia de capa de gas inicial, por lo que el yacimiento se encontraba subsaturado. Con las pruebas de producción y diferentes registros se calculó un GOR de producción en promedio para todo el campo de 300 SCF/BL.

Adicionalmente, con la ayuda de estudios de caracterización de fluidos del campo y campos adyacentes, se procedió a determinar las propiedades básicas del petróleo que se encuentra en las arenas A y C, observando que ambos crudos presentan características muy similares y son de tipo asphalténico con la diferencia que el crudo producido en las arenas A tiene una gravedad API de 20 °API y el crudo producido en las arenas C tienen una gravedad API de 20.6 °API.

Tabla 11. Propiedades PVT básicas del campo UIS.

PROPIEDADES	VALOR
Datum (ft)	7000
Presión inicial Ycto (psi)	3250
Temperatura Yacimiento (°F)	138
ROCA	
Porosidad (%)	20
Permeabilidad (mD)	136
Saturación de agua inicial (%)	32
Saturación de agua irreducible (%)	32
Saturación de aceite residual (%)	23
FLUIDOS	
Presión de Burbuja (psi)	3000
GOR inicial (SCF/bbl)	300
Gravedad específica OIL	0.93
Gravedad específica GAS	0.63
Viscosidad Crudo a Pb y Ty (cP)	10
Fracción Molar C7+ (%)	52.4
Factor Volumétrico de Formación inicial (Boi (Rb/STB))	1.12
Gravedad API (°API)	20

5.3 DESARROLLO DEL CAMPO.

Después de alcanzar su máxima producción, el Campo disminuyó su producción significativamente, razón por la cual se buscaron diferentes maneras para aumentar la producción del Campo. Se consideró realizar fracturamiento hidráulico a los pozos productores pero los tiempos de

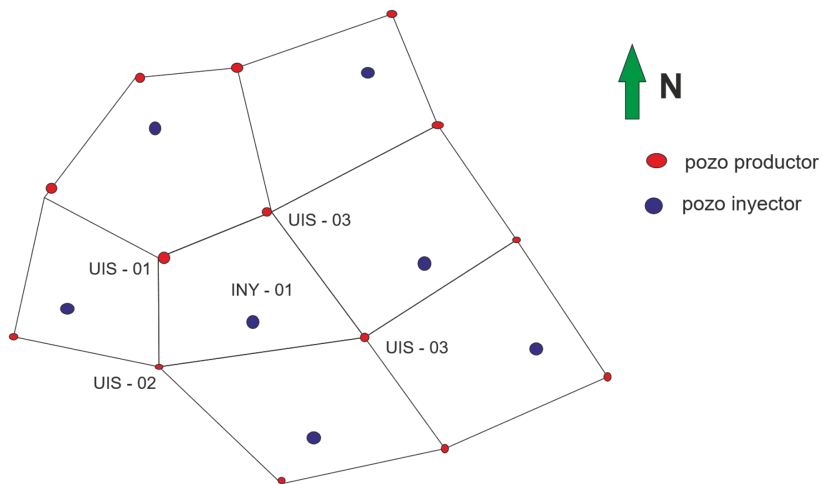
intervención y los costos operativos resultaron muy altos por lo cual se descartó esta posibilidad. En el año 2010 se planeó y desarrolló la implementación de un proyecto de recobro secundario como es la inyección de agua.

Para este proyecto se seleccionó inicialmente un área del Campo que contaba con 11 pozos productores y 2 pozos inyectores, a los cuales se le realizaron estimulación química con el fin de aumentar la inyectividad de las arenas sometidas a inyección. Posteriormente se perforaron pozos tanto inyectores como productores formando patrones de normales de inyección de 5 puntos.

El proyecto de inyección de agua no generó los resultados esperados debido a la rápida canalización de flujo debido a la baja eficiencia de desplazamiento volumétrica del agua y la alta relación de movilidad (12) se crearon canales preferenciales de flujo, lo que conllevó al aumento de producción de agua de los pozos productores haciendo menos eficiente el proceso. Por esta razón se plantearon otros posibles métodos que permitieran aumentar la producción de aceite, fue en el año de 2013 que se propuso la creación de un piloto de inyección de polímeros el cual tendría el área inicial del proyecto de inyección de agua, pero debido a problemas mecánicos uno de los pozos inyectores no pudo ser utilizado para la inyección de polímeros con el propósito de eliminar los canales preferenciales de flujo y disminuir la relación de movilidad a valores cercanos a 1.

Debido a los problemas mecánicos de varios pozos se decidió crear un patrón inverso de 5 puntos para la inyección de polímeros (4 pozos productores y 1 pozo inyector), como se puede observar en la gráfica 29.

Figura 31. Patrón de inyección Piloto UIS.



5.3.1 Pozos que conforman el patrón de inyección. A continuación, se describirá cada uno de los pozos que conforman el patrón de inyección describiendo su estado mecánico y cada una de sus características.

5.3.1.1 Pozo INY – 01. El pozo fue perforado y completado como productor en noviembre de 2006 e inicio su producción en septiembre del mismo año. Fue perforado inicialmente con una broca de 12 ¼” de la superficie hasta una profundidad de 908’, esta zona fue cubierta con un casing de superficie de 9 ⅝” y fue cementado. Se continuó perforando con una broca de 8 ½” hasta la profundidad de 8855’, para completar esta zona se utilizó un casing de 7” que fue sentado a 8853’, este casing inicia desde la superficie hasta el casing shoe en donde fue sentado, y fue cementado hasta la profundidad del casing shoe (8850’). Continuando con el completamiento del pozo y teniendo en cuenta las intercalaciones entre arenas productoras y arcillas se establecieron intervalos para ser cañoneados y se describen en el anexo A. Para realizar el cañoneo de dichos intervalos se utilizaron cañones de 7 in de diámetro con una fase de 30° y una densidad de tiros de 12 TPP, para el proyecto de inyección se decidió cañonear unas zonas adicionales con las mismas características en cuanto al tipo de cañón y la densidad de tiros.

En el desarrollo del proyecto de inyección de agua planteado en el 2010 se diseñó una sarta selectiva de 5 puntos con el fin de llegar con la presión necesaria a cada uno de los yacimientos, para el proceso de inyección de polímeros se decidió utilizar el mismo diseño de la sarta selectiva. La sarta de inyección tiene el tope a 25 ft de profundidad y llega hasta los 8736.4 ft en la base, tiene tubería de 3 ½" OD desde el tope hasta los 8053.7 ft donde continua un X-over para una tubería de 2 ⅞" OD y el BHA de inyección que se encuentra detallado en el anexo A. cabe hacer la aclaración que la profundidad es profundidad medida.

5.3.1.2 Pozo UIS – 01. El pozo fue perforado y completado en marzo de 2007 e inicio su producción en abril de 2007. el pozo tiene una profundidad vertical verdadera de 8266 ft TVD y una profundidad medida de 9260 ft MD, inicialmente fue perforado con una broza de 12 ¼" desde la superficie hasta los 1177 ft donde se sentó un casing de producción de 9 ⅝" de diámetro y un peso nominal de 43.5 Lbs/ft. Después se perforo con una broca de 8 ½" desde los 1177 ft hasta la totalidad de la profundidad medida (9257 ft MD) donde se sentó un casing y un casing shoe de 7" y un peso nominal de 29 Lbs/ft. Debido también a las intercalaciones de arenas y arcillas se realizaron intervalos de interés que se describen en el anexo A. para terminar el completamiento se cañonearon los intervalos de interés con un cañón de 7" de diámetro y una densidad de tiros 5 TPP, este cañoneo se realizó en dos etapas la primera en 2007 y la segunda en el noviembre de 2011. debido a la poca presión del yacimiento y oferta de líquidos del pozo, este debió ser sometido a un sistema de levantamiento artificial que después de varios estudios se decidió por el bombeo electro sumergible a presentar una mejor relación y una buena tasa de producción. El BHA de producción cuenta con tres bombas, un separador de gas, un intake ubicado a 7694 ft, dos protectores, un motor y un sensor. El BHA y la tubería de producción se describe con mayor detalle en el anexo A.

5.3.1.3 Pozo UIS – 02. El pozo fue perforado y completado en agosto de 2006 e inicio la producción en el mismo mes, tiene una profundidad de 8584 ft fue perforado en su totalidad con una broca de 12 ¼” y completado con dos casing de igual diámetro (9 ⅝”) pero diferente peso nominal, un casing de 47 Lbs/ft fue sentado a 1300 ft y el otro casing de 29 Lbs/ft fue sentado a 8581 ft de profundidad. Debido a las intercalaciones de arenas y arcillas se tomaron algunos intervalos en las arenas CG para ser cañoneadas. Para ser cañoneados los intervalos deseados se utilizó un cañón de 9 ⅝” con una densidad de 5 TTP. Igual que el pozo UIS – 01, este pozo cuenta con un sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible y debido a la poca consolidación de las arenas presenta un desarenador. El BHA de producción cuenta con dos bombas, un separador de gas, un intake a la profundidad de 6461 ft, dos protectores, un motor y un sensor zenith. De igual manera el desarenador, el BHA de producción y la tubería de producción se describen de manera más detallada en el anexo A.

5.3.1.4 Pozo UIS – 03. El pozo fue perforado y completado en agosto de 2006. tiene una profundidad de 8486 ft. El pozo fue perforado con una broca de 12 ¼” y cubierto con un casing de 10 ¾” de diámetro hasta los 5793 ft de profundidad, y se continuó perforando con una broca de 8 ½” hasta la profundidad final de 8486 ft. Un casing de igual diámetro, pero diferente peso nominal, fue bajado desde la superficie hasta la profundidad final, además se utilizó un liner ranurado de 2 ⅞” empaquetado con grava desde la profundidad de 7476 ft hasta los 8326 ft donde se encuentra un tapón de cemento, el liner es precedido por un empaque OTIS. Los intervalos deseados para cañoneo y la descripción de la tubería de producción se encuentran en el anexo A, los intervalos de interés fueron cañoneados a una densidad de 4 TTP.

5.3.1.5 Pozo UIS – 04. Este pozo fue perforado y completado en agosto de 2006 hasta la profundidad de 9674 ft. Fue perforado con una broca de 12 ¼” para un casing de superficie de 9 ⅝” de diámetro que va desde la superficie hasta los 1500 ft, después se continuó perforando con una broca de 8 ½” para

un casing de 7" de diámetro que inicia en la superficial y fue sentado a la profundidad de 8841 ft. El anular del casing y el hueco fue cementado dejando un tapón de cemento en el fondo con un espesor de 821 ft. El casing sufrió un colapso leve a la profundidad de 8182 ft. Los intervalos de interés fueron cañoneados con un cañón de 7" de diámetro y una densidad de tiros de 5TTP. El pozo cuenta con un sistema de bombeo electro-sumergible para aumentar la producción y en la tubería de producción cuenta además con una herramienta Y – Tool que utiliza una wire line entry guide. El BHA y tubería de producción se muestra en el anexo A. el BHA de producción está compuesto por dos bombas, un separador de gas, un intake a la profundidad de 6506 ft, dos protectores, dos motores y un sensor.

5.3.2 Selección del polímero utilizado en la inyección. Conociendo el patrón y las propiedades del yacimiento se procedió a realizar pruebas de laboratorio para seleccionar el polímero que presentará las mejores características para este campo. Las pruebas fueron realizadas en núcleos de cada uno de los pozos y se observó que los polímeros EOR-80 Y FLOPAAM 3230S fueron los que presentaron menor adsorción y retención, un menor factor de resistencia y un factor de resistencia residual. Adicionalmente los estudios de degradación mecánica mostraron que todas las muestras evaluadas sufrieron pérdidas de viscosidad cercanas al 40%, se consideró que las tasas de corte eran demasiado extremas por lo tanto no se tuvo en cuenta esta información para el desarrollo del proyecto.

Después de tener dos tipos de polímeros adecuados se continuo con estudios de la calidad del agua para inyección de dichos polímeros, donde se tienen dos fuentes de agua: una fuente de agua fresca y un acuífero activo en el pozo INY – 01. para este estudio se tomaron en cuenta tres factores que afectan la viscosidad de la solución polimérica que fueron la salinidad del agua, presencia de hierro y oxígeno y la presencia de grasas y aceites.

Tabla 12. Pruebas de calidad del agua.⁵²

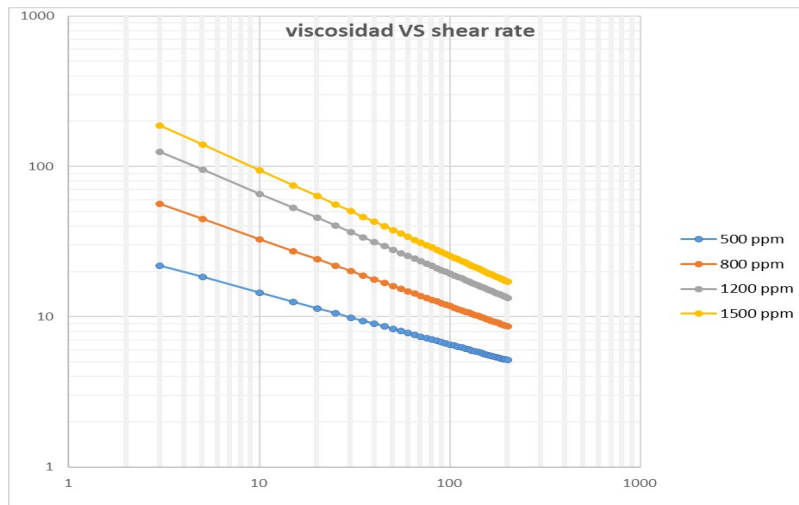
Con los estudios realizados y las pruebas en los núcleos se observó que la fuente de agua más ideal para el proceso de inyección de polímeros es la del acuífero activo en el pozo INY – 01, ya que la solución presenta un mejor comportamiento en la viscosidad con dicha fuente de agua.

Ya con la fuente de agua definida se realizaron pruebas de viscosidad plástica de ambos polímeros cambiando la concentración, y se realizaron gráficas de viscosidad vs shear rate para determinar cuál de los polímeros presenta un comportamiento más cercano a la viscosidad objetivo de 20.6 cP (Figura 30 y 31).

El polímero que presento un comportamiento más cercano al esperado para los valores de viscosidad fue el polímero FLOPAAM 3230S, por lo cual fue el seleccionado para desarrollar el proyecto de inyección de polímero en el patrón INY – 01.

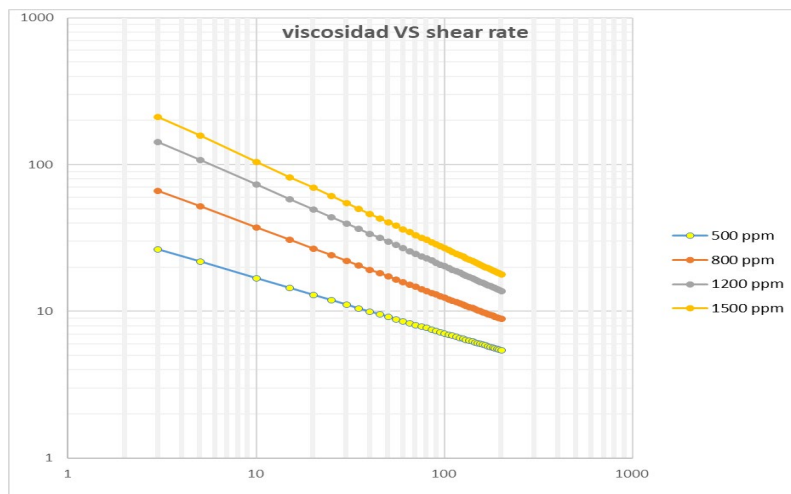
⁵² MAYA, G, *et al.* Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yarigui-Cantagallo Field. SPE 177245-MS, 2015.P. 4.

Figura 32. Viscosidad Vs Shear rate, FLOOPAM 3230S.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

Figura 33. Viscosidad Vs Shear rate, EOR-80.



Fuente: Tomada de ACIPET, Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia, 2017.

5.3.2.1 FLOPAAM 3230S. Es una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, que está compuesta por cadenas lineales a las cuales se le adiciona moléculas de agua para mejorar la estabilidad en algunos casos específicos. Este polímero

es un sólido granular de color blanco, inoloro, de naturaleza aniónica completamente soluble en agua, que no presenta combustión ni inflamación.

El FLOPAAM 3230S puede variar en algunas propiedades como lo son su peso molecular, su grado de hidrólisis. Para la selección del polímero se realizaron estudios con variaciones del peso molecular del polímero desde 1 millón hasta 30 millones de gramos por mol, con el fin de observar cual sería el peso molecular que más se aproximará a la viscosidad objetivo, siendo el peso molecular de 5 millones g/mol el que manejaba valores muy aproximados al valor deseado. En cuanto al grado de hidrólisis se realizaron estudios especializados en cuando a la adsorción y otros factores estudiados en el área de ingeniería de recobro mejorado, el grado de hidrólisis se varió desde 0 hasta 40%, y los resultados arrojaron que el grado de hidrólisis que mejor se adapta a las condiciones del yacimiento es de 30%.

5.3.2.2 Solución a inyectar. Después de haber seleccionado la fuente de agua y seleccionar el polímero a utilizar para la inyección se procede a realizar la solución a inyectar. En la figura 30 se puede observar que la concentración que más se acerca a los valores de viscosidad deseados es la concentración de 500 ppm, por lo cual la solución deberá tener dicha concentración.

Para la preparación de la solución se prepara una solución madre en el mixer con una concentración de 4200 ppm, la cual será mezclada con agua tomada de la fuente de agua en la proporción de 1750 barriles de agua y 250 barriles de solución madre, para generar 2000 barriles de solución con una concentración de 500 ppm.

Con las condiciones establecidas por el área de ingeniería de recobro mejorado se debe inyectar una solución polimérica de una concentración de 500 ppm, a una tasa de inyección de 2000 Bbls/día con una viscosidad medida en cabeza de 20.6 cP a la temperatura de 138.5 °F, dicha solución debe ser inyectada a una presión de 2000 psia.

Tabla 13. Datos de la solución polimérica.

DATO	VALOR	UNIDAD
Peso molecular	5	Mg/mol
Grado de hidrolisis	30	%
Concentración solución madre	4200	Ppm
Volumen de solución madre	250	Bbls
Volumen de agua	1750	Bbls
Concentración solución	500	Ppm
Volumen de solución	2000	Bbls
Viscosidad de la solución	20,6	cP

6. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN.

Partiendo de los escenarios planteados en la metodología se procede al desarrollo de los modelos de simulación, iniciando con el escenario número 1, en el cual se plantea un caso base que tiene como condiciones iniciales las propiedades actuales del pozo inyector y los pozos productores asociados al patrón de inyección INY – 01, que se puede observar en la figura 29. Además, se propone la siguiente guía metodológica para el desarrollo de este capítulo.

Figura 34. Guía metodológica para el desarrollo del capítulo.



Según lo descrito en la figura 34, con los datos actuales se procede a realizar el ajuste correspondiente en el software SNAP seleccionado anteriormente. El ajuste se realiza tanto para el modelo de inyección, como para el modelo de producción haciendo la aclaración de estos valores en algunos casos no serán idénticos a los valores reportados de inyección o producción, pero si serán valores muy aproximados.

Además, se hace la aclaración que cuando se hable de barriles de solución polimérica de inyección por día se utiliza la sigla BSPD.

Por otra parte, es importante aclarar que el objetivo principal de las sensibilidades hechas al modelo base de inyección que también se presentan en este capítulo buscan el aumento del caudal inyectado de solución para mantener estable el frente de inyección y así tener una relación de movilidades estable o en su defecto mejorarla.

6.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN.

Conociendo los valores actuales de las propiedades de pozo inyector INY – 01 y con la ayuda del software SNAP se realiza el montaje del modelo de inyección en dicho software teniendo en cuenta las unidades, características y demás propiedades que interactúan en el software. En la tabla 14, se especifican los datos actuales del pozo de inyección INY - 01; los cuales hace parte del modelo base de simulación de inyección y son requeridos por el software para realizar dicha simulación.

Tabla 14. Variables suministradas al modelo.

Variable	Descripción/Valor
Tipo de IPR	Índice de Inyectividad de agua.
Tipo de completamiento	Perforado
Temperatura en cabeza	110 °F
Presión en las líneas de flujo	2142 Psia
Temperatura de la línea de flujo	100 °F
Temperatura del yacimiento	138 °F
Gravedad específica del gas	0,60
N/A	1 SCF/STB
Gravedad específica del agua	1,01
TDS	13527 ppm
Presión del yacimiento	2000 psia

Gradiente de fractura	0,6841 psia/ft
Presión de fractura	6000 psia
Índice de Inyectividad antes de fractura	0,668 STBWPD/PSIA
Índice de inyectividad después de fractura	0,800 STBWPD/PSIA
Tasa de inyección Máxima esperada	2000 STBWPD
Relación de permeabilidad de la zona compactada	0,1
Espesor de la zona compactada	0,5 in
Diámetro de perforación	0,5 in
Penetración de perforación	8
Intervalo perforado	Ver tabla 2
Densidad de tiros	12 tiros/pie
Diámetro de la línea de flujo	ID de 3 1/8 in
Longitud línea de flujo	1476.4 ft
Rugosidad de la línea	0,0018 in
Rugosidad de la tubería	0,0018 in
Diámetro de la tubería de inyección (sección 1)	ID: 2,992 in, en el intervalo de 25 ft a 8054,5 ft.
Diámetro de la tubería de inyección (sección 2)	ID: 2,441 in, en el intervalo de 8060,5 ft a 8735 ft.
Datos del wellbore	Ver tabla 16
Mathc Data	Ver tabla 17

Es importante aclarar que algunos de los datos contenidos en la tabla anterior son los que usa el simulador SNAP por defecto, como lo son el espesor de la zona compactada, el diámetro de perforación, penetración de la perforación y los valores de rugosidad tanto de la línea de flujo y tubería de inyección. Esto se tomó de esa manera ya que no se posee un valor concreto para estas dichas variables.

En el caso de los valores usados para las variables de presión en líneas de flujo, temperatura en cabeza, temperatura en líneas de flujo, índice de inyectividad antes de fractura e índice de inyectividad después de fractura es importante mencionar que dichos valores fueron escogidos con el fin de ajustar

el modelo base simulado con lo reportado en la tabla del match data o tabla 17 que son los datos reales.

Tabla 15. Intervalos cañoneados.

INTERVALOS CAÑONEADOS POZO INY – 01							
DATOS	tipo de intervalo	tope (ft)	base (ft)	espesor (ft)	TPP (shot/ft)	OD casing (in)	arena
Grupo 5	perforado	8156	8181	25	12	7	A 1A-IRT
	perforado	8202	8218	16	12	7	
	perforado	8224	8236	12	12	7	
Grupo 4	perforado	8256	8276	20	12	7	A 2-IRT
	perforado	8282	8291	9	12	7	
	perforado	8294	8304	10	12	7	
	perforado	8322	8350	28	12	7	
Grupo 3	perforado	8368	8375	7	12	7	A 2A-IRT
	perforado	8378	8407	29	12	7	
	perforado	8410	8430	20	12	7	
	perforado	8440	8450	10	12	7	
	perforado	8473	8485	12	12	7	
Grupo 2	perforado	8540	8553	13	12	7	A 3-IRT
	perforado	8563	8588	25	12	7	
	perforado	8610	8620	10	12	7	
Grupo 1	perforado	8645	8690	45	12	7	A 4-IRT
	perforado	8710	8720	10	12	7	

Tabla 16. Datos del wellbore.

ID	MD	TVD
2.992	25.0	25.0
2.992	57.2	57.2
2.992	65.4	65.4
2.992	69.5	69.5
2.992	71.5	71.5
2.992	8053.7	8053.7
2.992	8054.5	8054.5
2.441	8060.5	8060.5
2.441	8063.7	8063.7
2.441	8095.0	8095.0
2.441	8096.8	8096.8
2.441	8102.8	8102.8
2.441	8108.5	8108.5
2.441	8217.2	8217.2
2.441	8227.4	8227.4
2.441	8262.7	8262.7
2.441	8267.7	8267.7
2.441	8338.5	8338.5
2.441	8348.7	8348.7
2.441	8359.7	8359.7
2.441	8395.0	8395.0
2.441	8401.7	8401.7
2.441	8510.2	8510.2
2.441	8519.5	8519.5
2.441	8529.7	8529.7
2.441	8540.9	8540.9
2.441	8576.9	8576.9
2.441	8581.9	8581.9
2.441	8654.2	8654.2
2.441	8674.9	8674.9
2.441	8685.2	8685.2
2.441	8707.9	8707.9
2.441	8714.2	8714.2
2.441	8720	8720
2.441	8735	8735

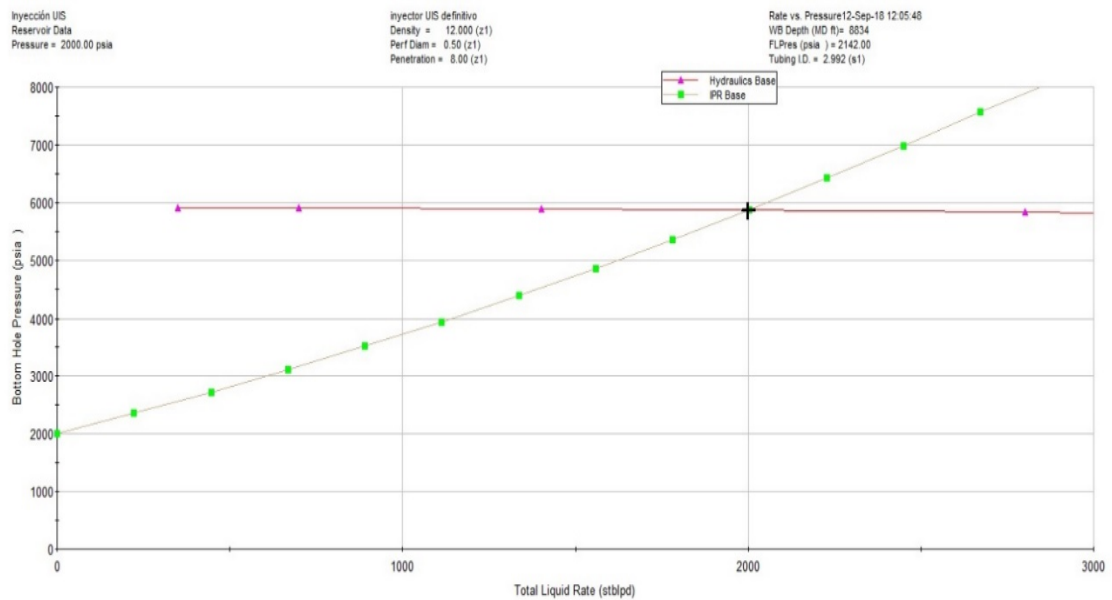
La tabla 17 (match data) corresponde a los reportes de inyección propios del piloto, es decir, los datos reales con los cuales se busca ajustar el modelo base de acuerdo a estos datos y así poder tener un punto de partida al siguiente paso que es un análisis de sensibilidades a las variables más importantes en el análisis nodal al sistema de inyección.

Tabla 17. Match data.

Rata	Presión BHP
1998	5872
1998	5869
1999	5874
1999	5872
1999	5880
1999	5875
2000	5872
2000	5869
2000	5873
2000	5869
2000	5870
2001	5867

Conociendo los valores del reporte del piloto se logró ajustar el modelo de simulación de inyección, obteniendo los resultados descritos a continuación en las figuras 35 y 36.

Figura 35. Resultado simulación modelo Base (Pwf Vs Qi).



Fuente: Grafica generada por el simulador SNAP.

Figura 36. Reporte de simulación modelo Base.

Page 1

10/13/18 >>>> SNAP 2.587 7/3/2018 <<<<< 09:13:00
 System Nodal Analysis Program C 1992-2017

Engineer : Jose y Sebastian
 Dataset : inyector UIS (AJUSTADO 2)
 Title : Inyección UIS

*** BASE CONDITIONS ***

Rate Intersection Results : 2000.31 stblpd
 Pressure Intersection Results : 5873.09 psia

IPR Data:			Tubing Hydraulics Data	
Flow Rate (stblpd)	Pressure (psia)	ComplDP (psia)	Flow Rate (stblpd)	Bottomhole Pressure (psia)
0	2000	0	339	5922
217	2343	9	678	5917
433	2704	37	1356	5901
650	3084	84	2712	5842
867	3483	149	5423	5615
1083	3900	233		
1300	4336	336		
1517	4791	457		
1733	5264	597		
1950	5756	756		
2167	6267	934		
2383	6796	1130		
2600	7344	1344		

Fuente: tomada del reporte generado por el simulador SNAP.

El modelo se ajustó lo más cercana posible a los reportes de operación del piloto (Tabla 17), obteniéndose así los valores de operación del nodo de fondo de pozo para el modelo base, dichos valores están reportados en las figuras 35 y 36, y obedecen a un caudal de 2000 STBLPD y una presión de 5873 Psia, siendo estos los valores tomados en cuenta para realizar el posterior análisis NODAL al sistema de inyección y plantear diferentes escenarios de sensibilidades al mismo.

En el proceso de ajuste del modelo base de inyección con respecto a los reportes de operación del piloto se hizo uso de la siguiente ecuación para calcular el porcentaje de error presentado en dicho proceso.

$$\%Error = \left| \frac{\text{Valor Experimental} - \text{Valor Teórico}}{\text{Valor Teórico}} \right| * 100 \quad \text{Ecuación 64}$$

Dónde el valor teórico para este caso es el valor promedio de las presiones en fondo que están en los reportes del piloto y el valor experimental es el encontrado en el ajuste del modelo base de inyección.

El valor promedio aritmético encontrado de las presiones en fondo reportadas en la tabla 17 es de 5871,83 Psia y el valor experimental encontrado en el modelo base de inyección es de 5873 Psia. Haciendo uso de la ecuación 64 el porcentaje de error encontrado en el ajuste del modelo base de inyección para las presiones de fondo es de 0,03%.

Para el caso de encontrar el porcentaje de error del caudal del modelo base de inyección con respecto a los datos reportados del piloto (tabla 17), se hace al igual que con las presiones de fondo un promedio aritmético de los caudales reportados, obteniéndose un caudal de solución de inyección promedio por día de 1999,42 BSPD. El valor experimental obtenido por el modelo base de inyección fue de 2000 BSPD, el cual al realizar el cálculo del porcentaje de error se encontró que es de 0,029 %.

6.2 SENSIBILIDADES AL MODELO DE INYECCIÓN.

Después de realizar el montaje del modelo de simulación del caso base de inyección, se procede a determinar cuáles son las variables que ayudarían a tener un mejor rendimiento en el proceso y cuáles de estas variables se pueden modificar sin alterar el fin principal de la inyección de polímeros. Las variables que se pueden tener en cuenta para realizar sensibilidades al modelo de inyección de polímeros hacen parte de tres grupos principales que son el fluido de inyección, el pozo de inyección y el arreglo de inyección. Cuando hablamos de arreglo de inyección se hace referencia a las herramientas y tuberías utilizadas en el proceso desde la bomba de inyección hasta la tubería de inyección. En el pozo se hace referencia al completamiento del mismo, al daño mecánico que se ha generado en el pozo, entre otras, y el fluido de inyección se hace referencia al volumen de fluido inyectado, la concentración

de polímero, y se hace la aclaración que es esta investigación no se realizaran cambios al peso molecular ni al tipo de polímero seleccionado para el proceso de recobro mejorado.

Ya con el modelo de inyección ajustado se procede a realizar una lista de las variables definidas anteriormente y que podamos sensibilizar aplicando la técnica de análisis NODAL con la ayuda del software escogido para realizar dicho análisis. Dichas variables se encuentran contenidas en la tabla 18.

Tabla 18. Variables a sensibilizar.

Variable	Descripción
Presión en la línea de flujo (LF)	Pertenece al grupo estado mecánico
Diámetro de LF	Pertenece al grupo estado mecánico
Diámetro de la tubería de inyección	Pertenece al grupo estado mecánico
Densidad de tiros	Pertenece al grupo completamiento del pozo
Diámetro de las perforaciones	Pertenece al grupo completamiento del pozo

Aunque en un análisis NODAL normalmente se trabajan cambios en los diámetros de líneas de flujo, diámetros de tuberías de inyección y presión en las líneas de flujo, se ha decidido incluir algunas variables relacionadas al completamiento del pozo como lo es la densidad de tiros y diámetro de perforaciones que también están incluidos en la tabla 18, con el fin de evaluar su comportamiento a partir de diferentes escenarios tanto para optimizar el modelo base de inyección como para futuros desarrollos de otros pilotos con condiciones similares a las planteadas en el modelo propio de este trabajo.

Con las variables anteriormente descritas y partiendo del modelo base de simulación para el sistema de inyección, con la ayuda del software se hacen las diferentes sensibilidades, teniendo en cuenta que los aumentos en la presión de inyección sin modificar las líneas de flujo y tuberías de inyección no son recomendables, debido a que se presentará mayores pérdidas de viscosidad en la solución por esfuerzos mecánicos.

6.2.1 Resultados de las sensibilidades. Como se ha mencionado anteriormente en la metodología propuesta, para la definición de oportunidades de optimización se hace una serie de sensibilidades a algunas variables del sistema de inyección con el fin de lograr un proceso eficiente y económicamente rentable.

Es importante aclarar que en este proceso se va a trabajar la siguiente nomenclatura. Para hacer referencia al caso base se va a subrayar en color verde los valores tanto de la variable como los valores encontrados en fondo para la misma variable. En el caso de que se encuentre un escenario favorable este se va a resaltar en color amarillo y al igual que con el caso base se resaltarán los valores tanto de la variable escogida como el resultado encontrado después de la simulación. Para tener más clara la nomenclatura se presenta a continuación la tabla 19.

Tabla 19. Nomenclatura.

Escenario	Valor de la variable / resultado obtenido
Caso base	
Escenario técnicamente viable	

A continuación, se presentan las sensibilidades hechas a las diferentes variables que hemos escogido.

6.2.1.1 Presión en la línea de flujo. En el caso de esta variable se han tenido propuesto los escenarios que están incluidos en la tabla 20.

Tabla 20. Escenarios para sensibilizar la presión en la línea de flujo.

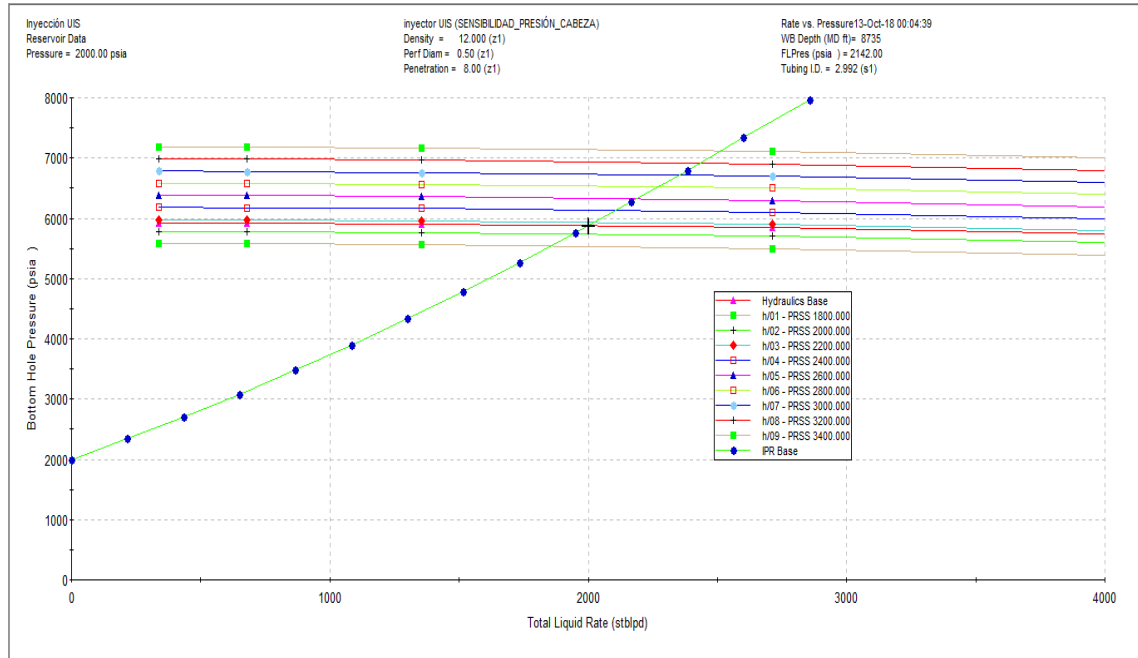
Escenario	Valor Presión (Psia)
Caso Base	2142
Escenario 1	1800
Escenario 2	2000
Escenario 3	2200
Escenario 4	2400
Escenario 5	2600
Escenario 6	2800
Escenario 7	3000
Escenario 8	3200

A partir de los escenarios ya establecidos y con el modelo de simulación de caso base se procede a hacer una nueva simulación, la cual arrojó los resultados que están en la tabla 21 y que de igual forma se pueden visualizar en la figura 37.

Tabla 21. Resultados sensibilidad a la presión en la línea de flujo.

Escenario	Presión en fondo (Psia)	Caudal en fondo (BSPD)
Caso Base	5873,09	2000
Escenario 1	5536,3	1854,2
Escenario 2	5733,2	1940,1
Escenario 3	5930,2	2024,7
Escenario 4	6127,2	2108,2
Escenario 5	6324,3	2190,5
Escenario 6	6521,4	2271,8
Escenario 7	6718,7	2352,1
Escenario 8	6915,8	2429,2

Figura 37. Resultados simulación sensibilidades a la presión en la línea de flujo.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

De acuerdo a los resultados obtenidos de la nueva simulación donde se sensibilizó esta variable hay que entrar a observar que los escenarios 4,5,6,7 y 8 no se tendrían en cuenta puesto que la presión reportada en fondo está por encima del valor de la presión de fractura lo que nos impide tener en cuenta estos escenarios puesto que no son técnicamente viables.

Caso contrario ocurre con los escenarios 1,2 y 3; ya que estos nos arrojan una presión en fondo menor a la presión de fractura. Aunque los escenarios 1,2 y 3 sean técnicamente viables por su valor de presión en fondo reportados, solo se puede considerar el escenario 3 ya que en los escenarios 1 y 2 los caudales de inyección en fondo están por debajo de los 2000 BSPD, que se inyectan actualmente y esto trae como consecuencia una desestabilización en el frente de inyección, caso contrario a lo que ocurre en el escenario 3.

6.2.1.2 Diámetro en la línea de flujo. Al igual que con la variable anterior para el caso de la sensibilidad del diámetro de la línea de flujo de inyección también

se trabajaron diferentes escenarios a partir de tuberías de distintos diámetros se observa en la siguiente tabla.

Tabla 22. Escenarios para sensibilizar el diámetro de la línea de flujo.

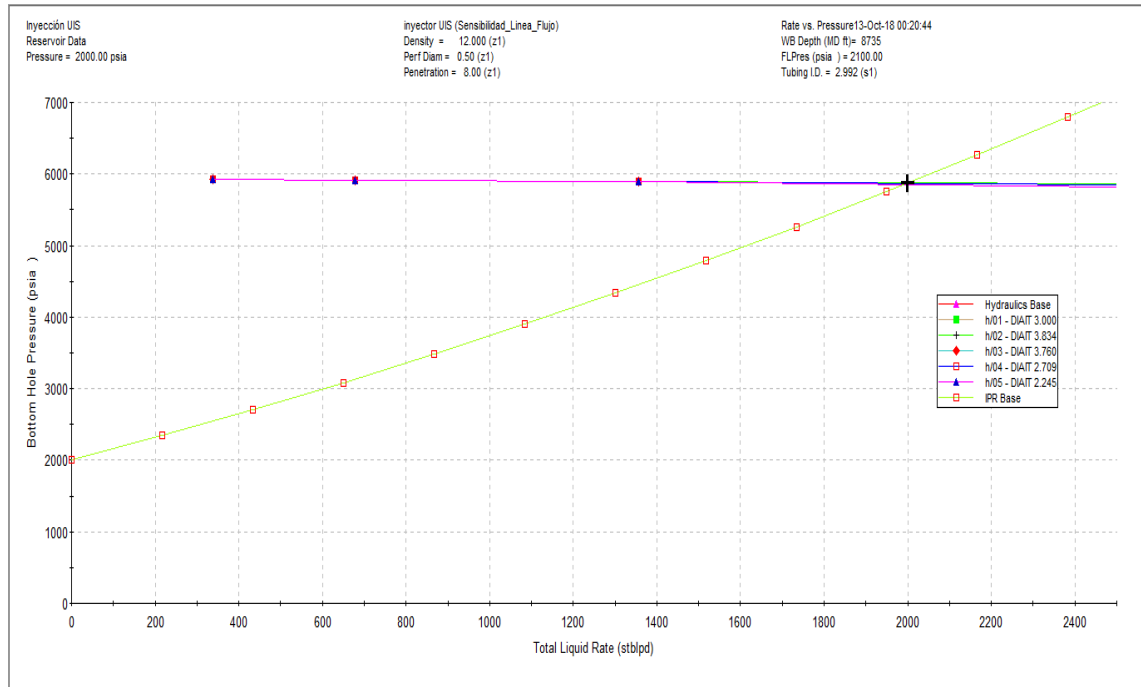
Escenario	Valor ID (pulgadas)
Caso Base	3,068
Escenario 1	3
Escenario 2	3,834
Escenario 3	3,76
Escenario 4	2,709
Escenario 5	2,245

A partir de los escenarios propuestos para sensibilizar esta variable se obtuvieron los siguientes resultados, los cuales están reportados en la tabla 23 y en la figura 38 propia del simulador SNAP.

Tabla 23. Resultados sensibilidad al diámetro de la línea de flujo.

Escenario	Presión en fondo (Psia)	Caudal en fondo (BSPD)
Caso Base	5873,09	2000
Escenario 1	5872,4	2000
Escenario 2	5877	2000
Escenario 3	5876,8	2001,9
Escenario 4	5868,1	1998,2
Escenario 5	5851,5	1990,9

Figura 38. Resultado sensibilidad al diámetro de la línea de flujo.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

En este caso específico se puede observar tanto en la tabla 23 como en la figura 38 que en los diferentes escenarios propuestos no existe un cambio significativo respecto al caso base, por lo cual no sería técnicamente viable hacer un cambio de este tipo al modelo base puesto que no presenta cambios significativos.

6.2.1.3 diámetros de la tubería de inyección. Para sensibilizar esta variable se han propuesto los escenarios que están en la tabla 24.

Tabla 24. Escenarios para sensibilizar el diámetro de la tubería de inyección.

Escenario	Valor ID (in)
Caso Base	2,441
Escenario 1	4,09
Escenario 2	3,476

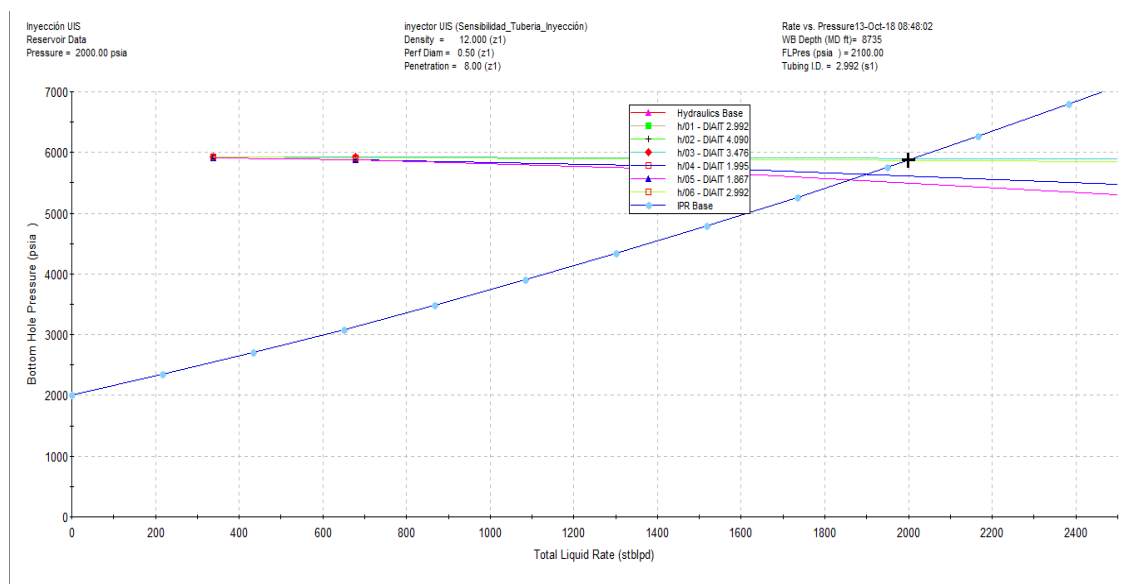
Escenario 3	1,995
Escenario 4	1,867

Con los escenarios anteriormente planteados y con el modelo de simulación del caso base se hace una nueva corrida en el simulador SNAP encontrándose los siguientes resultados. Dichos resultados se pueden ver a continuación en la tabla 25 y en la figura 39.

Tabla 25. Resultado sensibilidad al diámetro de la tubería de inyección.

Escenario	Presión en fondo (Psia)	Caudal en fondo (BSPD)
Caso Base	5873,1	2000
Escenario 1	5909,2	2015,8
Escenario 2	5898,9	2011,4
Escenario 3	5641,9	1900,4
Escenario 4	5546,1	1858,5

Figura 39. Resultado sensibilidad al diámetro de la tubería de inyección.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

Como puede observarse de la tabla 25 y de la figura 39 se encuentra que solo en el escenario 1 hay un cambio notorio con un caudal de 2016 BSPD aproximadamente y una presión de 5909,6 Psia todo esto en fondo de pozo, pero al igual que el cambio de diámetro de la línea de flujo no se recomienda hacer solo este cambio al modelo inicial puesto que técnicamente el caudal no es significativamente mayor al del caso base.

6.2.1.4 Densidad de tiros. Para sensibilizar esta variable se han tenido en cuenta los siguientes escenarios planteados en la tabla 26. A diferencia de las demás variables sensibilizadas para la densidad de tiros sólo se tuvo en cuenta en los escenarios propuestos un valor por debajo del presentado en el modelo base ajustado de inyección ya que, para valores menores de los contemplados, en una inyección de polímeros las pérdidas de viscosidad por degradación mecánica se aumentan significativamente.

Tabla 26. Escenarios para sensibilizar la densidad de tiros.

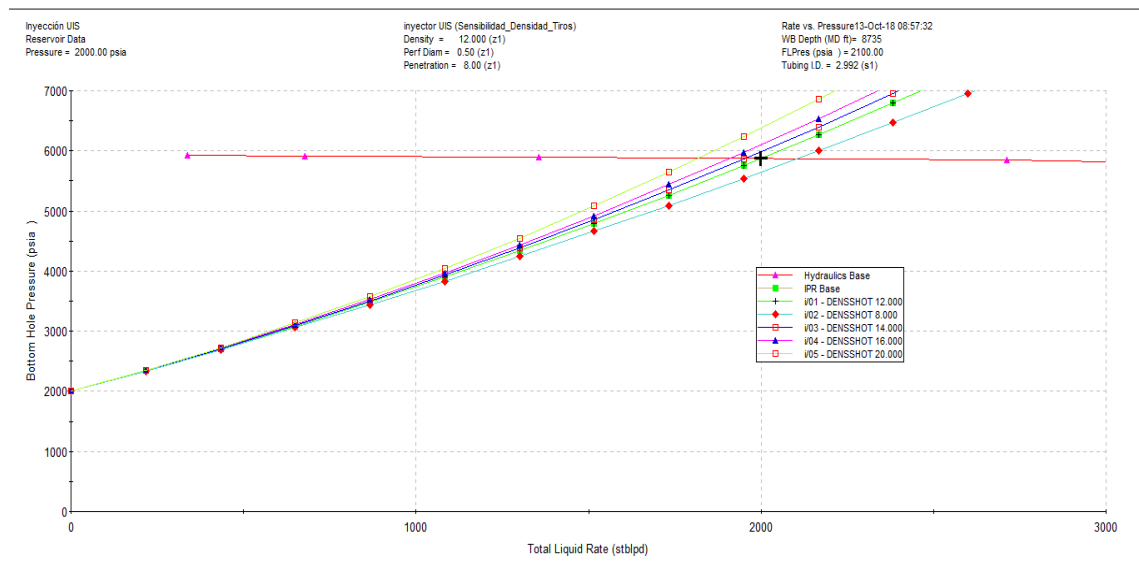
Escenario	Valor (Tiros por pie)
Caso Base	12
Escenario 1	8
Escenario 2	14
Escenario 3	16
Escenario 4	20

A partir del modelo de simulación del caso base y con los escenarios propuestos para esta variable se hace una nueva simulación obteniéndose los siguientes resultados presentados en la tabla 27 y la figura 40.

Tabla 27. Resultados sensibilidad de la densidad de tiros.

Escenario	Presión en fondo (Psia)	Caudal en fondo (BSPD)
Caso Base	5873,1	2000
Escenario 1	5868,9	2106,4
Escenario 2	5875,1	1995,1
Escenario 3	5877,4	1911,3
Escenario 4	5880,9	1822,4

Figura 40. Resultados simulación sensibilidades de la densidad de tiros.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

A diferencia de las sensibilidades hechas a los diámetros tanto de la línea de flujo y tubería de inyección se encontró que en el escenario uno existe una oportunidad de optimización del modelo de inyección técnicamente hablando y que según los resultados reportados en la tabla 27 existe en este escenario un cambio que además de ser significativo es positivo puesto que se obtiene un mayor caudal de inyección a una menor presión en fondo.

6.2.1.5 Diámetro de las perforaciones. Para sensibilizar esta variable se han tenido en cuenta los siguientes escenarios. (ver tabla 28). Al igual que con la densidad de tiros para esta variable sólo se tuvo en cuenta, en los escenarios propuestos un valor menor al del modelo base ajustado de inyección, ya que con valores menores a los propuestos se presenta pérdidas significativas de la viscosidad por degradación mecánica.

Tabla 28. Escenarios para sensibilizar el diámetro de las perforaciones.

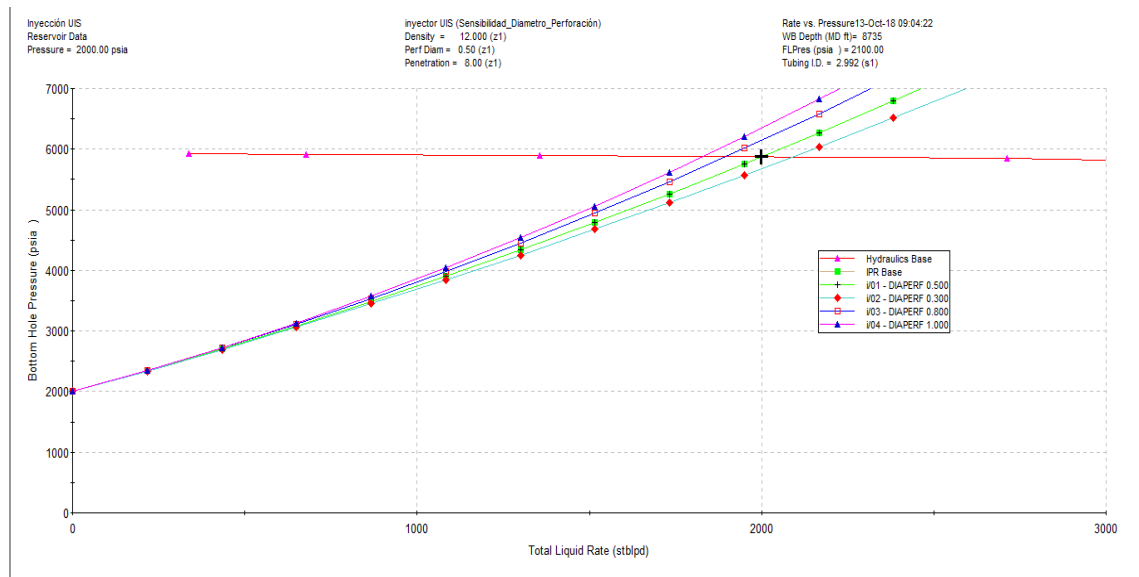
Escenario	Valor
Caso Base	0,5
Escenario 1	0,3
Escenario 2	0,8
Escenario 3	1

Al igual que con las variables anteriores se hace una nueva simulación del caso base teniendo en cuenta los cambios propuestos en los escenarios mencionados en la tabla 28. Para este variable se encontraron los resultados mostrados en la tabla 29 y la figura 41.

Tabla 29. Resultados sensibilidad al diámetro de perforaciones.

Escenario	Presión en fondo	Caudal en fondo
Caso Base	5873,1	2000
Escenario 1	5869,2	2089,5
Escenario 2	5877,6	1897,2
Escenario 3	5880,5	1831,4

Figura 41. Resultado simulación sensibilidades al diámetro de perforaciones.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

Para esta variable se encontró que escenario 1 es técnicamente viable puesto que los resultados arrojados en este escenario son favorables ya que se logra un aumento de inyección teniendo una leve disminución de la presión en fondo como se puede observar en la tabla 29.

6.2.1.6 Modelos optimizados. En este caso la idea principal es plantear de acuerdo a los resultados de las sensibilidades hechas a las diferentes variables una nueva simulación agrupando cada uno de los escenarios en donde se obtuvo una mejor respuesta de optimización de cada variable. Es importante mencionar que para el primer caso se van a tener en cuenta el cambio en todas las variables que se sensibilizaron con el fin de tener un escenario global y analizar si técnicamente y económicamente es viable.

Para el caso 2 solo se va a tener en cuenta las variables cuyos escenarios o escenario cumpla con la nomenclatura descrita al inicio de desarrollo de las sensibilidades a las variables, lo que quiere decir que solo se modificaran del escenario base los resultados que están resaltadas en color amarillo. Específicamente en este caso 2 solo se trabajan los cambios de las variables de presión, densidad de tiros y diámetro de perforación.

- **Caso 1.**

En la siguiente tabla se listan las variables que fueron modificadas al igual que sus valores tanto en el modelo base como en el modelo sensibilizado.

Tabla 30. Mejores escenarios de las sensibilidades.

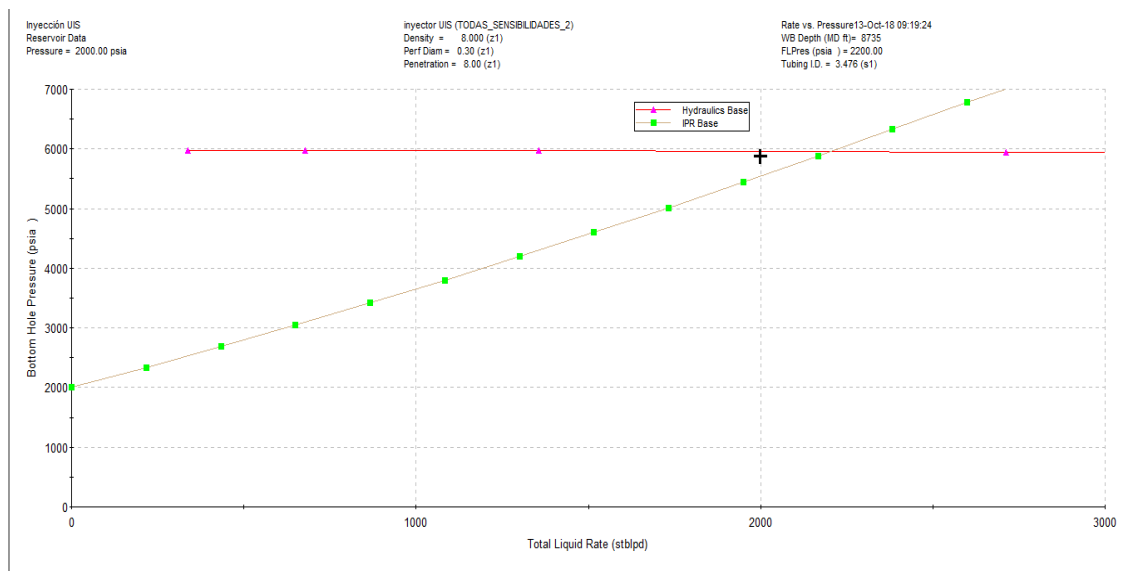
Variables	Valor modelo base	Valor modelo sensibilizado
Presión en la línea de flujo	2142 Psia	2200 Psia
Diámetro de perforación	0,5 in	0,3 in
Densidad de tiros	12 tiros/pie	8 tiros /pie
ID de la línea de flujo	3,068 in	3,834 in
ID de la tubería de inyección	2,441	3,476 in

De acuerdo a los cambios hechos en las variables descritas anteriormente y haciendo una nueva simulación con los nuevos valores de dichas variables se encontraron los resultados presentes en la tabla 31 y en la figura 42.

Tabla 31. Resultado Caso 1.

Escenario	Presión en fondo	Caudal en fondo
Caso Base	5873,1	2000
Caso 1	5957,68	2205

Figura 42 Resultado simulación modelo optimizado caso 1.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

En este caso 1 como se puede evidenciar en sus resultados (tabla 31 y figura 42), se encontró un aumento de más de 200 barriles de inyección lo cual es positivo si tenemos en cuenta que este aumento le puede dar una mayor estabilidad al frente de inyección, pero esto está sujeto al análisis de yacimiento. Por otro lado, vemos que la presión en fondo de pozo es una presión mayor a la presión del caso base lo cual puede traer mayores pérdidas de viscosidad en la solución inyectada pero este efecto se puede reducir ya que también se tiene que el diámetro tanto de la tubería de inyección como de

la línea de flujo son mayores comparados con los del caso base lo que hace que esas pérdidas de viscosidad causadas por la alta presión disminuyan.

- **Caso 2.**

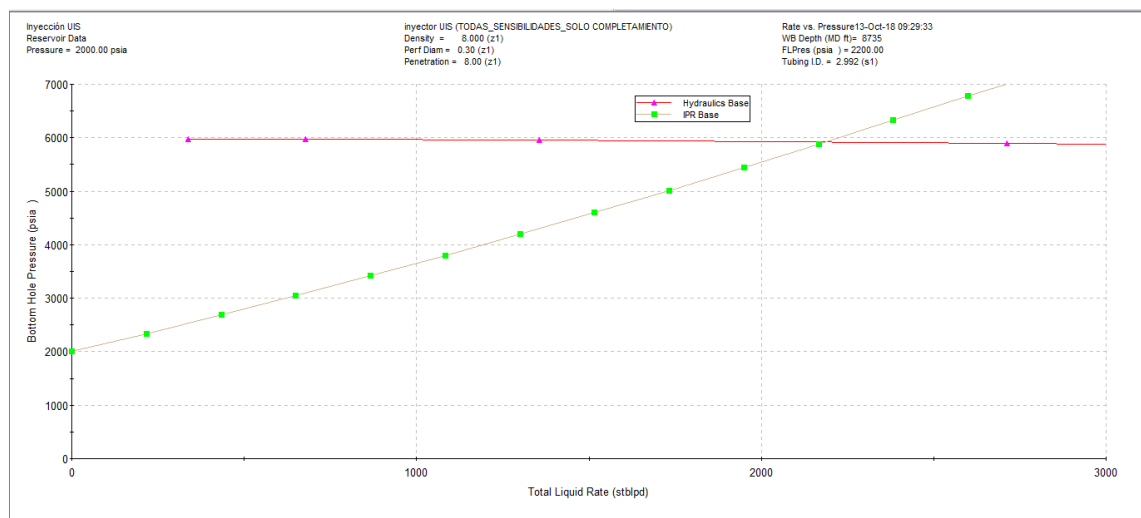
Como se describió anteriormente en el caso 2 solo se tuvieron en cuenta los mejores escenarios (resaltados en color amarillo), de las variables presión en línea de flujo, densidad de tiros y diámetro de perforaciones.

En la nueva simulación realizada a partir de dichos escenarios se obtuvieron los resultados contenidos en la tabla 32 y figura 43.

Tabla 32. Resultado Caso 2.

Escenario	Presión en fondo	Caudal en fondo
Caso Base	5873,1	2000
Caso 2.	5923,02	2189

Figura 43. Resultado simulación modelo optimizado caso 2.



Fuente. Grafica generada por el simulador SNAP.

En este caso 2 como se puede ver en los resultados de la tabla 32 se obtiene un aumento significativo en los barriles de solución inyectados, aunque a una presión mayor pero que es mucho menor que la presión de fractura 6000 Psia. Además, si miramos con detenimiento el cambio de la presión con respecto al caso base no es tan grande como si lo es en el caso 1.

6.2.2 Análisis de resultados. Conociendo los resultados obtenidos de las sensibilidades hechas al modelo base y los resultados arrojados en el modelo optimizado realizado a partir de los mejores escenarios sensibilizados se elige un tiempo de evaluación que para este caso en específico es de 365 (días) equivalentes a un año calendario. Este tiempo de estudio se escoge ya que una inyección constante de polímero a tiempos mucho mayores al escogido podría traer como consecuencia que la evaluación económica del mismo no sea rentable ya que a mayor masa de polímero inyectado el costo del proceso de inyección se hace mucho mayor, además porque la variación de los indicadores económicos como el precio del crudo y los costos de operación y producción para el piloto no son considerables.

En el tiempo de estudio tenemos que para el caso base se maneja una solución polimérica de inyección de 500 ppm de concentración. Dicha solución polimérica se inyecta mezclando los componentes A y B definidos a continuación:

- A. Un caudal de agua promedio por día de 1750 BWPD.
- B. Un caudal de solución madre por día de 250 BSMPD.

Dichos componentes se mezclan justo antes de ingresar a la cabeza de pozo logrando así en cabeza del mismo un caudal de inyección de 2000 BSPD en fondo a una concentración de 500 ppm.

En el caso de los modelos optimizados se hace un recalcu para encontrar los nuevos volúmenes a inyectar de los componentes A y B a partir de los caudales de inyección encontrados que son 2205 para el caso 1 y 2189 para el caso 2, garantizando que la concentración de la solución polimérica inyectada se mantenga en 500 ppm al igual que en el caso base. Los resultados que se obtuvieron para cada uno de los casos de los componentes A y B son los siguientes:

Caso 1.

- A. Un caudal de agua de 1929 BWPD.

B. Un caudal de solución madre de polímero de 276 BSMPD.

Caso 2.

A. Un caudal de agua de 1915 BWPD.

B. Un caudal de solución madre de polímero de 274 BSMPD.

De igual forma se pueden observar los resultados en la siguiente tabla.

Tabla 33. Valores de los componentes A y B.

Escenario	Caudales de solución en fondo (BSPD)	A	B
BASE	2000	1750	250
Casa 1	2205	1929	276
Caso 2	2189	1915	274

Ya que el simulador SNAP no permite calcular los barriles incrementales de aceite en la simulación del proceso de inyección, se propone que para evaluar el rendimiento de la inyección de polímeros con respecto a los barriles incrementales obtenidos se tiene en cuenta un factor denominado PEF.

El factor PEF es una forma de evaluar el desempeño de los procesos de inyección d polímero y se define como la relación entre los barriles de aceite incremental producidos por cada kilogramo de polímero inyectado⁵³. Matemáticamente se describe de la siguiente manera.

$$PEF = \frac{\text{Barriles incrmntales de Aceite (BO)}}{\text{Masa de Polimero Inyectada (Kg)}}$$

Para nuestro caso de estudio el factor PEF a tener en cuenta en este proceso tiene un valor de 0,73.

⁵³ JIMENEZ DIAZ, Robinson, *et al.* Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia. Ecopetrol S. A. Bogotá D.C.: Acipet, 2017. p.13.

Como el factor PEF ya es conocido, ahora se debe encontrar la masa de polímero total inyectada en un año para de esta manera poder calcular los barriles incrementales de aceite obtenidos en ese mismo tiempo.

Se tiene que para el caso de modelo base la masa de polímero inyectada por día fueron 138 kg. Al multiplicar este valor por el tiempo de estudio (365 días), obtenemos que la masa total inyectada de polímero para este tiempo sea de 50370 kg. Ahora para encontrar los barriles incrementales de aceite obtenidos en ese mismo tiempo se multiplica la masa total obtenida por el factor PEF obteniéndose así 36771 barriles incrementales de aceite (BO).

De igual manera se hacen los cálculos para el caso de los modelos optimizados teniendo en cuenta que la masa de polímero inyectada por día fue de 153 kg para el caso 1, obteniéndose un total de 55608,48 kg de polímero inyectados por año, lo que al multiplicarlo por el factor PEF arroja que se obtuvieron 40539,035 barriles incrementales de aceite en el mismo tiempo.

Para el caso 2 se obtuvo que la masa de polímero inyectada por día fuera de 152 kg, obteniéndose una masa total en el año de evaluación de 55205,52 kg lo cual al multiplicarlo por el factor PEF nos arroja 40300,0296 barriles de aceite incremental.

Los resultados discutidos anteriormente están contenidos en la tabla 34.

Tabla 34. Resultados.

Escenario	Qiny (BSPD)	A	B	Masa polímero (Kg)	Factor PEF	Aceite Incremental (BO)
Base	2000	1750	250	50370	0,73	36771
Caso 1	2205	1948	278	56210	0,73	41034
Caso 2.	2189	1915	274	55205,52	0,73	40301

Otra parte a evaluar es el tema de la relación de movilidad que es uno de los factores más importantes a tener en cuenta en la aplicación de una inyección de polímeros como método de recobro. Convencionalmente, una relación de

movilidad menor o igual a uno ($M \leq 1$) es favorable, y una relación de movilidad mayor a uno ($M > 1$) es desfavorable⁵⁴.

Según los datos del piloto se tiene que para las condiciones actuales del mismo la relación de la movilidad es cercana a 1, donde además se tiene que la viscosidad de la solución polimérica en el yacimiento debe ser de 10 cP para que se cumpla esta condición.

Por otra parte, cabe mencionar que el porcentaje de pérdidas por degradación mecánica dentro del yacimiento de la solución polimérica desde el fondo de pozo hasta un pozo de prueba ubicado a una cierta distancia del pozo inyector obedecen a un orden del 20%⁵⁵. Según lo anterior, para el caso en estudio se tiene que en fondo de pozo la viscosidad de la solución es de 12,5 cP.

Antes de realizar el calculo de la relación de movilidades es necesario ajustar la ecuación 42 para determinar la viscosidad de la solución tanto del modelo base de inyección como de los casos 1 y 2 propuestos en el análisis NODAL. En dicho ajuste lo que se busca es encontrar que el valor de viscosidad para el caso base de inyección sea de 12,5 cP en fondo de pozo que es el valor reportado del piloto, para ello se resalta en la ecuación 42 que existe una constante C, que es la única que nos permite hacer el ajuste teniendo en cuenta las demás variables presentes en la ecuación.

También es importante mencionar que en la EC. 42 existe una relación entre shear rate y velocidad de flujo y el diametro de la tubería que se puede evidenciar de manera más clara en la EC.40.

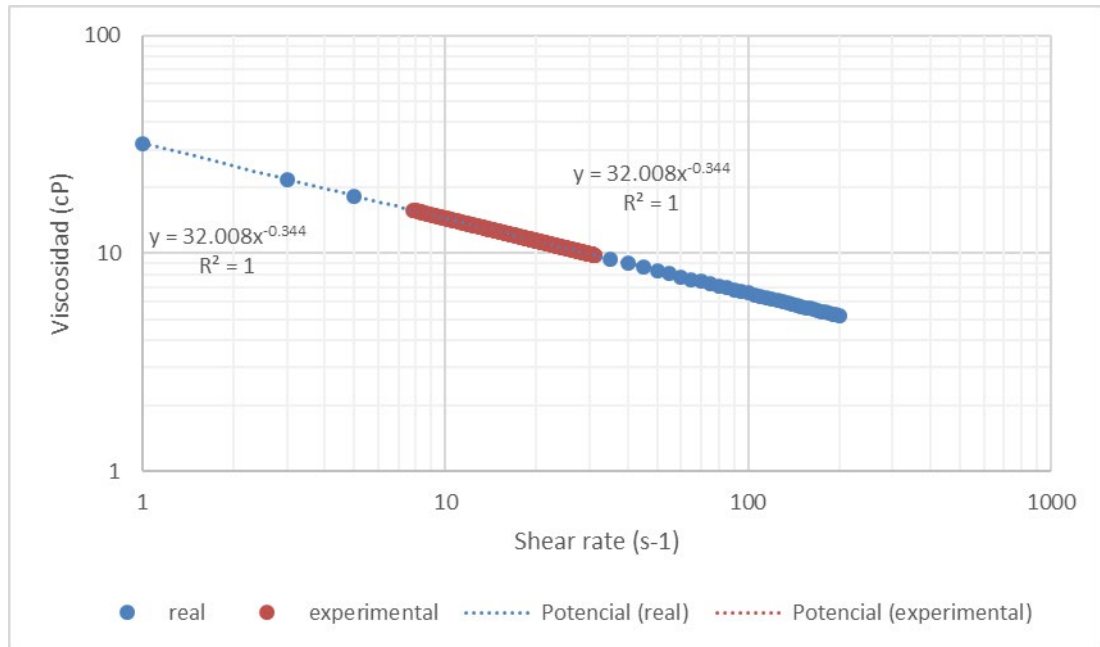
Para empezar a relizar el ajuste se busca encontrar un valor cercano de viscosidad a la reportada en fondo en el modelo base de inyección a un caudal de 2000 BSPD y con un diametro interno de la tubería de inyección de 2,441 pulgadas. Con los anteriores valores definidos se busca que la constante C que se escoja nos permita encontrar que la viscosidad en fondo de pozo a un

⁵⁴ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.p.132.

⁵⁵ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011.p.190.

caudal de inyección de 2000 BSPD y con una tubería de diametro interno de 2,441 pulgadas sea igual a 12,5 cP.

Figura 44. Ajuste de la ecuación de viscosidad.



De acuerdo a la figura anterior se observa que se encontró un buen ajuste cuando el valor de la constante C es de 0,0875 con respecto a la curva de las pruebas reológicas propias del piloto. Además este valor de C nos permite encontrar que para un caudal de 2000 BSPD con una tubería de 2,441 de diametro interno tenemos que la viscosidad es de 12,449 cps el cual es un valor más cercano a lo reportado que es de 12,5 en fondo de pozo con un % de error de 0,408.

Ya con el ajuste de la ecuación y con el valor de C encontrado se procede a realizar el calculo de las viscosidades en fondo de pozo para los casos 1 y 2 respectivamente como lo muestra la tabla 35.

Para el caso del modelo base se tiene que la viscosidad aproximada de la solución del polímero (μ_{SP}) es de aproximadamente 10 cP, la viscosidad del aceite es 24 cP y las K_{ro} y K_{rw} tienen valores de 0,64 y 0,32 respectivamente. Reemplazando los valores anteriores en la Ec. 38, tenemos que la razón de movilidad es de aproximadamente 1 como se puede observar en la tabla 35.

Tabla 35. Resultados Ecuación de viscosidad.

Q (BSPD)	Q (m3/s)	K (mPa.sn)	n	D (in)	D (m)	V (m/s)	μ_{SP} en fondo de pozo (cP)	μ_{SP} en el yacimiento (cP)
2000	0,00368	32,008	0,656	2,441	0,06200	1,21898	12,449	9,959
2205	0,00409	32,008	0,656	3,476	0,08829	0,66906	17,34	13,872
2189	0,00402	32,008	0,656	2,441	0,06200	1,33417	12,068	9,654

Además de la viscosidad en fondo determinada por la ecuación 42 ajustada se puede observar en la tabla 35 los valores de viscosidad en el pozo de prueba (μ_{SP} en el yacimiento) tanto para el modelo base de inyección como para el caso 1 y el caso 2.

también se realiza el cálculo de la relación de movilidades tanto para el modelo base como para los diferentes casos a partir de los datos de viscosidad en el yacimiento ya encontrados anteriormente. Esto se puede evidenciar en la tabla 36, Dónde también se encuentran los valores para la viscosidad del aceite y las K_{ro} y K_{rw} respectivamente.

Tabla 36. Resultados relación de movilidades.

	μ_{SP} en el yacimiento (cP)	K_{rw}	K_{ro}	μ_o (cP)	M
CASO BASE	9,959	0,32	0,64	24	1,204
Caso 1	13,872	0,32	0,64	24	0,865
Caso 2	9,654	0,32	0,64	24	1,242

Con relación a los valores encontrados en la razón de movilidad para los dos casos tenemos que para el caso 1 dicha relación de movilidades es muy favorable incluso es menor a la presentada en el modelo base y que según la descripción que una relación de movilidad menor o igual a la unidad es bastante interesante a la hora de evaluar un proceso de inyección de polímeros por lo cual se podría decir que el caso 1 es más favorable que el caso 2 en términos técnicos de la inyección de polímeros y más específicamente hablando del tema de la razón de movilidades.

Para el caso 2 como ya se mencionó anteriormente se tiene una relación de movilidades mayor a la unidad lo cual es una alarma a la hora de implementar dichos cambios pero que si lo comparamos con el valor de la razón de movilidades del caso base tenemos que es muy similar lo cual nos hace pensar que se podría implementar los cambios del caso 2 siempre y cuando se mantenga la razón de movilidades similar al del caso base.

7. MODELO DE SIMULACIÓN DE PRODUCCIÓN.

Con el objetivo de determinar las zonas donde se presenten mayores pérdidas de presión en el sistema de producción, se utilizó el software SNAP para evaluar cuáles son las zonas que presentan mayores pérdidas de presión que se verían reflejadas en una menor tasa de producción líquidos en el pozo. Además de determinar dichas zonas, se realizó un análisis al sistema completo con el fin de aumentar la producción de líquidos reduciendo las restricciones hidráulicas y mejorando el influjo de líquidos al pozo.

El software SNAP está diseñado para realizar el análisis NODAL en el nodo de fondo de pozo, por lo cual este será el nodo solución para el desarrollo de este proyecto. El hecho de que este sea el nodo solución permite observar el comportamiento general del sistema, pudiendo ver la producción en función de los cambios en superficie, en el pozo, en el sistema de levantamiento artificial y en el completamiento del pozo. Debido a recomendaciones del director y los ingenieros del ICP* no se tendrán en cuenta cambios en el sistema de levantamiento artificial puesto que la empresa en estudios anteriores considero que las condiciones de operación eran las más óptimas para dichos pozos, además el crudo de este campo no presenta problemas de depositación de parafinas lo cual sería un limitante al realizar algunos cambios.

Para el desarrollo de este análisis se desarrolló una metodología a emplear en cada uno de los pozos, en la figura 43. se muestra dicha metodología.

Figura 45. Metodología modelo de producción.



7.1 Desarrollo de la metodología.

7.1.1 Recopilación de la información. El proceso de recopilación de datos es la base para el desarrollo del modelo de simulación, ya que esta es la información necesaria para el software y esta a su vez debe ser precisa y de la más alta calidad posible.

La información se dividirá en cuatro grupos que serán: datos de superficie, datos del pozo y completamiento del pozo, parámetros de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial y datos del yacimiento y los fluidos.

Datos de superficie:

- Temperatura en cabeza de pozo.
- Temperatura y presión en las líneas de flujo.
- Rugosidad, diámetro interno, longitud y elevación de las líneas de flujo.

Datos del pozo y completamiento del pozo:

- Tipo de completamiento.
- Espesor y relación de permeabilidad de la zona compactada.
- Diámetro y penetración de las perforaciones.
- Intervalos perforados.
- Densidad de tiros y eficiencia de los perforados.
- Rugosidad, profundidad medida y profundidad vertical verdadera de la tubería de producción.
- Diámetro interno y restricciones de la tubería de producción.

Parámetros de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial:

- Tasa y frecuencia de operación de la bomba.
- Eficiencia de la bomba.
- Presión y profundidad del intake.
- Velocidad y potencia de la bomba.
- Diferencial de presión de la bomba.

Datos del yacimiento y los fluidos:

- Temperatura y presión del yacimiento.
- Gravedad específica del gas.
- Relación gas-liquido (GOR).
- Gravedad API del aceite.
- Gravedad específica del agua y TDS.
- Espesor peso del yacimiento.
- Radio de drenaje.
- Radio del pozo.
- Permeabilidad y porosidad.
- Daño y corte de agua.
- Presión de burbuja.

A continuación, se presentan la información recolectada para cada uno de los pozos.

Tabla 37. Datos de superficie.

Propiedad	UIS – 01	UIS - 02	UIS – 03	UIS – 04
Temperatura en cabeza. (°F)	110	110	110	110
Temperatura de línea flujo (°F)	100	100	125	100
Presión en línea de flujo (psia)	150	104	100	100
Rugosidad (in)	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018
Díámetro interno (in)	2.067	2.067	2.067	2.067
Longitud (ft)	5413.4	2500	5413.4	5413.4
Elevación (ft)	0	0	0	0

Tabla 38. Datos del pozo y del completamiento.

Propiedad	UIS – 01	UIS - 02	UIS – 03	UIS - 04
Tipo de completamiento	Perforado	Perforado	Perforado	Perforado
Relación de permeabilidad zona compactada	0.1	0.1	0.1	0.1
Espesor de la zona compactada (in)	0.5	0.5	0.5	0.5
Diámetro de las perforaciones (in)	0.5	0.5	0.5	0.5
Penetración de las perforaciones (in)	15	15	15	15
Eficiencia de las perforaciones (%)	0.76	0.85	0.85	0.9
Intervalos perforados (ft)	Anexo	Anexo	Anexo	anexo
Densidad de tiros (TPP)	5	5	5	5
Rugosidad del tubing (in)	0.0018	0.0018	0.0018	0.0018
Profundidad medida del tubing (ft)	2.992	8584	9039	8791
Profundidad vertical verdadera del tubing (ft)	9260	8584	8514	8791
Diámetro interno del tubing (in)	8266	2.992	2.992	2.992 y 2.441
Restricción del pozo (ft)	7694	6661	7907	N/A

Tabla 39. Parámetros de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.

Propiedad de la bomba ESP	UIS – 01	UIS – 02	UIS – 03	UIS – 04
Tasa de operación (stb/d)	586.6	2500.547	199.77	886.17
Frecuencia de operación (Hz)	49	54.5	41.1	45
Presión en el intake (psia)	1599.61	1246.142	1701.7	1239.52
Profundidad del intake (ft)	7694	6661	7907	N/A
Presión de descarga (psia)	3080.5	3438.971	3153.971	3038.34
Velocidad (rpm)	2858.327	3179.2	2397.5	2624.99
Potencia (hp)	25.6	139.4	10.91	43.7
Diferencial de presión (psi)	1480.89	2192.83	1452.3	1798.82

Tabla 40. Datos del yacimiento y los fluidos.

Propiedad	UIS - 01	UIS - 02	UIS - 03	UIS - 04
Temperatura del yacimiento (°F)	138	138	138	138
Presión del yacimiento (psia)	2000	2000	2000	2000
Gravedad específica del gas	0.63	0.63	0.63	0.63
Relación gas-liquido GOR (sfc/stb)	363	363	363	363
Gravedad API del aceite (°API)	21	21	21	21
Gravedad específica del agua	1.022	1.022	1.022	1.022
Total de sólidos disueltos (ppm)	30079	30079	30079	30079
Espesor neto productor (ft)	500	281	173.31	329
Radio de drenaje (ft)	700	700	700	700
Radio del pozo (ft)	0.3542	0.3542	0.3542	0.3542
Permeabilidad (mD)	105	105	105	105
Porosidad (%)	20	20	20	20
Daño a la formación	7.76	6.10	5.87	6.63
Corte de agua (%)	56	95	46	93
Presión de burbuja (psia)	2425	2425	2425	2425
Viscosidad del aceite (cP)	24	24	24	24
Factor volumétrico de formación del aceite (RB/STB)	1.12	1.1902	1.1943	1.1913

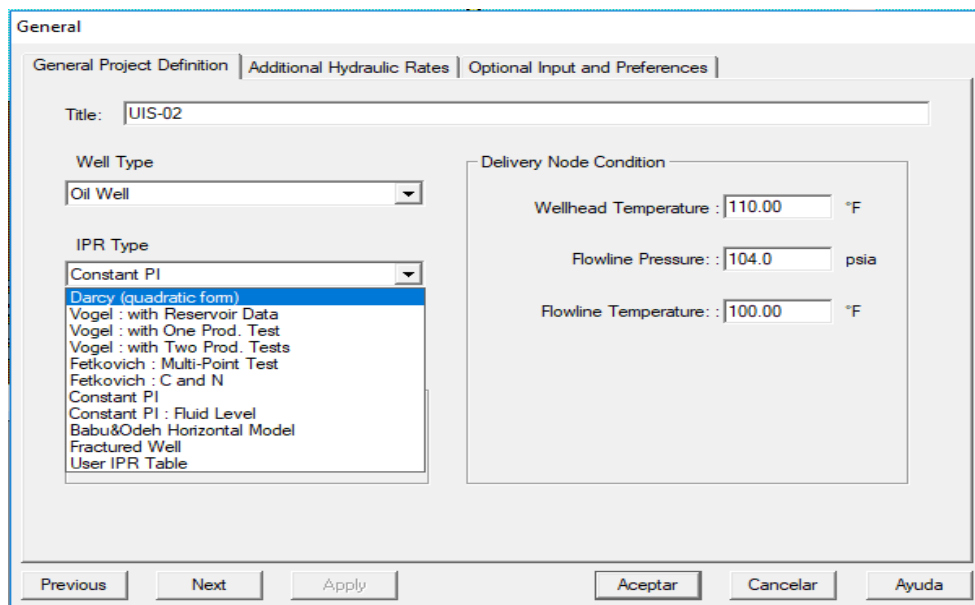
7.1.2 Ajuste del modelo de flujo del pozo. Para realizar el ajuste del modelo de flujo del pozo es necesario conocer la curva de la afluencia al pozo y la curva de descarga de sistema de tuberías y líneas de flujo.

Para realizar la curva de afluencia del pozo (IPR) es necesario tener en cuenta los reportes de producción del campo y conocer las características del

yacimiento necesarias para realizar el ajuste de una de las correlaciones desarrolladas para predecir el comportamiento del pozo en relación al diferencial de presión. Las correlaciones tomadas en cuenta para el desarrollo de esta investigación son las correlaciones integradas en el simulador SNAP.

El software SNAP cuenta con un total de once correlaciones para determinar el tipo de IPR que mejor representa el comportamiento del pozo (figura ++), se realizó un estudio minucioso de cada una de las correlaciones dando como resultado la selección de la correlación de “VOGEL WITH RESERVOIR DATA”, la cual se ve afectada por los datos del pozo y del completamiento.

Figura 46. Módulo general



Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Además de las correlaciones del IPR, es necesario conocer el comportamiento y características del fluido. Por lo cual, el software tiene unas funciones para determinar las características PVT del fluido que se describen en la tabla 41. El software también necesita otras propiedades PVT diferentes a las descritas anteriormente, entre las cuales se encuentran la gravedad específica de gas, el porcentaje de nitrógeno, porcentaje de dióxido de carbono y el porcentaje de ácido sulfúrico, dichas propiedades no fueron proporcionados por la empresa encargada de la información PVT del campo, por lo cual se procedió a dejar a los valores por defecto del software.

Tabla 41. Caracterización PVT.

Característica PVT	Número de correlaciones	Correlación seleccionada
Relación de gas en solución y aceite	4	Vásquez and Beggs
Volumen de formación de aceite	4	Vásquez and Beggs
Viscosidad del aceite	3	Glaso

Debido a la falta de conocimiento de las propiedades PVT del campo, se realizó el ajuste de los modelos de producción en base a las correlaciones de flujo multifásico disponibles en el software, para lo cual se escogió la correlación que presentara los valores mas aproximados a los presentados en los reportes. arrojando como resultado que la correlación para flujo horizontal (líneas de flujo) que mejor caracterizaba el comportamiento de los fluidos fue la correlación “Mukherjee and Brill”, y para el flujo vertical (tubing de producción) fue la correlación “Hagedorn and Brown”.

7.1.3 Montaje del modelo en el simulador. Este proceso inicia con la introducción de los datos al software SNAP de acuerdo al orden requerido por el mismo. Se inicia por el tipo de pozo que en este caso es un “OIL WELL”, el tipo de IPR seleccionado anteriormente, el tipo de completamiento, la inclusión de las líneas de flujo, la temperatura en cabeza, la presión y temperatura en las líneas de flujo para cada uno de los pozos.

Figura 47. Selección del tipo de IPR.

General

General Project Definition | Additional Hydraulic Rates | Optional Input and Preferences

Title: UIS-01

Well Type
Oil Well

IPR Type
Vogel - with Reservoir Data

Completion Type
Perforated

Include...

- Flowline
- Basic Gas Lift
- Jet Pump
- Detailed Gas Lift
- PlungerLift

Delivery Node Condition

Wellhead Temperature : 110.00 °F

Flowline Pressure : 150.0 psia

Flowline Temperature : 100.00 °F

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Después, se procede a ingresar los datos del fluido y las seleccionar las correlaciones que anteriormente se describieron.

Figura 48. Datos PVT.

PVT

PVT Properties

Correlations MultiZone PVT Kuparuk PVT Prudhoe PVT

Reservoir Temperature: 138.0 °F

Gas Specific Gravity: 0.630 CO2%: 0 H2S%: 0 N2%: 0

Formation Producing GOR: 363.0 scf/stb

Oil API gravity : 21.0

Water Specific Gravity 1.022 TDS (ppm) 30079

Correlation or PVT Table Selection for Standard Properties

Solution Gas/Oil Ratio: Vasquez and Beggs

Oil Formation Volume: Vasquez and Beggs

Oil Viscosity: Glaso

Optional User PVT Tables

- Specific Gravity of Solution Gas
- Specific Gravity of Free Gas
- Surface Tension
- Z Factor
- Gas Viscosity

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Se continúa con el ingreso de la información del yacimiento, como la presión del yacimiento, espesor neto productor, radio de drenaje, radio del pozo, permeabilidad, factor de daño y corte de agua. El software SNAP no cuenta con la capacidad de realizar el diseño de un pozo con el sistema de bombeo electro-sumergible como sistema de levantamiento artificial, por lo cual, conociendo las condiciones de operación se realizó el ajuste de la información introducida en esta sección. Para realizar este ajuste es necesario modificar la presión del yacimiento, ya que esta no sería sola, sino que le adiciona el diferencial de presión generado por la bomba electro-sumergible con el fin de disminuir la presión de fondo de pozo y general el diferencial necesario para que el pozo produzca fluidos. En conclusión, la presión de yacimiento introducida en el software será igual a la suma de la presión estática del yacimiento y el diferencial de presión generado por la bomba.

Figura 49. Datos inflow.

Inflow

Reservoir and Well Data

	Zone Name	Reservoir Press (psia)	Net TVD Thickness (ft)	Drainage Radius (ft)	Wellbore radius (ft)	Perm (md)	Skin Factor	Water Cut (frac)
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
11								
12								
13								

User Defined Bubble Point

BP Pressure: psia

Skin Factor Utility

Please enter layers from shallowest at the top of the list to deepest at the bottom of the list.

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Habiendo realizado el ajuste anterior se procede a ingresar la información relacionada con el completamiento del pozo.

Figura 50. Datos completamiento.

Completion

Completion Data

	Permeability Compacted Zone Ratio	Compacted Zone Thckns [in]	Perforation Diameter [in]	Perforation Penetration	Perforated Interval [MD ft]	Shot Density [SPF]
1	0.1000	0.5000	0.500	15.000	20.000	5.00
2	0.1000	0.5000	0.500	15.000	13.000	5.00
3	0.1000	0.5000	0.500	15.000	35.000	5.00
4	0.1000	0.5000	0.500	15.000	30.000	5.00
5	0.1000	0.5000	0.500	15.000	45.000	5.00
6	0.1000	0.5000	0.500	15.000	6.000	5.00
7	0.1000	0.5000	0.500	15.000	13.000	5.00
8	0.1000	0.5000	0.500	15.000	14.000	5.00
9	0.1000	0.5000	0.500	15.000	5.000	5.00
10	0.1000	0.5000	0.500	15.000	26.000	5.00
11	0.1000	0.5000	0.500	15.000	46.000	5.00
12	0.1000	0.5000	0.500	15.000	28.000	5.00
13	0.1000	0.5000	0.500	15.000	18.000	5.00
14	0.1000	0.5000	0.500	15.000	8.000	5.00
15	0.1000	0.5000	0.500	15.000	9.000	5.00
16	0.1000	0.5000	0.500	15.000	10.000	5.00

Perforation Efficiency: 0.760

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Con los datos ingresos se genera la curva de afluencia del pozo (IPR) para cada uno de los pozos, obteniendo valores como la tasa máxima de producción y el índice de productividad.

Por último, se ingresa los datos necesarios para general la curva de descarga del sistema de línea de flujo y tuberías, seleccionando las correlaciones mencionadas anteriormente.

Figura 51. Datos línea de flujo.

Flowline

Flowline Geometry | Flowline Restriction Data | Standard Pipe Sizes

ML vs Elevation

Correlation: MukherjeeBrill

Options on this panel (like any "by sement" choices) MUST match the similar option on the wellbore panel.

Roughness: 0.0018 in

Number of wells feeding this line: 1

Temperature: Separator & WH (No input here) °F

	Flw Lin ID (in)	ML (ft)	Elevation (ft)
1	1.992	0.10	0.00
2	1.992	300.00	0.00
3	1.992	600.00	0.00
4	1.992	900.00	0.00
5	1.992	1200.00	0.00
6	1.992	1500.00	0.00
7	1.992	1800.00	0.00
8	1.992	2100.00	0.00
9	1.992	2400.00	0.00
10	1.992	2700.00	0.00
11	1.992	3000.00	0.00

Previous Next Apply Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Figura 52. Datos tubing de producción.

The screenshot shows the 'WellBore' software interface. At the top, there are tabs for 'Wellbore Geometry', 'Well Restriction Data', 'Correlation Advisor', and 'Standard Pipe Sizes'. Below these, there are dropdown menus for 'Tubular Flow' and 'MD vs TVD', and a 'Hydraulic Model' dropdown set to 'HagedornBrown'. A 'Temperature Options' section includes a dropdown for 'Temperatures' set to 'WH & Reservoir (see below)', a 'Temp Util' button, and input fields for 'WHTemp: 110 °F' and 'TRes: 138 °F'. A 'Roughness' dropdown is set to '0.0018 in'. A 'Quick Reference' list on the right shows various IDs from 1.867 to 4.560. A table in the center contains the following data:

	Flow ID (in)	MD (ft) endseg	TVD (ft) endseg	Angle (degrees)
1				0.000
2				26.791
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				

At the bottom, there are buttons for 'Previous', 'Next', 'Apply', 'Aceptar', 'Cancelar', and 'Ayuda'. A status bar at the very bottom shows '37-7/3/2018 - [UIS-01 pipesim - System]'. Below the table, there are options: 'Reduce Number of Segments' and 'Insert Segment below selected row'.

Fuente: tomada de la interfaz del software SNAP.

Por consiguiente, el paso siguiente después de ingresar toda la información de cada uno de los pozos, es el de verificar que los valores generados por el modelo de simulación sean iguales a los reportes de producción actuales de cada pozo.

Figura 53. Pozo UIS – 01.

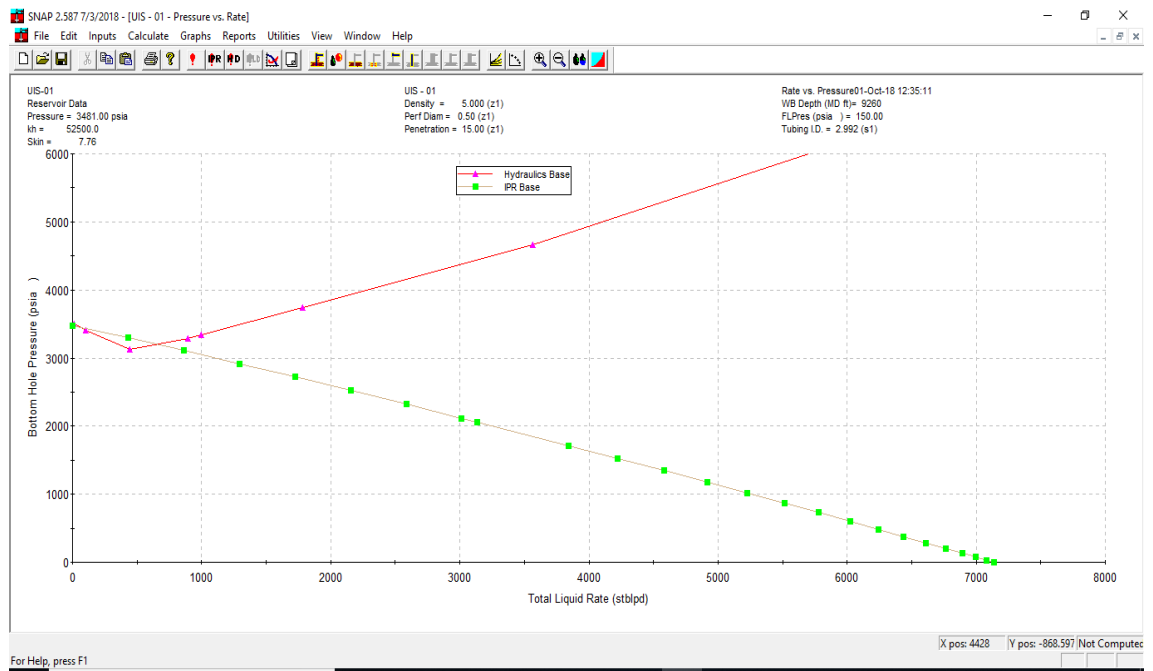


Figura 54. Pozo UIS – 02.

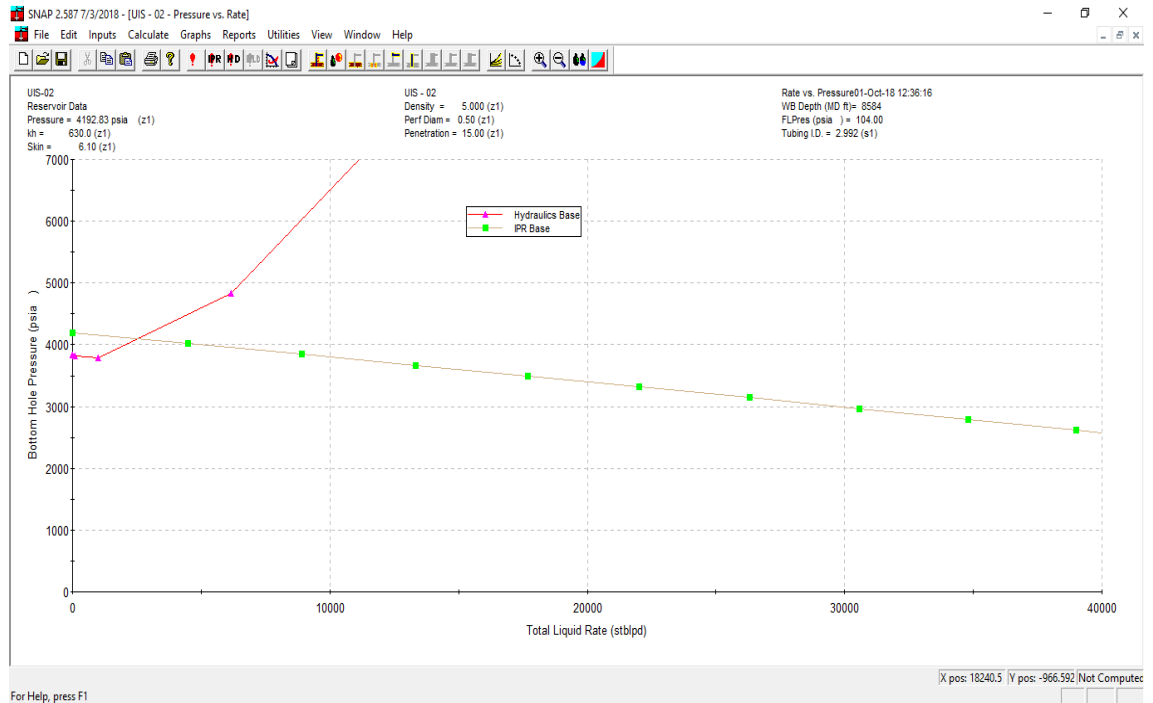


Figura 55. Pozo UIS – 03.

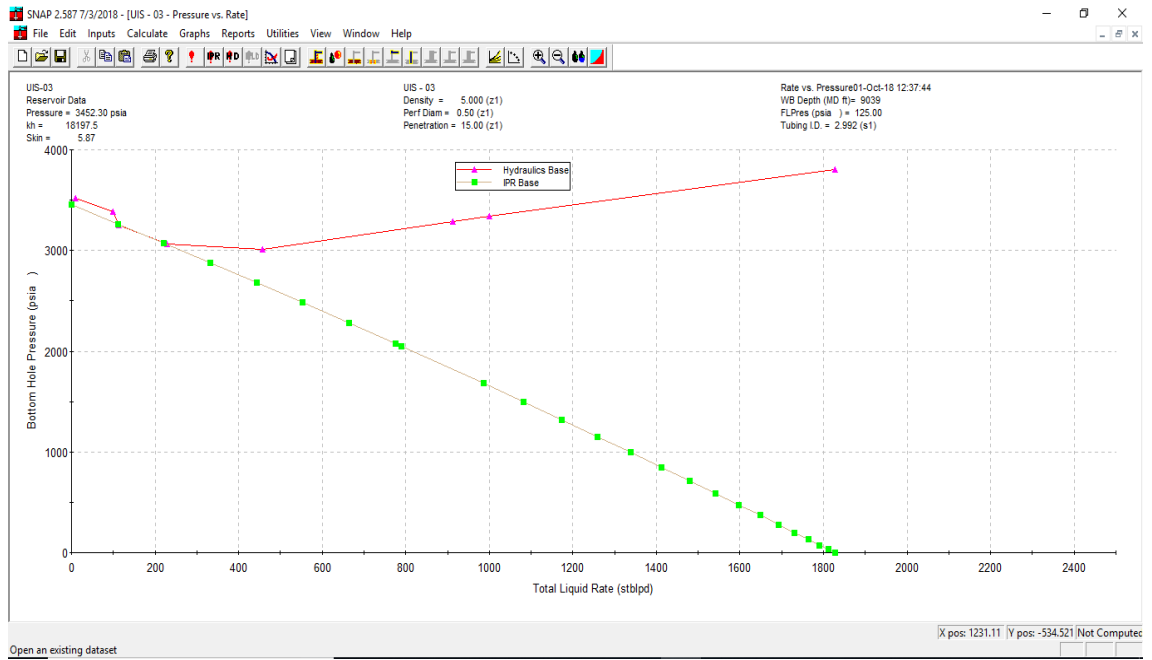
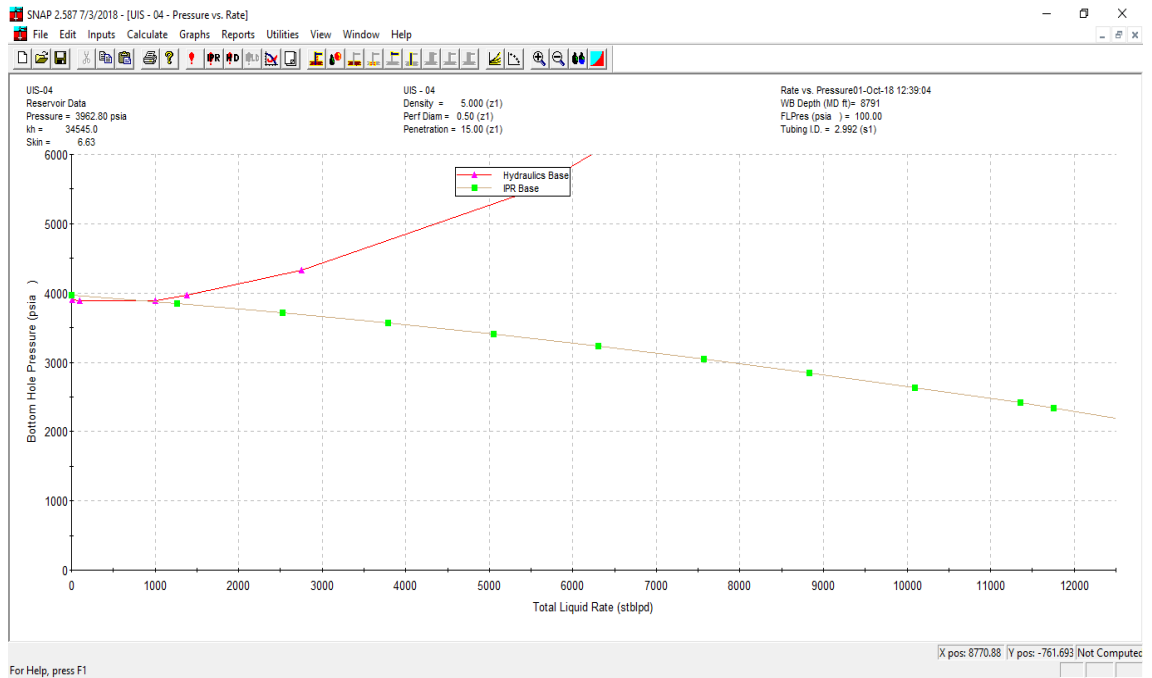


Figura 56. Pozo UIS – 04.



En la siguiente tabla se presenta los valores de producción y presión generados por el software y los valores de producción reportados para cada pozo.

Tabla 42. Producción de cada pozo.

Propiedad	valor	Q _t (stblpd)	P _{wf} (psia)	Q _w (stbwpd)	Q _o (stbopd)
UIS - 01	reportado	585	2700	327.6	257.4
	generado	650.87	3199.87	364.49	286.38
UIS - 02	reportado	2500	4100	2375	125
	generado	2502.26	4095.38	2377.14	125.11
UIS - 03	reportado	200	3100	92	108
	generado	202.7	3105.6	93.24	109.73
UIS - 04	reportado	885.71	3890	823.71	62
	generado	887.1	3878.02	825	62.1

El pozo UIS – 01 no se tendrá en cuenta en el desarrollo de la investigación debido a que se encuentra en operaciones de workover, y la bomba electro-sumergible no está operando en las condiciones adecuadas para la optimización de la producción.

7.2 DEFINICIÓN DE OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN.

En este paso de la metodología se plantean los posibles cambios que se puedan emplear en cada pozo y líneas de superficie para aumentar la producción de una manera segura. Dichos cambios pueden ser desde la estimulación del pozo hasta la variación de la presión en la línea de recolección.

Para este caso, la empresa encargada de los pozos no autorizó los cambios en las bombas electro-sumergibles como se mencionó anteriormente, por lo cual

los parámetros de operación de la bomba serán constantes durante todo el proyecto.

En cuanto a la estimulación de los pozos, el campo ya fue sometido a una campaña de estimulación y fracturamiento en los últimos 8 años, debido a esto no se tendrá en cuenta este proceso para el aumento de la afluencia de líquido al pozo.

Teniendo en cuenta lo anterior, se han definido los posibles cambios que generarían un aumento en la producción y que están autorizados por la empresa encargada de la operación de los pozos.

Los posibles cambios en las condiciones de los pozos son: presión en la línea de flujo, diámetro interno de la línea de flujo, diámetro interno del tubing de producción y densidad de tiros de cañoneo.

Para realizar los cambios en la presión de las líneas de flujo se harán cambios en la presión de un valor de 25 psia, siendo la presión mínima deseada para el estudio de 50 psia y la presión máxima de 150 psia.

La variación en el diámetro interno de las líneas de flujo se realizará en toda la longitud de las mismas, para lo cual la empresa cuenta con líneas de flujo de varios diámetros los cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 43. Sensibilidad flowline

Diámetro nominal (in)	Diámetro interno (in)
2	2.067
2 ½	2.469
3	3.068
4	4.026
6	6.065
8	7.981

Para analizar los cambios en el tubing de producción se escogerá entre cinco diámetros internos que son: 2.441 in, 2.992 in, 3.476 in, 3.958 in y 4.560 in.

En cuanto al completamiento de los pozos, se planea el escenario de realizar un cañoneo o recañoneo variando la densidad de tiros en cada uno de los pozos. Las densidades de tiros utilizadas para el estudio serán: 4,6,8,12 y 16 tiros por pies.

Después de determinar las oportunidades de optimización, se continua a realizar las sensibilidades a cada uno de los modelos de simulación de los pozos para determinar los mejores escenarios.

7.3 ANALISIS DE RESULTADOS.

Para el análisis de resultados se plantearán la solución para cada uno de los pozos que tendrá el análisis para cada uno de los cambios y el análisis con los cambios que presentaron mejores resultados.

POZO UIS – 02

- **Análisis de la presión en líneas de flujo.** Para realizar la sensibilización de la presión, con el modelo base del pozo desarrollado anteriormente se ingresa en el software en la pestaña “sensitivities” los valores de presión que serán analizados. En la figura 55, se muestran las curvas sensibilizadas de cada una de las presiones y en la tabla 44 se muestran los valores de intercepción de las curvas.

Figura 57. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-02.

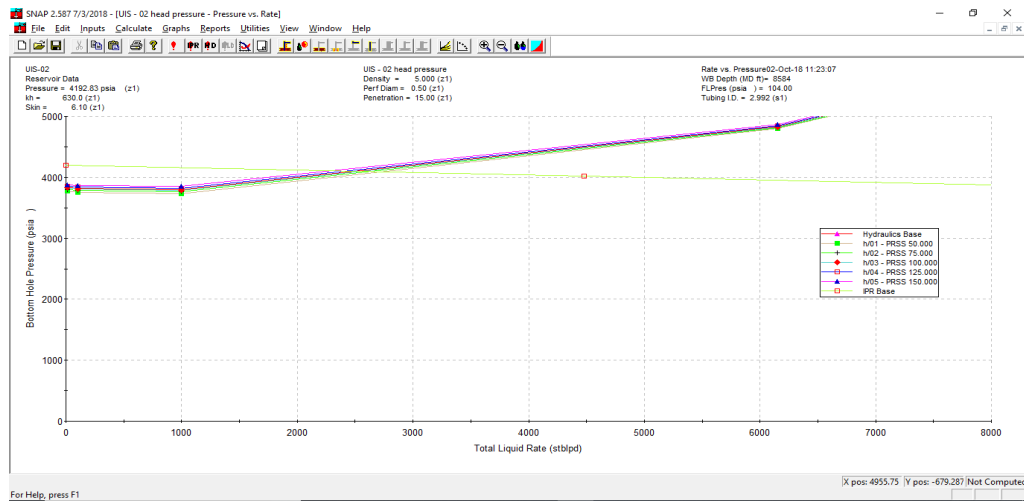


Tabla 44. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-02

		presión en líneas de flujo			
		WHP (psia)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
seleccionado para mejora	50	2726.8	136	4086.6	
	75	2625.8	131	4090.6	
	100	2519.6	126	4094.7	
condición actual	104	2502.3	125.11	4095.4	
	125	2408.2	120	4099	
	150	2284.9	114	4103.9	

La recomendación que generamos es utilizar la presión de 75 psia, debido a que la presión de 50 psia se encuentra cerca a la presión mínima de flujo en el pozo.

- Análisis del diámetro interno de las líneas de flujo. De igual manera que la presión en las líneas de flujo, en la pestaña “sensitivities” se selecciona e ingresa los datos en la opción “Flowline – inner Diameter” para obtener los resultados de la sensibilidad.

Figura 58. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-02.

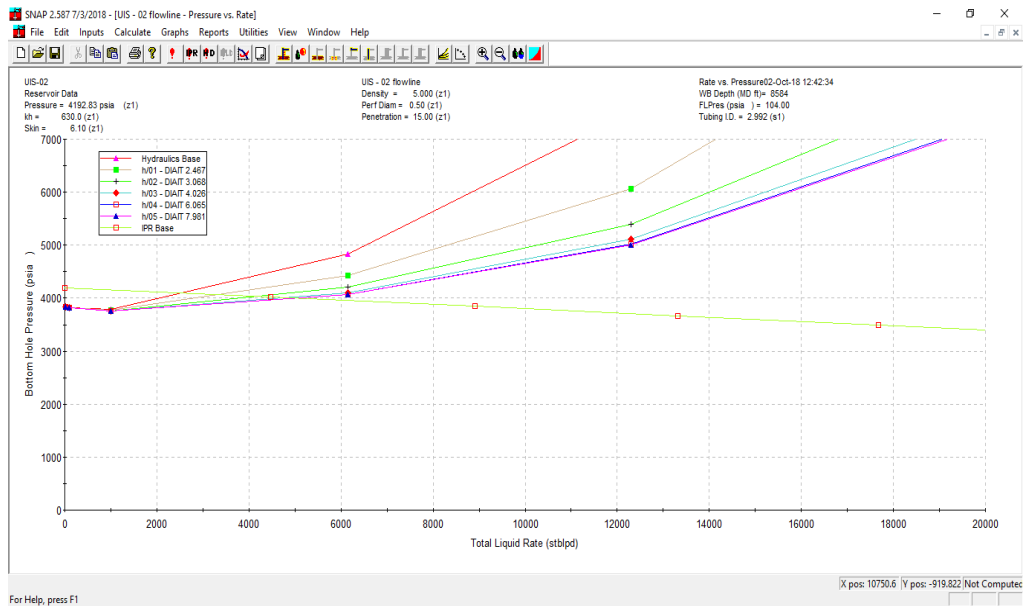


Tabla 45. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-02.

	línea de flujo			
	diámetro ID (in)	Qt (STBLPD)	Qo (stbopd)	Pwf (Psia)
condición actual	2.067	2502.3	125.115	4095.4
	2.469	3320.3	166.015	4063.4
	3.068	4142.4	207.12	4031.3
seleccionado para mejora	4.026	4834.4	241.72	4004.1
	6.065	5100.5	255.025	3993.6
	7.981	5153.4	257.67	3991.5

Se recomienda cambiar las líneas de flujo de 2.067 in a un diámetro interno de 4.026 in.

- **Análisis del diámetro interno del tubing de producción.** El proceso de sensibilización del diámetro interno del tubing se hace de la misma forma que de las líneas de flujo.

Figura 59. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-02.

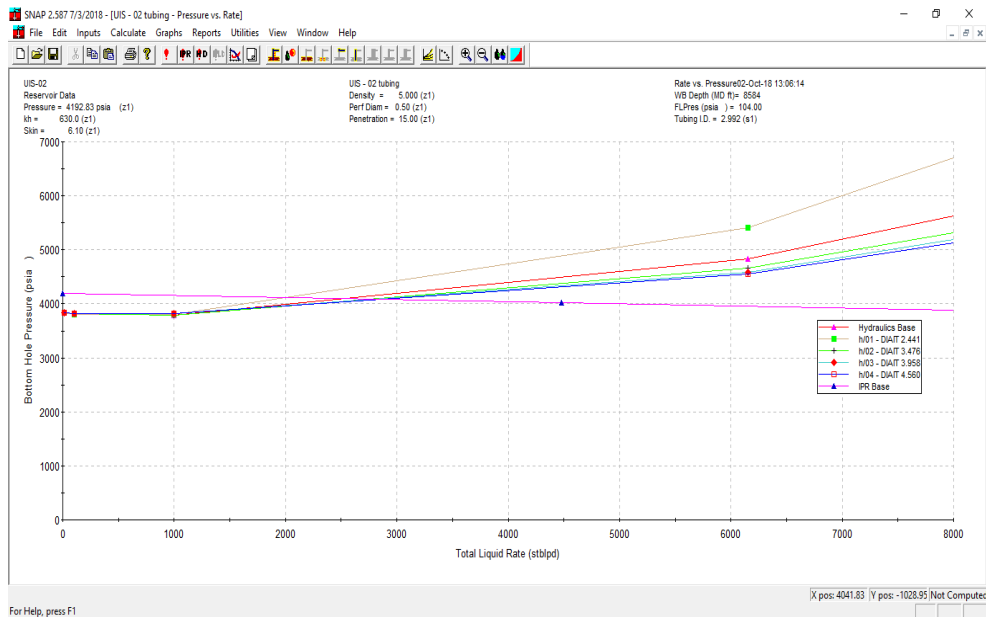


Tabla 46. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-02.

Tubing de producción				
	diámetro ID (in)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	2.441	1993.5	99.675	4115.2
condición actual	2.992	2502.3	125.115	4095.4
seleccionado para mejora	3.476	2743	137.15	4086
	3.958	2800.2	140.01	4083.8
	4.56	2854.3	142.715	4081.6

Se recomienda el cambio del tubing de producción de 2.992 in a un diámetro interno de 3.476 in.

- **Análisis de la densidad de tiros de cañoneo.** Para realizar la sensibilidad de la densidad de tiros, se selecciona la pestaña “sensitivities”, la pestaña “IPR” y la opción “Shot Density” ingresando los valores que se van a analizar.

Figura 60. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-02.

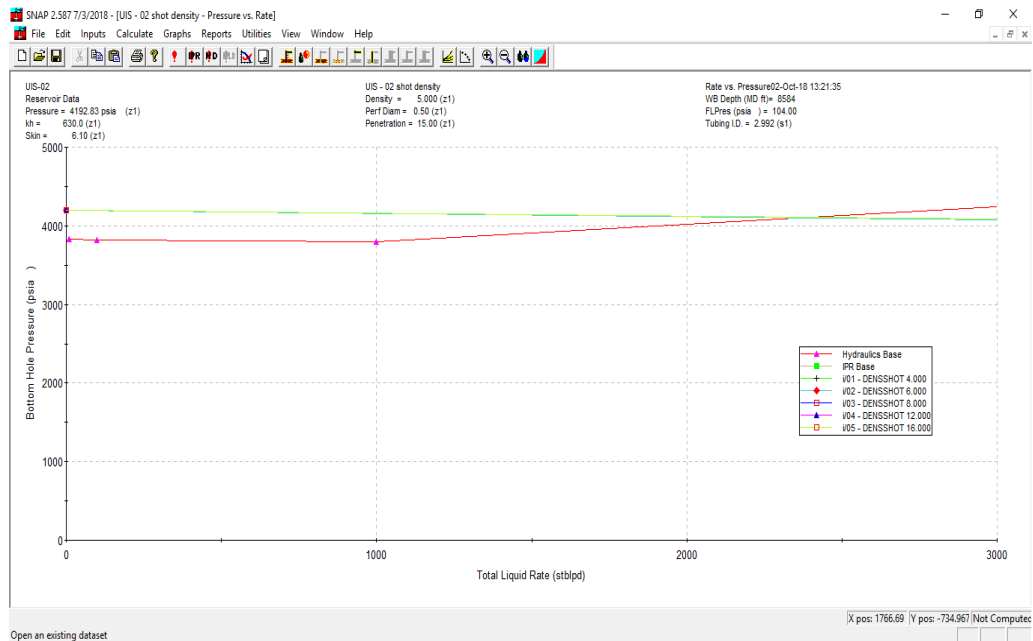


Tabla 47. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-02.

densidad de tiros				
	TPP (shot/ft)	caudal (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	4	2362.5	118.125	4097.5
condición actual	5	2374.5	118.725	4100.3
	6	2382.7	119.135	4102.2
	8	2393.1	119.655	4104.6
	12	2403.5	120.175	4106.9
	16	2408.7	120.435	4108.1

No se recomienda ningún cambio en la densidad de tiros, ya que no representaría un aumento significativo en la producción.

Después de realizar los cambios indicados en las condiciones del pozo, se escogieron los que presentan un aumento en la producción para realizar un modelo donde se realicen todos los cambios para obtener la producción optimizada del pozo.

Figura 61. Condiciones del sistema optimizado del pozo UIS – 02.

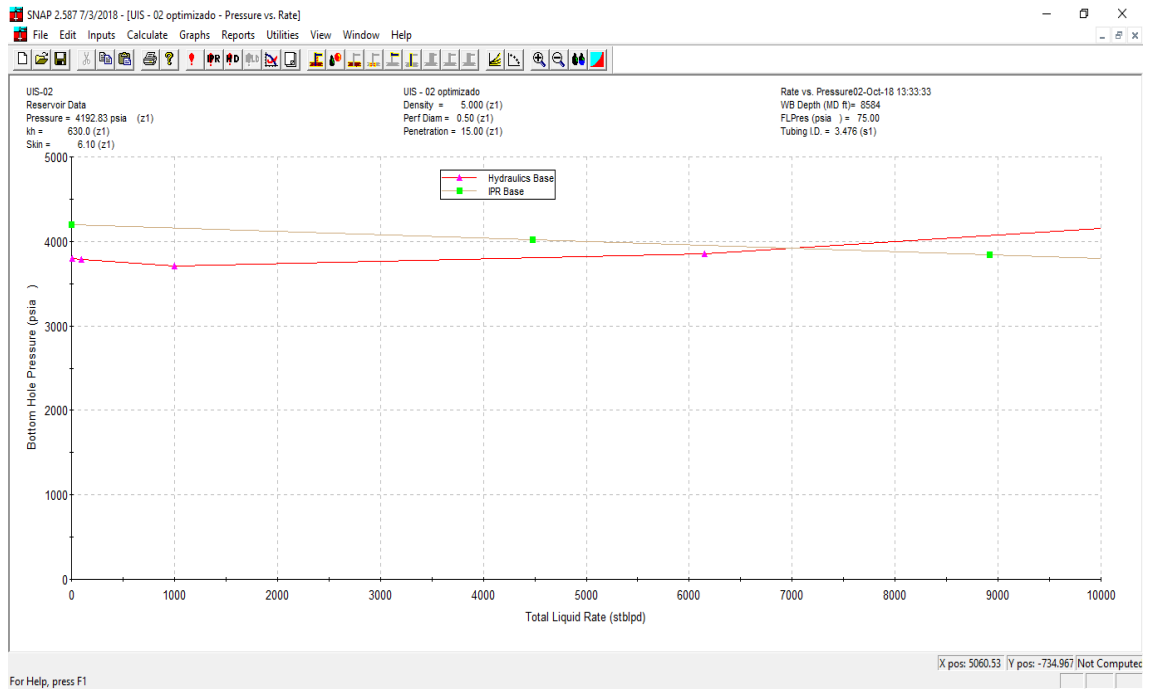


Tabla 48. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 02.

sistema optimizado						
línea de flujo	tubing	WHP	TPP	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
6.065	3.476	75	5	6984.47	349.22	3919.53

POZO UIS – 03

- **Análisis de la presión en líneas de flujo.** De la misma forma que se realizó el análisis al pozo UIS – 02, se le realizó la sensibilización de la presión en las líneas de flujo para el pozo UIS – 03 y se presentan los resultados a continuación:

Figura 62. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-03.

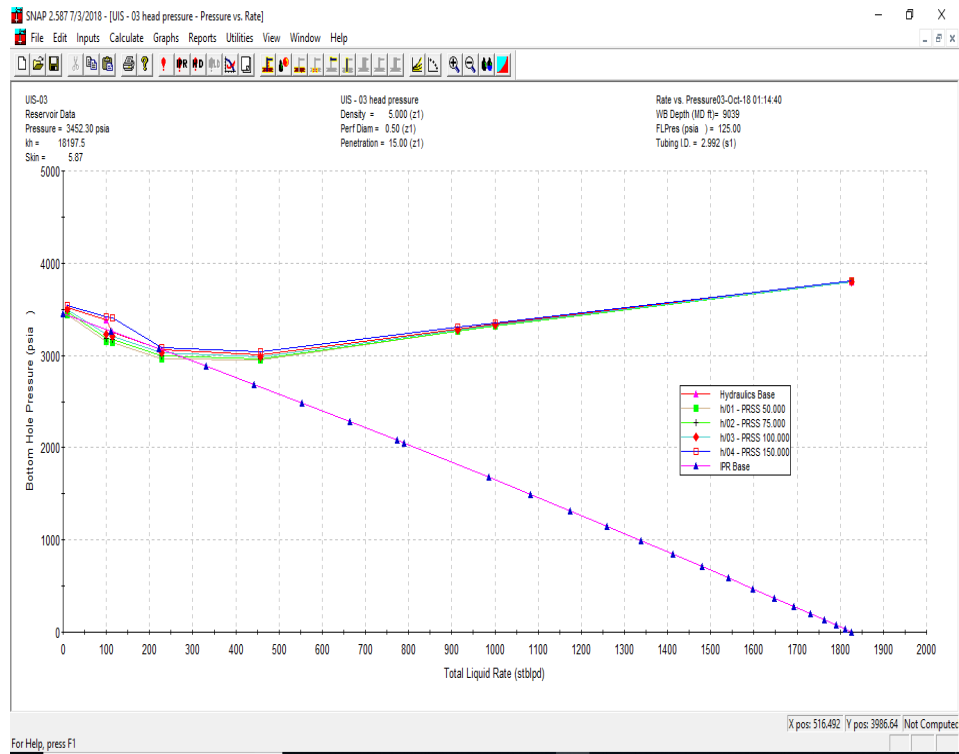


Tabla 49. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-03.

presión de cabeza				
	WHP (psia)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	50	287.8	155.41	3105.6
seleccionado para mejora	75	266.7	144.02	2957.1
	100	248.1	133.97	2994.1
condición actual	125	202.7	109.46	3026.4
	150	0	0.00	0

Se recomienda el cambio de la presión en las líneas de flujo de 125 a 75 psia, por el aumento en la producción y para igual el funcionamiento de las mismas con las del pozo UIS – 03.

- **Análisis del diámetro interno de las líneas de flujo.** Se repite el procedimiento efectuado en el pozo UIS – 02, en el pozo UIS – 03 para sensibilizar el diámetro interno de las líneas de flujo.

Figura 63. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-03.

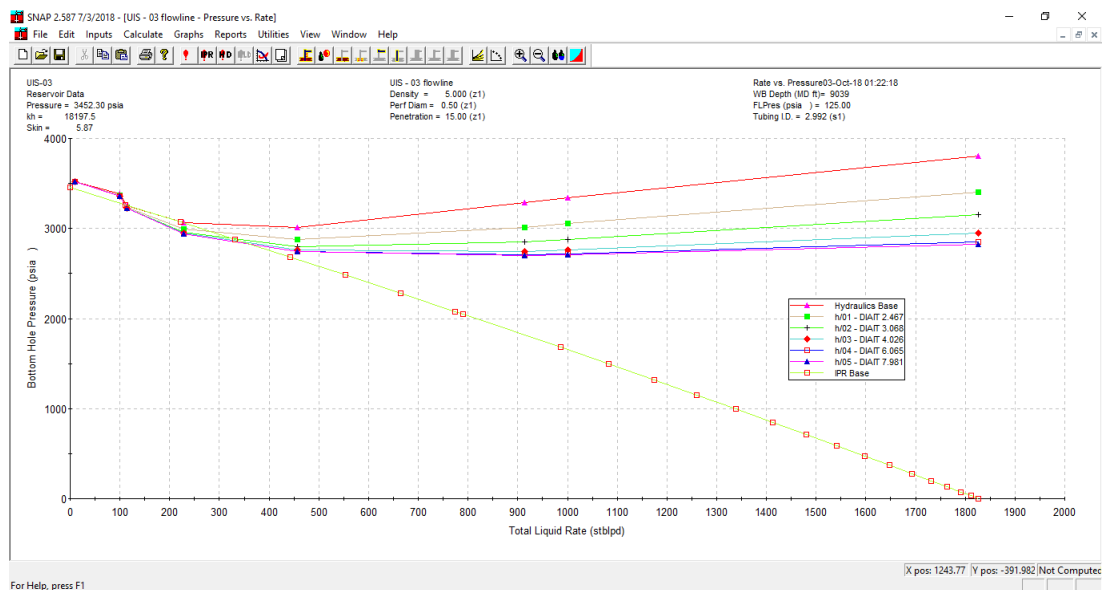


Tabla 50. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-03.

	línea de flujo			
	diámetro ID (in)	Qt (STBLPD)	Qo (stbopd)	Pwf (Psia)
condición actual	2.067	202.7	109.46	3105.6
	2.469	283.9	153.31	2963.9
	3.068	327.4	176.80	2887.5
seleccionado para mejora	4.026	350.8	189.43	2846.4
	6.065	362.8	195.91	2825.3
	7.981	364.2	196.67	2822.8

Se recomienda cambiar las líneas de flujo de 2.067 in a un diámetro interno de 4.026 in.

- **Análisis del diámetro interno del tubing de producción.** De la misma manera que las líneas de flujo, se hace la sensibilización para el tubing de producción del pozo UIS – 03.

Figura 64. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-03.

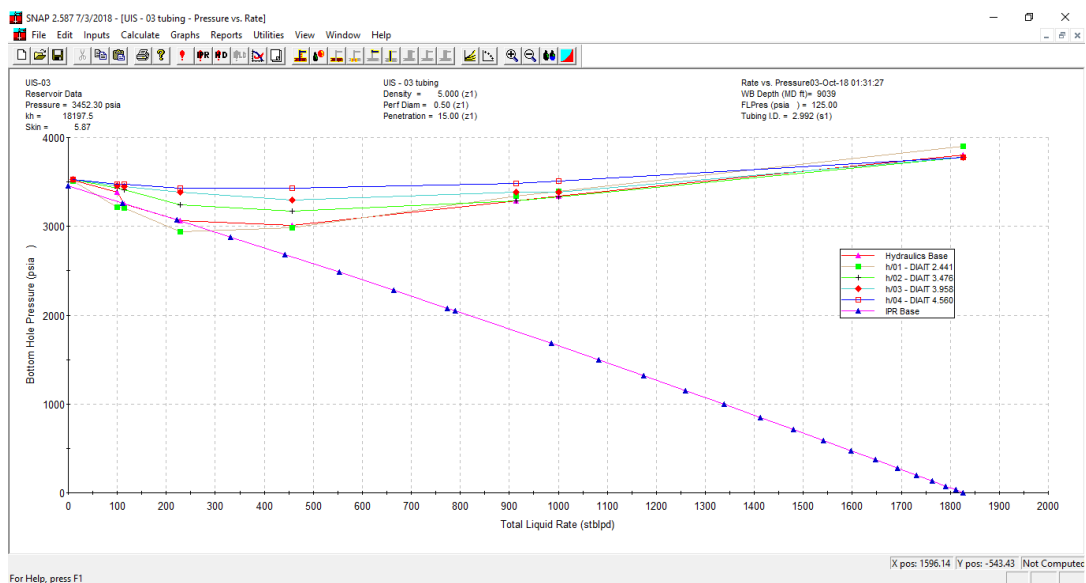


Tabla 51. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-03.

Tubing de producción				
	diámetro ID (in)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
seleccionado para mejora	2.441	290.6	156.92	3105.6
condición actual	2.992	202.7	109.46	2952.2
	3.476	0	0.00	0
	3.958	0	0.00	0
	4.56	0	0.00	0

En este caso, se sugiere el cambio del tubing de producción de un diámetro de 2.992 in a uno de un diámetro de 2.441 in.

- **Análisis de la densidad de tiros de cañoneo.** Siguiendo el mismo procedimiento realizado en el pozo UIS – 02, se realizó la sensibilidad para el pozo UIS – 03.

Figura 65. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-03.

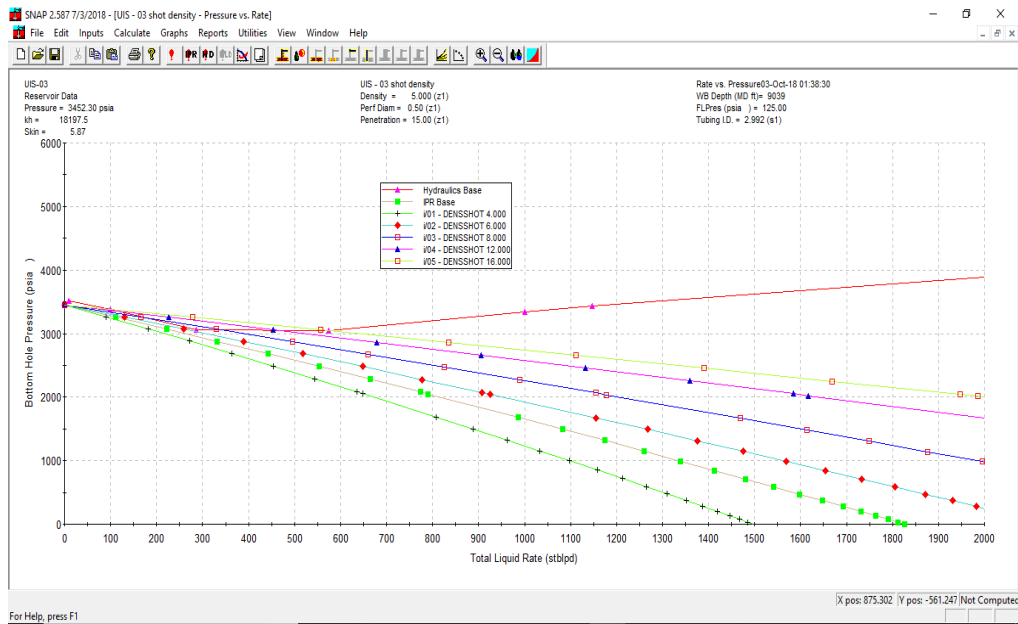


Tabla 52. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-03.

		densidad de tiros			
		TPP (shot/ft)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
condición actual		4	0	0.00	0
		5	0	0.00	0
		6	0	0.00	0
seleccionado para mejora		8	334	180.36	3063.1
		12	462	249.48	3054.6
		16	562	303.48	3053.4

En la tabla se observa que se presenta un error al realizar la simulación, pero el mejor escenario que se puede recomendar es cambiar la densidad de tiros de 5 TPP a 12 TPP.

Después de realizar los cambios de manera individual, se continúa realizando un análisis empleando todos los cambios recomendados en el mismo modelo de simulación.

Figura 66. Condiciones del sistema optimizado del pozo UIS – 03.

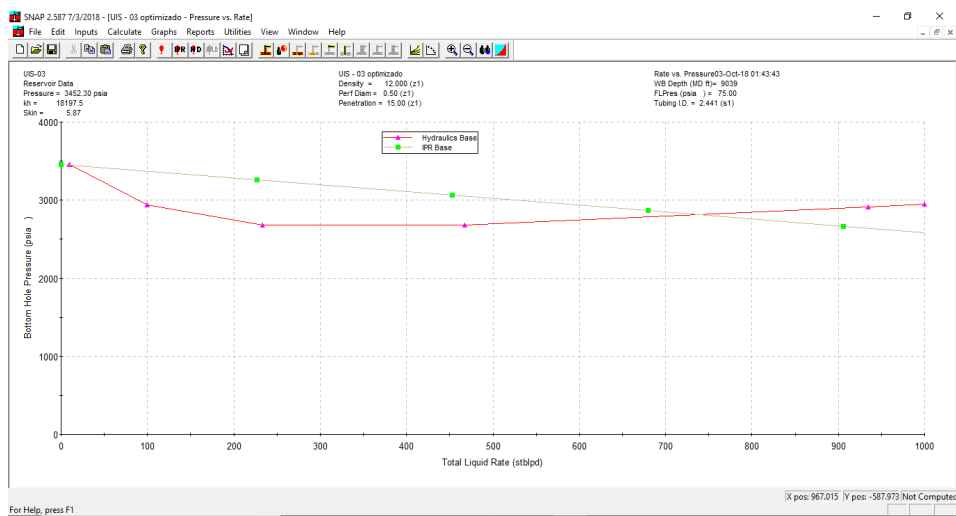


Tabla 53. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 03.

sistema optimizado						
línea de flujo	tubing	WHP	TPP	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
4.026	2.441	75	12	732.34	395.47	2816.19

POZO UIS – 04.

- **Análisis de la presión en líneas de flujo.** Siguiendo con el procedimiento efectuado en los pozos UIS – 02 y UIS – 03, se realiza la sensibilización de la presión en las líneas de flujo en el pozo UIS – 04.

Figura 67. Sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-04.

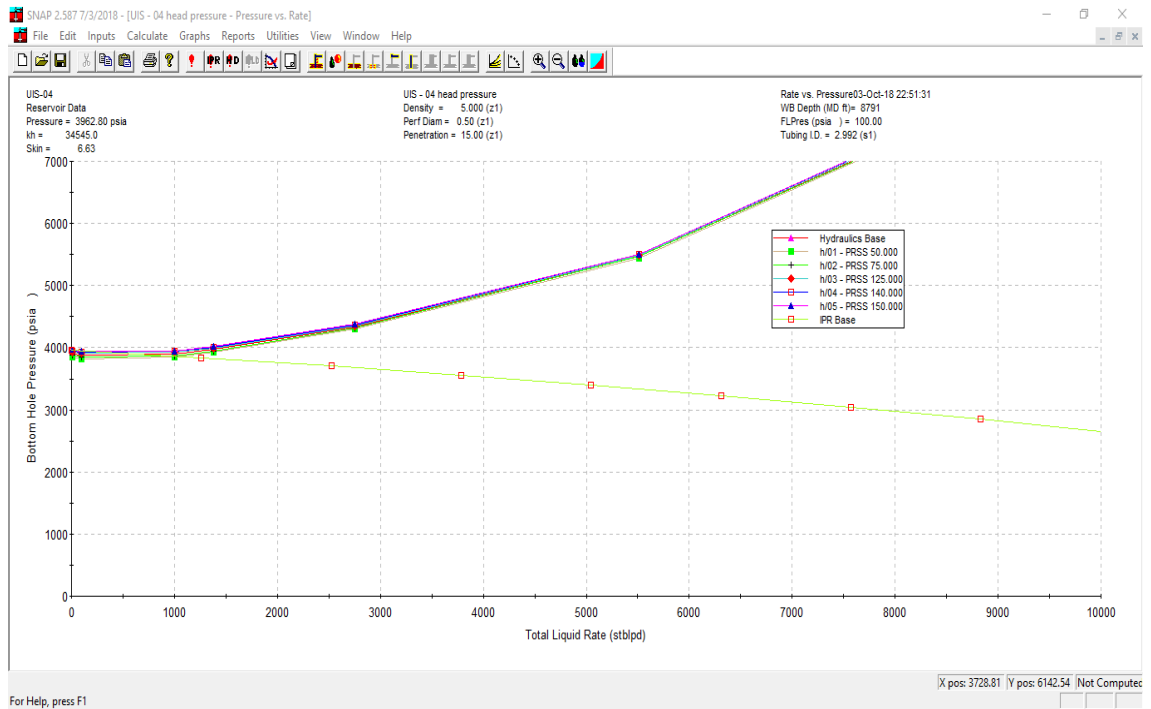


Tabla 54. Valores de la sensibilidad de la presión en las líneas de flujo del pozo UIS-04.

presión de cabeza				
	WHP (psia)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	50	1060.4	74.228	3861,8
seleccionado para mejora	75	990.9	69.363	3868.1
condición actual	100	887.1	62.097	3878
	125	712.5	49.875	3894.7
	150	504.5	35.315	3914.6

Se recomienda modificar la presión en las líneas de flujo de un valor de 100 a 75 Psia.

- **Análisis del diámetro interno de las líneas de flujo.** A continuación, se muestran las sensibilidades y los valores de operación de cada una de las sensibilidades.

Figura 68. Sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-04.

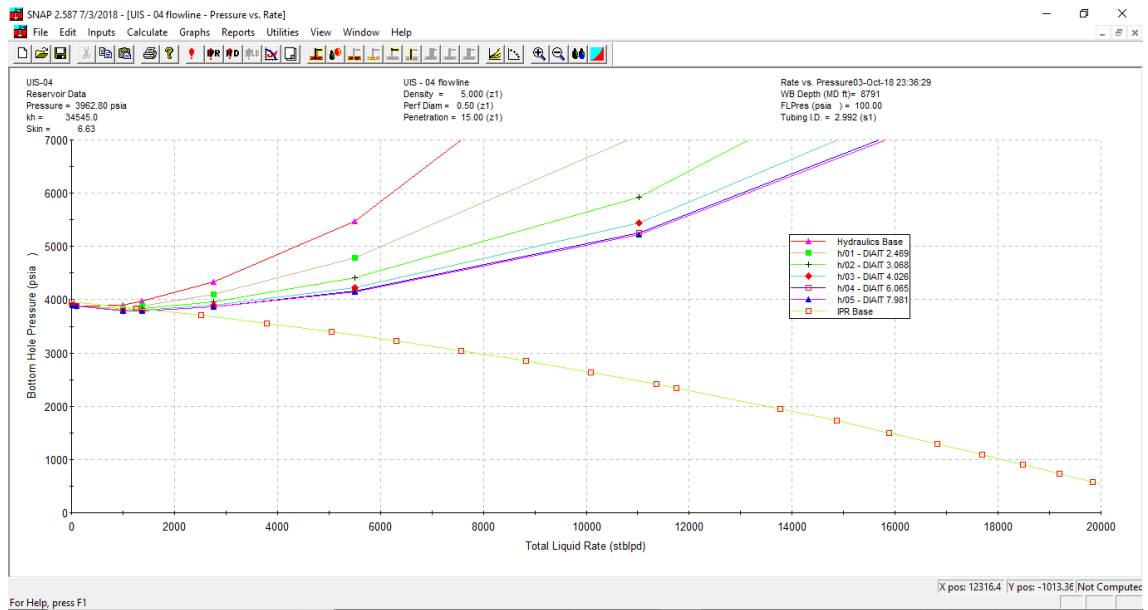


Tabla 55. Valores de la sensibilidad del diámetro interno de las líneas de flujo del pozo UIS-04.

	línea de flujo			
	diámetro ID (in)	Qt (STBLPD)	Qo (stbopd)	Pwf (Psia)
condición actual	2.067	887.1	62.097	3878
	2.469	1141.3	79.891	3854.2
	3.068	1384.6	96.922	3829.3
seleccionado para mejora	4.026	1553.2	108.724	3812.6
	6.065	1628.6	114.002	3805.1
	7.981	1639.2	114.744	3804

Se recomienda realizar el cambio de las líneas de flujo de un diámetro interno de 2.067 in a un diámetro interno de 4.026 in.

- **Análisis del diámetro interno del tubing de producción.** El tubing de producción del pozo UIS – 04, cuenta con dos diámetros distintos. El primer diámetro interno (2.992 in) que va desde superficie hasta una profundidad de 5500 ft y el segundo diámetro interno (2.441 in) que va desde los 5500 ft hasta una profundidad de la bomba de 6506 ft. Por lo cual para el estudio este tubing de producción recibirá el nombre de “combinada”.

Figura 69. Sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-04.

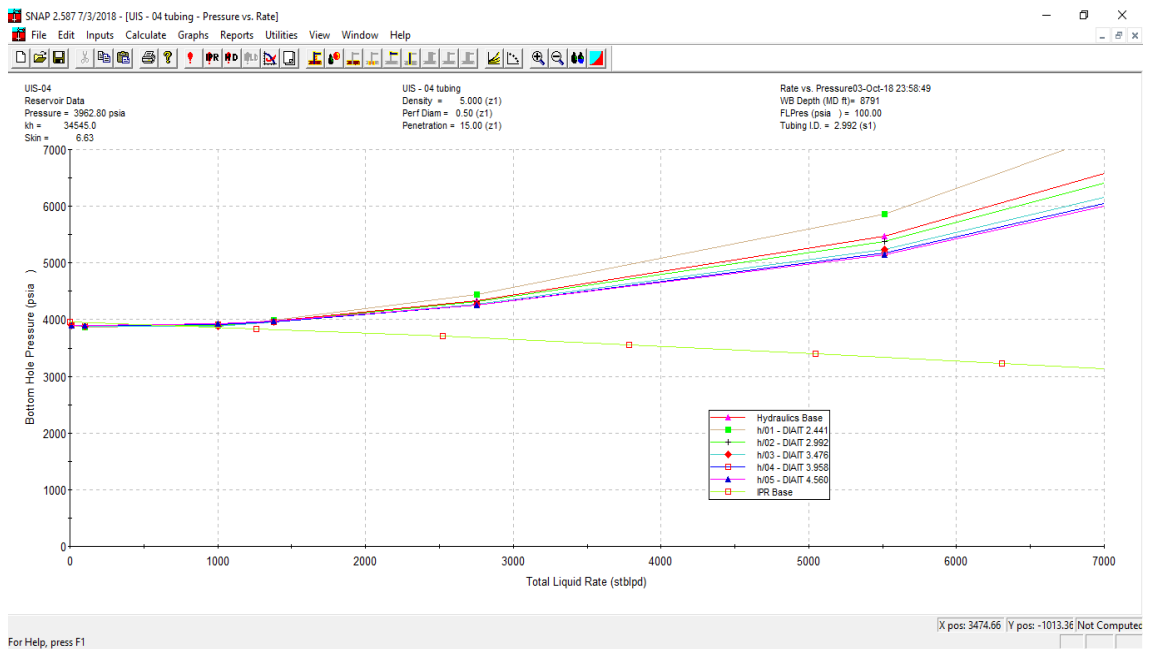


Tabla 56. Valores de la sensibilidad del diámetro interno del tubing de producción del pozo UIS-04.

Tubing de producción				
	diámetro ID (in)	Qw (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	2.441	854.8	59.836	3881.1
seleccionado para mejora	combinada	887.1	62.097	3878
	2.992	901.5	63.105	3876.6
	3.476	900.7	63.049	3876.7
	3.958	680.9	47.663	3897.7
	4.56	669.4	46.858	3898.8

No se recomienda realizar ningún cambio, puesto que la configuración actual del tubing es la presenta el mejor rendimiento.

- Análisis de la densidad de tiros de cañoneo.

Figura 70. Sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-04.

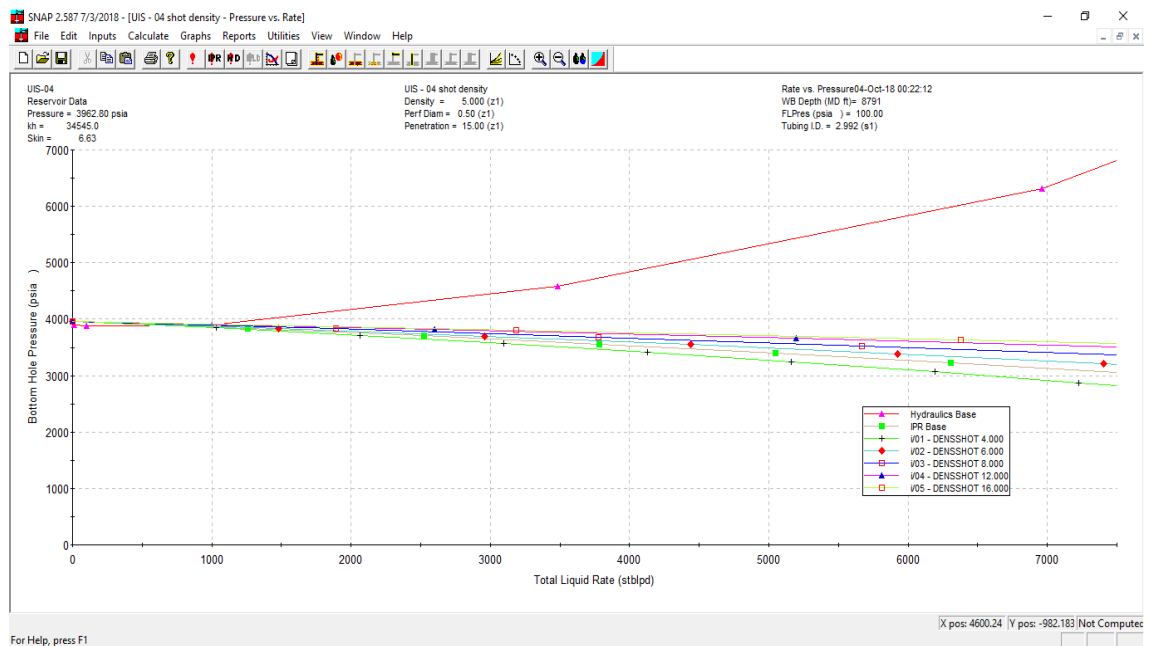


Tabla 57. Valores de la sensibilidad de la densidad de tiros de cañoneo del pozo UIS-04.

densidad de tiros				
	TPP (shot/ft)	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
	4	875.5	61.285	3864.7
condición actual	5	908.8	63.616	3875.9
	6	939.6	65.772	3883.3
	8	990.8	69.356	3892.6
seleccionado para mejora	12	1035.2	72.464	3903.7
	16	1056.9	73.983	3909.7

Se recomienda realizar el recañoneo del pozo para aumentar la densidad tiros de 5 TPP a 12 TPP.

Condiciones del sistema optimizado del pozo UIS – 04.

Después de realizar los cambios de manera individual, se continúa realizando un análisis empleando todos los cambios recomendados en el mismo modelo de simulación.

Figura 71. Simulación sistema optimizado pozo UIS – 04.

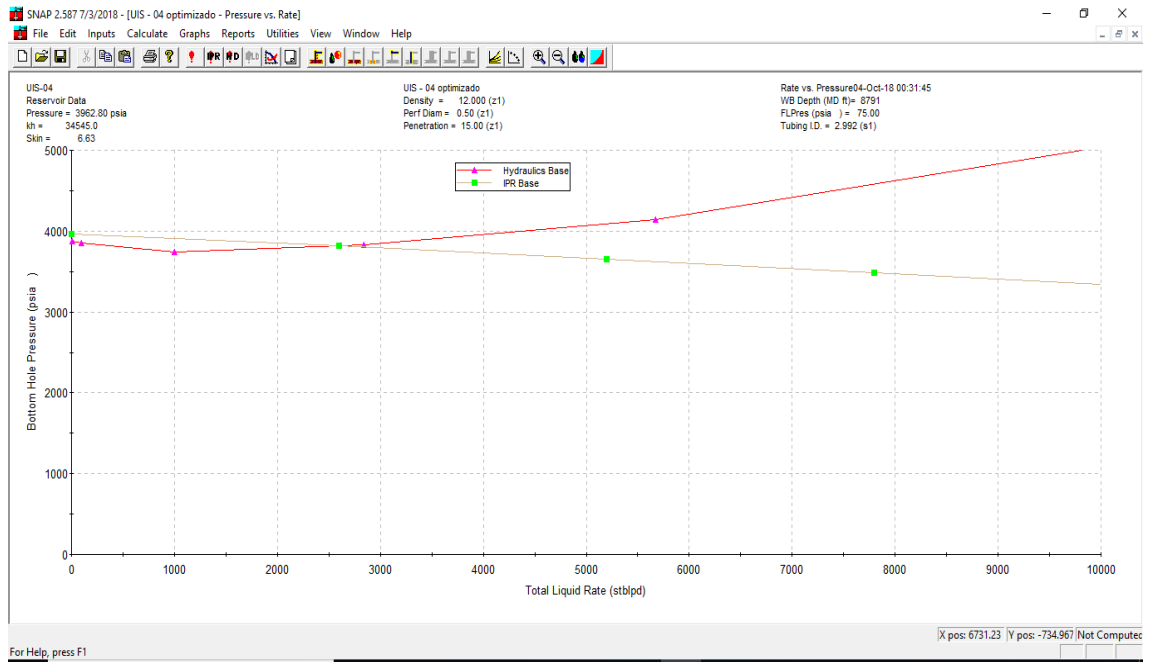


Tabla 58. Valores del sistema optimizado del pozo UIS – 04.

sistema optimizado						
línea de flujo	tubing	WHP	TPP	Qt (stblpd)	Qo (stbopd)	Pwf (psia)
4.026	combinada	75	12	2328.04	162.9628	3815.3

ANÁLISIS DE RESULTADOS. En la tabla 59. (Sistemas de producción optimizados), se presentarán los resultados de las sensibilidades realizadas a cada pozo. Cada cambio se mostrará de manera individual indicando el caudal y la presión de operación, el caudal de aceite y los barriles de aceite incremental por día y por año de producción (345 días) que los pozos son capaces de producir.

Tabla 59. Sistemas de producción optimizados.

Sensibilidad	Valor	Qt (stblpd)	Pwf (psia)	Qo (stbopd)	Qo actual	Bbl incrementales de aceite por dia	Bbl incrementales de aceite por año
POZO UIS - 02							
línea de flujo (in)	4.026	4834.4	4004.1	241.72	125.115	116.605	40228.725
tubing (in)	3.476	2743	4086	137.15	125.115	12.035	4152.075
WHP (psia)	75	2625.8	4090.6	131	125.115	5.885	2030.325
TPP (shot/ft)	5	2374.5	4100.3	118.725	118.725	0	0
optimizado		6984.47	3919.53	349.22	125.115	224.105	77316.225
POZO UIS - 03							
línea de flujo (in)	4.026	350.8	2846.4	189.43	109.46	79.97	27589.65
tubing (in)	2.441	290.6	3105.6	156.92	109.46	47.46	16373.7
WHP (psia)	75	266.7	2957.1	144.02	109.46	34.56	11923.2
TPP (shot/ft)	12	462	3054.6	249.48	109.46	140.02	48306.9
optimizado		732.34	2816.19	395.47	109.46	286.01	98673.45
POZO UIS - 04							
línea de flujo (in)	4.026	1553.2	3812.6	108.724	62.097	46.627	16086.315
tubing (in)	combinada	887.1	3878	62.097	62.097	0	0
WHP (psia)	75	990.9	3868.1	69.363	62.097	7.266	2506.77
TPP (shot/ft)	12	1035.2	3903.7	72.464	63.616	8.848	3052.56
optimizado		2328.04	3815.3	162.9628	62.097	100.8658	34798.701

Por otra parte, es necesario tener en cuenta la cantidad de aceite incremental que es capaz de aportar el yacimiento después de realizar el proceso de inyección de polímeros, y con base en esta estimar si los cambios anteriormente planteados son viables tanto técnicamente como económicamente. Para realizar el análisis de aumento de fluido en los pozos el aceite incremental aportado por el yacimiento será dividido en la cantidad total (3) de pozos productores, dicha cantidad de aceite incremental se adicionará a la producción actual de cada pozo. En la siguiente tabla se muestran la

cantidad de aceite incremental aportada por el yacimiento en diferentes periodos de tiempo (día, mes y año) y la cantidad de aceite incremental para cada pozo productor.

Tabla 60. Barriles de aceite incremental aportados por el yacimiento.

	Bbl incre. / año	Bbl incre. / mes	Bbl incre. / día	Bbl incre. / Pozo UIS-02	Bbl incre. / Pozo UIS-03	Bbl incre. / Pozo UIS-04
caso 1	4263	355.25	11.84167	3.947222	3.947222	3.947222
caso 2	3530	294.1667	9.805556	3.268519	3.268519	3.268519

Teniendo en cuenta los resultados de la tabla 59 y 60, se concluye que los cambios en los pozos productores no son necesarios, ya que con las condiciones actuales de operación los pozos son capaces de producir la cantidad de aceite incremental aportada por el yacimiento.

8. EVALUACIÓN FINANCIERA.

Después de realizar la evaluación técnica de este proyecto es necesaria una evaluación financiera con el fin de comprobar la viabilidad económica del proyecto. Una evaluación financiera es el análisis de todos los factores que puedan intervenir en el desarrollo del proyecto desde el inicio y durante la operación del mismo.

La evaluación financiera permite tener una herramienta útil en el proceso de toma de decisión para el desarrollo del proyecto, por esto es indispensable realizarla antes de invertir en cualquier proyecto. Existen diferentes herramientas para realizar una evaluación económica de un proyecto, entre las más utilizadas se encuentran la del flujo de caja descontados, que mediante indicadores económicos que permiten calcular la rentabilidad y los resultados financieros del proyecto. Dichos indicadores son: valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), rendimiento de la inversión, la relación Costo/Beneficio, Costos de Capital (CAPEX), costos de Operación (OPEX) y el Pay Back.

8.1 INDICADORES ECONÓMICOS.

COSTOS DE CAPITAL (CAPEX). Son todos los gastos generados por cada uno de los recursos necesarios para llevar a cabo el proyecto. Pueden ser desde obras civiles como la implementación de facilidades de superficie, estudios preliminares, perforación, sistemas de levantamiento artificial, los gastos de inyección, manejos de agua de producción y cualquier otra herramienta que sea necesaria en el proyecto.

COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX). Los costos operacionales o de operación hacen referencia al dinero necesario para la operación del campo. Estos costos se generarán durante todo el proyecto y pueden variar en algún momento del mismo. Entre estos se encuentran los costos de energía, químicos, servicios de

reacondicionamiento de pozos productores e inyectoras, personal de mantenimiento etc.

INGRESOS. Son las utilidades generadas por el proyecto, y cada una de las entradas de dinero generadas por el proyecto. En la industria petrolera estos corresponden al caudal de producción por el precio estimado por barril de petróleo. Para esto se supone un precio por barril constante debido a la alta variación en los precios internacionales del barril y lo difícil que es estimar dicha variación, mientras que el perfil de producción del pozo debe ser muy preciso para tener una buena evaluación económica.

8.2 VALOR PRESENTE NETO.

Es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada. el valor presente neto es un término que se utiliza para medir la rentabilidad de un proyecto de inversión y se obtiene de la diferencia entre el valor presente de su flujo de ingresos futuros y el valor presente de su flujo de costos. Cuando una cantidad de dinero se lleva a un valor futuro su magnitud siempre es mayor y cuando un valor futuro se lleva a un valor presente este valor siempre será menor.

Matemáticamente el valor presente neto se puede expresar de la siguiente manera:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+i)^t} \right) - I_o \quad \text{Ecuación 64.}$$

Dependiendo del valor de VPN se puede evaluar cada proyecto de la siguiente manera:

Si $VPN > 0$, es un proyecto rentable.

Si $VPN = 0$, es indiferente seleccionar este proyecto o algún otro.

Si $VPN < 0$, es un proyecto que no es rentable.

8.3 TASA INTERNA DE RETORNO.

Es la tasa de interés efectiva a la cual renta la inversión del negocio en evaluación. En otras palabras, la tasa interna de retorno (TIR) se define como la tasa de descuento a la cual el valor presente neto es igual a cero, siendo posible la comparación con otras tasas de interés de mínima viabilidad para el proyecto. la tasa interna de retorno es un indicador que permite hallar la rentabilidad de un proyecto y se puede expresar de la siguiente manera:

$$i = \sqrt[n]{\frac{VF}{I_o}} - 1 \quad \text{Ecuación 65.}$$

Dónde:

n: es el número de periodos.

VF: es el valor a futuro de la inversión

I_o : es el valor inicial de la inversión.

8.4 RELACIÓN COSTO-BENEFICIO.

Es un indicador que permite calcular las ganancias generadas por la inversión de un dólar, es adimensional. Se puede definir como la relación entre el valor presente neto de los ingresos y el valor presente neto de los egresos. Siendo así que, si el valor de la relación es igual o menor a 1, se puede decir que el proyecto no es rentable y no es económicamente viable.

$$RCB = \left| \frac{VPN \text{ ingresos}}{VPN \text{ egresos}} \right| \quad \text{Ecuación 66.}$$

8.5 PAY – BACK.

También denominado periodo de recuperación, es un indicador que permite calcular a un cierto periodo de tiempo al cual se espera recuperar la inversión en términos de flujos de caja netos obtenidos durante la vida útil del proyecto. En otras palabras, permite al inversionista hacerse una idea del tiempo que tardará en recuperar su inversión.

$$PB = M + \frac{\text{inversión requerida}}{\text{flujo de dinero acumulado}} \quad \text{Ecuación 67.}$$

Donde M es el último periodo con flujo acumulado negativo.

8.6 EFICIENCIA SOBRE LA INVERSIÓN (J).

Es un parámetro utilizado por Ecopetrol S. A. durante la evaluación financiera de un proyecto para garantizar la viabilidad del mismo. si este valor es mayor a 1, significa que el proyecto no es rentable y no sería realizado por la compañía.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}} \quad \text{Ecuación 68.}$$

Para evaluar cada uno de los escenarios propuestos en el proyecto con los indicadores mencionados anteriormente, se debe contar con algunos datos preliminares como lo son: el precio de comercialización del crudo producido, los

costos de levantamiento, operación, mantenimiento, etc. (lifting cost). Inversión inicial entre otros.

El campo bajo el proyecto de inyección de polímeros tiene una vida útil estimada de 10 años en la cual se incrementará los volúmenes de crudo producido. Debido a que este se considera un periodo corto y con el propósito de obtener los resultados técnico-económicos lo más rápido posible. El periodo de tiempo destinado al estudio de este proyecto será de 1 año.

La tasa de oportunidad se estimará en un valor de 12% anual para el desarrollo de este proyecto, que es la tasa definida por las empresas para este tipo de proyectos. Además, se considera que la tasa de interés para este proyecto es del 11,1% anual, aclarando que para este proyecto se trabajó con periodos de evaluación mensual lo que transforma la tasa de interés en 0,881 % mensual.

De acuerdo a la ley 756 de 2002 el descuento por regalías es del 8% para un proceso de recuperación secundaria y recobro mejorado.

A continuación, se muestra una tabla con los valores tenidos en cuenta en este análisis económico.

Tabla 60. Datos preliminares para la evaluación financiera.

Concepto	Valor	Unidad
Precio del crudo	75	USD/BL
Lifting cost	17	USD/BL
Regalías	8	%
Costos de operación del polímero	0.8	USD/BL
Tasa de oportunidad	12	%
Tasa efectiva anual	11.1	%
Tasa efectiva mensual	0.881	%

Para campos de la cuenca del valle del magdalena medio el costo de operación de producción de un barril de crudo (lifting cost) es de 17 dólares, y los costos asociados a la operación del polímero en campos de la misma cuenca es de 0.8 dólares por barril producido.

Caso N.º 1. Todas las sensibilidades. En este escenario se plantea realizar todas las sensibilidades al pozo inyector descritas en el numeral 6.2.1.6.

Estas sensibilidades incluyen un cambio en la presión en las líneas de flujo, cambio en el diámetro de las líneas de flujo y tubería de inyección, cambio en la densidad de tiros de cañoneo y cambio en el diámetro de las perforaciones. Al realizar estas sensibilidades aumenta el caudal de solución inyectada en 205 Bls/día, lo que aumenta los egresos del proyecto. Al inyectar los barriles de solución adicional se genera un volumen incremental de aceite de 4263 Bls/año que para realizar la evaluación económica será dividido en la cantidad de periodos (12 periodos).

Tabla 61. Especificaciones del caso 1.

Bls de solución a inyectar (día)	Kg de polímero inyectado / día	Kg de polímero inyectado / año	Índice	Bls incrementales de aceite por sensibilidades/año	Bls incrementales de aceite/mes
2205	152.352	55608.48	0.73	3824.0904	318.67

El volumen incremental total de solución inyectada es igual a 6150 barriles de solución por mes, lo que representa un aumento en los egresos totales del proyecto de 4920 USD mensuales.

En la siguiente tabla, se describen los valores necesarios de inversión inicial para la realización del proyecto.

Tabla 62. Descripción de la inversión inicial caso 1.

Inversión inicial del proyecto				
Concepto	Valor	Unidad	Cantidad	Total
Líneas de flujo	\$ 15.00	USD/ft	1476	\$ 22,140.00
Desarme y arme de nuevas líneas de flujo	\$ 60.00	USD/ft	1476	\$ 88,560.00
Tubería de inyección	\$ 8.00	USD/ft	8737	\$ 69,896.00
Workover	\$ 13,608.00	USD/día	5	\$ 68,040.00
Cañoneo	\$ 44,231.00	USD/operación	1	\$ 44,231.00
				\$ 292,867.00

Tabla 63. Evaluación financiera ante el cambio de todas las sensibilidades en 1 año de producción.

mes	barriles de aceite incremental	ingreso por venta de crudo usd	egresos barriles de solución adicional	egresos totales	flujo de caja mensual	flujo de caja acumulado
0		-\$ 292,867.00
1	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 281,215.94
2	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 269,564.88
3	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 257,913.82
4	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 246,262.77
5	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 234,611.71
6	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 222,960.65
7	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 211,309.59
8	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 199,658.53
9	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 188,007.47
10	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 176,356.42
11	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 164,705.36
12	318.6742	\$ 23,900.57	\$ 4,920.00	\$ 12,249.51	\$ 11,651.06	-\$ 153,054.30

Económicamente el proyecto no es viable ya que es necesaria una inversión inicial demasiado alta en comparación con el volumen de aceite incremental.

Caso N° 2. Cambio en la densidad de tiros de cañoneo.

Para la implantación de este escenario se tuvo en cuenta el costo de recañoneo del pozo INY-01, el cual es de 44231 USD, este costo incluye trabajos de workover, movilización de los equipos, materiales y personal encargado de la operación. Al realizar este cambio se genera un volumen de solución inyectada que se describe en la tabla a continuación.

Tabla 64. Especificaciones del caso 2.

Bbl de solución a inyectar (día)	Kg de polímero inyectado/día	Kg de polímero inyectado/año	Índice	Bbl incrementales de aceite por sensibilidades/año	Bbl incrementales de aceite/mes
2189	151.248	55205.52	0.73	3529.9296	294.1608

De igual manera, el volumen incremental de aceite será dividido en el número de periodos de estudio (12 periodos). El volumen incremental total de solución inyectada es igual a 5640 barriles de solución por mes, lo que representa un aumento en los egresos totales del proyecto de 4512 USD mensuales.

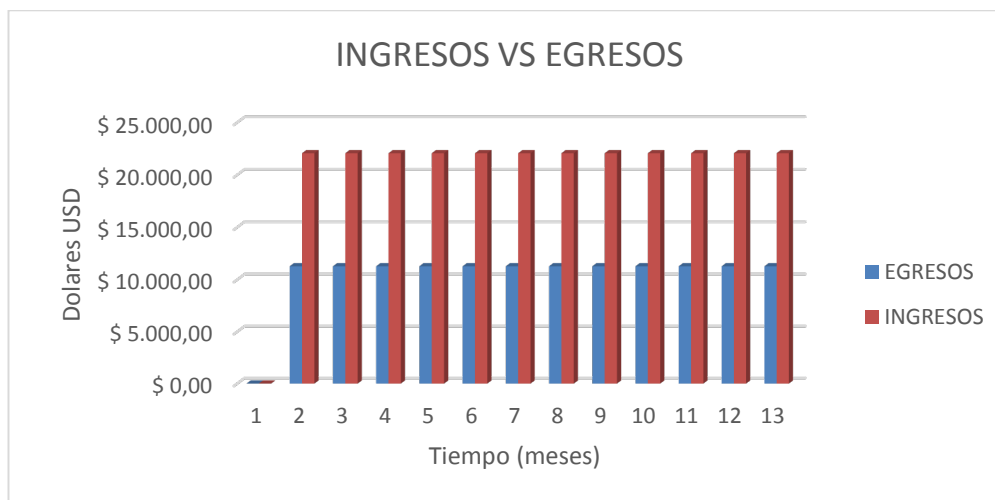
En este escenario, la inversión inicial es igual al valor del recañoneo (44231 USD).

Tabla 65. Evaluación financiera ante el cambio en la densidad de tiros y diámetro de perforaciones en el cañoneo en 1 año de producción.

mes	barriles de aceite incremental	ingreso por venta de crudo usd	egresos barriles de solución adicional	egresos totales	flujo de caja mensual	flujo de caja acumulado
0		-\$ 44,231.00
1	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	-\$ 33,446.64
2	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	-\$ 22,662.28
3	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	-\$ 11,877.92
4	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	-\$ 1,093.55
5	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 9,690.81
6	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 20,475.17
7	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 31,259.53
8	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 42,043.89
9	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 52,828.25
10	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 63,612.62
11	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 74,396.98
12	294.1608	\$ 22,062.06	\$ 4,512.00	\$ 11,277.70	\$ 10,784.36	\$ 85,181.34

Ya que este escenario es positivo porque genera un flujo de caja acumulado positivo se le realizara la evaluación financiera del proyecto mediante los indicadores económicos descritos anteriormente.

Figura 72. Ingresos VS egresos.



El valor presente neto del proyecto se calcula de acuerdo a la ecuación 64, teniendo en cuenta que la tasa de interés efectivo mensual es de 0.881%.

Tabla 66. Valor presente neto y tasa interna de retorno del proyecto.

MES	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	VALOR PRESENTE
0	-44231	-44231
1	-33446.6384	-33157.0254
2	-22662.2768	-22271.5126
3	-11877.9152	-11572.0281
4	-1093.5536	-1056.16658
5	9690.808	9278.449811
6	20475.1696	19434.17138
7	31259.5312	29413.32135
8	42043.8928	39218.19613
9	52828.2544	48851.06557
10	63612.616	58314.17332
11	74396.9776	67609.73704
12	85181.3392	76739.94872
	VALOR PRESENTE NETO	234522.8695
	TIR	15%

La relación costo-beneficio es en otras palabras cuando se gana por invertir un dólar en el proyecto.

$$RCB = \left| \frac{250307.04}{-127.952.12} \right| = 1.956 \text{ USD} \quad \text{Ecuación 69.}$$

Además, es necesario determinar cuánto tiempo se demora en recuperar la inversión, para esto se utiliza el indicador Pay Back.

$$PB = 5 + \frac{44231}{266177} = 5.017 \text{ meses} \quad \text{Ecuación 70.}$$

La eficiencia sobre la inversión para este proyecto tiene un valor de 0.51118.

Tabla 67. Indicadores financieros.

Indicadores financieros	
VPN (1 año) (USD)	234522
TIR (%)	15
RCB	1.956
Pay back (meses)	5.017
J (fracción)	0.51118

Con estos indicadores se puede concluir que la inversión de capital será recuperada a los tres meses y 1 día de iniciado el proyecto. El valor presente neto, indicador que señala si un proyecto es atractivo o no, fue positivo con un valor de 234522 USD. La tasa interna de retorno (TIR) tiene un valor de 15% y es mayor a la tasa interna de oportunidad (TIO), lo cual indica que las ganancias son considerables para la realización del proyecto. la relación costo-beneficio, si es mayor a cero, concluye que los ingresos son mayores que los egresos haciendo del proyecto algo rentable para la empresa.

9. CONCLUSIONES

Aunque en el ajuste del modelo base de inyección con respecto a los reportes del piloto se tuvo un porcentaje de error muy bajo en el caudal en fondo y presión de fondo, del orden de 0.03% para ambos parámetros, existe un alto grado de incertidumbre debido a la falta de información entregada por la empresa operadora de los pozos y es una aproximación generada empíricamente para el desarrollo del estudio.

Al evaluar económicamente la propuesta realizada en el caso N.º 2, se obtendrían ganancias significativas, con una inversión inicial de \$ 44231 USD, lo que generaría un VPN a 1 año de \$ 234522 (USD), que representarían un TIR de 15 %, un Pay Back de 5.017 meses y una RCB de 1.956, lo que nos daría a entender que el proyecto es económicamente viable.

De acuerdo al modelo presentado se tiene que para el modelo de inyección optimizado del caso 1 se presenta una relación de movilidades de 0.865, lo cual es atractivo para optimizar el proceso, más sin embargo es importante tener en cuenta que este modelo no es económicamente viable, en base a que la evaluación financiera para este caso, ya que no genera los ingresos necesarios para cubrir la inversión inicial \$292867 dólares.

A pesar, de que a los pozos del modelo de producción se les realizó varias oportunidades de optimización se observó que la cantidad de aceite incremental aportada por el yacimiento de 3.947 barriles para el caso 1 y para el caso 2 de 3.268, no es significativo y se descartan las modificaciones realizadas a los modelos de producción.

10. RECOMENDACIONES.

Debido a que no se cuenta con todos los datos propios de campo y que el simulador SNAP tiene muchas limitantes, se recomienda hacer la simulación numérica del yacimiento para la inyección de polímeros teniendo en cuenta las optimizadas hechas a partir del análisis nodal al modelo base en el capítulo 6.

Se recomienda el uso de un simulador más avanzado que contemple el modelamiento de fluidos no newtonianos para lograr un mayor ajuste del modelo de inyección planteado.

Se recomienda, que para futuros desarrollos de pilotos de inyección de polímeros en campos que tengan características similares a los trabajados en este proyecto se tenga en cuenta las condiciones planteadas en el caso 1 del capítulo 6.

Se recomienda la revisión de todas las fuentes bibliográficas consultadas para realización de este proyecto con el fin de determinar la viabilidad de desarrollar una herramienta software que permita hacer el análisis nodal para este tipo de fluidos y que además, permita observar la interacción del mismo en el yacimiento.

Se recomienda, para futuros desarrollos en el campo de otros pilotos de inyección de polímeros se diseñen las líneas de flujo de un diámetro nominal de 4 pulgadas en cada uno de los pozos productores y que la presión en el manifold de recolección sea de 75 psia.

BIBLIOGRAFÍA

ARGUELLES ARIZA, Juan David. PAZ BENAVIDES, Favio Alejandro. Optimización de la producción de un campo petrolero ubicado en la cuenca del caguan-putumayo utilizando la técnica de análisis nodal. Tesis de pregrado en ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-químicas, 2017.

BEGGS, H. Dale. Production optimization using nodal analysis. Oklahoma: OGCI and Petroskills publications, 2003. ISBN 0-93097214-7.

EBERL, Emil. Parameters of transport of non-newtonian fluid through the pipes. Zagreb: institute for mining, geotechnology and environment (IRGO), 1995, vol 7.

ECONOMIDES, Michael J. Petroleum production systems, second edition. Westford: Prentice hall, 2012.

GONZALEZ, Mónica. La guía química: adsorción [En línea] (2006). (Recuperado 8 de noviembre de 2010). Disponible en <https://quimica.laguia2000.com/conceptos-basicos/adsorcion>

GUERRERO PABÓN, Cindy Mildred. Evaluación de un proceso de inyección de surfactante-polímero a partir de dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache. Magister en ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas.2015

La comunidad petrolera. Análisis NODAL [En línea]. (Recuperado 31 de enero de 2008). Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/anlisis-nodal-en-pozos-productores.html>

MÁRQUEZ, Richard. Optimización del sistema de producción análisis nodal. Maracaibo: Universidad de Zulia, 2006.

NÁJERA MORENO, Cesar Eugenio. Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal. Villahermosa Tabasco. PEMEX ediciones, 2006.

PLATA MANTILLA, Cristian Norberto. Evaluación de diferentes escenarios para la optimización del sistema de producción del campo san roque por medio de la técnica de análisis nodal. Tesis de pregrado en ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Faculta de ingenierías Físico-químicas, 2016.

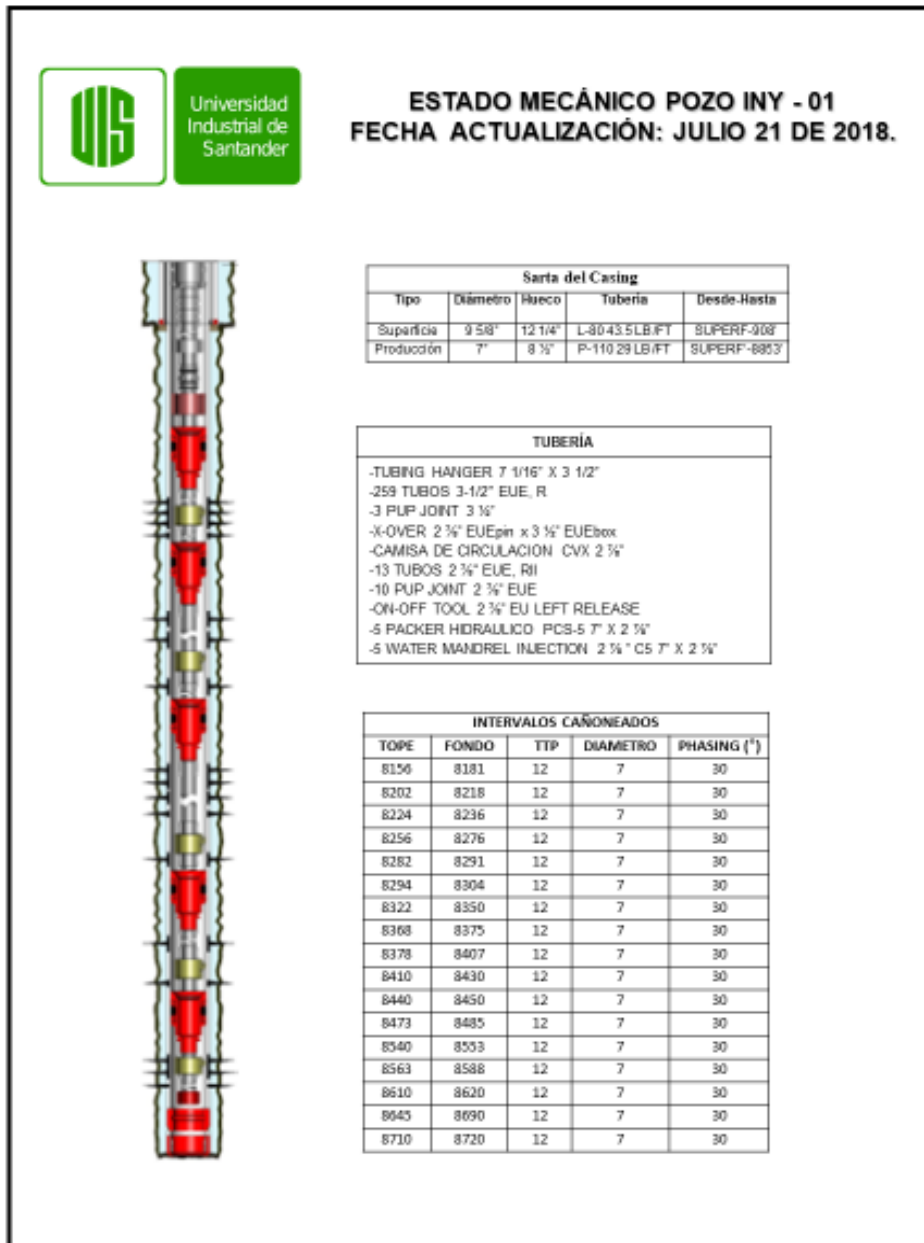
SCHLUMBERGER. Oilfield glossary: análisis NODAL [En línea]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/nodal_analysis.aspx

SHENG, James J. Modern chemical enhanced oil recovery. Burlington: Elsevier, 2011.

ANEXOS

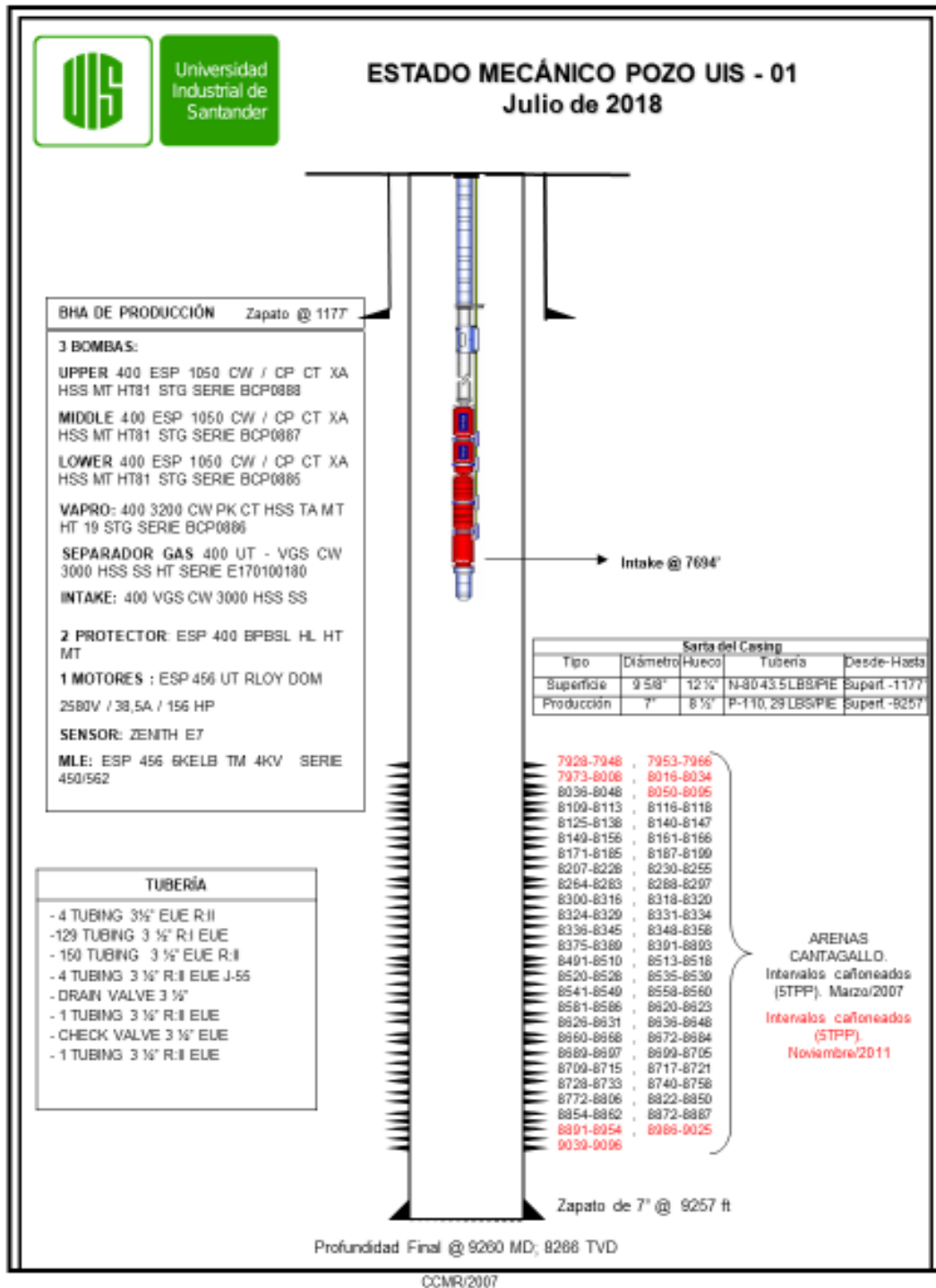
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS DE LOS POZOS EVALUADOS.

POZO DE INYECCIÓN INY – 01



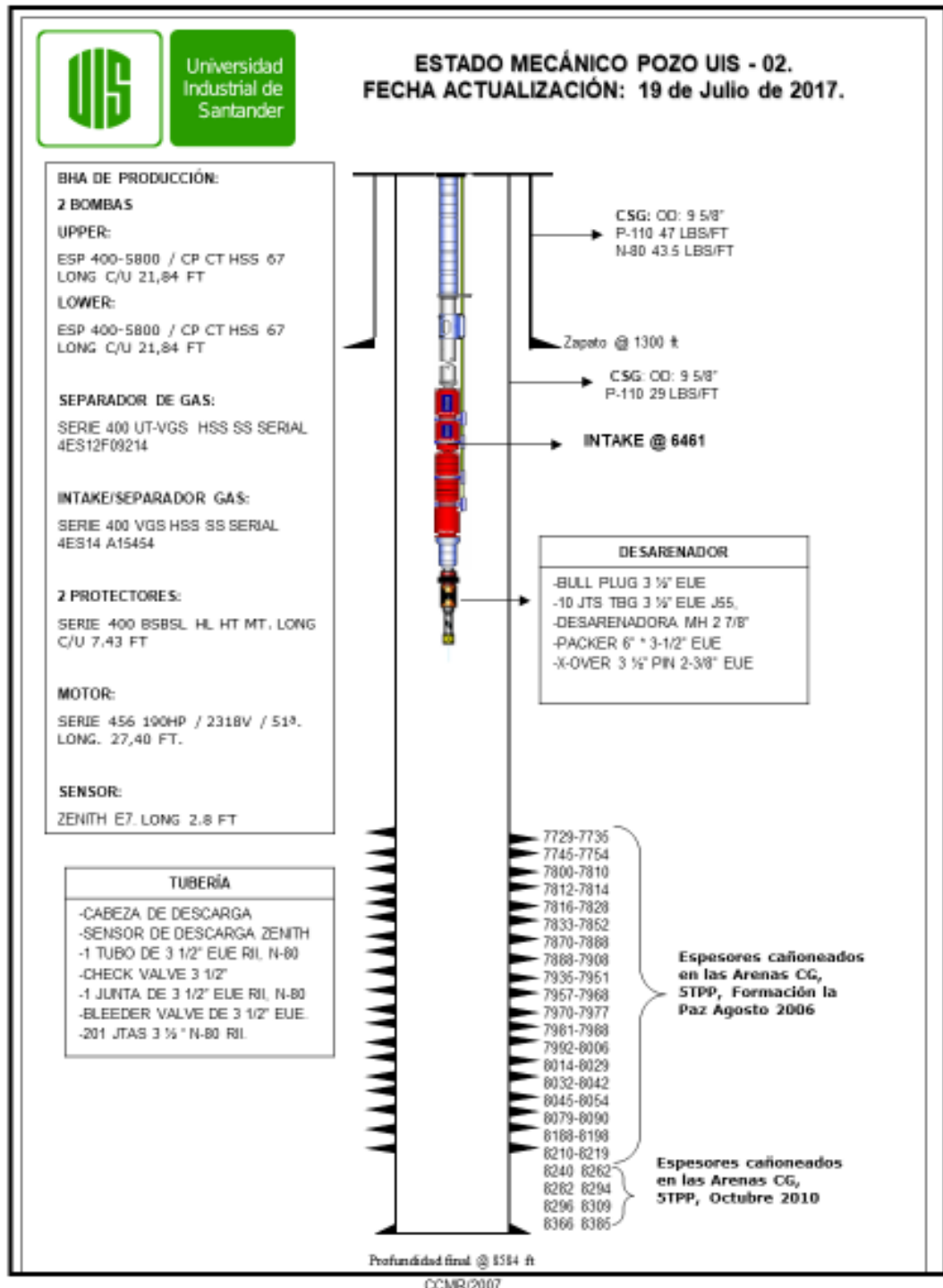
Fuente: Instituto colombiano del petróleo y los autores.

POZO DE PRODUCCIÓN UIS – 01



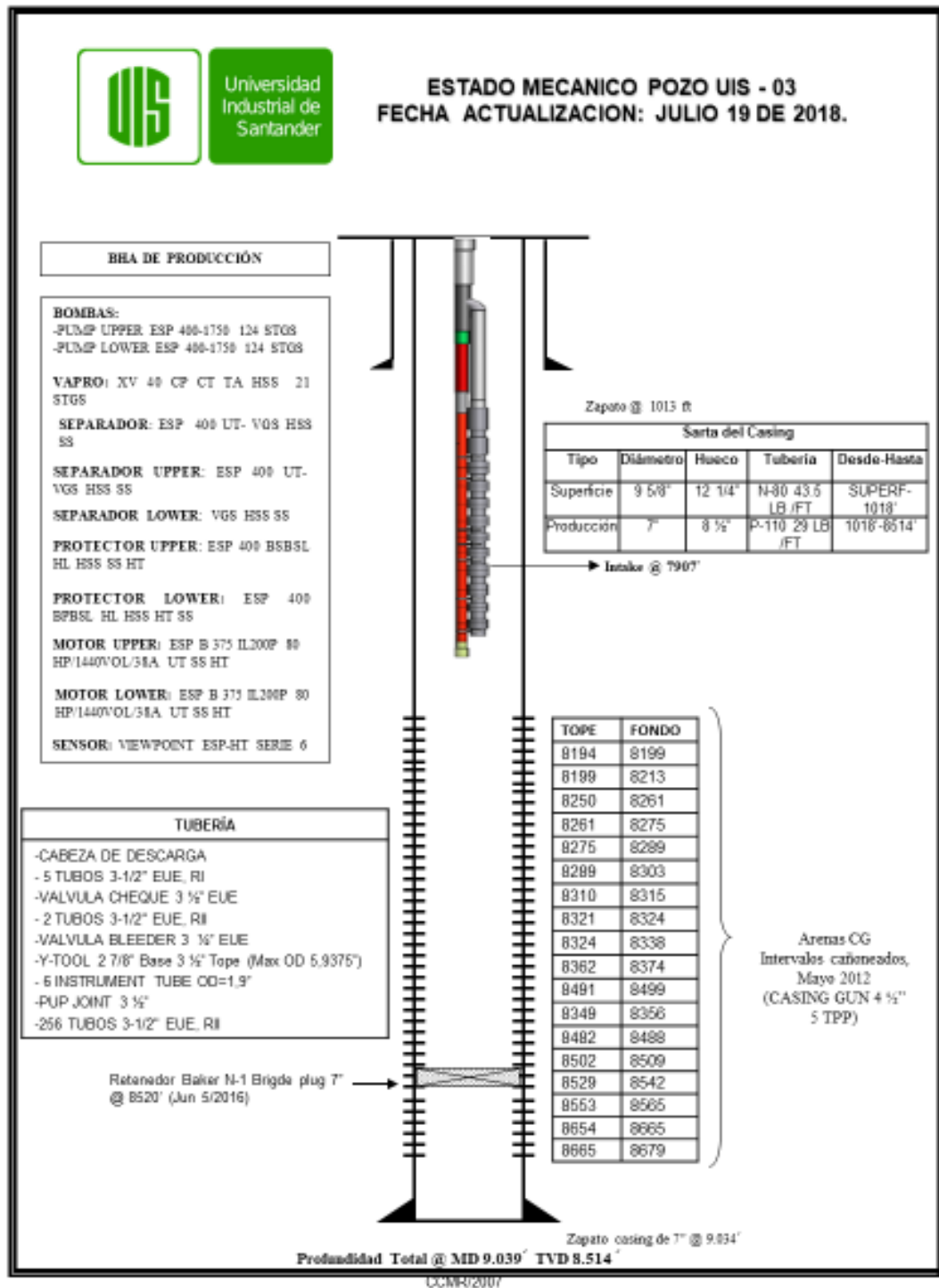
Fuente: Instituto colombiano del petróleo y los autores.

POZO DE PRODUCCIÓN UIS - 02



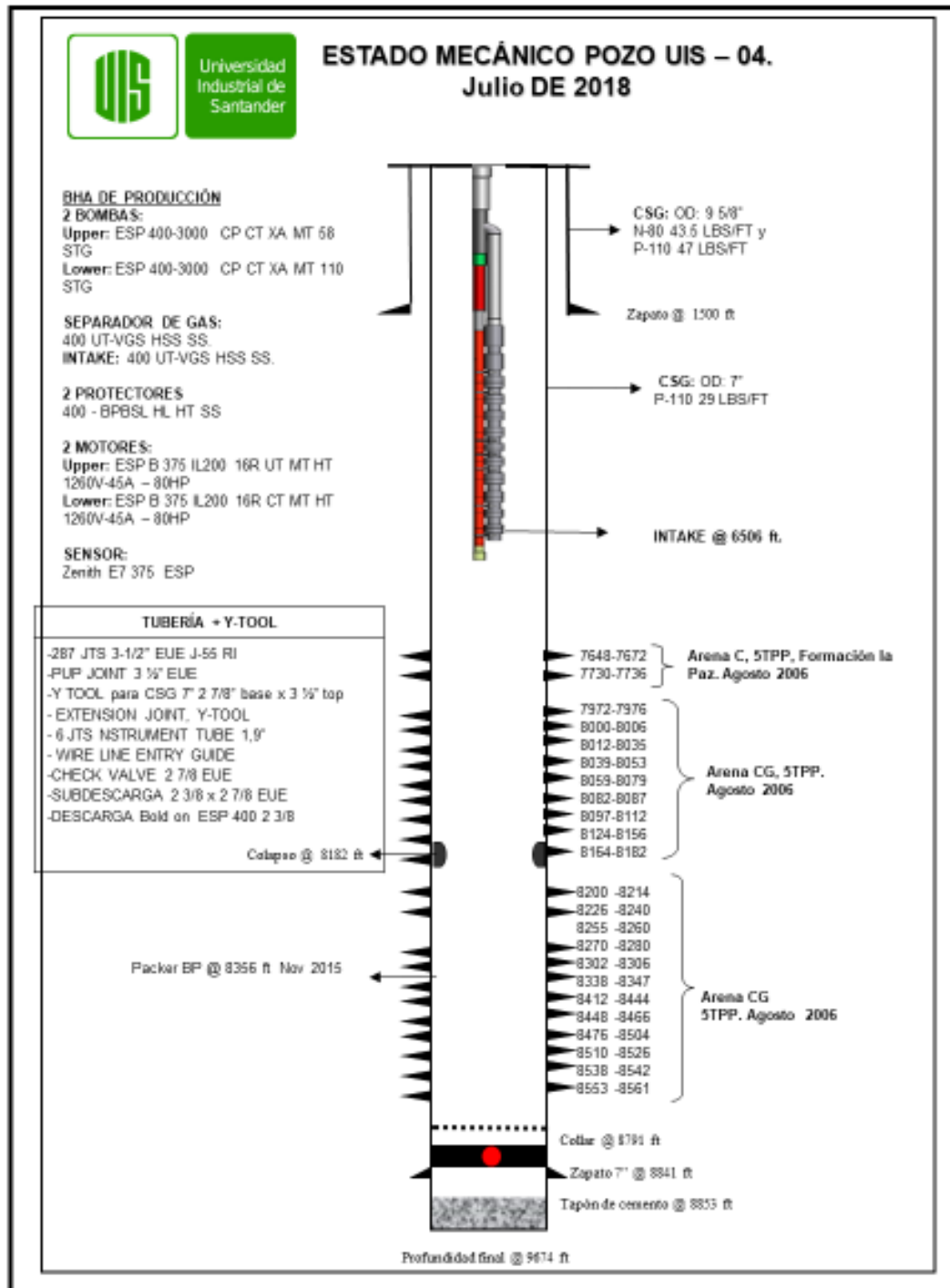
Fuente: Instituto colombiano del petróleo y los autores.

POZO DE PRODUCCIÓN UIS – 03



Fuente: Instituto colombiano del petróleo y los autores.

POZO DE PRODUCCIÓN UIS – 04



Fuente: Instituto colombiano del petróleo y los autores.