



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA

PROPUESTA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TECOLUTLA MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA

ALFREDO PÉREZ GONZÁLEZ

ASESOR: DR. DAVID REYES GONZÁLEZ

MISANTLA, VERACRUZ

OCTUBRE, 2024



INSTITUTO TECNOLÓGICO SUPERIOR DE MISANTLA
AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TRABAJO DE TITULACIÓN

FECHA: 30 DE OCTUBRE DEL 2024
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN

Por medio de la presente hago constar que el (la) C:

PEREZ GONZALEZ ALFREDO

Pasante de la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA** con no. de Control **192T0778** ha cumplido satisfactoriamente con lo estipulado por el **Manual de Procedimientos para la Obtención del Título Profesional de Licenciatura** bajo la opción **Titulación Integral (TESIS PROFESIONAL)**

Por tal motivo se **AUTORIZA** la impresión del tema titulado:

**“PROPUESTA DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TECOLUTLA
MEDIANTE ANÁLISIS NODAL”**

Dándose un plazo no mayor de un mes de la expedición de la presente a la solicitud del Acto de Recepción para la obtención del Título Profesional.

ATENTAMENTE

LIC. JANETH LÓPEZ CARDEÑA
COORDINADORA DE ESTUDIOS PROFESIONALES



**COORDINACIÓN DE
ESTUDIOS PROFESIONALES**

Archivo.

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a mi madre **Veronica Aide González Alvarez**, a mi hermana **Hannia Jatziri Pérez González** y a mi padre **Alfredo Pérez Canuas**, que me apoyaron a lo largo de mi vida y carrera estudiantil durante estos preciados años, por ser mis pilares tanto como en los buenos y malos momentos, siempre aconsejándome en compañía de **Dios**, dándome fuerza cuando no la tenía, manteniendo mis sueños y esperanzas vigentes hasta la fecha. Agradeciendo todos los esfuerzos que fueron necesarios para llegar al día de hoy.*

*A mi familia materna, en especial a mis abuelos **Pablo Pérez Sánchez y Aide González Alvarez**, a mis tíos y primo **Pablo Pérez González, Perla Coral Bello Sosa y Pablo Leonardo Pérez Bello**, por estar acompañándome en la mayoría de mi vida, siendo una razón por la cual sonreír en momentos difíciles de mi vida.*

*A mi familia paterna, tanto a mis primos, mis tías y en especial a mis tíos **Gerardo, Pompeyo, Simón y Fausto Pérez Canuas** y a mi abuela **Eustolia Canuas Ramírez** por todas las convivencias vividas a lo largo de mi infancia y mi juventud, que en cada una de ellas me dejaron un aprendizaje importante.*

*A la **Masonería** y al **Ajefismo**, principalmente a mis QQ:. HH:. de la Logia Auspiciadora Teocalli-Ome No. 113 y al Taller Benito Juárez No. 8 por brindarme una segunda casa, en donde se reforzaron mis valores, mi moral, mis virtudes, y mi conocimiento, para seguir mejorando como ser humano.*

*A **Dr. David Reyes González** por ser un ejemplo a seguir como persona y profesionalista, por todo el apoyo brindado tanto como docente y como un amigo, guiándome al momento de plasmar esta tesis ya que sin su ayuda no sería posible presentar, así mismo le doy gracias por ser paciente y comprensivo en los momentos más arduos para mí.*

*A los docentes de Ingeniería Petrolera, **Ing. Uriel Hoyos Villa, Ing. David Arroyo Acosta, Maestro José de Jesús Ruíz Zamora, Ing. Eduardo Argenis Hernández Santiago** y a la **Ing. Guadalupe Rodríguez Martínez** por brindarme los conocimientos necesarios a lo largo de mi carrera universitaria, viendo potencial en mi y en el alumnado en general, trabajando con pasión y dedicación por la docencia.*

*A **Deyra Enid Lagunes González**, por ser una entrañable amiga a lo largo de estos 12 años de conocernos, por estar en los momentos más cruciales de mi vida, dándome siempre una razón por la cual seguir luchando, enseñándome que el rendirse no es una opción, así mismo le agradezco todo el amor que me ha demostrado, el cual siempre tendrá un espacio bastante especial en mi corazón y por siempre ser mi hermoso tulipán en octubre y yo su eterno enamorado suyo.*

*A **Erika Díaz Martínez** por ser una gran amiga a lo largo de estos últimos 12 años, apoyándome en momentos críticos donde necesitaba una mano para levantarme,*

escuchándome en mis pesares y siendo paciente conmigo, también por enseñarme que soy el más fuerte por ser quien soy, y no ser quien soy, por ser el más fuerte.

*A **Carlos Castañeda, Kevin González, Joshua Gallegos y Brisa Carolina** por ser grandes amigos desde la secundaria, donde me hicieron saber el significado de amistad verdadera e incondicional, de los cuales, cada uno de ellos representa la integridad, el valor, la justicia y paciencia en los seres humanos, con quienes he reído, enojado y llorado, pero sobre todos, por ser amigos en los que siempre he de confiar.*

*A **Roberto Carlos Aparicio Galindo, Rommel Ivan Antele López, Natan Magdiel Hernández López, Noe Vargas Alarcón, Julio Cesar Ramos y Oscar Arellano Hernández**, por ser grandes amigos en la preparatoria, que gracias a ellos pude disfrutar una etapa muy buena de vida, en donde me llevo grandes momentos divertidos la cual siempre recordaré y atesoraré.*

*A **Hugo Aparicio Miranda y Randu de Jesús Absalon Castillo** por convertirse en muy buenos grandes amigos en la carrera universitaria, siendo un gran apoyo tanto de manera académica como de manera personal, enseñándome dos valiosas lecciones, la primera “que el esfuerzo siempre supera al talento natural” y la segunda “que un héroe solamente hace lo necesario”.*

*A **Jamileth Trujillo Guerrero** por ser una de mis mejores amigas, siempre guardándome un asiento a lado suyo cuando aún no conocía a nadie, además de trabajar codo a codo en cada trabajo que nos tocó realizar juntos en la universidad, y a pesar de que hubo pequeñas diferencias, demostró el valor verdadero de una amistad.*

*A **Miranda Lira Reyes** por demostrar que una gran amistad se puede formar a partir de la música, dándome su gran apoyo incondicional además de enseñarme “como pasa el tiempo” en la vida de cada uno de nosotros, y que a veces es bueno “seguir pensando en que pensar, mientras encontramos algo mejor que hacer” sin olvidar que puede haber “tiburones en el bosque y zorros en el mar”*

*A todos mis compañeros de la universidad, en especial a mis grandes amigos **Oscar Jair García González, Obed Oropeza Morales, Karla Ivette Rodríguez Tlapa, Mariam Andrade San Martín, Itahi Orea Sánchez, Francisco Armando Monroy Bonilla y Joshua Ernesto Anastacio Jiménez** por todas las experiencias vividas en la universidad como aquellas que no sucedieron dentro de ella, llevándome una parte de ellos en cada atesorado recuerdo, reafirmando el significado de amistad a lo largo de estos 4 años y medio, siendo causantes de muchas risas, confiando de manera plena, en que si un día llegase a requerir de su ayuda, ellos me darán una mano.*

Por último, agradezco a aquellos que no se encuentran mencionados y a los que ya no están conmigo, porque sin ellos, no sería quien soy ahora.

“Aprendí a volver mientras fui yendo, aprendí para ser quien estoy siendo, y de gritar, de sufrir, de sangrar, de asumir, de perder, de fallar, de todo eso aprendo”

-CDN

RESUMEN

En el siguiente trabajo se presentó una propuesta de producción de red de pozos para el campo Tecolutla que contiene el yacimiento “El Abra”, en donde este tuvo como principal pozo el Tecolutla 10, debido a que fue el primer pozo perforado después de mucho tiempo en dicho campo y, como no contaba con un sistema de producción, se le implemento uno con base en la información encontrada en la literatura y con ayuda de las herramientas del software PIPESIM logro recrear dicho pozo para simular la producción por el método de análisis nodal. Así mismo con el mismo software, gracias a la amplia gestión de herramientas que ofrece, se propusieron 3 modelos de red de cinco pozos en donde se analizó de manera técnica la versatilidad de cada uno de ellos a través de los diferentes parámetros propuestos en las herramientas que se implementaron, y a su vez, en la producción que cada uno de ellos pudo generar, eligiendo así la mejor propuesta de red de pozos.

ABSTRACT

In the following work, a proposal for a well network production for the Tecolutla field containing the “El Abra” reservoir was presented, where the main well was Tecolutla 10, because it was the first well drilled after a long time in that field and, as it did not have a production system, one was implemented based on the information found in the literature and with the help of the PIPESIM software tools, it was possible to recreate said well to simulate production by the nodal analysis method. Likewise, with the same software, thanks to the extensive management of tools it offers, 3 network models of five wells were proposed, where the versatility of each of them was technically analyzed through the different parameters proposed in the tools that were implemented, and in turn, in the production that each of them could generate, thus choosing the best well network proposal.

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, dentro de las tres áreas existentes, el área de producción es crucial al momento de encontrar hidrocarburo en un pozo perforado, ya que dependiendo del sistema de producción que se implemente en dicho pozo, este será el responsable de cuanto hidrocarburo se logre generar a lo largo de la vida natural del pozo en cuestión, además que cuando se trata un yacimiento con la capacidad para implementar una red de pozos, se debe analizar a detalle todos los parámetros que estén relacionados para que se logre un mejor aprovechamiento del yacimiento en cuestión. En este caso para el Campo Tecolutla, que contiene como yacimiento de hidrocarburo “El Abra” se planteo como objetivo principal, proponer un sistema de red de pozos para dicho campo a través del método de análisis nodal utilizando el software PIPESIM como herramienta de por medio, analizando su productividad y elegir el mejor modelo posible. Para llegar a dicho alcance se analizará la literatura básica que corresponde a las características del Campo Tecolutla como lo son: litología, propiedades petrofísicas, propiedades del fluido contenido en el yacimiento, entre otras características de este mismo. Una vez, con la información recolectada, se implementará un sistema de producción al pozo conocido como el Tecolutla 10 que servirá de guía para formar las diferentes redes de producción por medio del software PIPESIM que ofrece una amplitud de herramientas que servirán tanto para ingresar los datos encontrados y generando resultados de los distintos modelos propuestos. Y por último, con base a los diferentes resultados arrojados por el software, se elegirá el modelo adecuado que pueda generar una mayor producción de hidrocarburos en el Campo Tecolutla 10.

Índice

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO	15
1.1 Planteamiento del problema	15
1.2 Justificación	15
1.3 Objetivos	16
1.3.1 Objetivo general	16
1.3.2 Objetivos específicos	16
1.4 Hipótesis	17
1.5 Metodología	17
1.6 Alcances y limitaciones	17
CAPÍTULO 2 MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE	19
2.1 Marco Teórico	19
2.1.1 Propiedades de la formación	19
2.1.2 Propiedades de fluido de yacimiento	29
2.1.3 Comportamiento de capacidad de afluencia	49
2.1.4 Análisis nodal en sistemas de producción	62
2.1.5 Introducción a la instalación de red de pozos	73
2.2 Estado del arte	77
CAPÍTULO 3. DESARROLLO	84
3.1 Descripción del campo Tecolutla	84
3.1.1 Ubicación y área	84
3.1.2 Características y propiedades del yacimiento	85
3.1.3 Descripción del Pozo Tecolutla 10	88
3.1.4 Estado mecánico del pozo Tecolutla 10	89
3.2 Sistema de producción del Tecolutla 10	91
3.2.1 Construcción del estado mecánico en PIPESIM	91

3.2.2 Sistema de producción por análisis nodal en PIPESIM.....	93
CAPÍTULO 4. RESULTADOS	102
4.1 Diseño de la red de recolección de pozos en PIPESIM.....	102
4.1.1 Delimitación del Área Contractual No. 24.....	102
4.1.2 Selección del número de pozos y construcción de la red de pozos	104
4.1.3 Simulación y comparación de las redes de pozo	108
CONCLUSIONES.....	112
Bibliografía	114

Índice de figuras

Figura 1. Mojabilidad del Sistema Roca/Agua/Aceite. Fuente: (Salgado Mercado & González Villamizar, 2005).....	24
Figura 2. Gráfica del factor de volumen del aceite como función de la presión. Fuente: (Velasco Morales, 2014).....	31
Figura 3. Comportamiento típico de R_s para un aceite negro como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005).....	32
Figura 4. Cambio de volumen cuando la presión se reduce por debajo del punto de burbuja a temperatura de yacimiento constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)	34
Figura 5. Comportamientos típicos del B_t y B_o para un aceite negro como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005).....	34
Figura 6. Comportamiento de Z como función de la presión a distintas temperaturas. Fuente: (Capparelli, 2013).....	37
Figura 7. Forma común del factor de volumen de gas de formación, B_g , en función de la presión de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)	38
Figura 8. Variación del coeficiente de compresibilidad del gas con respecto a la presión a $T = cte$. Fuente: (Percástigui Bravo, 2015)	39
Figura 9. Comportamiento del factor de desviación z a diferentes presiones isotérmicamente. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)	40
Figura 10. Comportamiento del factor de formación del agua con respecto a la presión a $T = cte$. Fuente: (Velasco Morales, 2014).....	45
Figura 11. Coeficiente de compresibilidad del agua en función de la presión y a temperatura constante del yacimiento. Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)	46
Figura 12. Viscosidades del agua a varias temperaturas y a la presión de vapor. Fuente: (Beal, 1946)	48
Figura 13. Viscosidades del agua a altas presiones y temperaturas. Fuente: (Beal, 1946)	48
Figura 14. Viscosidad del agua a temperatura y presión de yacimiento. Fuente: (Beal, 1946)	49
Figura 15. Geometría del flujo lineal. Fuente: (Beggs, 1999).....	51
Figura 16. Sistema de flujo radial. Fuente: (Beggs, 1999).....	52
Figura 17. Gráfica IPR para flujo líquido monofásico. Fuente: (Prada Castaño, 2017)	55
Figura 18. IPR adimensionales de Vogel. Fuente: (Beggs, 1999)	57
Figura 19. Nodos más comunes en el sistema de producción de pozos. Fuente: (Hirschfeldt, 2009)	62
Figura 20. Presión en el Nodo vs Caudal. Fuente: (Hirschfeldt, 2009).....	64
Figura 21. Predicción de gastos futuros. Fuente: (Alvarez Raya, 2008)	67
Figura 22. Cabeza del pozo como nodo solución. Fuente: (Alvarez Raya, 2008).....	68
Figura 23. Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción. Fuente: (Alvarez Raya, 2008) .	72

Figura 24. La estructura topológica de las redes de pozos. Fuente: (Li et al., 2015).....	74
Figura 25. Flujo de petróleo en función de la presión del separador. Fuente: (Gutiérrez & Venegas, 2020)	82
Figura 26. Flujo de gas en función de la presión del separador. Fuente: (Gutiérrez & Venegas, 2020)	82
Figura 27. Curva de capacidad del compresor Ajax DPC-2802 doble etapa. Fuente: (Gutiérrez & Venegas, 2020).....	83
Figura 28. Polígono de Área Contractual No.24. Fuente: (Tonalli Energía, 2022).....	85
Figura 29. Modelo sedimentológico del campo Tecolutla. Fuente: (Tonalli Energía, 2022)	86
Figura 30. Ubicación del pozo Tecolutla 10. Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024)	89
Figura 31. Estado mecánico para el pozo Tecolutla 10. Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018)	90
Figura 32. Interfaz inicial del software PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)	91
Figura 33. Selección de TR correspondientes del estado mecánico del Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	92
Figura 34. Dirección de desviación del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	92
Figura 35. Representación gráfica del pozo Tec-10 en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)	93
Figura 36. Implementación de TP al estado mecánico del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)	94
Figura 37. Generación de empacador en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	94
Figura 38. Generación de la zona productora para el Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	95
Figura 39. Sistema de datos en el apartado "properties". Fuente: (PIPESIM, 2024).....	95
Figura 40. Sistema de datos para el apartado "viscosity". Fuente: (PIPESIM, 2024)	96
Figura 41. Ingreso de datos de presión, temperatura e índice de productividad del Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	96
Figura 42. Curva IPR del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	97
Figura 43. Interfaz de opciones del análisis nodal por "bottomhole". Fuente: (PIPESIM, 2024).....	97
Figura 44. Grafica de análisis nodal con 500 psi de salida. Fuente: (PIPESIM, 2024)	98
Figura 45. Gasto de barriles por día con 500 psi de salida. Fuente: (PIPESIM, 2024)	98
Figura 46. Grafica de sensibilidad con presiones de salida de 350, 500 y 600 psi. Fuente: (PIPESIM, 2024) ...	99
Figura 47. Gastos de barriles por día con presiones de salida de 350, 500 y 650 psi. Fuente: (PIPESIM, 2024)	99
Figura 48. Prueba de sensibilidad para TP con diferentes D.I. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	100
Figura 49. Grafica de sensibilidad con TP de 0.824", 1.38", 1.66" y 2.75". Fuente: (PIPESIM, 2024).....	100
Figura 50. Grafica de gastos con TP de 0.824", 1.38", 1.66" y 2.75". Fuente: (PIPESIM, 2024).....	101
Figura 51. Ventana de trabajo "Network" en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	102
Figura 52. Sección "GIS map" en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	102
Figura 53. Ubicación exacta del pozo Tec-10 en el mapa geográfico de PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024).	103
Figura 54. Delimitación del campo Tecolutla en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	103

Figura 55. Distancia medida entre pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	105
Figura 56. Ubicación de los 5 pozos del primer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	105
Figura 57. Colocación de 2 "junction" en la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	106
Figura 58. Conexión del sistema de flujo de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM 2024)	106
Figura 59. Colocación de estranguladores en la salida de cada pozo. Fuente (PIPESIM 2024).....	107
Figura 60. Colocación del tanque de recolección de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	107
Figura 61. Ventana de simulación de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	108
Figura 62. Resultados de la simulación de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	108
Figura 63. Segundo modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)	109
Figura 64. Resultados del segundo modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)	109
Figura 65. Tercer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024).....	110
Figura 66. Resultados del tercer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)	110

Índice de tablas

Tabla 1. Relación aproximada entre ángulo de contacto y humectabilidad. Fuente: (Cedeño Yunda, 2017)....	24
Tabla 2. Relación de índice de mojabilidad de Amott. Fuente: (Montero Barrios, 2020).....	26
Tabla 3. Coeficientes de la ecuación de Lohrenz, Bray y Clark. Fuente: (Arzápalo, 2016)	42
Tabla 4. Coordenadas geográficas del Área Contractual Tecolutla. Fuente: (Tonalli Energía, 2017)	84
Tabla 5. Mapas geológico del yacimiento "El Abra". Fuente: (Tonalli Energía, 2022)	87
Tabla 6. Propiedades petrofísicas del yacimiento "El Abra". Fuente: (Tonalli Energía, 2022)	87
Tabla 7. Propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento "El Abra". Fuente: (Tonalli Energía, 2022)...	87
Tabla 8. Propiedades generales del yacimiento "El Abra". Fuente: (Tonalli Energía, 2022)	88
Tabla 9. Comparativa de producción entre los 3 modelos de red de pozos propuestos.	111

CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 Planteamiento del problema

En la industria petrolera, la extracción de hidrocarburo es la principal meta que se tiene dentro de ella, dado que, el recurso natural que se quiere obtener es de lo más importante en la vida del ser humano, porque, a pesar de que no se puede observar de manera directa, en todas partes se puede encontrar en sus diferentes estados de tratamiento, ya sea en los plásticos, medicinas, gasolinas y derivados, entre muchos más. La extracción de este valioso recurso ha llevado a la ingeniería implementar 3 grandes áreas, la exploración, la perforación y la producción, dado que la última mencionada, vendría siendo la parte en donde se necesita un mayor control sobre el pozo petrolero, debido a que, para extraer de una manera eficiente el hidrocarburo encontrado, se deben de realizar bastantes análisis sobre el pozo, dando características que ayudaran a su mejor aprovechamiento, yendo de la mano de los antecedentes que haya tenido un pozo petrolero si antes se le han aplicado diversos estudios. En caso contrario, el pozo “Tecolutla 10” no se le han realizado estudios para implementar un diseño de producción de pozo, ya que solamente ha llegado a la fase de perforación y se ha mantenido en ese estado durando algunos años, es por eso qué, no se cuenta con información de casos de estudios realizados para el conocimiento o el comportamiento que puede llegar a tener el pozo Tecolutla 10. Debido a esto, se tendrá que analizar de distintos enfoques para que se pueda lograr un primer diseño de producción óptimo para este pozo, basándose primero en un análisis nodal que nos dé una visión clara de cómo se trabajaría a futuro.

De acuerdo con lo anterior, surge la inquietud de investigar el diseño a proponer para el sistema de producción y optimización del campo Tecolutla teniendo como referencia el pozo “Tecolutla 10”

1.2 Justificación

La extracción del hidrocarburo es de mucha importancia, porque debido a este y sus derivados, el ser humano puede satisfacer diferentes necesidades de la vida cotidiana, y para lograrlo, es importante dar paso a las 3 etapas para obtenerlo, y una de esas etapas esenciales es la producción, siendo la más crucial dentro de la

industria, porque se tendrá que observar las diferentes características del pozo antes explorado y perforado para poder tener un análisis completo, dando así una visión más clara y amplia de las capacidades que tiene el pozo. Sin mencionar que se debe tener un registro previo de toda la información recolectada en el pozo, ya que ayudara ampliamente al análisis adecuado para tener las bases de lo que sería un futuro sistema de producción. Una vez realizado un buen análisis de pozo en turno, tomando en cuenta factores como la litología en el pozo, el tipo de yacimiento a trabajar, la profundidad en donde se encuentra el yacimiento junto con las diferentes presiones y temperaturas que se pueden llegar a presentar en él, es de suma importancia adecuar un diseño y proponer un sistema de producción que se acople a sus características, ya que ningún sistema será el mismo para los pozos debido a lo antes explicado, porque si no se logra adecuar un diseño óptimo para el pozo, puede haber perdidas grandes en cuanto a la producción del hidrocarburo, generando a la vez, pérdidas económicas, materiales y de tiempos, entre otras palabras, una pérdida total de inversión al pozo en turno. Para la construcción del diseño de producción del pozo “Tecolutla 10” se tendrán que elegir parámetros adecuados, debido a que es un pozo nuevo, ya que se buscara una producción eficaz y eficiente.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer el diseño del sistema de producción de una red de pozos petroleros en el campo Tecolutla, utilizando análisis nodal, y conocer su vida productiva, con el fin de implementar la mejor opción de producción.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar la caracterización del campo Tecolutla
- Utilizar el análisis nodal para calcular los diferentes gastos de producción de pozo bajo diferentes escenarios de sistemas de producción para el campo Tecolutla.

- Seleccionar un sistema de producción adecuado para la extracción del hidrocarburo del pozo Tecolutla 10 para su extensión a la red de recolección del campo Tecolutla.

1.4 Hipótesis

Es posible establecer la propuesta de un sistema de producción, que sea adecuado para el campo Tecolutla, basado en información del pozo “El Tecolutla 10”, que permita generar una producción de hidrocarburo, de forma eficiente, sin tener una pérdida en el pozo, utilizando el criterio de selección por análisis nodal.

1.5 Metodología

Identificación de la caracterización del campo Tecolutla.

Se investiga por medio de literatura la caracterización del campo con base a la información proporcionada y disponibles por fuentes bibliográficas confiables para analizarlas.

Utilización de análisis nodal para calcular los diferentes gastos de producción de pozo bajo diferentes escenarios de sistemas de producción para el campo Tecolutla.

Por medio del método de análisis nodal se harán varios cálculos para obtener diferentes gastos conforme a las propiedades del pozo para la obtención de diferentes perspectivas de los sistemas de producción posible.

Selección un sistema de producción adecuado para la extracción del hidrocarburo del pozo Tecolutla 10 para su extensión a la red de recolección del campo Tecolutla.

Por medio de un análisis a los diferentes sistemas de producción obtenidos, se seleccionará el más adecuado conforme a las características y propiedades del pozo para una extracción de hidrocarburo eficiente.

1.6 Alcances y limitaciones

Alcances

- A partir del diseño de un pozo, se expande el criterio al desarrollo de una red de producción.

- Se realiza el modelado del comportamiento del sistema mediante el uso de software.
- Los datos utilizados son de reportes técnicos reales del campo.

Limitaciones

- Solo se considerarán aspectos técnicos para el diseño del sistema de producción.
- La información del campo se toma de reportes técnicos públicos.
- La información no disponible se va a solventar por suposiciones basadas en criterios heurísticos.

CAPÍTULO 2 MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Propiedades de la formación

Porosidad

La porosidad se puede definir como la capacidad de almacenamiento que puede tener una roca petrolífera para acumular fluido, ya sea aceite, gas o agua, depositándose en espacios vacíos dentro de ella. Esta se puede clasificar de dos maneras conforme al origen: la porosidad primaria (al momento de que los sedimentos forman la roca sedimentaria) y la porosidad secundaria (cuando se presenta una alteración física de la roca). Matemáticamente la porosidad se describe de la siguiente forma (Montero Barrios, 2020)

$$\phi = \frac{V_p}{V} * 100 \quad (2.1).$$

Donde:

ϕ = Porosidad

V_p = Volumen de espacio poroso

V = Volumen total de la roca

La porosidad tiene dos principales clasificaciones:

- a) *Porosidad Absoluta*: se refiere al porcentaje general de la capacidad de poro de manera volumétrica en la roca, sin tener en consideración, la nula conexión entre los espacios de poro de la roca.
- b) *Porosidad Efectiva*: se considera que es el porcentaje específico de la capacidad de poro interconectado en base al volumen total que tiene la roca. Esta tiene en consideración factores como, meteorización, cantidad y tipo de arcilla, tamaño de los granos y su empaque. Para sacar dicho porcentaje se puede calcular de la siguiente manera (Montero Barrios, 2020)

$$\phi = \frac{\text{volumen de poros interconectados}}{\text{volumen total del medio poroso}} \quad (2.2).$$

Permeabilidad

La permeabilidad de una roca se refiere a la capacidad de permitir que los fluidos dentro de ella se puedan trasladar por los medios porosos que esta pueda contener. Esta depende de cierta manera del medio poroso contenido en la roca, ya que, si no existe dicho medio, no existirá la permeabilidad, es así como llega a existir una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva de la roca. Henry Darcy estableció la medición del gasto y la caída de presión que traspasa por medio de una columna de roca en un área transversal, de dicho modo el caudal que se transporta por un medio poroso es igual al gradiente de presión y el área de flujo, expresándolo de la siguiente manera (Arandia Ospina, 2018)

$$q = \frac{k * \Delta P * A}{\mu * L} \quad (2.3).$$

Haciendo una serie de despejes, se dedujo la ecuación de la permeabilidad en base a la fórmula que plateo Darcy para la permeabilidad (Arandia Ospina, 2018)

$$k = \frac{\mu * L * q}{\Delta P * A} \quad (2.4).$$

Donde:

q= Gasto del fluido

μ = viscosidad

L= Longitud del medio poroso

A= Área transversal del medio poroso

ΔP = Presión diferencial del medio poroso

Además, dentro de la permeabilidad también se pueden encontrar algunos tipos, como lo son:

- a) *Permeabilidad absoluta*: se define como la propiedad de la roca al permitir que el fluido se transporte a través de ella cuando está completamente saturada del fluido (al 100%), siendo este un único fluido utilizado como prueba para cuantificar dicha propiedad en la roca.
- b) *Permeabilidad efectiva*: se refiere a la capacidad de dejar fluir un fluido dentro de la roca, pero solamente cuando se enfoca a dicho fluido en particular teniendo una saturación menor al 100% dentro de la roca. Dentro del mismo concepto, la permeabilidad efectiva se puede representar con tres fluidos:
- K_o = Permeabilidad efectiva del aceite
 K_g = Permeabilidad efectiva del gas
 K_w = Permeabilidad efectiva del agua
- Dependiendo que fluidos y el porcentaje que tenga cada uno de ellos en la roca a analizar, se podrá observar el fluido de preferencia de la roca.
- c) *Permeabilidad relativa*: Da alusión al cociente de la relación que existe en la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Dicha relación da una medida de como el fluido se puede desplazar en el medio poroso (Arandia Ospina, 2018)

$$K_r = \frac{K_{efec}}{K_{abs}} \quad (2.5).$$

Donde:

K_r = Permeabilidad relativa

K_{efec} = Permeabilidad efectiva

K_{abs} = Permeabilidad absoluta

Saturación

La definición de saturación, con respecto al fluido que existe en un medio poroso, se expresa por medio de fracción o porcentaje la existencia de un fluido determinado como el aceite, gas o agua, dentro de un volumen poroso. Definida de la siguiente forma (Rangel Escobar, 2020)

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (2.6).$$

Donde:

S_f= Saturación del fluido

V_f= Volumen del fluido

V_p= Volumen del medio poroso

Además, la saturación dentro de la roca no solamente se refiere o aplica a un solo fluido, sino que, también toma en cuenta el espacio que pueden ocupar todos los fluidos como el aceite, agua y gas dentro de la roca, aunque no se especifica cómo pueden estar distribuidos los fluidos en la misma (Gómez Babativa, 2016)

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad (2.7).$$

Donde:

S_o= Saturación de aceite

S_w= Saturación de agua

S_g= Saturación de gas

Debido a la fórmula anterior, la saturación se puede dividir en otros dos aspectos más.

- a) *Saturación de agua*: se define como la cantidad ocupada por un volumen de agua dentro de la roca, que se sigue expresando de forma fraccionaria o en porcentaje y que tiene como expresión matemática la siguiente ecuación (Arandia Ospina, 2018)

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (2.8).$$

Donde:

S_w= Saturación de agua

V_w= Volumen de agua en el volumen poroso

V_p = Volumen poroso en el volumen total

- b) *Saturación de hidrocarburos*: se conoce como el porcentaje o fracción de hidrocarburo que puede llegar a ocupar en el espacio poros de la roca, siendo representada como una diferencia, ya que comúnmente se calcula primero la saturación de agua, respectivamente se intuye que lo restante es hidrocarburo (tomando en cuenta al aceite y al gas como uno solo) (Rangel Escobar, 2020)

$$S_h = 1 - S_w \quad (2.9).$$

Donde:

S_h = Saturación de hidrocarburo

S_w = Saturación de agua

Mojabilidad

Se le conoce a la mojabilidad como la tendencia que tiene un fluido en contacto con otro inmiscible junto con él a esparcirse o adherirse a una superficie sólida o visto de otra manera, la tendencia de una roca al dejarse mojar por un fluido frente a otro preferentemente. Este proceso se debe a las fuerzas superficiales e interfaciales que se producen durante dicho contacto del fluido con la roca.

Para poder medir esta característica dentro de la roca, se pueden utilizar dos métodos, los cuales son:

- a) *Ángulo de contacto*: El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: Gas < Aceite < Agua. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto (Escobar Maculado, 2012). Este método es utilizado cuando se tienen fluidos de carácter puro o también con núcleos artificiales, ya que, no existe posibilidad de agentes tensoactivos afecten y alteren dicha propiedad. Dicho método especifica que si el ángulo es menor que 90°, la roca esta

mojado por agua ($\theta < 90^\circ$), por el contrario, si el ángulo es mayor que 90° se refiere a que la roca esta mojado por aceite ($\theta > 90^\circ$).

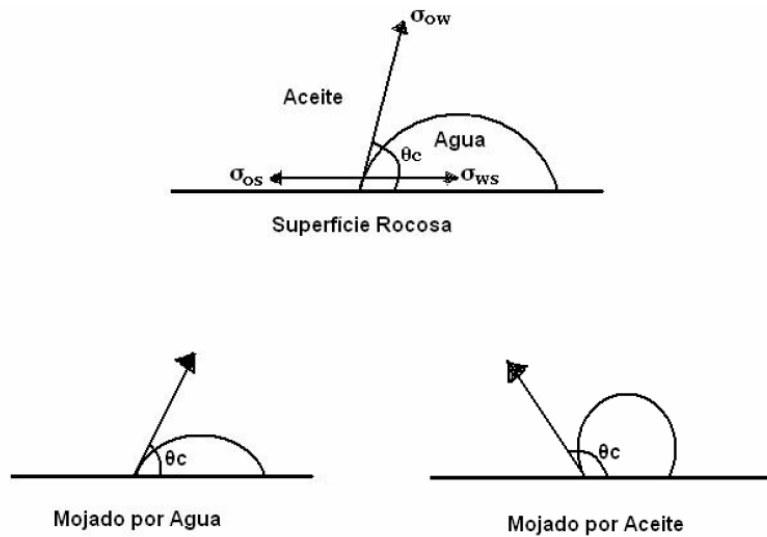


Figura 1. Mojabilidad del Sistema Roca/Agua/Aceite. Fuente: (Salgado Mercado & González Villamizar, 2005)

Dentro de este mismo método existen criterios sobre la mojabilidad en base a los distintos ángulos que se pueden obtener del mismo expresados en la siguiente tabla.

Tabla 1. Relación aproximada entre ángulo de contacto y humectabilidad. Fuente: (Cedeño Yunda, 2017)

Ángulo de contacto	Mojabilidad al agua	Mojabilidad neutra	Mojabilidad al aceite
Mínimo	0°	60° a 75°	105° a 120°
Máximo	60° a 75°	105° a 120°	180°

b) *Método de Amott* (Montero Barrios, 2020): Este método fue propuesto por Earl Amott en el año de 1959, combinando la imbibición y el desplazamiento forzado para medir el promedio de la mojabilidad de una muestra de roca. Este método se basa en la relación de imbibición de un fluido mojante cuando este se sitúa en la muestra, logrando de manera espontánea desplazar al

fluido no mojante. Además, la relación de relación de imbibición natural a imbibición forzada, llamada índice de Amott, logra minimizar la influencia que pueden tener otros factores como la saturación inicial de la roca, permeabilidad relativa y viscosidad.

Para llevar a cabo este método, se sigue una serie de 4 pasos, pero antes de realizarlo, la muestra se tendrá que preparar bajo una centrifugación de salmuera hasta que se alcance una saturación de aceite residual.

1. Se sumerge la muestra en aceite, y se mide el volumen de agua desplazado por la imbibición libre o espontánea de aceite, después de 20 horas.
2. Se centrifuga la muestra en aceite hasta que se alcanza la saturación de agua irreducible, y se mide la cantidad total de agua desplazada, incluyendo el volumen desplazado por la imbibición espontánea.
3. Se sumerge la muestra en salmuera, y se mide el volumen de aceite desplazando espontáneamente por imbibición de agua, después de 20 horas.
4. Se centrifuga la muestra en salmuera hasta alcanzar la saturación de aceite residual, y se mide la cantidad total de aceite desplazado.

Los resultados que puede mostrar la prueba se pueden expresar en 2 relaciones.

- a. Relación de desplazamiento por aceite: La relación del volumen de agua desplazada solo por imbibición espontanea de aceite, V_{wsp} , entre el total por imbibición de aceite y desplazamiento centrífugo, V_{wt} .

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.10)$$

- b. Relación por desplazamiento por agua: la relación del volumen de aceite desplazado por la imbibición espontanea de agua, V_{osp} , entre el volumen total de aceite desplazado por la exposición y el desplazamiento centrífugo, V_{ot} .

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad (2.11)$$

Posteriormente de que se adquieren las anteriores relaciones, se tiene que calcular el índice de desplazamiento relativo de Amott-Harvey, esta relación es el desplazamiento por agua menos la relación de desplazamiento por aceite (Montero Barrios, 2020)

$$1 = \delta_w - \delta_o = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} - \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad (2.12).$$

Por medio de esta relación de ecuaciones, el índice de mojabilidad tiene un rango que va de -1 para la mojabilidad total del aceite hasta +1 para una mojabilidad total de agua, expresándolo para una mejor comprensión en la siguiente tabla.

Tabla 2. Relación de índice de mojabilidad de Amott. Fuente: (Montero Barrios, 2020)

	Mojabilidad por Agua	Mojabilidad Neutra	Mojabilidad por Aceite
Índice de Mojabilidad	$0.3 \leq I \leq 1.0$	$-0.3 < I < 0.3$	$-1.0 \leq I \leq -0.3$

Presión capilar

Se llega a definir como una diferencia de presión existente entre la fase mojante y la fase no mojante del fluido, siendo también un efecto de combinación por parte de la tensión interfacial y la tensión superficial de los fluidos contenidos en la roca. Debido a la existencia de la presión capilar, a su vez da paso a una curvatura que es generada por la interfaz gracias a la mojabilidad de preferencia que tiene la roca con respecto a una de las fases. Por consecuencia, la presión existente que existe dentro del fluido mojante es menor de la que presenta el fluido no mojante, que da

lugar a una interfaz de curva convexa entre los fluidos en base a al fluido no mojante. Por ello la presión capilar, matemáticamente, se puede definir como la diferencia de presiones entre las fases no mojante y mojante (Montero Barrios, 2020)

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad (2.13).$$

Donde:

P_c = Presión capilar

$P_{f_{nm}}$ = Presión de la fase no mojante

P_{f_m} = Presión de la fase mojante

Compresibilidad de la roca

Se le conoce como compresibilidad de la roca a el cambio de volumen poroso de manera relativa conforme a la presión que ejercen los fluidos que están dentro de este volumen debido a que principalmente la formación está expuesta a presión de sobrecarga de los estratos y esto origina que el fluido también ejerza presión contraria hacia la misma roca. La compresibilidad de la roca puede ser expresada de la siguiente forma (Acevedo García, 2018)

$$C_f = \frac{1}{v_p} \left[\frac{\partial v_p}{\partial P} \right] \quad (2.14).$$

Donde:

C_f = Compresibilidad de la roca

V_p = Volumen de poros

$\partial V_p / \partial P$ = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión

En varios artículos y libros colocan en esta ecuación un signo negativo, esto es a fin de que la compresibilidad sea positiva para una disminución de volumen que resulta con el incremento mecánico de la presión. Se han definido tres tipos de compresibilidad (Tiab & Donaldson, 2004):

- a) Compresibilidad del poro (C_p): Es el cambio fraccional en el volumen del poro por unidad de cambio en la presión. La ecuación se representa de la siguiente forma:

$$C_p = \frac{1}{v_p} \left[\frac{\partial v_p}{\partial P} \right] \quad (2.15)$$

- b) Compresibilidad de los granos de la roca (C_r): Es el cambio fraccional en el constituyente sólido de la roca (granos) por unidad de cambio en la presión, y su ecuación se representa de la siguiente manera:

$$C_r = \frac{1}{v_r} \left[\frac{\partial v_r}{\partial P} \right] \quad (2.16)$$

- c) Compresibilidad total de la roca (C_b): Es el cambio fraccional en el volumen total de la roca de la formación por unidad de cambio en la presión del yacimiento, y su ecuación se representa de la siguiente manera:

$$C_b = \frac{1}{v_b} \left[\frac{\partial v_b}{\partial P} \right] \quad (2.17)$$

Donde:

C_p = Compresibilidad de la roca

C_r = Compresibilidad de la matriz de la roca

C_b = Compresibilidad total de la roca

V_p = Volumen de poros

V_r = Volumen de la matriz de la roca

V_b = Volumen total de la roca

$\partial V_p / \partial P$ = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión

$\partial V_r / \partial P$ = Cambio de volumen de la matriz por unidad de cambio de presión

$\partial V_b / \partial P$ = Cambio de volumen total por unidad de cambio de presión

2.1.2 Propiedades de fluido de yacimiento

Propiedades del petróleo

a) *Densidad relativa, γ_o*

También conocida como densidad relativa o gravedad específica, se puede definir la gravedad específica del petróleo como la fracción comprendida de la densidad del petróleo con respecto a la densidad de agua dulce, siendo ambas puestas a la misma temperatura y presión. Esta se puede expresar de la siguiente manera (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014)

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (2.18).$$

Donde:

ρ_o = densidad del petróleo

ρ_w = densidad del agua

La gravedad específica del petróleo también puede ser expresada en la escala de grados API (American Petroleum Institute), se dice que, al referirse a esta medida, se toma en cuenta que tiene una relación de 60°F/60°F, dando a entender que las densidades del agua y del aceite fueron medidas a una temperatura de 60°F junto a la presión atmosférica. La ecuación que describe la densidad en °API es definida como (Gutiérrez Hinstroza & Iturralde Kure, 2017)

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (2.19).$$

Donde:

γ_o = Densidad relativa del petróleo

b) *Factor volumétrico, B_o*

También conocido como volumen de formación o factor de volumen de yacimiento, se define como el volumen de petróleo proveniente del yacimiento necesario para conseguir un barril de petróleo a condiciones estándar. El volumen producido que se almacena en el tanque a condiciones estándar será menor al volumen inicial del yacimiento antes de fluir hacia la superficie y este cambio se produce a consecuencia de 3 factores:

1. La liberación de gas disuelto dentro del aceite es causada debido a que las condiciones de presión del yacimiento decrecen hasta llegar a la presión de superficie.
2. La disminución de presión provoca una ligera expansión del aceite remanente.
3. El aceite remanente tiende a contraerse debido a que también existe una reducción de temperatura.

Por ende, el volumen del petróleo a condiciones estándar que se necesita para obtener un barril lleva incluido gas disuelto dentro de él, dando así, la siguiente ecuación del factor volumétrico (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014)

$$B_o = \frac{V_{o+gas}@c.y}{V_o@c.e} \quad (2.20).$$

Donde:

$V_{o+gas} @ c.y$ = Volumen de aceite con gas disuelto a condiciones de yacimiento

$V_o @ c.e$ = Volumen de aceite a condiciones estándar

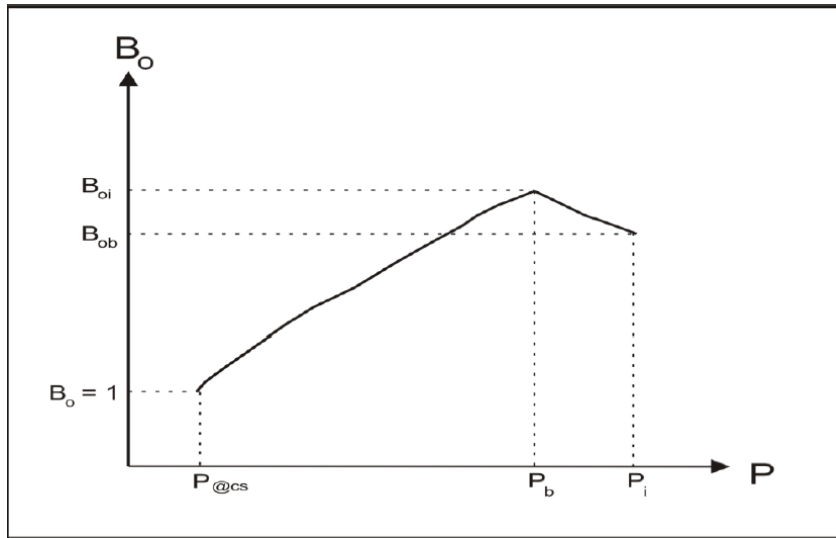


Figura 2. Gráfica del factor de volumen del aceite como función de la presión. Fuente: (Velasco Morales, 2014)

c) *Relación de solubilidad, R_s*

La relación de solubilidad o también llamada relación gas en solución-aceite (RGA), se especifica como el volumen de gas liberado a partir del aceite desde el yacimiento hasta ser transportado a la superficie.

La relación de gas en solución-aceite, R_s , es la relación del volumen de gas producido a condiciones estándar respecto al volumen de aceite producido a condiciones estándar (medido a condiciones del tanque de almacenamiento), como resultado de la producción de un volumen original de aceite a condiciones de yacimiento (Cuautli Hernández, 2005).

Esta relación está definida en los términos de volumen de gas y aceite que se producen a condiciones estándar, expresándolo de la siguiente forma (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014)

$$R_s = \frac{V_g @ c. e}{V_o @ c. e} \quad (2.21).$$

Donde:

$V_g @ c.e$ = Volumen de gas producido en la superficie a condiciones estándar

$V_o @ c.e$ = Volumen de aceite que entra en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar

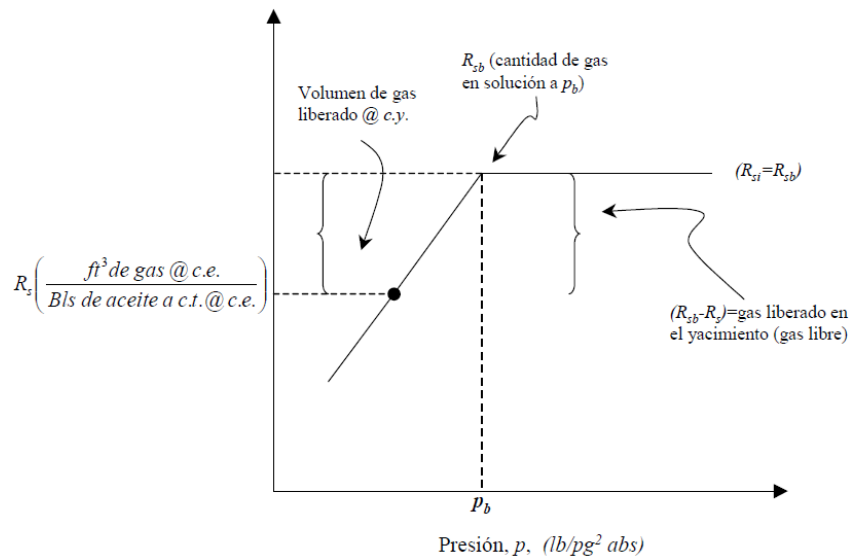


Figura 3. Comportamiento típico de R_s para un aceite negro como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente : (Cuahtli Hernández, 2005)

d) *Factor de volumen total de la formación, B_t*

Conocido por el nombre de factor de la fase mixta, es el factor que representa el volumen de aceite o petróleo en el yacimiento a cierta temperatura y presión sobre la unidad volumétrica de dicho fluido a condiciones superficiales incluyendo el gas disuelto que se genera. Este volumen se representará por petróleo saturado con gas más gas libre a las condiciones de yacimiento. Matemáticamente se expresa de la siguiente forma (Escobar Maculado, 2012)

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s) \quad (2.22).$$

Donde:

B_t = Factor de volumen total de la formación

B_o = Factor volumétrico del aceite

B_g = Factor volumétrico del gas

$R_{sb}-R_s$ = Volumen de gas liberado en el yacimiento

En donde cada factor de la ecuación anterior se expresa (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014):

$$B_o = \frac{V_{o+gas}@c.y}{V_o@c.e} \quad (2.23)$$

$$B_g = \frac{V_g@c.e}{V_o@c.e} \quad (2.24)$$

$$R_{sb} = \frac{V_g@c.e}{V_o@c.e} \quad (2.25)$$

$$R_s = \frac{V_g@c.e}{V_o@c.e} \quad (2.26).$$

Donde:

$V_{o+gas} @ c.y$ = Volumen de aceite con gas disuelto a condiciones de yacimiento

$V_o @ c.e$ = Volumen de aceite a condiciones estándar

$V_g @ c.e$ = Volumen de gas a condiciones de estándar

$V_g @ c.e$ en R_s = Volumen de gas producido en la superficie a condiciones estándar cuando $p < p_b$

$V_o @ c.e$ en R_s y R_{sb} = Volumen de aceite que entra en el tanque de almacenamiento a condiciones estándar

$V_g @ c.e$ en R_{sb} = Volumen de gas producido en la superficie a condiciones estándar cuando $p \geq p_b$

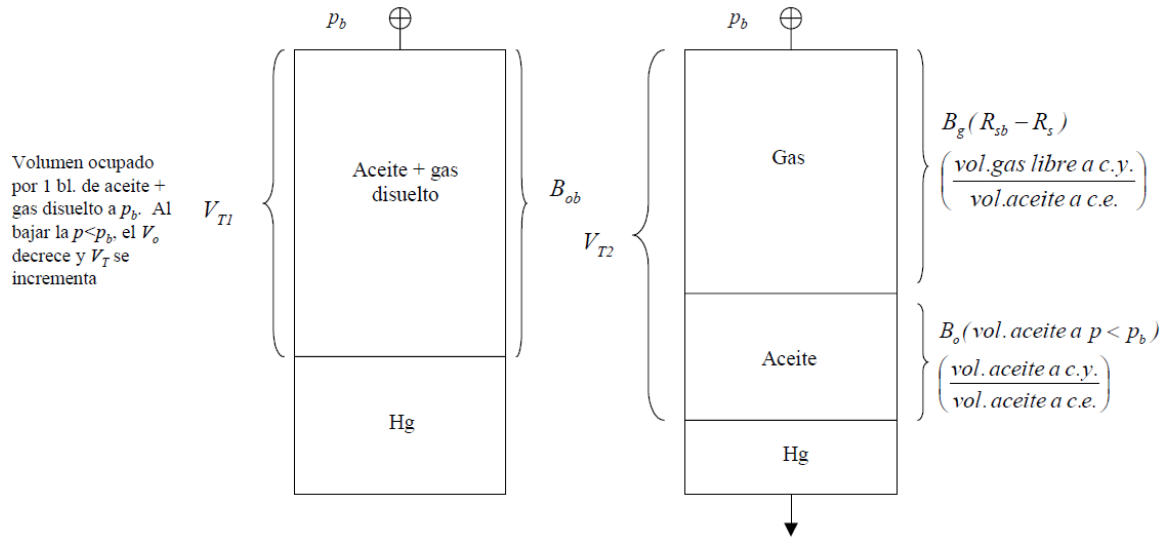


Figura 4. Cambio de volumen cuando la presión se reduce por debajo del punto de burbuja a temperatura de yacimiento constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)

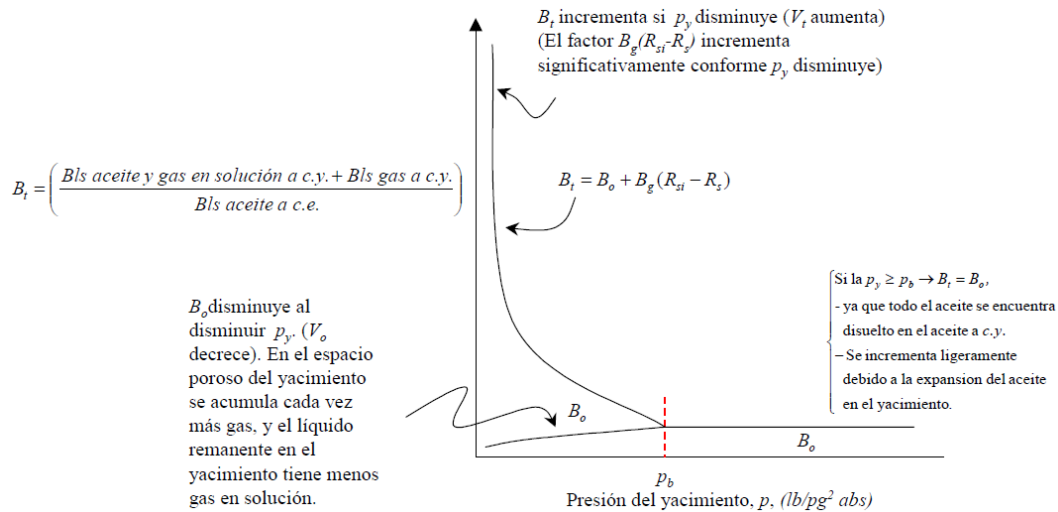


Figura 5. Comportamientos típicos del B_t y B_o para un aceite negro como una función de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)

e) Compresibilidad del aceite, c_o

A presiones del yacimiento mayores que la presión de saturación ($p > p_b$), c_o , la compresibilidad del aceite se define como la compresibilidad del gas, c_g . A presiones del yacimiento menores que la presión de saturación (p

$< p_b$), se adiciona un término para tomar en cuenta el volumen de gas liberado (gas libre) (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014).

f) *Viscosidad del aceite, μ_o*

Se refiere a la capacidad de resistencia que tiene un fluido al momento de fluir, generando que, por medio de ella, en este caso el aceite, se controle el movimiento que tiene el petróleo dentro del medio poroso. La viscosidad de un fluido no solamente dependerá de la característica original de él, sino que también se ve afectada por la presión, la temperatura y la gravedad específica que se tenga; con un aumento en la presión la viscosidad aumentará, por otro lado, con un aumento de temperatura la viscosidad disminuirá, en cambio si la cantidad de gas en solución disminuye se tendrá una mayor viscosidad en el aceite.

Propiedades del gas

a) *Peso molecular aparente del gas*

El peso molecular de una mezcla de con n-componentes se le define como el peso molecular promedio molar correspondiente con respecto a los componentes que pueda contener el gas. AvitúaVarela & Vargas Bermúdez (2014) lo expresan de la siguiente forma de manera matemática:

$$Ma = \sum_{j=1}^{j=n-comp} y_t M_j \quad (2.27).$$

b) *Densidad relativa del gas, γ_g*

También conocida como densidad específica del gas, se refiere a la relación que se tiene de la densidad del gas con respecto a la densidad del aire medidos a la misma temperatura y presión. La densidad relativa del gas se puede expresar como (Cuautli Hernández, 2005)

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (2.28).$$

Donde:

ρ_o = densidad del gas

ρ_{aire} = densidad del aire

En dado caso que el gas y el aire sean medidos a presiones estándar, se puede modelar la densidad relativa en base a la ley de los gases ideales. Dentro de estas condiciones se puede emplear la definición del número de moles ($n=m/M$), y de densidad ($\rho=m/V$), aplicándoles la ecuación de gases ideales tanto para el gas y aire, la densidad específica de una mezcla de gases se puede obtener de la siguiente ecuación como lo expresan Avitúa Varela & Vargas Bermúdez (2014)

$$\rho_g = \frac{\frac{pM}{RT}}{\frac{pM_{aire}}{RT}} = \frac{M}{M_{aire}} \quad (2.29).$$

c) *Factor de desviación z*

La determinación de la ecuación de los gases ideales proviene de los procesos termodinámicos estudiados y propuestos por Boyle, Charles y Gay-Lussa, donde mantienen alguna variable terma, como la presión, el volumen y la temperatura, debido a esto se puede establecer que para todo proceso termodinámico donde se trabaje con un “gas ideal” la ecuación utilizada será la siguiente como lo trabaja Aragón González et al. (2004)

$$pV = mRT \quad (2.30).$$

Donde:

P= presión

V= volumen

m= el número de moles del gas

T= temperatura

Pero, el comportamiento de un gas real es muy distinto al del gas ideal, gracias a esto, se le tiene que aplicar una corrección específica para poder determinar el comportamiento de un gas real, a esto se le conoce como factor de corrección z o factor de compresibilidad del gas, el cual proviene al comparar el comportamiento que de un mol de gas real contras un mol de gas ideal a las mismas condiciones de presión y temperatura, obteniendo una relación congruente para interpretar está corrección de la siguiente manera, escrita por Capparelli (2013)

$$Z = \frac{V_{m,r}}{V_{m,i}} \quad (2.31).$$

Donde:

$V_{m,i}$ = Volumen de un mol del gas ideal

$V_{m,r}$ = Volumen de un mol del gas real

Representado de una forma más general y aplicado a solamente los gases reales, el factor de compresibilidad, matemáticamente se define como (Capparelli, 2013)

$$Z = \frac{pV_{m,r}}{RT} \quad (2.32).$$

Donde:

P = presión

V = volumen

T = temperatura

$V_{m,r}$ = Volumen de un mol del gas real

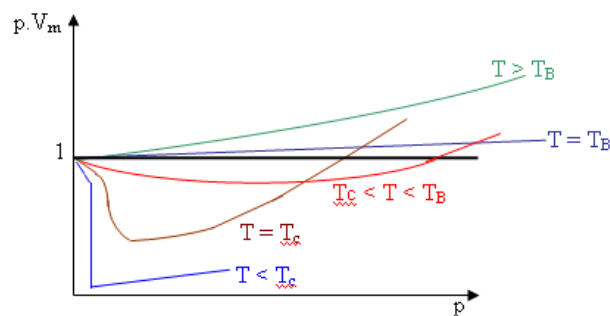


Figura 6. Comportamiento de Z como función de la presión a distintas temperaturas.
Fuente: (Capparelli, 2013)

d) *Factor volumétrico del gas, B_g*

Se refiere al cociente producido por la relación que tiene el volumen de gas en condiciones de yacimiento y el volumen del mismo gas, pero ahora en condiciones estándar o de superficie. Percástigui Bravo (2015) describe al factor volumétrico como “ el volumen ocupado por el gas a las condiciones de yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar.” explica matemáticamente como (Percástigui Bravo, 2015):

$$B_g = \frac{V_g @ c. y}{V_g @ c. e} \quad (2.33).$$

Donde:

$V_g @ c.y$ = Volumen de gas a condiciones de yacimiento

$V_g @ c.e$ = Volumen de gas a condiciones de estándar

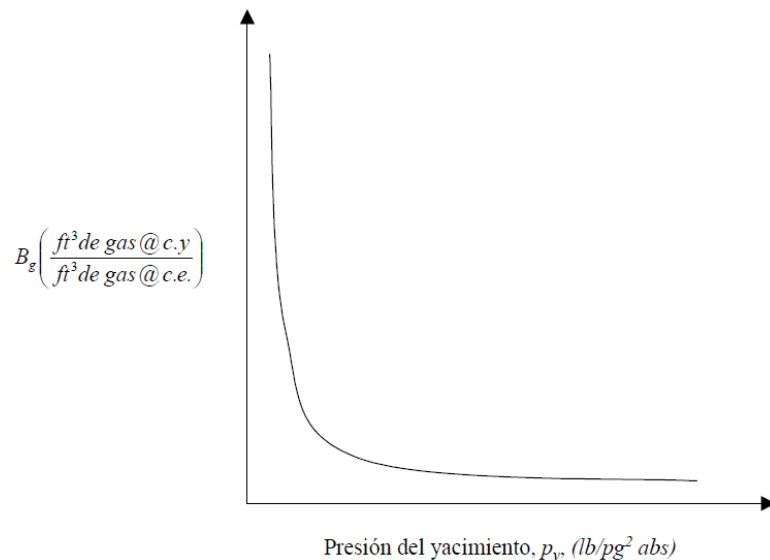


Figura 7. Forma común del factor de volumen de gas de formación, B_g , en función de la presión de la presión del yacimiento a temperatura constante. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)

e) *Compresibilidad isotérmica del gas, c_g*

La compresibilidad del gas se utiliza para hallar la variación que se va presentando en el volumen del gas al momento de que la presión va variando en el espacio en el que se encuentra encerrado. Este análisis en el que se

expone el gas se le denomina proceso isotérmico, donde su principal característica es cuando el parámetro de temperatura se mantiene constante. Se aclara que la compresibilidad tiene dos efectos, uno en los gases ideales y otro en los gases reales

- a. Compresibilidad en gases ideales: el comportamiento que adquiere un gas ideal en donde se al disminuir la presión en el sistema, la compresibilidad ira aumentando debido a que las moléculas se encuentran a una mayor distancia una de otra, en caso contrario, cuando se va aumentando la presión, la compresibilidad va disminuyendo ya que las moléculas están muy cercas unas de otras. Velasco Morales (2014) expresa este análisis representándolo con la siguiente ecuación:

$$c_g = \left(-\frac{P}{nRT}\right)\left(-\frac{nRT}{P^2}\right) = \frac{1}{P} \quad (2.34).$$

Donde:

P= presión

V= volumen

n= el número de moles del gas

T= temperatura

R= Constante universal de los gases ideales

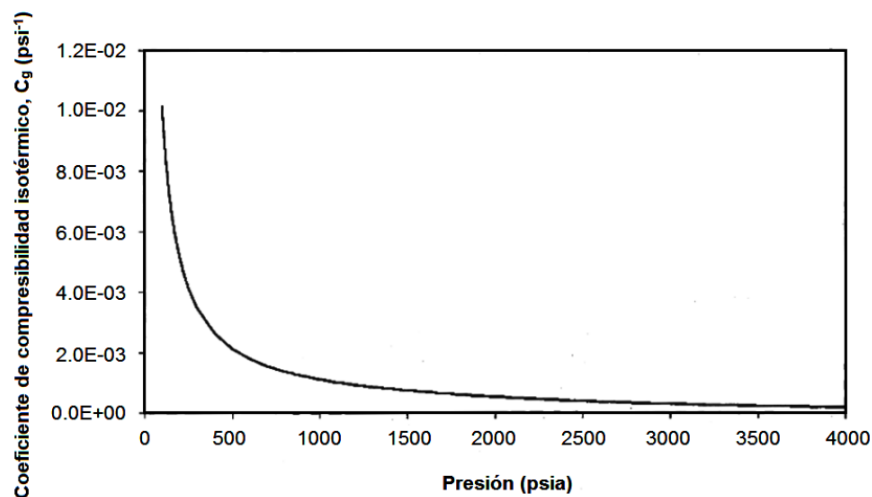


Figura 8. Variación del coeficiente de compresibilidad del gas con respecto a la presión a $T = \text{cte}$. Fuente: (Percástigui Bravo, 2015)

- b. Compresibilidad en gases reales: en cuestión de la compresibilidad en un gas real, es necesario analizar el comportamiento agregando a la ecuación, el factor de desviación "z" para que los errores que, por el análisis del gas ideal, sean corregidos para que se adecuen a la compresión de un gas real. Para ello, se determina la compresibilidad de un gas real se obtiene mediante la siguiente ecuación (Velasco Morales, 2014)

$$c_g = \frac{1}{P} + \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T \quad (2.35).$$

Donde:

P= presión

z= factor de desviación

$(\partial z / \partial P)_T$ = el cambio del factor de compresibilidad con respecto a la presión a temperatura cte.

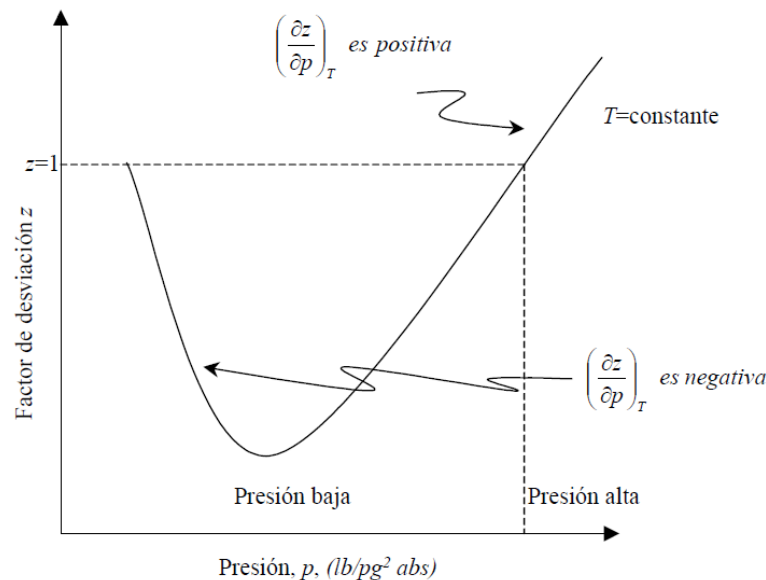


Figura 9. Comportamiento del factor de desviación z a diferentes presiones isotérmicamente. Fuente: (Cuautli Hernández, 2005)

f) *Viscosidad del gas, μ_g*

La viscosidad del gas se encuentra en función de la temperatura y de la presión, ya que esta disminuye cuando la presión del yacimiento en todas sus temperaturas. Cuando se obtienen bajas presiones, y la temperatura

aumenta, dicha propiedad aumenta debido a que principalmente ocurre una colisión intermolecular que es causada por el aumento de la fricción molecular del gas. Además, si se tienen altas presiones y la temperatura aumenta, la viscosidad del gas disminuye. Pero a pesar de que se puede expresar el comportamiento viscoso de un gas en función de la temperatura, presión, densidad del fluido, compresibilidad y factor volumétrico, está no puede expresarse directamente como una función exacta en base a los parámetros antes mencionados. Por ello, la viscosidad del gas puede estimarse comúnmente a partir de ciertas correlaciones empíricas que se fueron desarrollando a lo largo del tiempo, que relacionan a la viscosidad con la presión, temperatura y la composición. Como lo explica Dandekar (2013)

La correlación más popular y comúnmente utilizada para predecir la viscosidad de los fluidos de yacimientos de petróleo es la correlación Lohrenz-Bray-Clark, también conocida como método LBC. En el método LBC, la viscosidad se correlaciona básicamente en función de la densidad del fluido.

El modelo de Lohrenz-Bray-Clark para el cálculo de la viscosidad de una mezcla de hidrocarburo (este modelo puede ocuparse para la viscosidad de una mezcla de aceites y de gases) esta presentada por la siguiente ecuación (Arzápalo, 2016)

$$[(\eta - \eta^*)\xi + 10^{-4}]^{\frac{1}{4}} = a_1 + a_2\rho_r + a_3\rho_r^2 + a_4\rho_r^3 + a_5\rho_r^4 \quad (2.36).$$

Donde:

η = viscosidad de la mezcla

η^* = viscosidad de la mezcla a bajas presiones

ρ_r = densidad reducida

ξ = parámetro de viscosidad de la mezcla

Tabla 3. Coeficientes de la ecuación de Lohrenz, Bray y Clark. Fuente: (Arzápalo, 2016)

Coeficiente	Valor
a_1	0.1023
a_2	0.023364
a_3	0.058533
a_4	-0.40758
a_5	0.0093324

Para el cálculo de η^* y de ξ pueden ser obtenidas de la siguiente manera (Arzápalo, 2016)

$$\xi = \frac{[\sum_{i=1}^N z_i T_{ci}]^{1/6}}{[\sum_{i=1}^N z_i M_i]^{1/6} [\sum_{i=1}^N z_i P_{ci}]^{2/3}} \quad (2.37)$$

$$\eta^* = \frac{\sum_{i=1}^N z_i \eta_i^* \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^N z_i \sqrt{M_i}} \quad (2.38)$$

Donde:

η_i^* = viscosidad del gas diluido del componente i-ésimo

P_{ci} = presión crítica

T_{ci} = temperatura crítica

M_i = peso molecular

z_i = fracción molar en la mezcla

Con respecto que se esté trabajando con viscosidad a baja presión, los componentes η_i^* y ξ_i se calcularan de la siguiente manera (Arzápalo, 2016)

- Para $T_{ri} \leq 1.5$:

$$\eta_i^* = 34 \times 10^{-5} \frac{1}{\xi_i} T_{ri}^{0.94} \quad (2.39)$$

- Para $T_{ri} > 1.5$:

$$\eta_i^* = 17 \times 10^{-5} \frac{1}{\xi_i} (4.58 T_{ri} - 1.67)^{5/8} \quad (2.40)$$

En cuestión al parámetro ξ_i se obtendrá a partir de la siguiente expresión:

$$\xi_i = \frac{5.4402 (T_{ci})^{1/6}}{M_i^{1/2} (P_{ci})^{2/3}} \quad (2.41).$$

Propiedades del agua

a) Densidad de agua de formación, ρ_w

La densidad de agua puede determinarse con respecto a su factor de volumen si el gas disuelto que se encuentra en el agua en condiciones de yacimiento no se toma en cuenta. Este factor considera la relación de volumen de agua a condiciones de yacimiento junto con el volumen de agua a condiciones superficiales, dando así las siguientes expresiones (Percástigui Bravo, 2015)

$$B_w = \frac{V_w @ c. y}{V_w @ c. e} \quad (2.42)$$

Donde también se puede definir

$$B_w = \frac{\rho_w @ c. e}{\rho_w @ c. y} \quad (2.43)$$

Teniendo como resultado

$$\rho_w = \frac{\rho_w @ c. e}{B_w} \quad (2.44).$$

Donde:

$\rho_w @ c. y$ = densidad del agua en formación a condiciones de yacimiento

$\rho_w @ c. e$ = densidad del agua a condiciones estándar

B_w = factor de volumen del agua en formación

b) *Factor volumétrico del agua, B_w*

Se define como el parámetro representativo del volumen del agua que está ocupado por la unidad de agua a condiciones de reservorio o yacimiento. En palabras de Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, (2014) “el factor de volumen del agua de formación representa los barriles de agua en el yacimiento que se requieren para producir un barril de agua en la superficie”. Expresándose con la fórmula siguiente (Velasco Morales, 2014)

$$B_w = \frac{V_{w+gas}@c.y}{V_w@c.e} \quad (2.45)$$

Donde:

$V_{w+gas}@c.y$ = Volumen de agua con gas disuelto a condiciones de yacimiento

$V_w@c.e$ = Volumen de agua a condiciones estándar

Así mismo como sucede con el factor volumétrico del aceite, también para el volumen volumétrico del agua surgen tres efectos que se tienen que tomar en cuenta:

1. Mientras la presión se reduzca, habrá liberación de gas en solución en el volumen del agua.
2. Cuando la presión disminuye, se obtiene más expansión de agua.
3. Si la temperatura se reduce, hay más concentración del agua en la formación.

Al momento de basarnos en la comparación de solubilidades con respecto del gas en el aceite y agua, este último termina siendo, de manera sustancial, menor conforme a la solubilidad del aceite. Por ello la expansión y contracción debido a la disminución de presión y temperatura son pequeñas, siendo el factor volumétrico del agua numéricamente bajo, no superior a 1.06 en unidades de barriles de agua más gas/barriles de agua. Velasco Morales, (2014) explica que:

Conforme la presión en el yacimiento disminuye desde una presión inicial hasta la presión de saturación, el factor de volumen del agua

incrementa debido a la expansión del agua en el yacimiento. En cambio, una disminución de la presión por debajo del punto de burbuja genera la liberación del gas dentro de los poros del yacimiento. La pérdida del volumen de líquido debido a la liberación de gas sólo compensa parcialmente la expansión del agua generada por la reducción de la presión, por lo que, el factor de volumen continúa incrementando conforme la presión en el yacimiento disminuye. (p.62).

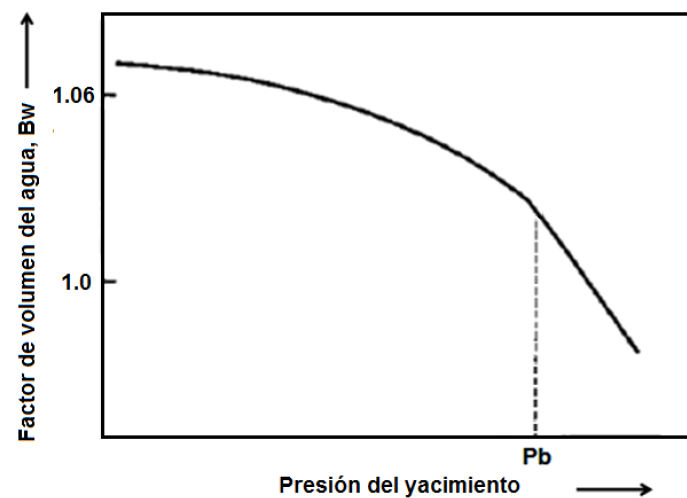


Figura 10. Comportamiento del factor de formación del agua con respecto a la presión a $T=\text{cte}$. Fuente:(Velasco Morales, 2014)

c) *Relación de solubilidad, R_{sw}*

Al igual que en el aceite, el gas natural también tiene la propiedad de disolverse en agua que se encuentra dentro de la formación del yacimiento. Esta relación se puede describir como la relación del volumen del gas a condiciones superficiales con respecto al volumen de agua contenido en la formación que fue producida en el tanque de almacenamiento trabajado en barriles, debido al resultado de producción de agua que originalmente se

encontraba a condiciones de yacimiento, definiéndose como la siguiente expresión matemática (Avitúa Varela & Vargas Bermúdez, 2014)

$$R_{sw} = \frac{V_g @ c.e}{V_w @ c.e} \quad (2.46)$$

Donde:

$V_w @ c.e$ = Volumen de agua a condiciones estándar

$V_g @ c.e$ = Volumen de gas a condiciones de estándar

d) *Compresibilidad isotérmica del agua c_w*

Cuando se tiene un volumen de agua en formación o en el yacimiento, este será afectado por la presión, la temperatura y la cantidad de gas en solución. Y al igual que al aceite, la compresibilidad isotérmica del agua tiene una discontinuidad en el punto de burbuja igual que el aceite, pero a diferencia que la compresibilidad del agua es menor que la del petróleo.

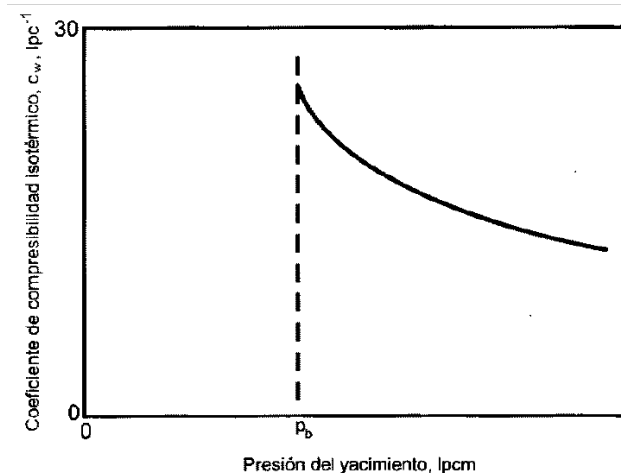


Figura 11. Coeficiente de compresibilidad del agua en función de la presión y a temperatura constante del yacimiento. Fuente: (Paris de Ferrer, 2009)

Esta propiedad está dada por la siguiente expresión la cual es aplicada para presiones por encima del punto de burbuja (Paris de Ferrer, 2009)

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \quad (2.47).$$

Donde:

V_w = volumen del agua

ρ_w = densidad del agua

B_w = factor volumétrico del agua

En general, la compresibilidad del agua disminuirá cuando se aumente la presión, al contrario, aumentará cuando la temperatura también lo haga. En cuestión de presiones por debajo del punto de burbuja, la compresibilidad del agua puede ser calculada usando la siguiente expresión (Paris de Ferrer, 2009)

$$c_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_w} \left(\frac{\partial R_{sw}}{\partial p} \right)_T \quad (2.48)$$

Donde:

B_w = factor volumétrico del agua

R_{sw} = relación de solubilidad del agua

B_g = factor volumétrico del gas

e) *Viscosidad de agua en formación, μ_w*

La viscosidad del agua es un parámetro de resistencia que se tiene al fluir, que está dado por la temperatura, y en menor intensidad, de la presión.

La μ_w es una medida de la resistencia del agua a fluir. En palabras de (Cuautli Hernández, 2005)

La μ_w decrece cuando la p_y decrece tanto para $p_y \geq p_b$, como para $p_y < p_b$. La μ_w a condiciones de yacimiento son bajas, casi siempre $\mu_w < 1$ cp. La μ_w no presenta la forma de la μ_o debido a que la pequeña cantidad de gas disuelto en el agua proporciona un efecto pequeño sobre su viscosidad.

Dentro de los datos experimentales de la viscosidad del agua, se tiene los siguientes datos.

Temperatura (°F)	Viscosidad (cp)	Presión de vapor (lpca)*
32	1,79	0,0886
50	1,31	0,180
68	1,00	0,339
86	0,801	0,616
104	0,656	1,07
122	0,549	1,79
140	0,469	2,89
158	0,406	4,52
176	0,357	6,87
194	0,316	10,18
212	0,284	14,7
230	0,256	20,8
284	0,196	52,4
321	0,174	89,6

Figura 12. Viscosidades del agua a varias temperaturas y a la presión de vapor.
Fuente:(Beal, 1946)

Presión (lpca)	Viscosidad absoluta (cp), a diferentes temperaturas (°F)			
	32	50,5	86	166,6
142	1,792	1,40	0,871	0,396
7100	1,680	1,35	0,895	0,411
14200	1,65	1,33	0,921	0,428
21300	1,67	1,33	0,950	0,443
28400	1,71	1,35	0,986	0,461

Figura 13. Viscosidades del agua a altas presiones y temperaturas. Fuente:(Beal, 1946)

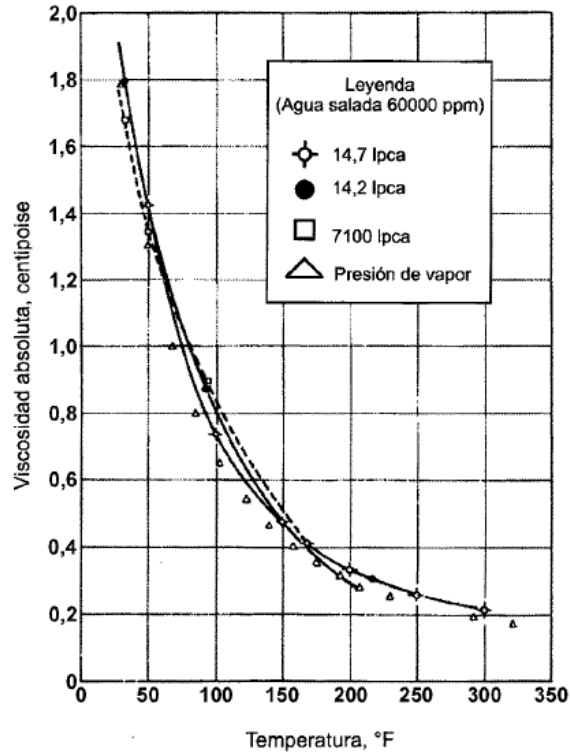


Figura 14. Viscosidad del agua a temperatura y presión de yacimiento. Fuente: (Beal, 1946)

Para obtener dichos datos experimentales, hay una serie de correlaciones y una de ellas es la que propusieron Beggs Dale & Brill P., (1991) en donde estipulan

$$\mu_w = \text{Exp}(1.003 - 1.479 \times 10^{-2}T + 1.982 \times 10^{-5}T^2) \quad (2.49).$$

Donde:

T= temperatura

2.1.3 Comportamiento de capacidad de afluencia

Ley de Darcy

En 1856, mientras Henry Darcy realizaba experimentos de algunos diseños de lechos filtrantes de arena, él propuso una ecuación donde se involucrará la velocidad aparente del fluido en conjunto con la caída de presión del lecho filtrante. Esta expresión propuesta en base al experimento principalmente se enfocó con flujo que se direccionaba verticalmente hacia abajo, pero también se puede utilizar para

el flujo horizontal, que, dentro de la ingeniería petrolera, es de mucho más interés. Se debe tener en cuenta que, durante el experimento, Darcy solo involucro un fluido que fue el agua y que el filtro de arena estaba totalmente saturado de dicho fluido. Por ende, no se tuvieron efectos de las propiedades del fluido o respectivamente de la saturación. También los filtros utilizados en dicho experimento tenían un área de sección transversal constante, por lo que dicha ecuación no tomó en cuenta los cambios de velocidad por la ubicación. Escrita y expresada en forma diferencial, la ley de Darcy es (Beggs, 1999)

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.50).$$

O en términos de caudal volumétrico q (Beggs, 1999)

$$q = vA = - \frac{kA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.51).$$

Donde:

k = permeabilidad del medio poroso

v = velocidad aparente del fluido

q = índice de fluido volumétrico

a = área abierta al flujo

μ = viscosidad del fluido

dp/dx = gradiente de presión en la dirección del flujo

Modelo lineal (Beggs, 1999)

El modelo lineal de comportamiento de afluencia nace debido al análisis del gasto productor que puede tener un yacimiento bajo-saturado, donde solamente hay aceite como fluido a evaluar, además, este estará regido por la geometría del flujo,

que comúnmente son de manera lineal y radial, dando así los primeros enfoques de análisis de producción.

- *Para flujo lineal*

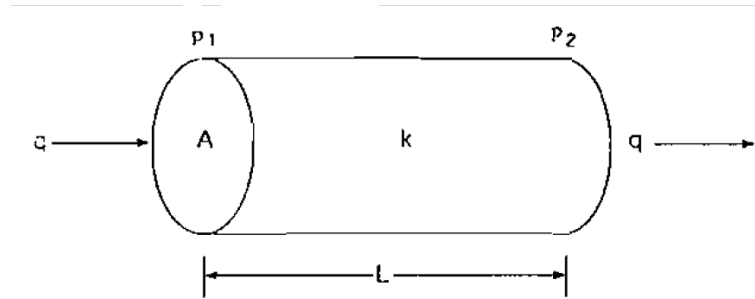


Figura 15. Geometría del flujo lineal. Fuente:(Beggs, 1999)

La ecuación propuesta por Darcy (2.51) al momento de ser analizada cuando se tiene un flujo lineal, se puede integrar para dar la caída de presión que ocurre en la longitud, debido a que el flujo tendrá un área constante, dando así la siguiente expresión

$$\int_{P_2}^{P_1} \frac{kdp}{\mu} = -\frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \quad (2.52).$$

Si supones que k , μ y q son independientes de la presión, o, en otras palabras, pueden ser evaluadas conforme a la presión promedio que se tiene en el sistema, la ecuación queda de la siguiente forma

$$\int_{P_2}^{P_1} dp = -\frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \quad (2.53)$$

El resultado de la integración da

$$P_2 - P_1 = -\frac{q\mu}{kA} L \quad (2.54).$$

O también

$$q = \frac{CkA(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (2.55).$$

Donde C es un factor de conversión de unidades. El valor correcto en las unidades de Darcy es de 1.0 y para las unidades de campo es 1.127×10^{-3} .

A partir de la ecuación 2.53 en un gráfico de coordenadas cartesianas de P vs L se observará que se genera una recta de pendiente constante, $-q\mu/kA$. En otras palabras, es una variación es lineal. Si el fluido que va fluyendo es compresible, el gasto in-situ está en función de la presión. Usando una serie de relaciones, donde la tasa de flujo másico ρq debe ser constante y expresando la densidad en términos de temperatura, presión y gravedad específica del gas, se puede demostrar que ecuación 2.53 puede quedar como la siguiente expresión

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93ZT\mu L}{kA} q_{c.s.} \quad (2.56).$$

- *Para flujo Radial*

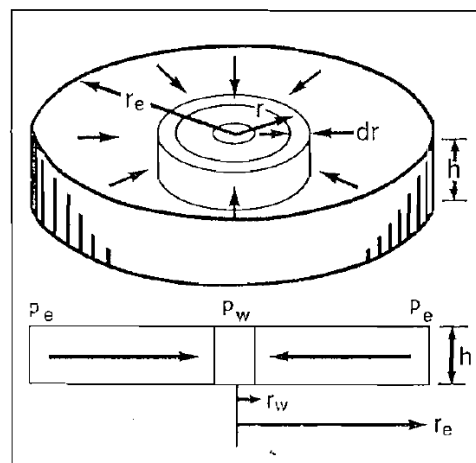


Figura 16. Sistema de flujo radial. Fuente: (Beggs, 1999)

La ley de Darcy se puede utilizar para calcular el flujo en un pozo donde el fluido converge radialmente en un agujero relativamente pequeño. En este caso, el área abierta al flujo no es constante y, por lo tanto, debe incluirse en la integración de la ecuación 2.51. En referencia a la geometría del flujo radial en la figura 16, el área de la sección transversal abierta al flujo en cualquier radio es $A=2\pi rh$. Además, al definir la posibilidad de que la presión con la ubicación sea negativa con respecto a la dirección del flujo, dp/dx se convierte en $-dp/dr$. Haciendo estas sustituciones en la ecuación 2.51, dando la siguiente relación

$$q = \frac{2\pi h k_a dp}{\mu dr} \quad (2.57)$$

Cuando a la ecuación de Darcy es aplicada para un flujo de aceite en un yacimiento, se considera que el aceite es ligeramente compresible. Dando así, un gasto de aceite q_o con respecto a la presión que se relaciona por medio del factor volumétrico del aceite B_o , entonces el gasto es expresado a condiciones estándar o condiciones de tanque de almacenamiento. Por lo cual, la ecuación para flujo de aceite estará dada de la siguiente manera

$$q_o B_o = \frac{2\pi r h k_o}{\mu_o} \left(\frac{dp}{dr} \right) \quad (2.58)$$

Donde también, puede ser escrita como

$$2\pi h \int_{P_{wf}}^{P_e} \frac{k_o}{\mu_o B_o} dp = q_o \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \quad (2.59)$$

Al integrar la anterior ecuación, se asume de manera general que la función de presión, $f(p) = k_o/(\mu_o B_o)$, se puede evaluar conforme a la presión promedio en el volumen de drenaje del pozo. Esto es necesario, debido a que no se puede formular una ecuación de forma

analítica simple para este término con respecto a la función de la presión. Utilizando los criterios antes mencionados e integrando la ecuación 2.59 en base al radio de drene del pozo se determina que

$$q_o = \frac{2\pi k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2.60)$$

O descrita para unidades de campo

$$q_o = \frac{0.00708 k_o h (P_e - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2.61)$$

Donde

q_o = gasto del fluido

k_o = permeabilidad efectiva del aceite

h = espesor del yacimiento

p_e = presión en $r=r_e$

p_{wf} = presión de fondo fluyente en $r=r_w$

r_e = radio de drene del pozo

r_w = radios del pozo

μ_o = viscosidad del aceite

B_o = factor volumétrico del aceite

Una vez obtenida la relación de las geometrías de flujo principales, para poder determinar la capacidad de producción de los yacimientos de aceite bajo-saturado, donde su presión de yacimiento es mayor que la presión de burbuja, es necesario determinarlo por medio de la evaluación de índice de productividad. Es aquí donde se establece el método lineal o mejor conocido como IPR (*Inflow Performance Relationship*) que da a explicar el comportamiento que tiene el gasto líquido o gas, en base a la presión de fondo fluyendo. Como lo da a conocer Huerto Solano, (2009)

Para el cálculo del gasto de producción de un pozo se supone que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el

yacimiento y la pared del pozo; es decir, que la producción es directamente proporcional a una caída de presión existente en el sistema yacimiento-pozo, la constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP).

Donde la IP se expresa como

$$J = \frac{0.00708 k_o h}{\mu_o B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (2.62)$$

Haciendo la debida sustitución en la ecuación 2.61 para flujo de aceite con geometría radial, quedaría expresado de la siguiente forma

$$q_o = J(\bar{P}_r - P_{wf}) \quad (2.63)$$

O escrita de otra manera

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_r - P_{wf}} \quad (2.64).$$

Dada la relación explicada sobre el comportamiento en la siguiente gráfica

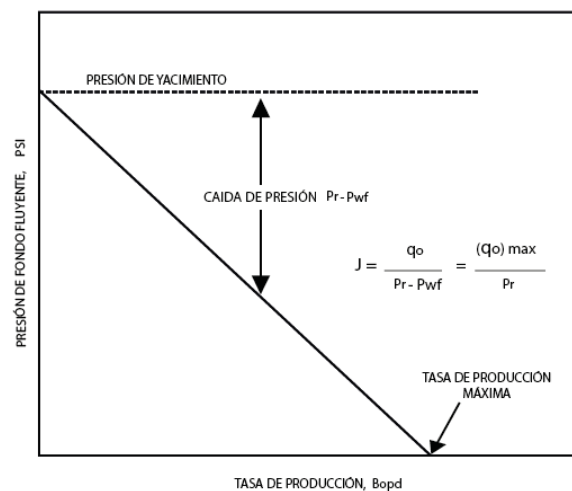


Figura 17.Gráfica IPR para flujo líquido monofásico. Fuente: (Prada Castaño, 2017)

Método de Vogel

En el año de 1968 Vogel desarrollo un análisis usando un modelo matemático de yacimiento donde genero una correlación para el cálculo de una curva IPR de un pozo saturado. Beggs, (1999) expresa que

El estudio abordó varios yacimientos hipotéticos, incluidos aquellos con características de petróleo, características de permeabilidad relativa, espaciamiento de pozos y factores de daño muy diferentes. La ecuación final del método de Vogel se basó en cálculos realizados para 21 condiciones de yacimiento.

El método de Vogel se generó basándose en el modelo de yacimiento propuesto por Weller para poder formar IPR's para un gran rango de condiciones aplicables. Se volvió a presentar las IPR como una presión reducida contra un caudal adimensional. Este factor adimensional se describe como la presión de flujo en el yacimiento dividida entre la presión promedio del reservorio, P_{wf}/P_R . Por ende, el caudal adimensional resulta ser un caudal para el valor de P_{wf} que está siendo dividido por el caudal que se obtendría de una presión de pozo ideal cero, $q_o/q_{o(máx.)}$. Posteriormente se descubrió que la forma general de la IPR adimensional trabajada era similar para todos los casos estudiados. Y después de trazar las respectivas curvas IPR para los 21 casos que fueron elegidos, Vogel expreso la siguiente relación entre el caudal y la presión adimensionales, sosteniendo que los errores no deberían sobrepasar el 10% (Ramírez Coronel, 2015)

$$\frac{q_o}{q_{o(máx)}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2 \quad (2.65).$$

Donde:

q_o = caudal correspondiente a la presión dinámica de fondo (P_{wf})

$q_{o(máx)}$ = caudal correspondiente a la presión dinámica cero

P_R = presión promedio en el reservorio para un tiempo t

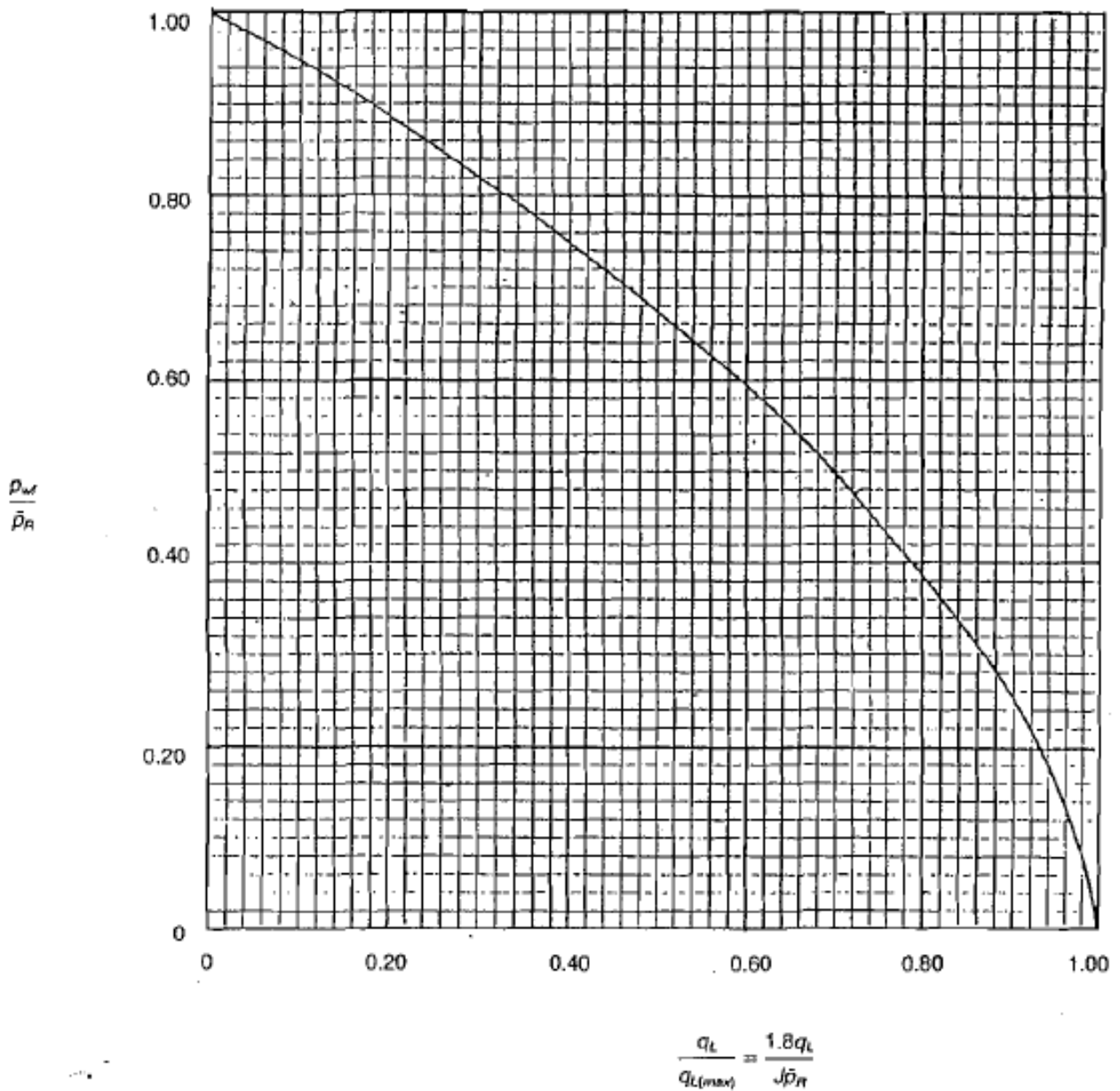


Figura 18. IPR adimensionales de Vogel. Fuente:(Beggs, 1999)

Una vez que se propuso la ecuación de Vogel para el comportamiento de afluencia en yacimientos saturados, se percató que su método tenía una mejor aproximación del comportamiento realista durante las primeras etapas de producción, pero durante las últimas etapas de producción, los caudales son menores y consecuentemente el error no es considerado. Para este caso, y como explica Ramírez Coronel, (2015)

Al momento de emplear la ecuación de Vogel simplemente es necesario conocer la presión estática y un ensayo del pozo del que se desea conocer la IPR. Se calcula la relación de P_{wf}/P_R correspondiente al caudal obtenido. Se obtiene el caudal máximo de la ecuación y éste se utiliza para calcular cualquier otro punto de interés.

Entonces, el IP solamente será constante hasta que se logre llegar a la presión de burbuja. En suposición a que la curva que se manifiesta durante la aplicación del método de Vogel es continua, se puede adoptar la siguiente analogía:

En donde $P_{wf}=P_b$ generará un caudal q_b

Por consiguiente (Ramírez Coronel, 2015)

$$\frac{q_o - q_b}{q_{o(m\acute{a}x)} - q_b} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \quad (2.66)$$

Donde J se expresará como

$$J = \frac{1.8(q_{o(m\acute{a}x)} - q_b)}{P_b} \quad (2.67)$$

Sustituyendo

$$q_o = q_b + \frac{JP_b}{1.8} = \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right\} \quad (2.68).$$

Así se lograría abarcar el comportamiento de producción en las últimas fases, pero se tiene que considerar dos posibilidades más, la primera es que la presión de fondo fluyendo este por encima de la presión de burbuja o la segunda que la presión de burbuja sea mayor a la presión de fondo fluyendo. Entonces dependiendo de las condiciones, se expresarían de la siguiente forma (Ramírez Coronel, 2015)

- Cuando $P_{wf} > P_b$

$$J = \frac{q_o}{\bar{P}_R - P_{wf}} \quad (2.69)$$

Y para

$$q_b = J(\bar{P}_R - P_b) \quad (2.70)$$

Entonces se puede construir la parte saturada de la curva (ya que las primeras fases son rectas).

- Cuando $P_{wf} < P_b$

El valor de J se obtendrá combinando las ecuaciones hasta llegar a la siguiente expresión

$$J = \frac{q}{\bar{P}_R - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left\{ 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right\}} \quad (2.71).$$

Método de Standing

La ecuación de Vogel para la determinación de las curvas IPR, no toma en cuenta el factor de daño en la formación. Por ello, en 1970, Standing realizó un trabajo para describir la IPR, teniendo en cuenta la eficiencia que puede presentar en la formación. Standing empieza por definir la eficiencia de flujo mediante la siguiente expresión (Naranjo Agudelo, 1984)

$$\text{Eficiencia de Flujo (EF)} = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} \quad (2.72).$$

Donde:

J_{real} es el índice de productividad real calculado con la ecuación 2.64 pero en esta ocasión, la relación entre q_o y el ΔP de la ecuación de Darcy, es modificada por el

término de factor de daño s , entonces la relación quedaría de la siguiente manera (Naranjo Agudelo, 1984)

$$q = \frac{Ckh}{\left(\frac{\ln r_e}{r_w} + s\right)} \int_{P_{wf}}^{\bar{P}_s} \frac{k_{ro} dp}{\mu_o B_o} \quad (2.73).$$

Y J_{ideal} es el índice de productividad ideal calculado y expresado con la ecuación 2.64 teniendo como referencia que la relación de q_o y el ΔP proviene de la ecuación de Darcy para donde se presente un flujo radial.

Tomando en consideración las definiciones de J_{ideal} , J_{real} y la eficiencia de flujo, se llega a la siguiente relación (Naranjo Agudelo, 1984)

$$EF = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + s} \quad (2.74).$$

Dentro de ecuación anterior, puede haber un criterio en la EF, ya que esta puede ser menor, mayor o igual que la unidad, dependiendo que valor tome s , y este factor dependerá de la siguiente relación, donde:

- Sí $s=0$ & $EF=1$, la formación no ha sido alterada en ninguna zona cercana
- Sí $s<0$ & $EF>1$, la formación ha sido estimulada
- Sí $s>0$ & $EF<1$, la formación ha sido dañada

Standing al tomar estas relaciones conforme a la eficiencia del flujo tomando en cuenta el factor de daño, definió la siguiente relación para EF (Naranjo Agudelo, 1984)

$$EF = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{q}{\bar{P}_s - P_{wf}} * \frac{\bar{P}_s - P_{wfi}}{q} \quad (2.75)$$

Realizando la debida operación, queda como

$$EF = \frac{\bar{P}_s - P_{wfi}}{\bar{P}_s - P_{wf}} \quad (2.76).$$

Donde:

P_{wfi} = presión en el fondo del pozo cuando la eficiencia es 1 (presión de fondo ideal)

P_{wf} = presión en el fondo del pozo cuando la eficiencia es diferente de 1 (presión de fondo real).

Despejando P_{wfi} de la ecuación anterior, obtenemos la siguiente relación

$$P_{wfi} = \bar{P}_s - EF(\bar{P}_s - P_{wf}) \quad (2.77)$$

Y dividiendo la ecuación entre $\bar{P}_s$ nos queda

$$\frac{P_{wfi}}{\bar{P}_s} = 1 - EF \left(1 - \frac{P_{wf}}{\bar{P}_s} \right) = 1 - EF + EF \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_s} \right) \quad (2.78)$$

Para finalmente sustituyendo la ecuación 2.78 en la 2.68 y haciendo la simplificación siguiente

$$A = \frac{P_{wf}}{\bar{P}_s} \quad (2.79)$$

Se genera la ecuación del método de Standing para la predicción de producción tomando en cuenta el factor de daño o en su contraparte la eficiencia de flujo

$$\frac{q_o}{q_{o(máx)}} = EF(1.8 - 1.8A) - 0.8EF^2(1.2A + A^2) \quad (2.80).$$

2.1.4 Análisis nodal en sistemas de producción

Análisis Nodal

El análisis de un sistema, o comúnmente llamado Análisis NODAL consiste en el procedimiento de elegir un punto de división en el sistema, este punto también es conocido como nodo, en el pozo y separar el sistema conforme a este punto. Esta herramienta al análisis de los sistemas de producción de pozos fue desarrollada por Gilbert 1954 y analizada por Nind en 1964, para discutirla posteriormente por Brown en 1978. Las ubicaciones más usadas para la selección de nodos se presentan en la siguiente figura.

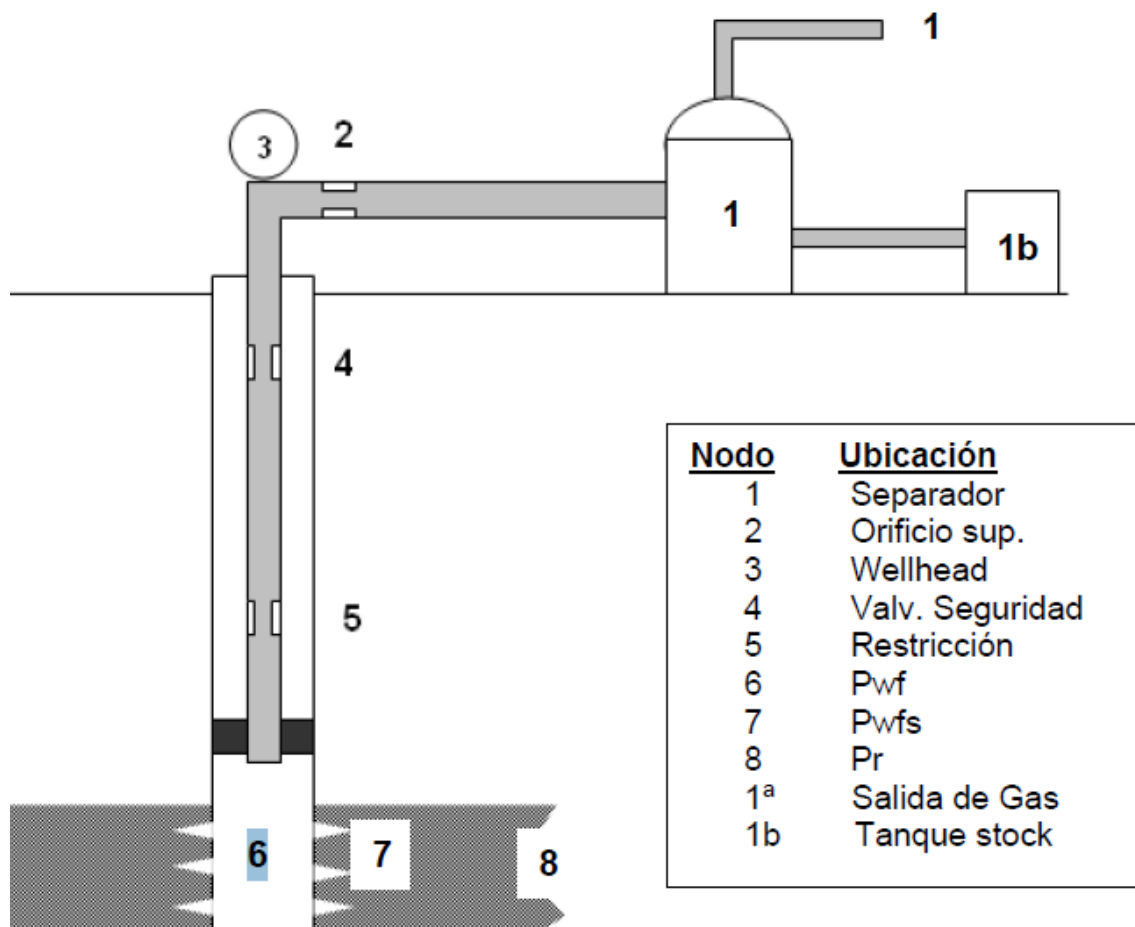


Figura 19. Nodos más comunes en el sistema de producción de pozos.

Fuente:(Hirschfeldt, 2009)

La separación de componentes se puede dividir en dos partes dependiendo que nodo se vaya a utilizar para el análisis, las cuales son:

- *Inflow section*

Esta sección comprende la entrada de todos los componentes aguas arriba (upstream)

- *Outflow section*

Esta sección comprende la salida de todos los componentes hallados o reconocidos aguas abajo del nodo (downstream)

Una de las condiciones que se debe tener el nodo, es la relación existente entre el caudal y la caída de presión, ya que debe de estar dispuesta en cada uno de ellos. Para tener un análisis de flujo, primero se deben cumplir algunos requerimientos satisfactoriamente, los cuales son:

1. El flujo en la entrada del nodo será igual al flujo de salida del mismo nodo.
2. Solo una presión existirá en el nodo.

En la vida de producción del pozo, en algún punto específico, habrá dos presiones que permanecerán fijas y que no tienen relación en base a la función del caudal. De las cuales, una de ellas es la presión promedio del yacimiento P_R , y la otra es la presión que sale del sistema. Esta presión es generalmente la presión existente en el separador P_{sep} . Una vez elegido el nodo, la presión de este es calculada tanto para la entrada como para la salida, dando la siguiente relación (Hirschfeldt, 2009)

- Entrada al Nodo (inflow)

$$\bar{P}_R - \Delta P(\text{upstream componente}) = p_{nodo} \quad (2.81)$$

- Salida del Nodo (outflow)

$$P_{sep} + \Delta P(\text{downstream componentes}) = p_{nodo} \quad (2.82).$$

La caída de presión depende del caudal, puesto que va variando en cualquier componente. Por ellos es importante la evaluación en un gráfico de presión que tiene el nodo contra el caudal, si esto sucede, se generarán dos curvas que podrán satisfacer las condiciones antes estipuladas.

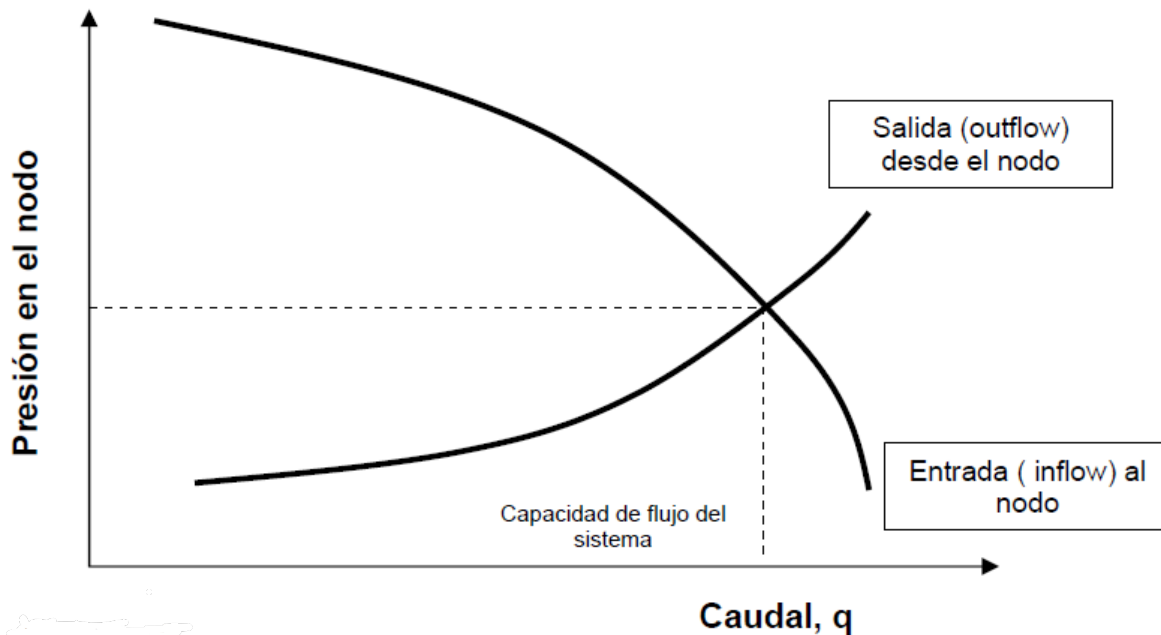


Figura 20. Presión en el Nodo vs Caudal. Fuente:(Hirschfeldt, 2009)

Si en dado caso, hay un cambio en algunos de los componentes, el dicho cambio se notará cuando se recalculen y se presente en la gráfica de nodo contra caudal. Como explica Hirschfeldt, (2009)

Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba (upstream), la curva de salida (outflow) no sufrirá cambios. Por lo tanto, si cualquier curva es cambiada, la intersección también lo hará, y existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

El desplazamiento de curvas dependerá del cambio de cualquiera de las condiciones que ya estén fijas. Un de esto se notaría en el decremento de la presión

en el yacimiento, o en alguna modificación en el separador, incluso en las instalaciones receptoras que se encuentran en superficie.

Selección de Nodo solución

Dentro del análisis de la producción en los yacimientos, en base al análisis nodal, será necesario elegir un nodo para iniciar el análisis de dicha producción, pues para tener una producción eficiente, será fundamental evaluar los nodos en el que está dividido el pozo en cuestión. Existen 3 nodos comunes utilizados para evaluar la producción del yacimiento, estos 3 nodos son:

a) Fondo de pozo

El fondo de pozo es el nodo solución más utilizado para el análisis, el fondo de pozo se toma a una profundidad media conforme al intervalo productor o en dado caso a una profundidad media del intervalo disparado. En este caso, el sistema estará dividido en dos partes, donde el yacimiento es uno y el sistema de tuberías (T-P+L.D) es otro. Al suponer que no hay ninguna restricción en las tuberías, solo se presentaran caídas de presión de la siguiente manera (Alvarez Raya, 2008)

Las expresiones de las curvas inflow y outflow son las siguientes:

$$P_{nodo} = P_{wf} \quad (2.83)$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{nodo} \quad (2.84)$$

Outflow

$$P_{sep} + \Delta P_{L.P} + \Delta P_{T.P} = P_{nodo} \quad (2.85).$$

Para obtener el análisis y comportamiento de producción cuando se utiliza el nodo de fondo de pozo se tiene que realizar el siguiente procedimiento como lo explica Alvarez Raya, (2008)

1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción y construir la curva de IPR.

2) Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.

3) Usando los mismos gastos asumidos en el punto 2 y las correspondientes presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}), determinar la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) necesaria para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

4) Graficar la curva de IPR calculada en el paso 1 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, se grafican los gastos y las presiones de fondo fluyendo ($P_{wf} = P_{nodo}$) obtenidas en el paso 3 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones actuales del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

En la siguiente gráfica se muestra la relación de la presión de pozo fluyendo con respecto al gasto.

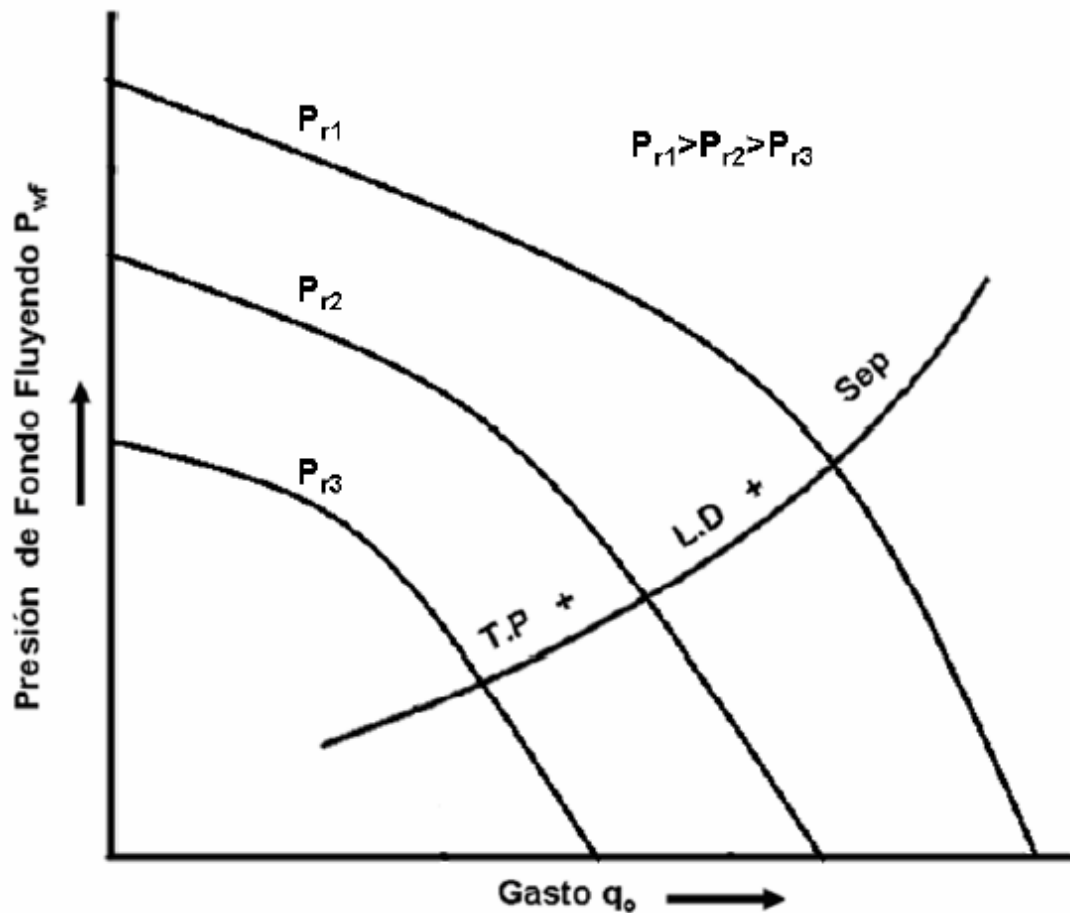


Figura 21. Predicción de gastos futuros. Fuente: (Alvarez Raya, 2008)

Comúnmente se utiliza este nodo debido a que el comportamiento que efectúa de aislar el componente de yacimiento totalmente del sistema de tuberías, por ende, un cambio que se realice en la presión media de yacimiento ocasionara una variación en el gasto, y esto se ve reflejado en la figura 21. También existen casos en donde el nodo de fondo de pozo es la mejor opción, debido a que muestra el efecto que genera el diámetro de la T.P, debido a que cuando se transporta el fluido desde el fondo del pozo hasta la cabeza de pozo hay un 80% de las caídas de presiones.

b) Cabeza de pozo

El segundo nodo más utilizado comúnmente, después del nodo fondo de pozo, es el de cabeza de pozo. Aquí nuevamente el sistema estará dividido en dos partes, la primera conformada por el separador y la línea de descarga, y la otra constituida por componentes como el yacimiento y la T.P.

Las expresiones para generar las curvas inflow y outflow son las siguientes (Alvarez Raya, 2008)

$$P_{nodo} = P_{wh} \quad (2.86)$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{T.P} = P_{nodo} \quad (2.87)$$

Outflow

$$P_{sep} + \Delta P_{L.D} = P_{nodo} \quad (2.88).$$

Dicho análisis se puede ver expresado en la siguiente gráfica, donde la presión del cabezal de pozo está en contra del gasto.

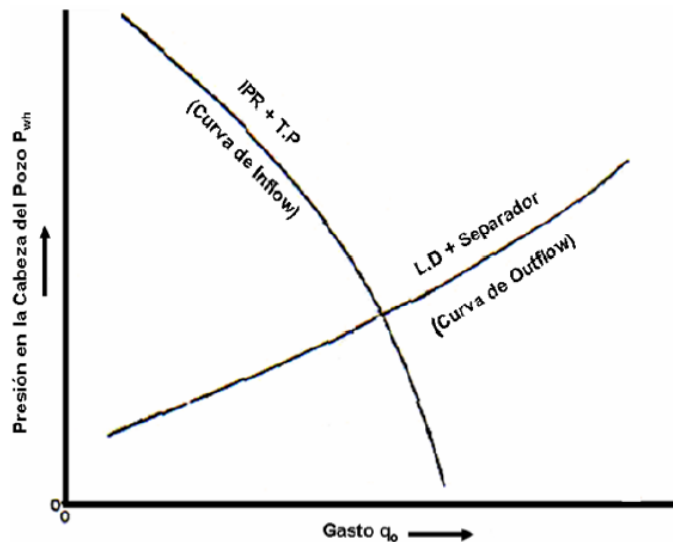


Figura 22. Cabeza del pozo como nodo solución. Fuente: (Alvarez Raya, 2008)

El procedimiento para que se realice el cálculo en cabeza de pozo lo explica Alvarez Raya, (2008)

1). Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.

2). Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería vertical o curvas de gradiente de presión.

3). Partiendo de la presión del separador (recordando que P_{sep} es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y obtener la presión en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesaria para mover los fluidos a través de la línea de descarga (L.D) hasta el separador, utilizando una correlación de flujo multifásico en tubería horizontal o curvas de gradiente de presión.

4). Graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 2 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar los gastos y las presiones en la cabeza del pozo ($P_{wh} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 3 (curva de outflow). La intersección de las curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para

las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

El nodo de cabeza de pozo usualmente se utiliza porque apreciar en la línea de descarga como es aislada, ya que generalmente la presión que está en el separador es constante, por ello es sencillo visualizar el comportamiento que tienen al momento de hacer cambios en los diámetros de la L.D. Para seleccionar un diámetro que sea muy eficiente para la línea de descarga, es fundamental considerar que el gasto alcanzara su valor máximo, a partir de esto, al emplear un mayor diámetro en dichas tuberías es completamente innecesario. Esto principalmente se debe a que la T.P, el yacimiento o el estrangulador limita directamente la producción constante.

c) Separador

La selección de la presión que se da en el separador como nodo solución es utilizada principalmente cuando se emplea un diseño de bombeo neumático o cuando la presión de gas proveniente del separador debe ser incrementada para que el fluido pueda entrar en las líneas de alta presión. La presión que se puede encontrar en el separador controla la presión de succión habitada en el compresor y dicha presión está relacionada directamente con los requerimientos de potencia dentro del compresor. Aunque el separador sea un nodo solución, no se debe disminuir o aumentar indiscriminadamente sin antes hacer un análisis en el comportamiento del sistema, ya que a veces la presión del separador no causara un efecto en el gasto de producción, incluso cuando ya se tiene una producción eficiente en el pozo.

Las siguientes ecuaciones para las curvas inflow y outflow en el nodo separador son (Alvarez Raya, 2008)

$$P_{nodo} = P_{sep} \quad (2.89)$$

Inflow

$$P_r - \Delta P_{res} - \Delta P_{T.P} - \Delta P_{L.D} = P_{nodo} \quad (2.90)$$

Outflow

$$P_{sep} = P_{nodo} \quad (2.91)$$

El procedimiento de cálculo del separador como nodo solución es explicado por Alvarez Raya, (2008) de la siguiente manera

1) Partiendo de la presión media del yacimiento (recordando que la P_r es un valor constante, no varía con el gasto), asumir varios gastos de producción y calcular la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para dichos gastos de producción, utilizando la ecuación que mejor describa el comportamiento de flujo en el yacimiento.

2) Utilizando los mismos gastos y las presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) obtenidas en el paso 1, se determinan las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) necesarias para mover los fluidos a través de la tubería de producción (T.P) hasta la cabeza del pozo, utilizando correlaciones de flujo multifásico para tuberías verticales o curvas de gradiente de presión.

3) Utilizando los mismos gastos y las presiones en la cabeza del pozo (P_{wh}) obtenidas en el paso 2, se determinan las presiones al final de la línea de descarga (L.D), las cuales serán las presiones a la entrada del separador (P_{sep}), utilizando una correlación de flujo multifásico en tuberías horizontales o curvas de gradiente de presión.

4) Graficar los gastos y las presiones a la entrada del separador ($P_{sep} = P_{nodo}$), obtenidas en el paso 3 (curva de inflow). Sobre esa misma gráfica, graficar la presión del separador ($P_{sep} = P_{nodo}$), la cual es independiente del gasto y depende de otros factores (curva de outflow). La intersección de las

curvas mostrará el gasto posible para este sistema, este gasto no es el gasto máximo u óptimo del sistema, pero es el gasto al cual el pozo produciría para las condiciones dadas del yacimiento y del sistema total de tuberías que está instalado.

Si se toma al separador como un el nodo a evaluar, se observará de manera sencilla como es que los efectos de presión actúan sobre el gasto de producción. Para una explicación gráfica, en la siguiente figura se mostrarán cuatro diferentes sistemas de pozos. Donde el pozo A muestra de manera clara un gasto de producción mucho mayor cuando la presión del separador decrece, en cambio en el pozo D no muestra dicho cambio al momento de que la presión del separador disminuyo.

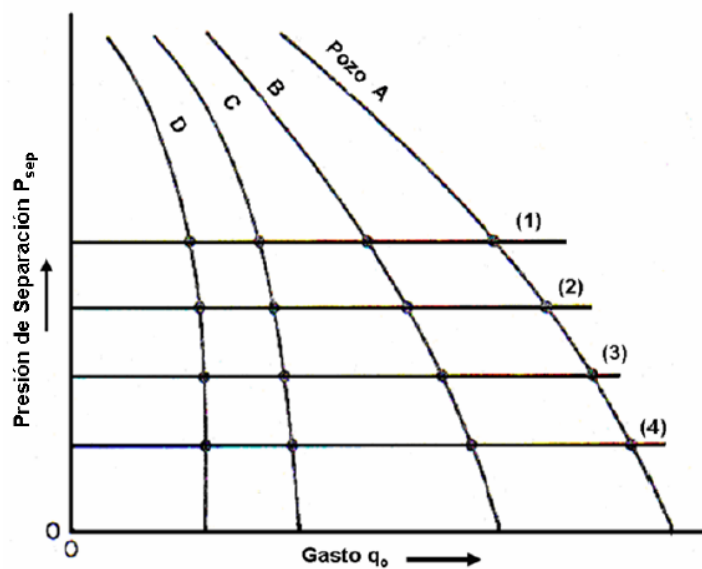


Figura 23. Efecto de la presión de separación sobre los gastos de producción.
Fuente: (Alvarez Raya, 2008)

Para que se pueda tener una producción eficiente en algún pozo, es necesario evaluarlos individualmente para ver esta relación. En los casos donde el nodo solución sea el separador, el criterio que tendrá para esto será el económico. Debido Alvarez Raya, (2008) explica que

Una precaución que siempre debe tomarse en cuenta es que la línea de descarga (L.D) debe ser siempre analizada previo a la decisión final de la presión de separación. Hay casos de campo en donde un cambio en la línea de descarga (L.D) muestra un incremento mayor en la producción que el cambio en la presión de separación (P_{sep}).

2.1.5 Introducción a la instalación de red de pozos

Comúnmente una red de pozos se le conoce como un conjunto de pozos que están conectados por medio de enlaces o tuberías, esto principalmente para generar una mayor eficiencia de producción. La red de pozos se caracteriza principalmente por tener una distribución de grados que se basa en una función de la ley de potencia, lo que denota un carácter libre y propio de la escala que puede tener la conectividad entre los pozos. El grado de un pozo se define al número de conexiones o enlaces que pueden entrar o salir del mismo pozo. Como lo explican Juárez et al., (2017)

La distribución de grados $P(k)$, donde k representa el grado, permite describir la conectividad de la red, es decir, si se grafican las frecuencias relativas contra el grado, se obtiene una distribución que caracteriza a la red, por lo tanto, la estructura de $P(k)$ ofrece información sobre cómo se distribuyen las conexiones.

Las redes tienen una escala que se caracteriza en la conectividad que posee, ya que tienen una distribución de grados del tipo de Poisson, donde el grado medio es representativo conforme a la conectividad de la red. En una gran cantidad de redes observadas, que se encuentran alrededor del mundo, no tienen una única escala en sus conectividades, esto quiere decir que, son redes de pozos libres, o, en otros términos, son libres de proponer los nodos, ya sea que, se tengan muchos nodos con pocas conexiones con un pequeño número de nodos con alta conductividad.

El análisis que se le debe tener a la red de pozos es de suma importancia, debido a que en el transporte de redes complejas han demostrado que las redes libres de escala tienen un mejor acondicionamiento de transporte si se compara con las redes

aleatorias, esto se da principalmente de la presencia de hubs en las configuraciones libres de escala. Un análisis simple del transporte que se puede tener en una red de pozos puede referirse como un flujo que este sujeto a la dirección de cada conexión y a una diferencia de potencia entre los nodos. Con esta información, el problema de encontrar las características que pueden mejorar o empeorar el transporte, satisfaciendo las restricciones de capacidad en los enlaces y así mismo manteniendo la conservación del flujo en los nodos intermedios, hace acreedor de modelar y caracterizar algunas redes de pozos sin necesidad de limitarse a ciertos criterios fuera de los ya establecidos.

Topología general sobre la red de pozos petroleros

Un factor importante por considerar es la topología o, dicho de otra forma, la estructura que puede llevar la red de pozos conforme a las necesidades que se presenten. El estudio de la forma o geometría de la red de pozos es de suma importancia, ya que, a partir de esta, se puede ocasionar el éxito o el fracaso del arreglo para la optimización en un campo selecciona. “En la actualidad, las formas ampliamente utilizadas de estructura de topología de red son: estrella multinivel (MS), estrella multietapa - anillo (MSR), estrella multietapa - árbol (MST)” (Li et al., 2015).

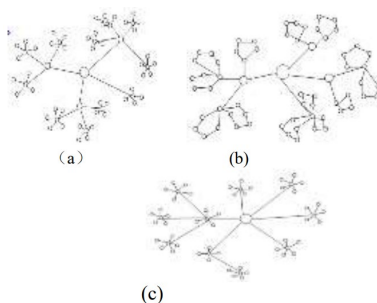


Figura 24.La estructura topológica de las redes de pozos. Fuente:(Li et al., 2015)

Diseño de la red de pozos

a) División de grupos de pozo

El diseño de la división del grupo de pozos en un sistema de red de pozos está determinado por el radio y un pozo determinado. Los métodos para

dicha división, como la agrupación en cuadrícula equidistante, la agrupación circular formateada y la agrupación circular aleatoria, son en realidad una división que se basa en una perspectiva matemática. El algoritmo de agrupamiento K-Means es un algoritmo de aprendizaje no supervisado que se usa de manera común en la planificación de redes y también se puede utilizar para resolver problemas de clasificación. El proceso de operación que se realiza con este algoritmo lo explica Li et al., (2015) de la siguiente manera:

1. Elija K puntos como los centroides iniciales.
2. Calcular la distancia que cada punto desde el centroide de masa y el punto se sumará al grupo más cercano.
3. Calcule el promedio de las coordenadas de todos los puntos en cada grupo y haga este valor como un nuevo centroide y repita b), c) hasta que ya no cambie.
4. Repita los pasos anteriores hasta que cada grupo de agrupamiento haya alcanzado el estado ideal.

b) La revisión del modelo y los algoritmos de planificación (Li et al., 2015)

Las estructuras de topología de la red de pozos tienen muchos tipos, como MS, MST MSR. En todo tipo de estructura de topología, el árbol de expansión mínimo (MST) conecta más puntos y tiene una fuerte expansión y evolución, que ha sido ampliamente utilizado en los diseños de optimización. El MST es una parte importante de la teoría de grafos. El diagrama en la teoría de grafos se compone de puntos y bordes, similitud, el modelo de red de pozos se puede caracterizar como diagrama. Los métodos disponibles mediante búsqueda limitada para determinar el MST son principalmente Prime, Kruskal. Si se introducen puntos extra, la longitud total del árbol mínimo debe ser menor o igual a los métodos descritos anteriormente. Usualmente llamamos a los puntos extra-puntos Steiner (S), obtuvimos el árbol mínimo es SMT. Por lo tanto, la topología de la red de oleoductos y gasoductos se

puede transformar en el modelo SMT. Los problemas de SMT se remontan a principios del siglo XVII. El famoso matemático Fermat hizo una pregunta: "Hay tres puntos en el plano, trata de encontrar el cuarto punto y haz que la distancia a los tres puntos sea mínima". A principios del siglo XIX, el famoso geómetra Jakbo Steinerto realizó una promoción sobre este tema: Determinar el punto $n+1$ de manera que la distancia entre los n puntos dados sea la menor. Donde la definición general es: para el conjunto de puntos fijos en el plano $A = \{A_1, A_2, A_3, \dots, A_n\}$, inserte un nuevo conjunto de puntos $S = \{S_1, S_2, S_3, \dots, S_m\}$, y haga una red que conecte estos puntos fijos más cortos. La red que conecta todos los puntos fijos se denomina SMT, los puntos de inserción se denominan puntos S. SMT se divide principalmente en árbol mínimo de Steiner euclidiano (ESMT), árbol mínimo de Steiner rectilíneo (RSMT) y árbol mínimo de Steiner gráfico (GSMT). De acuerdo con la geometría computacional, el SMT es un NP-hard. Teniendo en cuenta su característica NP-hard, la mayoría de los esfuerzos de investigación anteriores se centraron en el algoritmo aproximado. En los últimos años, se han resuelto muchos problemas con la relación Euclidiana de Steiner de la conjetura de Gilbert-Polak, la existencia de un mejor algoritmo de aproximación y estrategias de aproximación en tiempo polinomial (PTAS) fueron propuestos, haciendo que los problemas de Steiner se convirtieran en un campo muy activo. En el último siglo de los años 60, Melzak dio un algoritmo para resolver el problema ESMT. Provan propuso un algoritmo de aproximación ϵ y convirtió un problema ESMT en un problema GSMT. Por otro lado, en el caso de los problemas de GSMT, se utilizó en conjunto un concepto bien conocido de Gráfico Completo (CG) y Árbol de Expansión Mínimo (MST) para resolver los problemas presentados por Lawler. En la actualidad, la mejor forma de resolver el ESMT es el algoritmo GeoSteiner propuesto por Warme. Hasta el momento sólo unos pocos estudios se han aplicado a la práctica, la mayoría de que son cálculos exponenciales con el aumento de números de puntos. Para los problemas SMT se han desarrollado algunos estudios basados en estas técnicas, como el GA, los

algoritmos PSO y los algoritmos Evolutivos para los problemas ESMT, el ACO para el GSMT, el ACO para el RSMT. Los algoritmos inteligentes tienen más ventajas que los tradicionales en problemas de optimización, sin embargo, según el conocimiento del autor, hasta el momento pocas investigaciones aplican las técnicas de optimización inteligente para resolver el árbol mínimo euclidiano de Steiner con Obstáculos (ESMTO). La dificultad para resolver problemas SMT es determinar los números y ubicaciones de las S puntos, buscando así un algoritmo inteligente efectivo se vuelve significativo.

2.2 Estado del arte

Una vez acabado los procesos de exploración y, consecuentemente, los de perforación en un pozo o yacimiento petrolero, llega el momento de realizar otros los estudios al pozo en cuestión, los cuales ayudan a administrar producción de este, y específicamente al momento de implementar un sistema de producción.

Un sistema de producción es aquel que tiene la capacidad de transportar fluido del yacimiento hasta la superficie y separarlo en petróleo, gas y agua. Si es necesario, e petróleo y el gas son tratados y preparados para la venta o el transporte desde el campo (Velázquez Millán, 2014).

Para generar un sistema de producción de manera eficiente, se deben tener en cuenta factores muy importantes, y el primero de ellos son las características de yacimientos, porque ningún pozo contendrá las mismas características debido a propiedades físicas. Como lo explica Bidner, (2001)

Una roca sedimentaria constituye un reservorio de hidrocarburos explotable comercialmente cuando presenta dos propiedades. La primera es la capacidad para acumular y almacenar fluidos, definida como porosidad de la roca. Ésta es una propiedad estática. Pero para poder extraer los fluidos almacenados en la roca,

debe ser posible moverlos hacia los pozos productores, bajo un pequeño gradiente potencial. La segunda propiedad es entonces la capacidad para hacer mover (transferir) los fluidos. Se define como permeabilidad de la roca y es una propiedad dinámica.

A su vez, como se debe analizar las propiedades de la roca, también se tendrán que observar las características de los fluidos contenidos de ella. Porque

En la industria petrolera, las propiedades de los fluidos son parámetros empleados para determinar características físicas de los fluidos, las cuales sirven para comprender el comportamiento de estos a lo largo de todo su recorrido desde el yacimiento hasta el tanque en que son almacenados (Velasco Morales, 2014)

Existen diversos métodos para determinar dichas propiedades, algunas de ellas son: análisis composicional, a través de correlaciones empíricas y mediante análisis de muestras en laboratorio. El uso de cualquiera de estas técnicas se encuentra en función de los recursos disponibles, ya que sí no se tiene una muestra representativa para hacer su análisis en laboratorio, la cual sería la opción más adecuada, se podría emplear la correlación que más se ajuste a las características de los fluidos con que se está trabajando (Velasco Morales, 2014)

Estos estudios que se le tienen que hacer a las diferentes características de la roca (yacimientos) y los fluidos que contengan es para empezar una predicción del comportamiento del yacimiento de forma general, como lo explica Barberii, (1998)

La sumatoria del comportamiento de todos los pozos sirven de base para apreciar y dilucidar detalles sobre los diferentes sectores y la totalidad del yacimiento. El seguimiento continuo sobre el comportamiento del yacimiento

aparece en estudios e informes frecuentes, preparados por los geólogos, ingenieros y demás personal técnico especializado de la empresa.

En base a esto, se pueden hacer varios estudios englobados al yacimiento, todos relacionados de forma conjunta, pero de los más importantes para la producción, son los que hace el mismo Ingeniero de Producción, los cuales son

Correlaciones de análisis de relaciones presión-volumen-temperatura de los fluidos al correr el tiempo. Comparaciones e interpretaciones de pruebas de pozos, mensura de presión y temperatura general de presión de fondo de sectores o de todo el yacimiento. Preparación e interpretación de gráficos de producción (petróleo-gas-agua) versus tiempo y/o presión para apreciar declinaciones y tendencias. Aplicaciones de fórmulas matemáticas y modelos para determinar y comparar declinaciones y tendencias y formular proyecciones sobre el comportamiento futuro del yacimiento. Análisis del comportamiento de extracción primaria de hidrocarburos y posibles aplicaciones futuras de métodos y mecanismos para vigorizar la productividad del yacimiento por la inyección de gas y/o agua u otros fluidos o aplicaciones térmicas. Estimaciones de reservas (Barberii, 1998).

Conforme al resultado de estos estudios, se pueden sacar algunos determinantes que evaluarán la eficiencia de la futura producción que se obtendrá del yacimiento de interés, como lo explica Barberii, (1998)

En la industria petrolera, las posibilidades de hallazgos, descubrimientos ciertos y la continuidad de la producción comercial tiene un nombre: reservas probadas de hidrocarburos. Sin embargo, la práctica y la experiencia aconsejan que las reservas sean clasificadas de acuerdo con el grado de certeza de los datos que avalan su existencia o posibilidades. Pero existe una clasificación universalmente

aceptada. No obstante, todas las clasificaciones propuestas coinciden en que, con más o menos detalles, las reservas se clasifiquen fundamentalmente como probadas, probables y posibles.

Una vez hechos los análisis sobre los factores que pueden determinar un comportamiento del yacimiento, se tendrá que plantear un correcto enfoque de producción del pozo, para estimar una producción conveniente, como Chilla Prieto & Nieto Cárate, (2016) dan a conocer

El planteamiento del proyecto se realiza debido a la necesidad que tienen los técnicos para un correcto dimensionamiento de equipos y conexiones, con el fin de optimizar el proceso de almacenamiento y medición de los fluidos provenientes del pozo productor, considerando los fluidos y la producción.

Para eso, existen métodos que determinan la mejor opción de producción para un pozo petrolero, estos dos métodos son complementarios, ya que uno se centra en las estadísticas conforme a las propiedades que contiene el yacimiento y sus respectivos fluidos, y selección del equipo para recolectar analizar datos de producción temprana, antes de que haya un equipo permanente de producción. Donde el primero de ellos es el análisis nodal, como se refiere Gutiérrez & Venegas, (2020)

La optimización de la producción de pozos petrolíferos se logra a través de un procedimiento conocido como Análisis Nodal. Un análisis nodal, consiste en la determinación del flujo de fluido que se transporta en un sistema de tuberías conectadas a manera de red. En efecto, se debe de tener en cuenta todos los elementos que influyen sobre el cálculo de la cantidad de fluido producido, así como las condiciones de frontera a la cual se sujeta el análisis. Al resolver los caudales

del sistema, la posición de la solución se puede tomar en varios nodos (ubicaciones).

En análisis del sistema, llamado a menudo Análisis Nodal, ha sido aplicado por varios años para realizar el mejoramiento del sistema a partir de la interacción de cada uno de sus componentes. Circuitos eléctricos, complejas redes de ductos y sistemas de bombeo centrífugo, son todos analizados usando este método (Ramírez Chiles, 2014).

Esta aplicación del análisis de los sistemas de producción de pozos fue propuesta por Gilbert en 1954 y discutida por Nind en 1964 y Brown 1978, y consiste básicamente en detectar restricciones de flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema. El Análisis Nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y predecir el comportamiento futuro de un pozo productor el cual consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión, así como gastos de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento (Ramírez Chiles, 2014).

Y el otro es el método de EPF, donde (Chilla Prieto & Nieto Cárate, 2016) redacta que

Son las siglas de “Early Production Facilities”, que son herramientas de producción temprana que permiten conocer datos de producción en tiempo real de un campo. Una EPF sirve para evaluar el desempeño de un yacimiento antes de que se instalen facilidades de producción permanentes, de tal manera que ayuda

con la toma de decisiones rápidamente según lo antes mencionado. Los equipos que son usados en la EPF sirven para el procesamiento de crudo, agua de formación y el gas proveniente de los pozos hasta la salida de la facilidad.

Un ejemplo de la aplicación del análisis nodal para la producción de un pozo se puede encontrar en el artículo “Análisis Nodal para determinar el punto óptimo de operación entre producción de petróleo y producción de GLP, maximizando el recurso energético de la Estación de producción de Petróleo, Aguarico” escrito por Gutiérrez & Venegas, (2020) donde muestra los siguientes resultados basados en la aplicación PIPESIM donde se efectúa dicho análisis antes descrito.

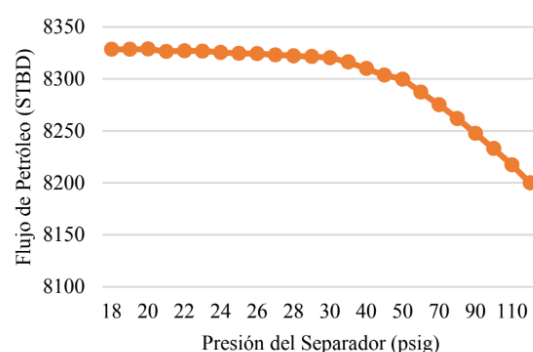


Figura 25. Flujo de petróleo en función de la presión del separador. Fuente: (Gutiérrez & Venegas, 2020)

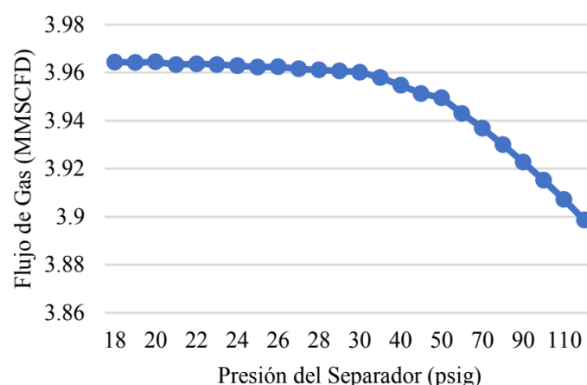


Figura 26. Flujo de gas en función de la presión del separador. Fuente: (Gutiérrez & Venegas, 2020)

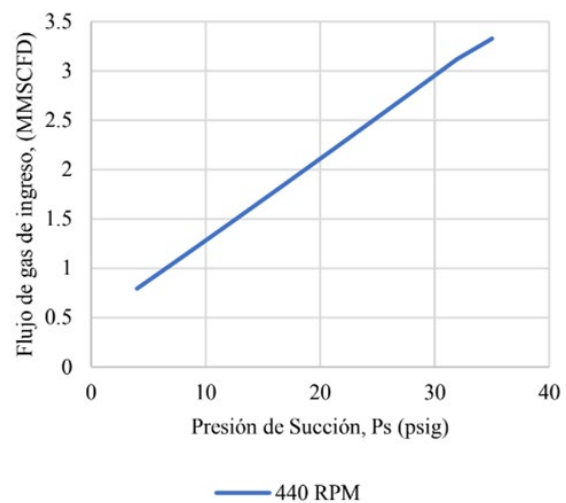


Figura 27. Curva de capacidad del compresor Ajax DPC-2802 doble etapa.
Fuente:(Gutiérrez & Venegas, 2020)

CAPÍTULO 3. DESARROLLO

3.1 Descripción del campo Tecolutla

3.1.1 Ubicación y área

El campo Tecolutla también conocido, y asignado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con el nombre clave “Área Contractual No. 24” se encuentra ubicado en los municipios de Tecolutla y Gutiérrez Zamora, que se encuentran en el Estado de Veracruz, con un aproximado de 65 km de distancia al Sureste del municipio de Poza Rica desde el municipio de Tecolutla, a su vez, dicho campo abarca un área superficial de 7.16 Km² y está delimitado por las coordenadas geográficas siguientes:

Tabla 4. Coordenadas geográficas del Área Contractual Tecolutla. Fuente: (Tonalli Energía, 2017)

Área Contractual	Campo/Polígono	Vértice	Coordenadas UTM	
			Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
24	Tecolutla	1	97°00'00"	20°26'30"
		2	97°01'00"	20°26'30"
		3	97°01'00"	20°27'00"
		4	97°01'30"	20°27'00"
		5	97°01'30"	20°27'30"
		6	97°02'00"	20°27'30"
		7	97°02'00"	20°28'00"
		8	97°00'00"	20°28'00"

El campo Tecolutla abarca el yacimiento conocido como El Abra, este yacimiento se encuentra al extremo del arrecife Franja de Oro. El bloque, además de estar ubicado en el extremo carbonífero de dicha franja antes mencionada, El Abra de la cuenca correspondiente Tampico – Misantla, esta compensado por otros dos bloques geológicamente semejantes, como lo son el bloque Ignacio Allende estando al sureste y el bloque Miguel Hidalgo que esta al noreste.

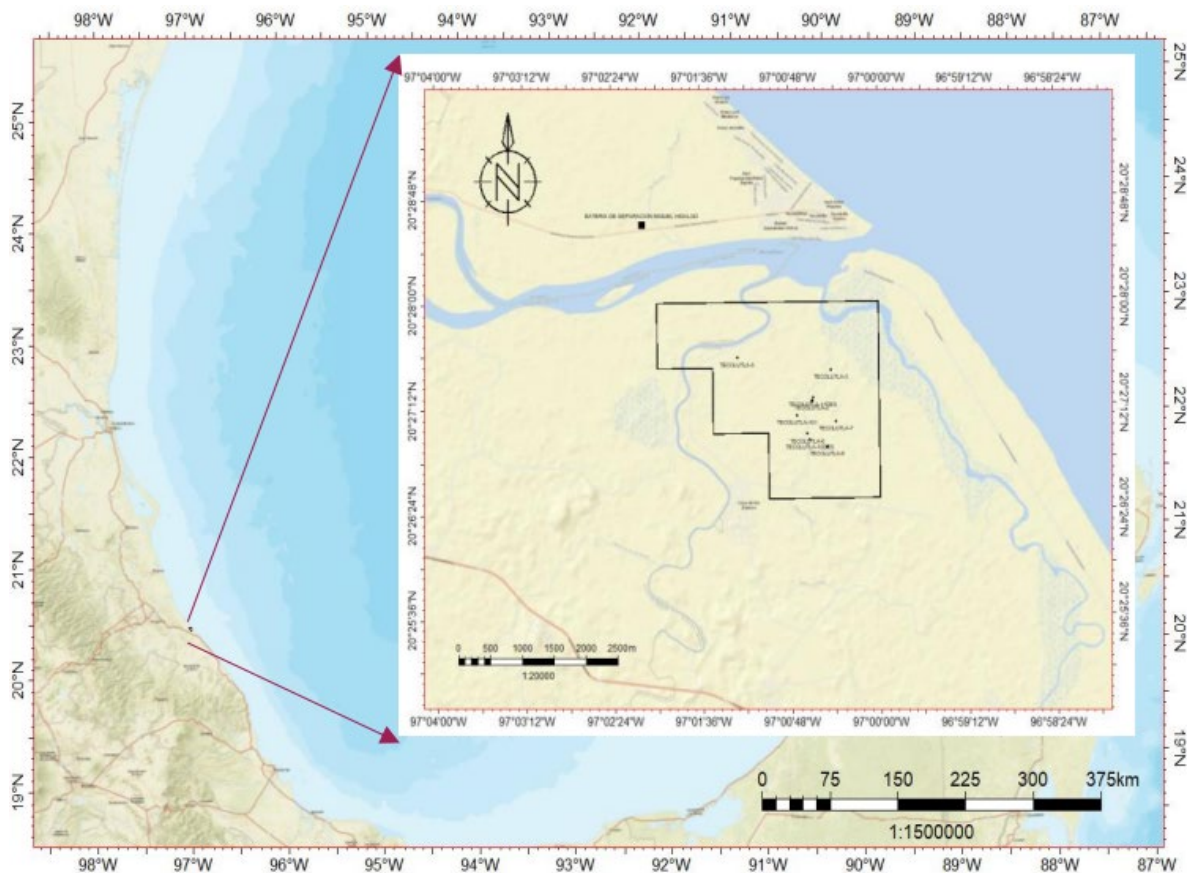


Figura 28. Polígono de Área Contractual No.24. Fuente:(Tonalli Energía, 2022)

3.1.2 Características y propiedades del yacimiento

El campo Tecolutla consta de una trampa geológica estructural cerrada de cuatro vías esto debido a un proceso de deposición y erosión a lo largo de su creación. La acumulación generada en el margen de arrecife durante la deposición creó una alta estructural a lo largo de su respectivo margen de arrecife de “El Abra”, debido a la subsiguiente exposición y la erosión subarrial se produjeron canales que atravesaron el margen arrecifal que separaba dicha faja de oro con el margen del arrecife de “El Abra” en pequeños grupos discretos.

El modelo sedimentológico presente en la formación “El Abra” es representado por caliza que se desarrolló en los límites de Atolón de la formación Tuxpan durante el cretácico medio. Dichas calizas fueron depositadas en las aguas someras de distintas formaciones:

- *Pre-arrecife*: que contiene caliza packstone y grainstone con bioclastos (que corresponden a la roca almacenadora) en un ambiente de alta energía.
- *Formaciones arreciales*: que se extiende a wackstone y grainstone de bioclastos (características de una buena roca almacenadora).
- *Post-arrecifal*: contenida de mudstone a wackstone lo que indica un ambiente de baja energía.

La buena calidad del yacimiento que se presenta en el campo Tecolutla está directamente relacionado a la porosidad secundaria que se formó por cavernas por disolución, vórgulos y kársticos, gracias a estos tres aspectos que estuvieron presentes a lo largo del tiempo, generó un almacenamiento de idóneo de hidrocarburos, sin mencionar que el depósito cuenta con un empuje hidráulico que favorecerá la extracción de aceite.

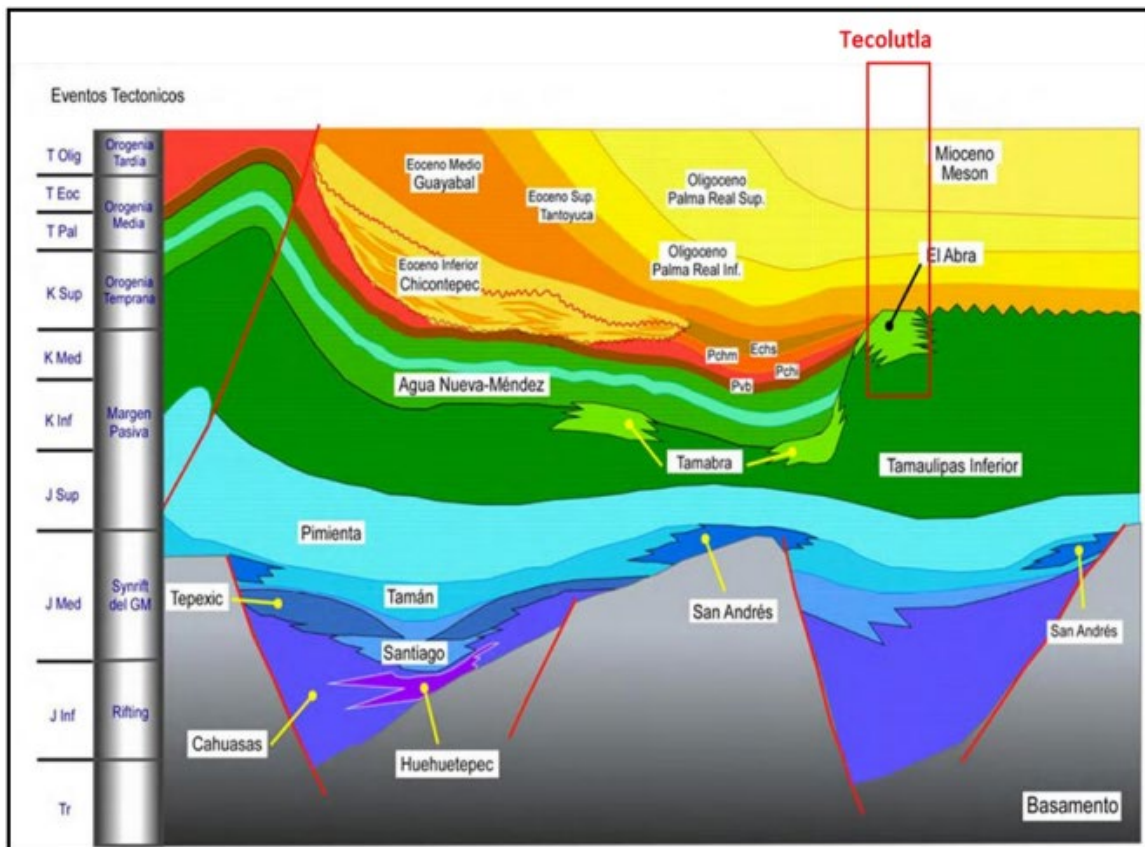


Figura 29. Modelo sedimentológico del campo Tecolutla. Fuente: (Tonalli Energía, 2022)

Las propiedades del yacimiento como lo son: sus características generales, propiedades petrofísicas, propiedades del fluido contenido en el mismo y su marco geológico, con base en la información proporcionada por Tonalli Energía (2022), se presentan de manera seccionada en las tablas siguientes:

Tabla 5. Marcos geológico del yacimiento "El Abra". Fuente:(Tonalli Energía, 2022)

Marco Geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Cretácico
Época	Cretácico inferior

Tabla 6. Propiedades petrofísicas del yacimiento "El Abra". Fuente:(Tonalli Energía, 2022)

Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	20
Porosidad promedio % (efectiva)	13
Permeabilidad promedio (mD)	6-10
Espesor neto promedio (m)	25

Tabla 7. Propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento "El Abra". Fuente:(Tonalli Energía, 2022)

Propiedades de los fluidos	
Densidad °API	28.4
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	12.1
Factor de volumen inicial de aceite (Boi) ($m^3@cy/m^3@cs$)	1.3
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.978
Densidad relativa del gas	0.829
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1133

Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	6
Presión de saturación (kg/cm ²)	199.86
Relación gas-aceite en solución (RGA,m ³ /m ³)@Pb	98.6
Densidad (g/cm ³) @ce	0.88
Viscosidad (cP) @ Pb	0.67
Relación gas-aceite en solución (RGA, m ³ /m ³)	149.11

Tabla 8. Propiedades generales del yacimiento "El Abra". Fuente:(Tonalli Energía, 2022)

Propiedades generales del yacimiento	
Área (acre)	158.1
Temperatura °C	95
Presión inicial (kg/cm ²)	251.86
Presión actual (kg/cm ²)	251.86
Mecanismo principal de empuje	Acuífero asociado

3.1.3 Descripción del Pozo Tecolutla 10

El campo Tecolutla, desde la fecha de su descubrimiento, se ha intentado establecer un sistema que sea factible y eficiente para su producción, sin embargo, a pesar de lograr a cabo la perforación de pozos petroleros, no se ha logrado un eficiente sistema de producción ellos, puesto que al final de cierto tiempo, estos se han sellado y abandonado. A partir del 2016 el Área Contractual No.24 se realizó una nueva perforación de un pozo, nombrada el "Tecolutla 10" con el fin de reactivar la producción del yacimiento "El Abra". Dicho pozo se encuentra ubicado en las siguientes coordenadas:

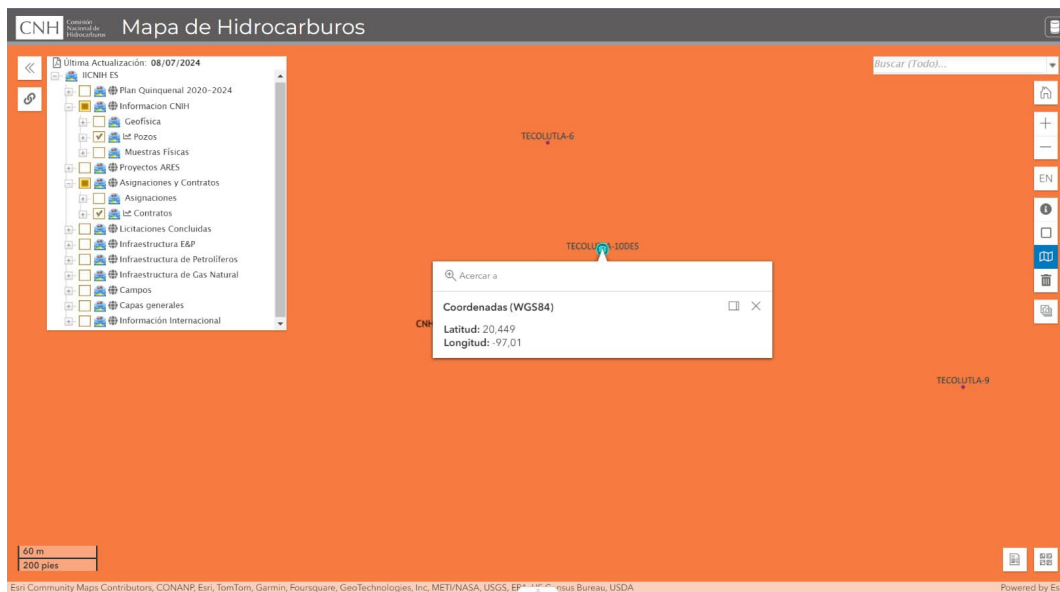


Figura 30. Ubicación del pozo Tecolutla 10. Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2024)

3.1.4 Estado mecánico del pozo Tecolutla 10

El pozo Tecolutla 10 (Tec-10) cuenta con un estado mecánico constituido de la siguiente manera:

- Etapa 1: De 0 a 40 metros desarrollados (MD), se colocó una Tubería de Revestimiento (TR) de 13 3/8 de pulgada grado J-55 con un peso de 54.5 lb/ft y un Diámetro Interno (D.I) de 12.495 pulgadas.
- Etapa 2: De 0 a 500 MD perforados, se colocó una TR de 9 5/8 de pulgada grado H-40 con un peso de 32.3 lb/ft y un D.I de 9.001 pulgadas.
- Etapa 3: De 0 a 2350 MD perforados, se colocó una TR de 7 pulgadas grado L-80 con un peso de 26 lb/ft y un D.I de 6.276 pulgadas, contando con un “*Kickoff Point*” a +/- 1850 MD teniendo una inclinación de 50°.
- Etapa 4 : De 2100 MD con inclinación de 50° hasta alcanzar la zona productora a 3500 MD con inclinación de 90°, se colocó una TR de 4 1/2 de pulgada grado L-80 con un peso de 11.6 lb/ft y un D.I de 4 pulgadas.

Teniendo una descripción ilustrativa, el estado mecánico es representado de la siguiente manera.

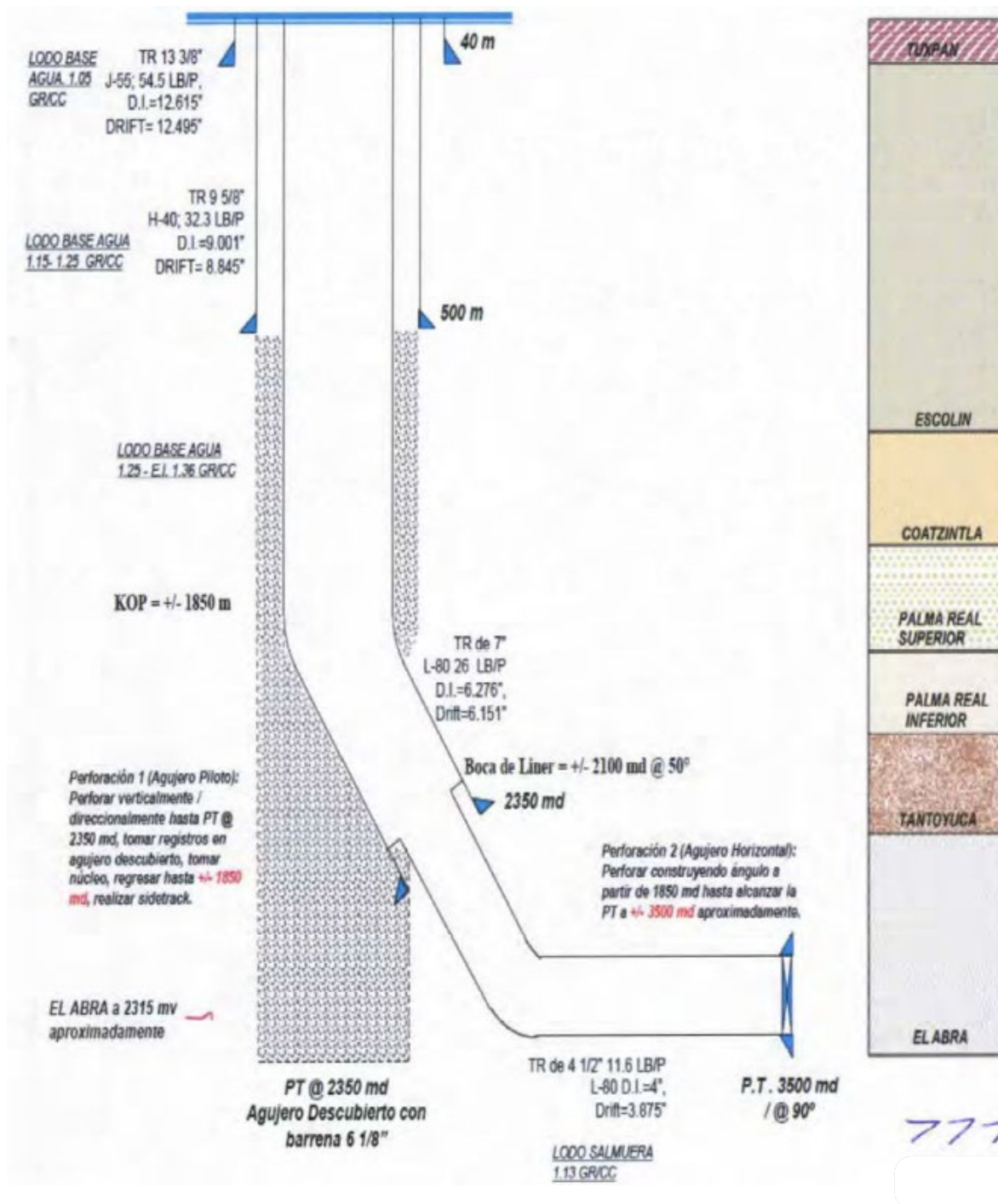


Figura 31. Estado mecánico para el pozo Tecolutla 10. Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2018)

Se observo que en dicho estado mecánico del Tec-10 aun no contaba con un sistema de producción, esto es debido a que, dentro de la literatura que se encontró con respecto a dicho pozo, no posee un sistema de producción, por lo que se le

tuvo que adecuar uno para observar su comportamiento en cuanto a la producción de este.

3.2 Sistema de producción del Tecolutla 10

3.2.1 Construcción del estado mecánico en PIPESIM

Para recrear, realizar y analizar una simulación del estado mecánico con un sistema de producción adecuado se ocupó el software PIPESIM, ya que cuenta con las características necesarias para llevar a cabo dicha simulación de producción en el pozo.

De primera mano, la interfaz del software contiene una abundante cantidad de apartados con los que trabajar, dos de ellos son: el apartado gráfico, en dónde se observará de manera visual la construcción de nuestro pozo, y trabajando de la mano, el apartado de datos, en el cual se irán ingresando la información requerida para realizar una simulación eficiente de producción del Tec-10.

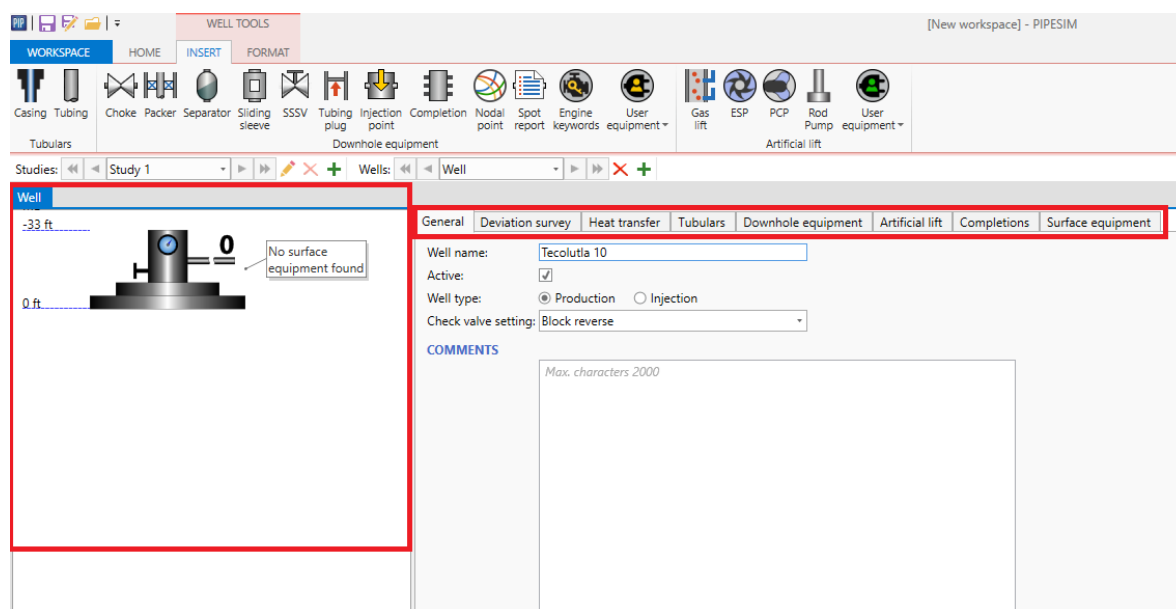


Figura 32. Interfaz inicial del software PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

En la sección de herramientas llamada “*tubulars*” se fue agregando los distintos tipos de TR que nuestro pozo posee conforme a su estado mecánico, teniendo la información en PIPESIM como se muestra a continuación.

General	Deviation survey	Heat transfer	Tubulars	Downhole equipment	Artificial lift	Completions	Surface equipment
---------	------------------	---------------	----------	--------------------	-----------------	-------------	-------------------

Dimension option: ☐ OD ☒ Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness	
			m	m	in	in	in	
1	Casing	TR 13 3/8	0	40	12.495	0.48	0.001	...
2	Casing	TR 9 5/8	0	500	9.001	0.312	0.001	...
3	Casing	TR 7	0	2350	6.276	0.362	0.001	...
4	Liner	TR 4 1/2	2100	3500	4	0.25	0.001	...

Figura 33. Selección de TR correspondientes del estado mecánico del Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Posteriormente, se tuvo que ir al apartado de “*deviation survey*” esto debido a que el pozo Tec-10 es un pozo desviado tipo J, y por ello se le tenía que agregar la inclinación como se representó anteriormente en la Figura 31. Llenando el apartado antes dicho de la siguiente manera.

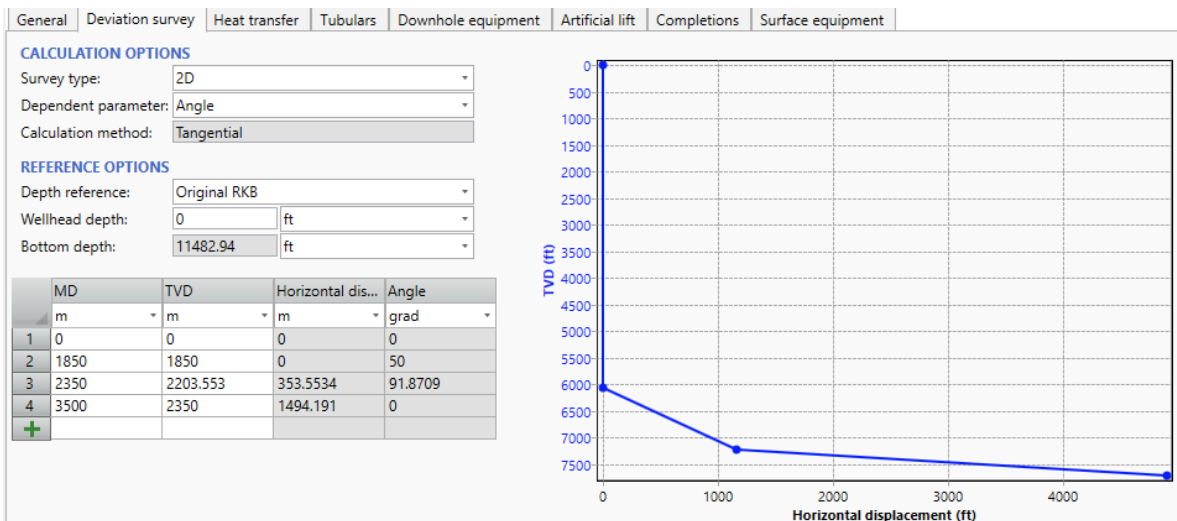


Figura 34. Dirección de desviación del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Cabe aclarar que un indicio de la selección de datos de desviación ha sido la adecuada es comparando los ángulos de desviación que se nos presentan en el software y en la Figura 31, coincidiendo perfectamente los 2350 MD con 50° y teniendo variación de 1.8709° a la profundidad de 3500 MD. Una vez ingresado los datos disponibles sobre las TR y los ángulos de desviación con sus respectivas profundidades, el apartado grafico mostrará el pozo Tec-10 de esta forma.

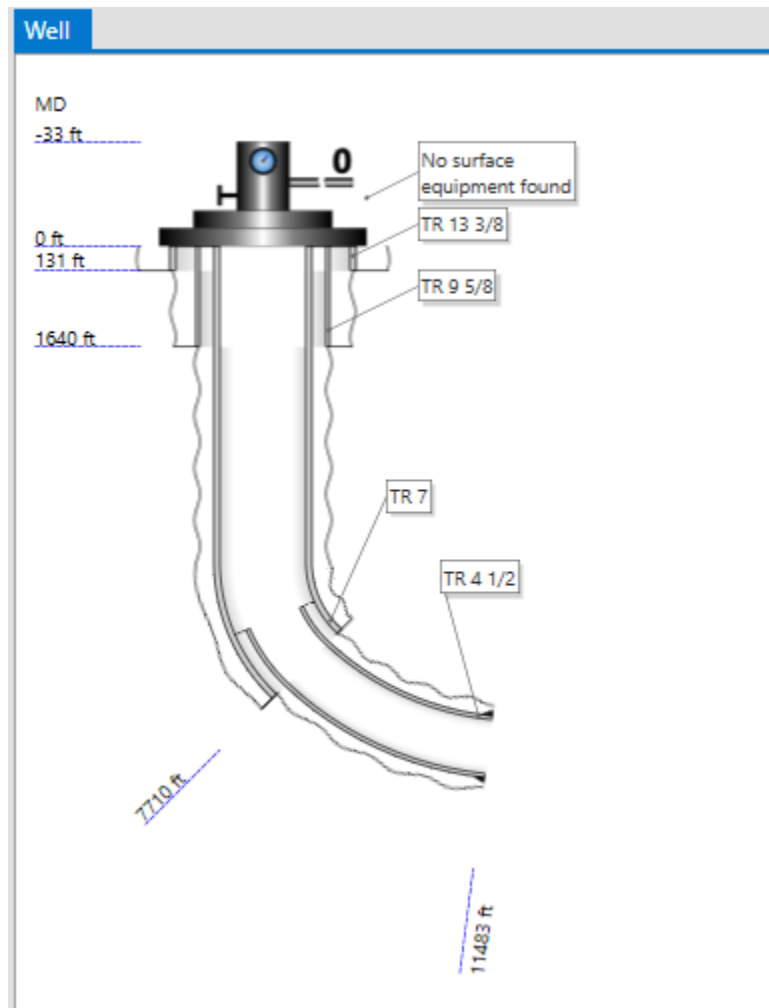


Figura 35. Representación gráfica del pozo Tec-10 en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Hasta este punto, la representación del estado mecánico del pozo Tec-10, gracias a la información encontrada, está completa pero aún no está acondicionado para que se realice una producción dentro del software.

3.2.2 Sistema de producción por análisis nodal en PIPESIM

Para agregar de primera mano un sistema de producción al estado mecánico que representamos en software, regresamos al aparatado de “*tubulars*” donde además de agregar TR también se pueden agregar Tuberías de Producción (TP).

TUBINGS

	Name	To MD m	ID in	OD in	Roughness in	
1	Tubing	3300	1.38	1.66	0.001	...

TUBING

Name:

Grade:

Density:

Thermal conductivity:

ANNULUS MATERIAL

Fluid:

Fluid density:

Fluid thermal cond.:

Figura 36. Implementación de TP al estado mecánico del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)

En este caso se optó por elegir una TP de 1.66 pulgadas de diámetro externo (D.E) de grado J-55 con un D.I de 1.38 pulgadas la cual empezará de 0 MD hasta 3300 MD respectivamente del pozo. Además de agregar una TP para nuestro sistema de producción se debe colocar un empacador, en donde deberá ir entre la TP propuesta y la TR de 4 ½, esto para que todo fluido que llegue a presentarse no pase por el espacio anular generado entre dichas tuberías y que el único medio de comunicación que tenga entre la superficie y el fondo de pozo sea la TP.

General Deviation survey Heat transfer Tubulars Downhole eq

	Equipment	Name	Active	MD m
1	Packer	Empacador	☒	3200

PACKER

Name:

Active: ☒

Measured depth:

Figura 37. Generación de empacador en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Una vez que se ha ingresado las TR correspondientes, la propuesta de TP y su respectivo empacador a cierta profundidad, se prosiguió en la sección de “*completions*” en donde se agregaron los datos necesarios del pozo para comenzar la simulación. Para ello, se empezó proponiendo una zona de disparos, o en otras palabras zona productora, esta específicamente tiene que colocarse debajo de la TP, ya que este será el medio de transporte para los diferentes tipos de fluidos que el pozo puede generar (aceite, gas o agua). La profundidad que se elegirá será de 3350 MD.

	Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1	Cpl	Vertical	Single point	m	m	m	Perforation	☒	Well PI

Figura 38. Generación de la zona productora para el Tec-10. Fuente: (PIPESIM. 2024)

Siguiendo en el mismo apartado, en la sección de “*fluid model*” se agregó las características y propiedades que tiene el fluido dentro del yacimiento El Abra quedando la introducción de datos de la siguiente manera.

Edit 'BOFluid'

FLUID
 Name: Save as template
 Description:

Properties Viscosity Calibration Thermal

STOCK TANK PROPERTIES			CONTAMINANT MOLE FRACTIONS	
Watercut	20	%	CO2 fraction:	0
GOR	837.1906	SCF/STB	H2S fraction:	0
Gas specific gravity:	0.64		N2 fraction:	0
Water specific gravity:	1.02		H2 fraction:	0
API	28.4	dAPI	CO fraction:	0

PIP PIPESIM ? Close

Figura 39. Sistema de datos en el apartado “*properties*”. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Figura 40. Sistema de datos para el apartado "viscosity". Fuente: (PIPESIM, 2024)

Al ingresar las características y propiedades del fluido presente en el yacimiento El Abra perteneciente al campo Tecolutla, se ingresaron los datos, como lo son presión del yacimiento, temperatura del yacimiento e índice de productividad en la misma sección de "completions" pero en el apartado de "reservoir" visualizándolo en la siguiente figura.

Figura 41. Ingreso de datos de presión, temperatura e índice de productividad del Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Al momento de implementar los datos antes mencionados, automáticamente el software nos generó una curva IPR correspondiente al análisis de los datos ingresados, esta curva nos ayudará para generar un análisis nodal, en donde se

verificará cual sería la producción en base a toda la información incorporada dentro de PIPESIM.

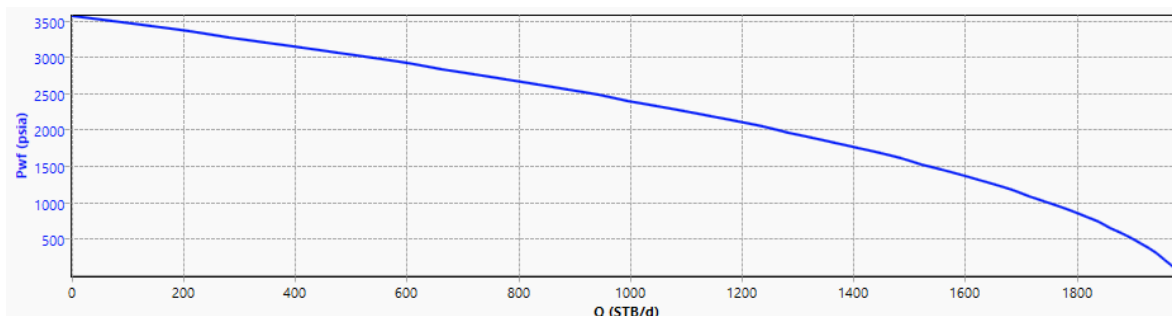


Figura 42. Curva IPR del pozo Tec-10. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Obteniendo la curva IPR será momento de implementar un análisis nodal con nuestro pozo en cuestión el icono descrito como “*nodal análisis*”, al haber seleccionado esa opción, apareció un recuadro en donde se decidirá que dicho análisis se creará con el “*bottomhole*”, mostrando el siguiente recuadro de opciones.

Nodal analysis

Name: Tecolutla 10 - Análisis Nodal

Description:

Nodal analysis

GENERAL

Branch start: Tecolutla 10 - Reservoir

Nodal point: Tecolutla 10.NA

Branch end: Tecolutla 10 - Wellhead

Outlet pressure: psia

PLOT OPTIONS

Maximum outflow liquid rate: STB/d

Max. outflow pressure: psia

Inflow points: 30

Outflow points: 30

Limit inflow curves: ☐

Limit outflow curves: ☒

INLET CONDITIONS

Override phase ratios: ☐

Inflow	Pressure	Temperature	Fluid
1	Cpl	3582.291	203

INFLOW SENSITIVITY

OUTFLOW SENSITIVITY

Figura 43. Interfaz de opciones del análisis nodal por "bottomhole". Fuente: (PIPESIM, 2024)

El recuadro rojo nos pedirá una “*outlet pressure*” lo que en español significa presión de salida, en donde se probó con una de 500 psi, una vez colocada dicha presión,

empezó a correr la simulación con los datos que fueron seleccionados, ilustrándolo de la siguiente manera.

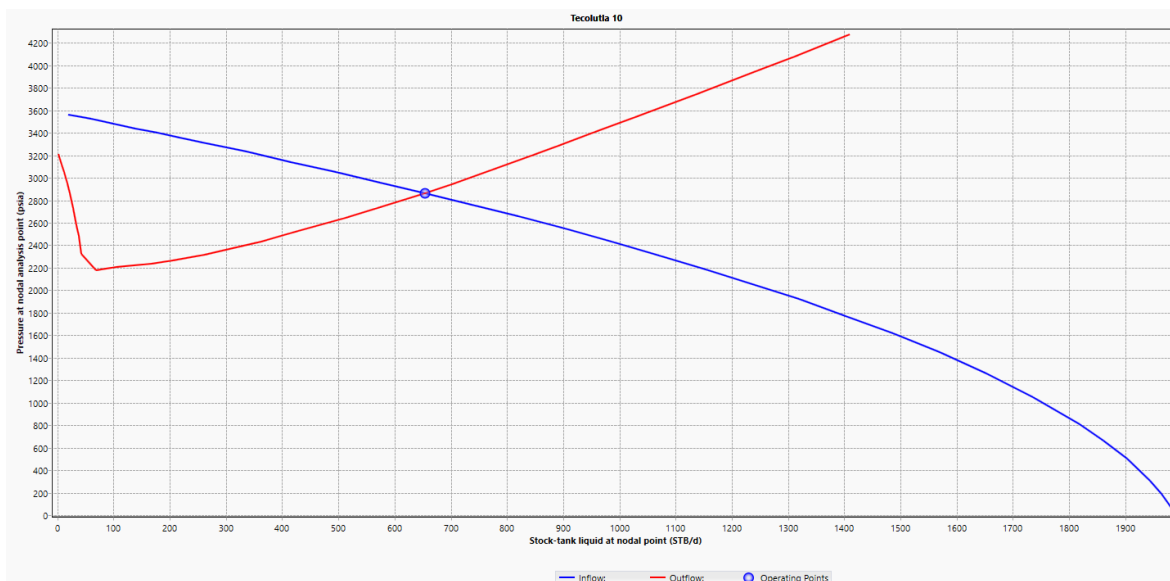


Figura 44. Grafica de análisis nodal con 500 psi de salida. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Operating point		ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	Flowrate=653.5979 sbbl/day	653.5979	2864.839

Figura 45. Gasto de barriles por día con 500 psi de salida. Fuente: (PIPESIM, 2024)

De primera instancia se logró observar que el pozo Tecolutla 10, con las condiciones que se ingresaron, además de proponer la salida de presión, logro obtener un gasto de 653.59 bbl/d, dando un gasto bastante bueno, pero para corroborar que ese gasto será el mejor alcanzado, se probó con diferentes salidas de presión, las cuales fueron elegidas dos presiones más, una de 650 psi y otra de 350 psi. Una vez que la simulación se generó de nuevo, se observaron los siguientes comportamientos.

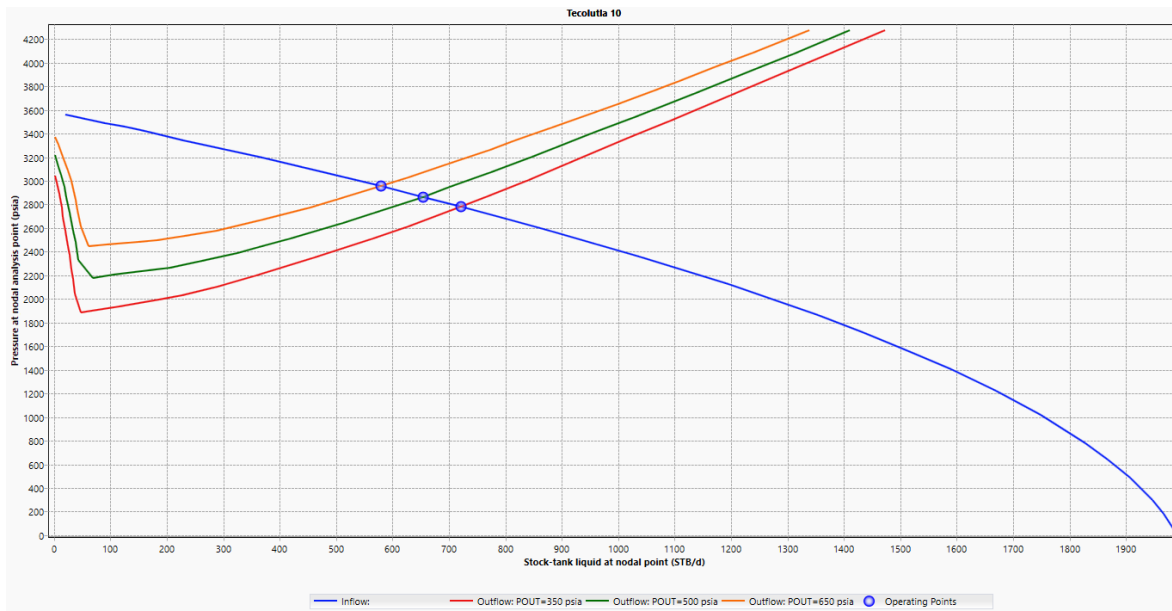


Figura 46. Grafica de sensibilidad con presiones de salida de 350, 500 y 600 psi. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Operating point		ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	POUT=350 psia Flowrate= 720.7836 sbbl/day	720.7836	2782.068
2	POUT=500 psia Flowrate=653.5059 sbbl/day	653.5059	2864.951
3	POUT=650 psia Flowrate= 579.0163 sbbl/day	579.0163	2954.364

Figura 47. Gastos de barriles por día con presiones de salida de 350, 500 y 650 psi. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Con los datos arrojados gracias a la simulación, se pudo observar que la presión de salida de 350 psi tiene un mayor gasto de 67 bbl/d y una disminución de presión de 82.883 psi con respecto a los datos obtenidos por la presión de salida de 500 psi, en caso contrario, la presión de 650 psi tiene una disminución de gasto de 74 bbl/d y un aumento de presión de 90 psi. Analizando la comparativa, se puede descartar automáticamente la presión de 650 psi, porque a pesar de tener un pequeño aumento de energía, es a cambio de perder barrilaje algo significativo si se compara con las otras, lo cual no conviene, caso distinto son los resultados que mostro la presión de salida de 350 psi, ya que esta da un aumento de barriles y se pierde poca energía en el proceso, dando por hecho que dicha presión de salida es una

mejor opción que las presiones de 500 y 600 psi quedando como una mejor propuesta.

Prosiguiendo con el análisis de producción del pozo, se evaluó la TP propuesta que se eligió con anterioridad, esto para descubrir si un cambio de dicha tubería beneficiara o perjudicara en la producción de aceite, por ello, se propusieron los siguientes rangos de TP basándonos en el propio catalogo del software como en su diámetro interno incluyendo el que ya se había propuesto.

OUTFLOW SENSITIVITY

	TP
	Inside diameter
	Range...
	in
1	0.824
2	1.38
3	1.66
4	2.75
5	
6	
	+

Figura 48. Prueba de sensibilidad para TP con diferentes D.I. Fuente: (PIPESIM, 2024)

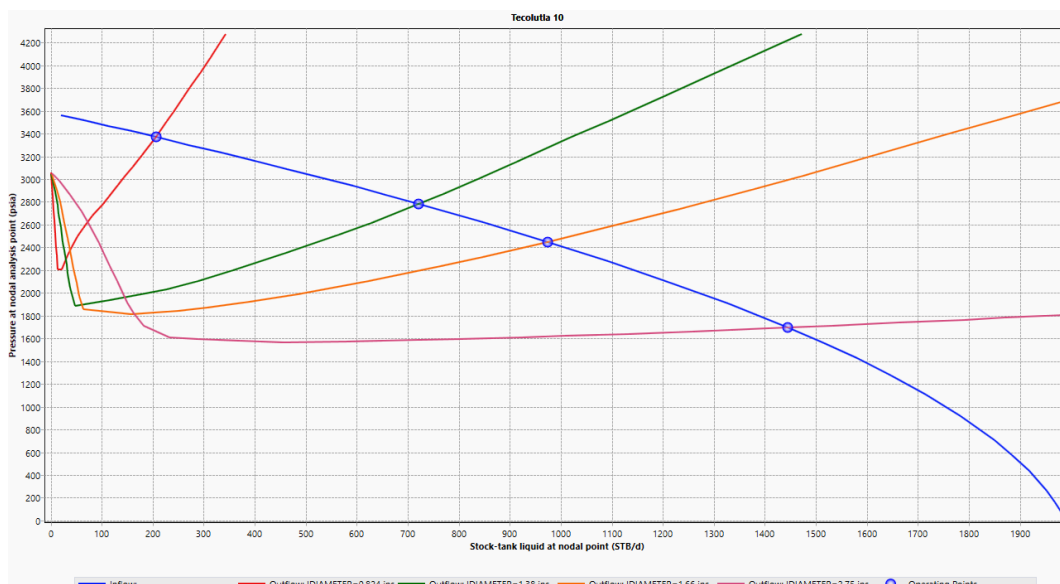


Figura 49. Grafica de sensibilidad con TP de 0.824", 1.38", 1.66" y 2.75". Fuente: (PIPESIM, 2024)

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	IDIAMETER=0.824 ins Flowrate=206.0856 sbbl/day	206.0856	3370.657
2	IDIAMETER=1.38 ins Flowrate=721.171 sbbl/day	721.171	2781.584
3	IDIAMETER=1.66 ins Flowrate=974.3044 sbbl/day	974.3044	2448.51
4	IDIAMETER=2.75 ins Flowrate=1445.054 sbbl/day	1445.054	1695.625

Figura 50. Grafica de gastos con TP de 0.824", 1.38", 1.66" y 2.75". Fuente: (PIPESIM, 2024)

Con base a los resultados obtenidos, se visualizó que las TP de 2.75" y 1.66" de D.I quedaron descartadas, porque a pesar de producir una cantidad grande de barriles por día, estas tuvieron un almacenamiento de energía bajo comparado con nuestra primera propuesta de TP y que conforme pase el tiempo, dicho pozo se quedará sin energía llegando al grado de implementar un sistema artificial de producción, en otra instancia. La TP de 0.824" de D.I si tendrá un almacenamiento de energía bastante bueno, pero a costa de perder barriles producidos a comparación de nuestra primera propuesta de TP de 1.38" de D.I. Entonces, se optó por elegir nuestra primera tubería de producción propuesta anteriormente.

CAPÍTULO 4. RESULTADOS

4.1 Diseño de la red de recolección de pozos en PIPESIM

4.1.1 Delimitación del Área Contractual No. 24

La delimitación del campo Tecolutla en el software PIPESIM es configurable en el apartado “*Network*”, el cual tendrá la siguiente ventana de trabajo.

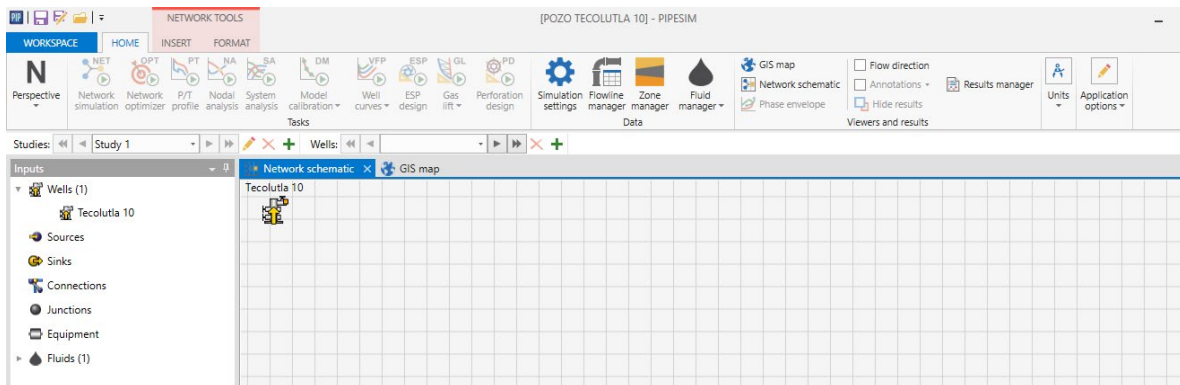


Figura 51. Ventana de trabajo “*Network*” en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Para colocar el pozo Tecolutla en sus coordenadas exactas, se seleccionó un apartado llamado “*GIS map*” el cual consta de una representación del mapa geográfico en el mundo, dando así una mejor imagen de donde estará ubicado nuestro campo petrolero.

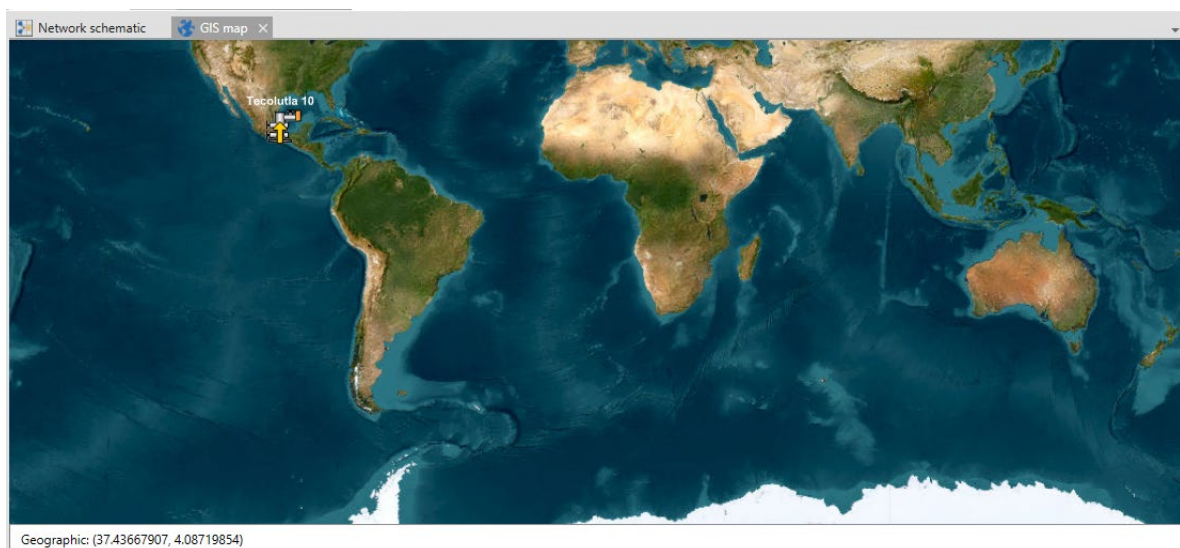


Figura 52. Sección “*GIS map*” en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Las coordenadas exactas del pozo Tecolutla 10, conforme a la literatura investigada, escritas en la Tabla 9, se muestran en el mapa por medio de las coordenadas que son observables en la parte inferior izquierda, estas se hicieron coincidir hasta dar con la ubicación del pozo, mostrado de la siguiente manera.

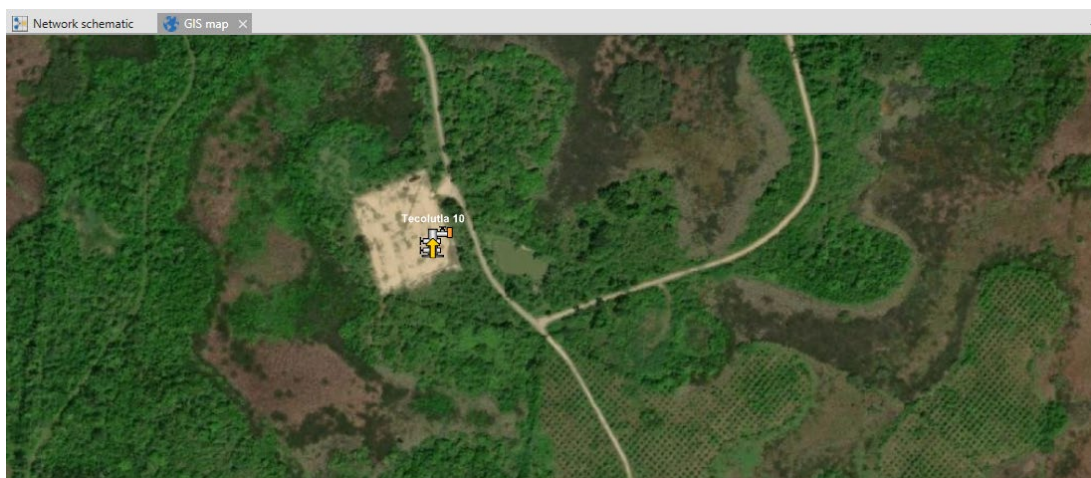


Figura 53. Ubicación exacta del pozo Tec-10 en el mapa geográfico de PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Dado así por hecho la localización del pozo Tec-10, se tuvo que delimitar el campo Tecolutla, esto con las coordenadas antes escritas en la Tabla 4. Aunque el software no cuente con una función en donde se pueda elegir el terreno a evaluar, se puede adaptar la delimitación del área con los objetos “*junction*” y “*connector*” teniendo una representación gráfica del área antes mencionada.

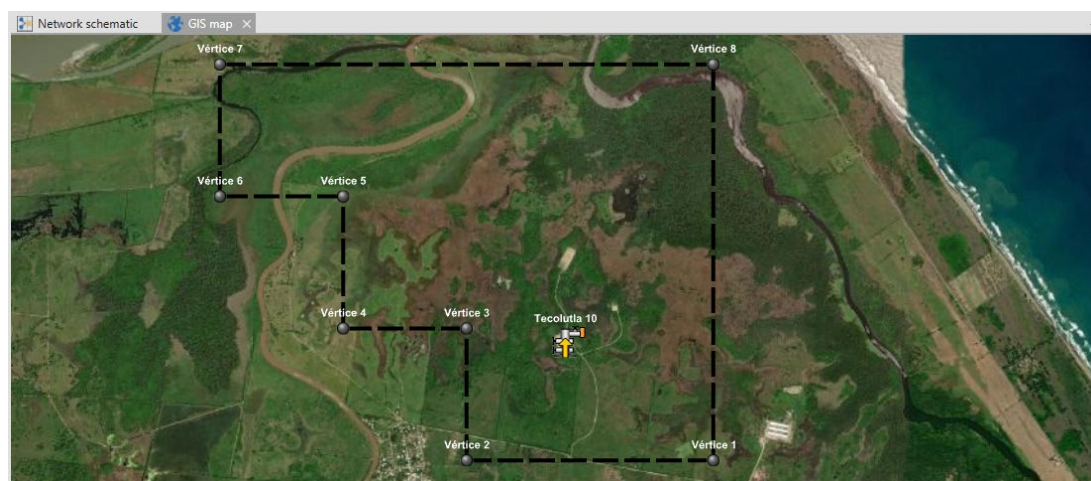


Figura 54. Delimitación del campo Tecolutla en PIPESIM. Fuente: (PIPESIM, 2024)

4.1.2 Selección del número de pozos y construcción de la red de pozos

Para la selección de cuantos pozos se deben colocar en nuestra red de pozos, primero conoceremos cuanta distancia debemos tener en cada uno de ellos, a esto se le llama área de drene. Debido a que los datos del pozo son algo escasos, ya que la empresa a cargo del proyecto suele ser precavida al manejar este tipo de datos, se utilizará una ecuación menos sofisticada pero igual de útil para el cálculo el cual es la siguiente:

$$r = \sqrt{\frac{N * Bo}{\pi * h * \phi * (1 - Sw)}} \quad (2.92)$$

En donde:

N = Volumen original de aceite (m³)

Bo = Factor volumétrico del aceite (m³/m³)

h = Espesor neto (m)

ϕ = Porosidad (%)

Sw = Saturación de agua (%)

Al sustituir los datos y aplicar conversión de unidades en algunos datos, dio como resultado que el radio de drene que tuvo cada pozo es de 436.56 metros, o de manera redondeada fue de 437 metros, dado que se tiene que respetar este radio de drene por parte todos los pozos, se tendrá una separación mínima de 874 m entre cada uno de ellos. Una vez teniendo este dato, se procedió a la colocación de los componentes y pozos que conformarán nuestra primera red de pozos.

El software que se utilizó para realizar el sistema de red de pozos no contaba con una herramienta que midiera la distancia entre cada pozo, se corrobora dicha distancia a través de un objeto dentro del programa llamado “*flowline*”, este objeto tiene un apartado en donde muestra la distancia que este tiene dependiendo que tanto se extiende dentro de la delimitación geográfica que ofrece PIPESIM.

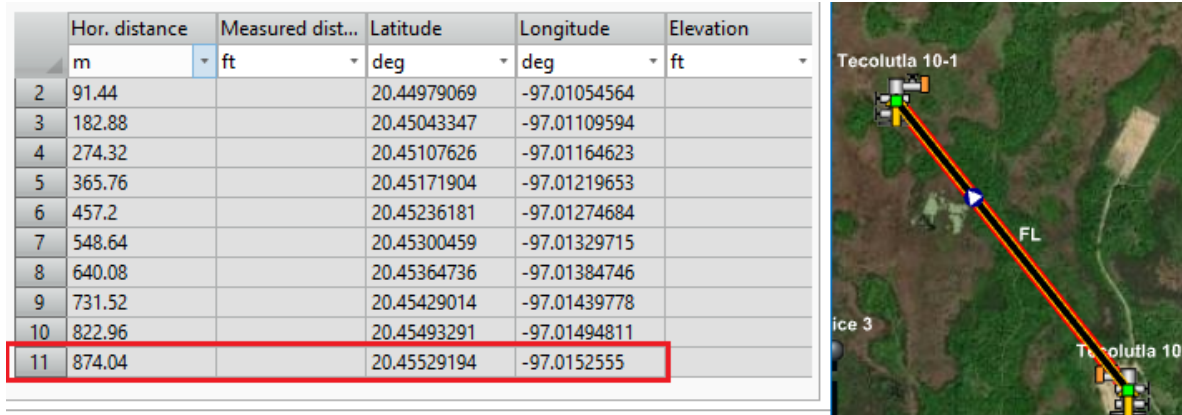


Figura 55. Distancia medida entre pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Respetando la distancia que debe tener cada pozo, en el primer modelo de red de pozos se colocaron 5 pozos dentro de la delimitación correspondiente ubicados de la siguiente manera.



Figura 56. Ubicación de los 5 pozos del primer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Cabe mencionar que los múltiples pozos que se colocaron dentro del sistema son una clonación del Tecolutla 10, ya que no se encontró información suficiente dentro del alcance para recrear otro pozo, la mejor opción fue utilizar este mismo para un resultado más certero dentro de lo posible.

Posteriormente se colocaron 2 “*junction*”, en puntos estratégicos entre los pozos, ya que tiene la función de unir 2 o más líneas de flujo en un sistema y unirlos para finalmente llegar a un destino de recolección.

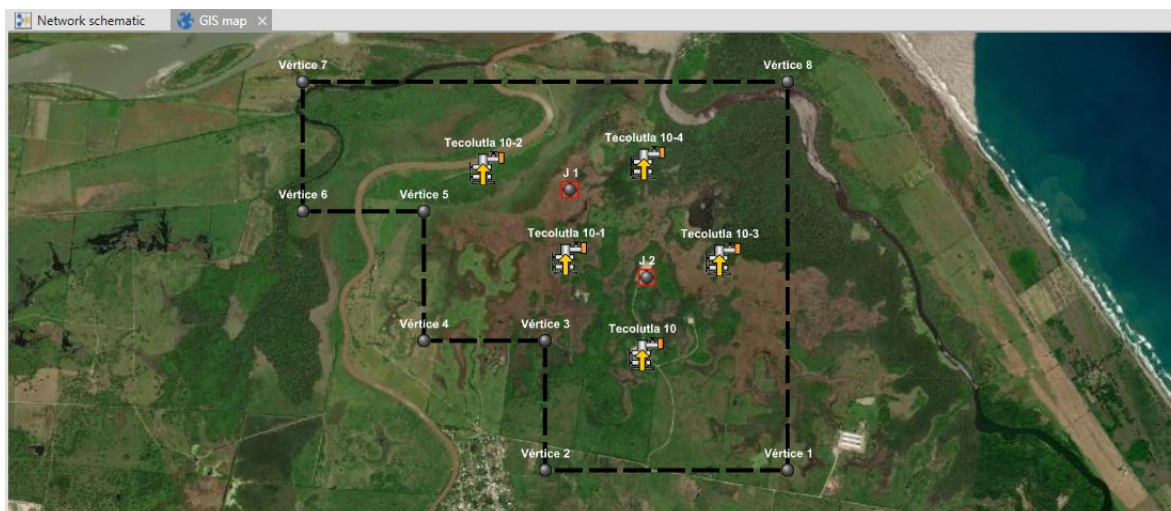


Figura 57. Colocación de 2 “*junction*” en la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Hecho esto, para unir los pozos en una sola línea de flujo, se utilizó el objeto “*flowline*” puesto que dicho objeto en compañía del “*junction*” hace que la producción que generen los 5 pozos del sistema sea llevada hasta culminar en un solo lugar. Dentro del software, el objeto “*flowline*” requiere de un diámetro, por lo que se le coloco uno de 4”, quedando la conexión de las líneas de flujo del siguiente modo.

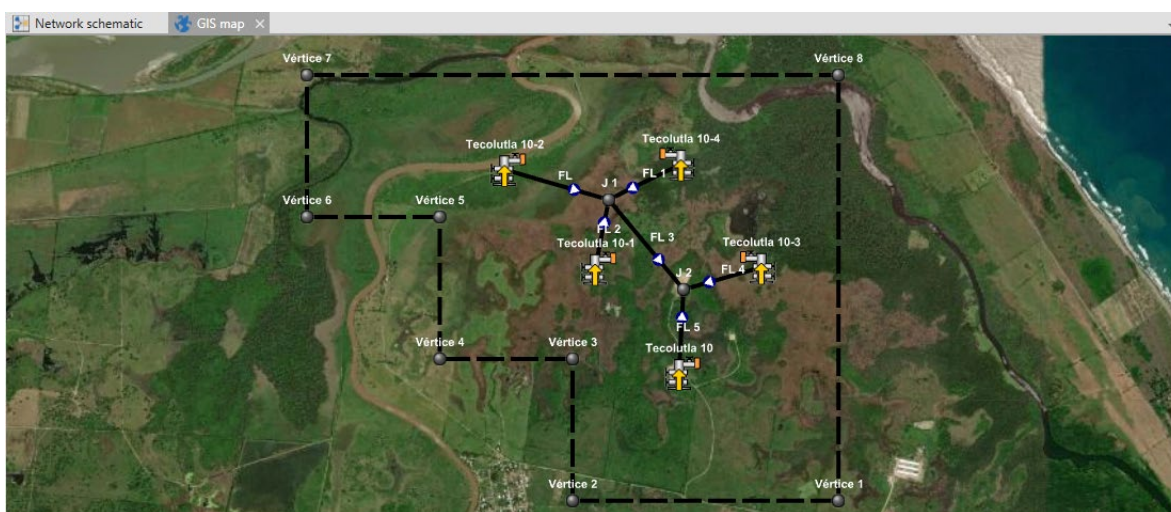


Figura 58. Conexión del sistema de flujo de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM 2024)

Además de lo ya antes mencionado, se agregó el objeto de “choke” a cada uno de los pozos, respectivamente en la salida de estos, ya que este objeto u herramienta ayuda a la manipulación de presión saliente del pozo, dando así a lo largo del tiempo, un mejor manejo en el control de producción de los pozos. Cada estrangulador tiene un diámetro interno de 2” y una salida a 250 psi.

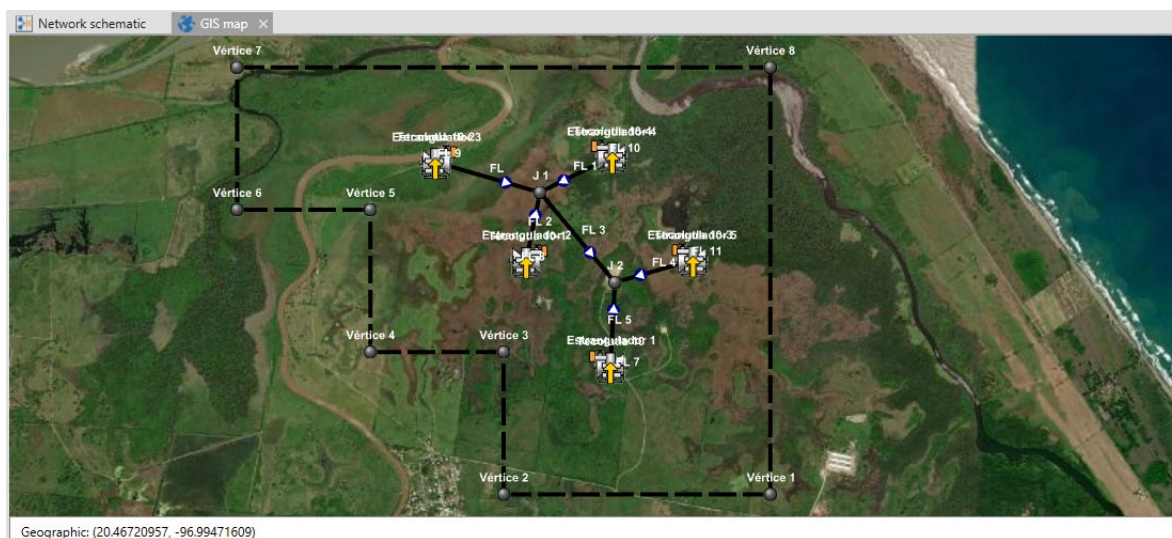


Figura 59. Colocación de estranguladores en la salida de cada pozo. Fuente (PIPESIM 2024)

Por último, la red de pozos se le agrego dos objetos, llamados “sink” que, de manera general, funciona como un tanque de recolección donde se analizó la producción que tuvo todo nuestro sistema.

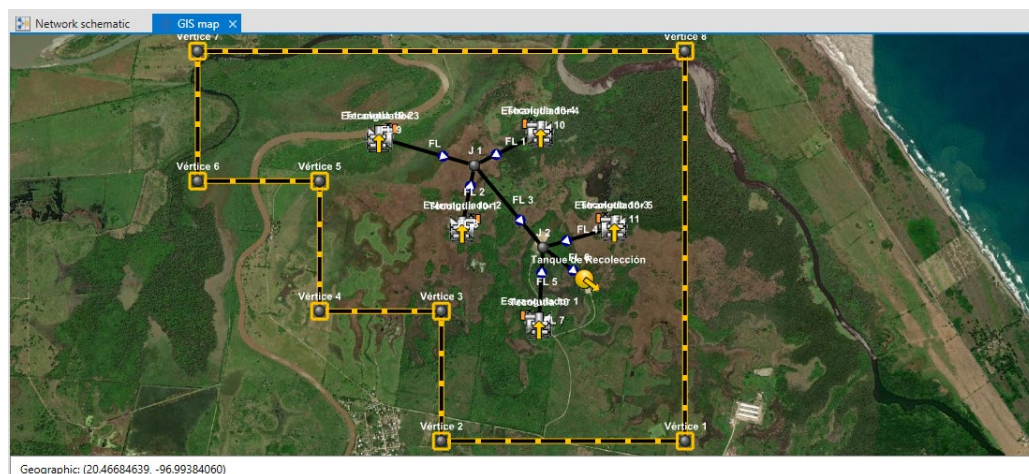


Figura 60. Colocación del tanque de recolección de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

4.1.3 Simulación y comparación de las redes de pozo

Culminado la construcción de nuestro primer modelo de red de pozos, se procedió a su simulación, para eso se procedió a seleccionar la pestaña “home” y posteriormente el apartado “network simulation” mostrando la siguiente ventana.

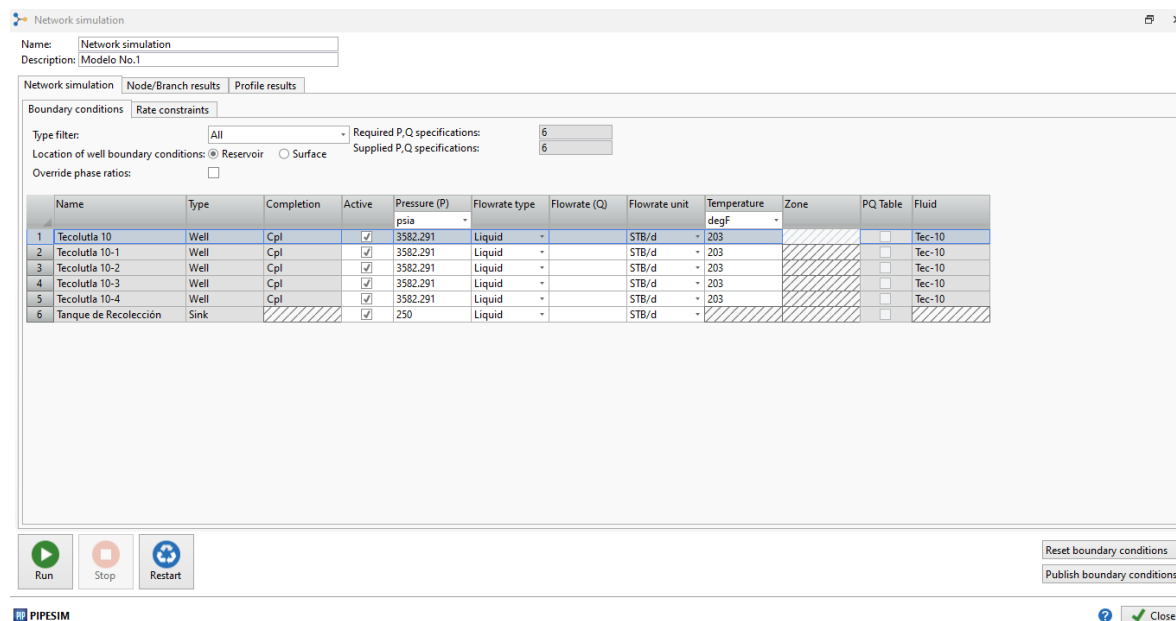


Figura 61. Ventana de simulación de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

Al momento de correr la simulación de nuestra red de pozos, se obtuvo el siguiente resultado.

	Name	Type	Branch	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL Gas rate (...)	FL WCUT
				psia	degF	STB/d	STB/d	STB/d	mmscf/d	SCF/STB	%	mmcf/d	%
1 +	Estrangulador 1	Choke		267.578	138.3939	751.5383	601.2306	150.3077	0.5033443	837.19	20	0.02945266	19.38867
2 +	Estrangulador 2	Choke		279.1597	138.2185	747.4635	597.9708	149.4927	0.5006151	837.19	20	0.02796499	19.37791
3 +	Estrangulador 3	Choke		279.7075	138.1971	747.2665	597.8132	149.4533	0.5004832	837.19	20	0.02789684	19.37744
4 +	Estrangulador 4	Choke		279.3117	138.2105	747.4084	597.9267	149.4817	0.5005782	837.19	20	0.02794592	19.37779
5 +	Estrangulador 5	Choke		267.5391	138.3866	751.55	601.24	150.31	0.5033521	837.19	20	0.02945735	19.38873
6 +	Cpl	Completion	Tecolutia 10	2743.462	204.5152	751.5383	601.2306	150.3077	0.5033443	837.19	20	0.0014853	16.97988
7 +	Cpl	Completion	Tecolutia 10-3	2743.448	204.5152	751.55	601.24	150.31	0.5033521	837.19	20	0.001485342	16.9799
8 +	Cpl	Completion	Tecolutia 10-4	2748.674	204.5055	747.4084	597.9267	149.4817	0.5005782	837.19	20	0.001470814	16.97471
9 +	Cpl	Completion	Tecolutia 10-2	2748.852	204.5052	747.2665	597.8132	149.4533	0.5004832	837.19	20	0.001470318	16.97453
10 +	Cpl	Completion	Tecolutia 10-1	2748.604	204.5056	747.4635	597.9708	149.4927	0.5006151	837.19	20	0.001471006	16.97478
11	J 1	Junction		278.1766	136.3894	2242.138	1793.711	448.4277	1.501677	837.19	20	0.08390918	19.38524
12	J 2	Junction		266.3507	136.0123	3745.227	2996.181	749.0453	2.508373	837.19	20	0.146831	19.39821
13	Tanque de Recolección	Sink		250	135.75	3745.227	2996.181	749.0453	2.508373	837.19	20	0.1571748	19.41526
14	Tecolutia 10	Well		269.2624	138.4648	751.5383	601.2306	150.3077	0.5033443	837.19	20	0.02925677	19.38677
15	Tecolutia 10-1	Well		280.7561	138.2814	747.4635	597.9708	149.4927	0.5006151	837.19	20	0.02779526	19.37612
16	Tecolutia 10-2	Well		281.3083	138.2725	747.2665	597.8132	149.4533	0.5004832	837.19	20	0.02772803	19.37561
17	Tecolutia 10-3	Well		269.2291	138.4653	751.55	601.24	150.31	0.5033521	837.19	20	0.02926118	19.3868
18	Tecolutia 10-4	Well		280.9106	138.2789	747.4084	597.9267	149.4817	0.5005782	837.19	20	0.02777642	19.37598

Figura 62. Resultados de la simulación de la red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

En primera instancia, se observó que la producción en cada pozo fue muy similar, estando entre 751 y 747 bbl/d, que si se compara con la producción original del Tec-10, hay una diferencia de 30 bbl/d cada uno, además que, con los 5 pozos que se

encuentran en la red, incluyendo al Tec-10 original, se logró alcanzar una producción de 3745.227 bbl/d, dando una mejora significativa si se propone una red de pozos en lugar de un solo sistema de producción en el pozo.

Para tener una mejor percepción de la producción de la red de pozos, se realizaron otros dos modelos para comparar sus resultados en contra del primer modelo y con base en eso, elegir el mejor modelo que de una mayor producción.

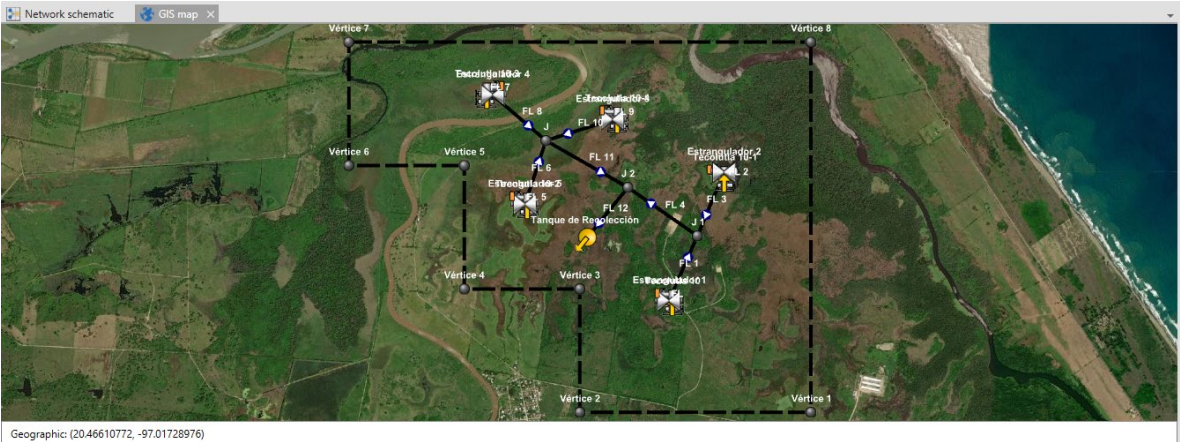


Figura 63. Segundo modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
1 +	Estrangulador 1	Choke		328.5027	136.9893	725.7539	580.6031	145.1508	0.4860751	837.19	20	0.02265769	19.33383
2 +	Estrangulador 2	Choke		328.4087	136.8251	725.7557	580.6046	145.1511	0.4860763	837.19	20	0.02265746	19.33449
3 +	Estrangulador 3	Choke		345.124	136.5773	719.2404	575.3924	143.8481	0.4817127	837.19	20	0.02124103	19.31901
4 +	Estrangulador 4	Choke		345.1345	136.494	719.2194	575.3755	143.8439	0.4816986	837.19	20	0.02123611	19.31929
5 +	Estrangulador 5	Choke		344.9916	136.7806	719.3337	575.467	143.8667	0.4817752	837.19	20	0.02126159	19.31845
6 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-1	2775.858	204.4551	725.7557	580.6046	145.1511	0.4860763	837.19	20	0.001396511	16.94764
7 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-4	2783.992	204.44	719.2404	575.3924	143.8481	0.4817127	837.19	20	0.001374684	16.93953
8 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-3	2784.019	204.44	719.2194	575.3755	143.8439	0.4816986	837.19	20	0.001374614	16.9395
9 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10	2775.86	204.4551	725.7539	580.6031	145.1508	0.4860751	837.19	20	0.001396505	16.94764
10 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-2	2783.876	204.4402	719.3337	575.467	143.8667	0.4817752	837.19	20	0.001374995	16.93964
11 J	J	Junction		342.0683	131.1736	2157.794	1726.235	431.5587	1.445187	837.19	20	0.06365444	19.34086
12 J 1	J 1	Junction		325.2648	131.4362	1451.51	1161.208	290.3019	0.9721514	837.19	20	0.04530499	19.35645
13 J 2	J 2	Junction		311.5551	128.6016	3609.303	2887.443	721.8606	2.417338	837.19	20	0.1174682	19.38022
14	Tanque de Recolección	Sink		250	127.5792	3609.303	2887.443	721.8606	2.417338	837.19	20	0.1490898	19.44513
15	Tecolutla 10	Well		338.5227	137.2841	725.7539	580.6031	145.1508	0.4860751	837.19	20	0.0219292	19.32304
16	Tecolutla 10-1	Well		338.5182	137.2842	725.7557	580.6046	145.1511	0.4860763	837.19	20	0.02192959	19.32304
17	Tecolutla 10-2	Well		354.3594	136.9796	719.3337	575.467	143.8667	0.4817752	837.19	20	0.02064531	19.30863
18	Tecolutla 10-3	Well		354.6372	136.9742	719.2194	575.3755	143.8439	0.4816986	837.19	20	0.02062378	19.30838
19	Tecolutla 10-4	Well		354.5861	136.9752	719.2404	575.3924	143.8481	0.4817127	837.19	20	0.02062774	19.30843

Figura 64. Resultados del segundo modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

En el segundo modelo de red de pozos propuesto, se puede observar cambios en su diseño, debido a que la separación del radio de drenaje entre los pozos es más grande, además se mantuvieron los estranguladores, pero con 1 pulgada de diámetro interno y un control de salida de presión de 300 psi, además que se le agrego un "junction" adicional debido a que el tanque de recolección se encuentra situado en otra ubicación, sin mencionar que dicho tanque se le indico una presión

de trabajo de 250 psi. En cuanto a la parte de producción de la red, se puede observar que la producción que hubo en el tanque de recolección fue de 3609.303 bbl/d. Comparando el primer modelo con el segundo, se observa que el segundo modelo tiene una producción menor de 135.924 bbl/d.

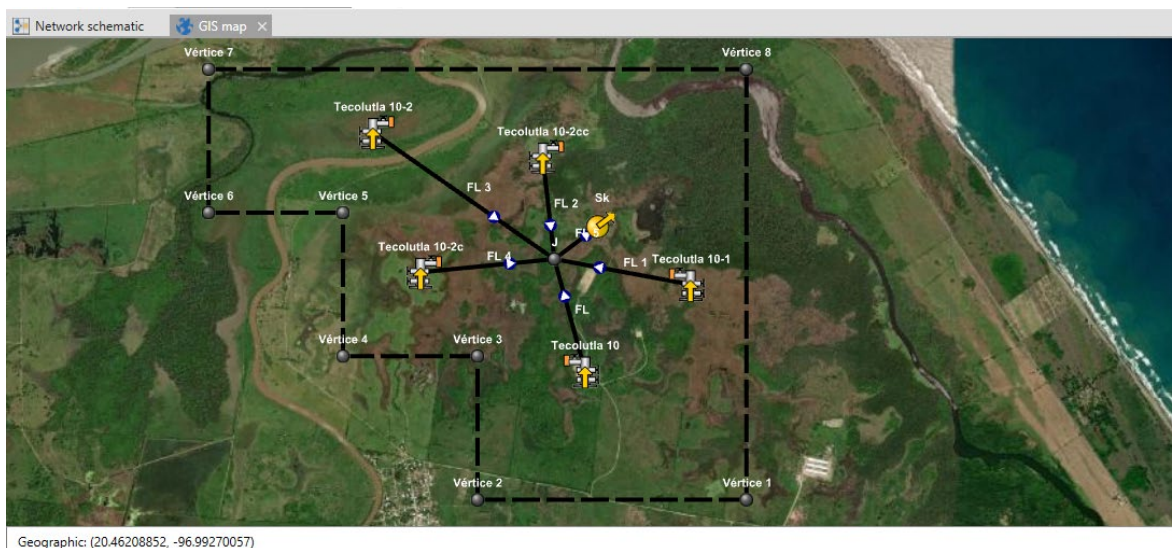


Figura 65. Tercer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

	Name	Type	Branch	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
1 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-1	2803.745	204.4034	703.3518	562.6814	140.6704	0.4710713	837.19	20	0.001322455	16.91978
2 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10	2803.169	204.4044	703.8168	563.0535	140.7634	0.4713827	837.19	20	0.001323964	16.92036
3 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-3	2803.61	204.4036	703.4611	562.7689	140.6922	0.4711445	837.19	20	0.001322281	16.91992
4 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-2	2804.039	204.4028	703.1153	562.4922	140.6231	0.4709129	837.19	20	0.001321688	16.91949
5 +	Cpl	Completion	Tecolutla 10-4	2801.832	204.4069	704.8948	563.9158	140.979	0.4721047	837.19	20	0.001327466	16.9217
6	J	Junction		384.4284	126.73	3518.64	2814.912	703.728	2.356616	837.19	20	0.09022785	19.31512
7	Tanque de Recolección	Sink		350	125.9737	3512.489	2809.992	702.4979	2.352497	837.19	20	0.09992374	19.35185
8	Tecolutla 10	Well		390.9538	136.2281	703.8168	563.0535	140.7634	0.4713827	837.19	20	0.01806516	19.27555
9	Tecolutla 10-1	Well		392.0199	136.2053	703.3518	562.6814	140.6704	0.4710713	837.19	20	0.01799701	19.27459
10	Tecolutla 10-2	Well		392.5615	136.1936	703.1153	562.4922	140.6231	0.4709129	837.19	20	0.01796254	19.2741
11	Tecolutla 10-3	Well		391.7694	136.2107	703.4611	562.7689	140.6922	0.4711445	837.19	20	0.01801299	19.27481
12	Tecolutla 10-4	Well		388.4766	136.281	704.8948	563.9158	140.979	0.4721047	837.19	20	0.01822489	19.27778

Figura 66. Resultados del tercer modelo de red de pozos. Fuente: (PIPESIM, 2024)

El tercer modelo de red de pozos propuesto es distinto por solo tener un “junction” en donde todos los pozos convergen, además que los pozos siguen teniendo un poco más de separación entre ellos, adicional a esto, ya no se utilizó estranguladores a las salidas de los pozos, esto para analizar el comportamiento del sistema si es que se trabaja sin la modificación de la presión a la salida del pozo. Hablando de la producción, se observó que el tercer modelo de red tiene una producción de 3512.489 bbl/d, comparando este resultado con la segunda propuesta, el ultimo sistema genera 96.814 bbl/d menos que el segundo, y si se

analiza el primero con el tercero, este último tiene un decremento de producción alrededor de 232.738 bbl/d.

Tabla 9. Comparativa de producción entre los 3 modelos de red de pozos propuestos.

Red de pozos	Producción (bbl/d)
Modelo No. 1	3745.227
Modelo No. 2	3609.303
Modelo No. 3	3512.489

CONCLUSIONES

El software PIPESIM es una herramienta bastante amplia que ayudo a presentar en primera instancia, con los datos recolectados de la literatura encontrada, una simulación de producción del pozo Tecolutla 10 situado en el yacimiento “El Abra”, además de facilitar el análisis de manera técnica que se tuvo en los 3 modelos de red de pozos propuestos que se situaron en el Campo Tecolutla, sin mencionar, que si se analizará de manera económica, favorecería al momento de saber elegir los diferentes aditamentos que se agregaron e ir descartando algunos otros que no fueran necesarios. En cuanto a los sistemas de red de pozos generados y simulados, se observó en la tabla 9 que las producción más baja fue la del tercer modelo simulado, esto debido a que, al no tener un estrangulador a la salida del pozo en donde se pueda manipular la presión que se encuentre en dicho lugar antes mencionado, el sistema solo trabajará en una sola presión, limitando así la producción tanto de los pozos como de los sistemas, pues al reducir la presión original que se daba a la salida del pozo por medio de un estrangulador, se logro una mejor producción en los primeros dos modelos propuestos a comparación del tercero. Con respecto al primer y segundo modelo, a pesar de tener la misma cantidad de estranguladores, el primer sistema tuvo un mejor resultado de producción, esto se puede dar crédito a las diferencias que se tienen en los dos sistemas, una de ellas que fue la presión que se manejó en los estranguladores, ya que el primer sistema trabaja con una presión más baja que el segundo, corroborando el hecho de que mientras menor presión controle el estrangulador, generara un mejora de producción hasta cierto punto. Otro factor influyente en la producción fue la distancia de separación entre los pozos, los puntos de convergencia y el recorrido que realizo el hidrocarburo hasta el tanque de recolección, porque como se señala en el primer modelo, se respetó el mínimo límite de radio de drene entre los pozos generados, además los “*junction*” se encuentran en puntos estratégicos en donde quedaron más cerca de los pozos, lo cual esto no sucedió de manera exacta con el segundo sistema de producción, ya que en ese modelo, se separó un poco más los pozos y los puntos de convergencia, generando

como consecuencia, que el hidrocarburo generado en el dicho sistema, tenga un mayor recorrido que el primero y sea menor la producción generada.

Bibliografía

- Acevedo García, S. M. (2018). *CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA Y PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LA CASITA EN AFLORAMIENTOS DEL NORESTE DE MÉXICO.*
- Alvarez Raya, R. (2008). *Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo.* Universidad Nacional Autónoma de México.
- Aragón González, G., Canales Palma, A., & León Galicia Alejandro. (2004). *Termodinámica básica para ingenieros.*
- Arandia Ospina, A. D. (2018). *CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA Y SEDIMENTOLÓGICA DE LAS ARENAS DEL MIOCENO TEMPRANO COMO POTENCIAL GASÍFERO PRESENTES EN LA CUENCA DE LA GUAJIRA, CAMPO CHUCHUPA EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DEL POZO "C1."*
- Arzápalo, Y. A. (2016). *EVALUACIÓN DE MÉTODOS PARA CALCULAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS/EXTRAPESADOS Y MODIFICACIÓN AL MODELO DE LOHRENZ, BRAY Y CLARK.*
- Avitúa Varela, P. Á., & Vargas Bermúdez, R. (2014). *Validación de Muestreos de Fluidos Petroleros para su Representación al Análisis y Simulación PVT.*
- Barberii, E. E. (1998). *El Pozo Ilustrado* (1998 Fonciéd, Ed.; 4th ed.). Petróleos de Venezuela, S.A.
- Beal, C. (1946). *The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated gases at Oil Fiel Temperatures and Pressures.* 22.
- Beggs Dale, H., & Brill P., J. (1991). *Two-Phase Flow in Pipes* (6th Edition).
- Beggs, H. D. (1999). *Production Optimization Using Nodal TM Analysis.*
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo* (Editorial Universitaria de Buenos Aires, Ed.; Primera Edición). Editorial Universitaria de Buenos Aires.

- Capparelli, A. L. (2013). *Fisicoquímica básica* (1ra. Edición).
www.editorial.unlp.edu.ar
- Cedeño Yunda, C. A. (2017). *Alteración de la humectabilidad por inyección de gas de combustión*.
- Chilla Prieto, M. F., & Nieto Cárate, L. A. (2016). *ESTUDIO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE ALMACENAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN UNA EPF UTILIZANDO LOS PROGRAMAS PIPESIM Y PIPER*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2018). *Dictamen Técnico para la Modificación de Plan de Evaluación del Área Contractual 24 Campo Tecolutla*.
- Cuautli Hernández, M. E. (2005). *PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PETROLEROS Y APLICACIONES*.
- Dandekar, A. Y. (2013). *Petroleum reservoir rock and fluid properties* (Second Edition). Taylor & Francis Group.
- Escobar Maculado, F. H. (2012). *FUNDAMENTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS* (Primera Edición). Editorial Universiad Surcolombiana.
- Gómez Babativa, Z. L. (2016). *DESARROLLO DE LOS MODELOS ESTÁTICO Y DINÁMICO DEL YACIMIENTO MEDIANTE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA FORMACIÓN CARBONERA C7 DEL CAMPO UBICADO EN EL BLOQUE RÍO META-CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*.
- Gutiérrez, C. P., & Venegas, J. S. (2020). *Análisis Nodal para determinar el punto óptimo de operación entre producción de petróleo y producción de GLP, maximizando el recurso energético de la Estación de producción de Petróleo, Aguarico*.
- Gutiérrez Hinestroza, M. del V., & Iturralde Kure, S. A. (2017). *Elementos Básicos de Ingeniería de Yacimientos*.

- Hirschfeldt, M. (2009). *Análisis de un Sistema de Producción y Análisis NODAL*.
www.oilproduction.net
- Huerto Solano, A. E. (2009). *AVANCES EN LA EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE CURVAS DE AFLUENCIA*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Juárez, R., Fernández, I. Y., & Guzmán, L. (2017). Characteristics of the oil transport network in the South of Mexico. *Journal of Physics: Conference Series*, 792(1).
<https://doi.org/10.1088/1742-6596/792/1/012096>
- Li, F., Liu, Q., Guo, X., & Xiao, J. (2015). *A Survey of Optimization Method for Oil-gas Pipeline Network Layout*.
- Montero Barrios, L. A. (2020). *Apuntes y Ejercicios de Recuperación Secundaria y Mejorada*.
- Naranjo Agudelo, A. (1984). *Comportamiento de formaciones productoras (índice de productividad y curvas de comportamiento de afluencia)*.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Percástigui Bravo, I. J. (2015). *ASPECTOS DE LA ROCA, DE LOS FLUIDOS Y DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS QUE ESTABLECEN O DEFINEN LAS SATURACIONES MÍNIMAS DE AGUA Y DE ACEITE EN LOS YACIMIENTOS PETROLEROS*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Prada Castaño, C. J. (2017). *DETERMINACIÓN DE UNA CORRELACIÓN DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA PARA FLUJO MULTIFÁSICO QUE SE AJUSTE A LAS CONDICIONES DE LAS ARENAS B-FORMACIÓN MUGROSA DEL CAMPO LLANITO*. Fundación Universidad de América.
- Ramírez Chiles, C. P. (2014). *ESTUDIO PARA EL INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL IMPLEMENTADOS EN EL ÁREA SUR DEL CAMPO SACHA*.

- Ramírez Coronel, J. A. (2015). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BASE AL ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL CON BOMBEO HIDRÁULICO TIPO JET DEL CAMPO PAYAMINO, BLOQUE 7, PETROAMAZONAS EP*. Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Rangel Escobar, E. (2020). *ANÁLISIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS DE MICROESTRUCTURA, REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO Y PROPIEDADES PETROFÍSICAS PARA LA PREDICCIÓN DE FACIES EN YACIMIENTOS ARENO-ARCILLOSOS USANDO LA HERRAMIENTA IMP-PREDICT*.
- Salgado Mercado, B. M., & González Villamizar, L. Á. (2005). *EFFECTO DE LA MOJABILIDAD EN LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y OPERACIONES DE RECOBRO SECUNDARIO*.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2004). *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock Properties*.
- Tonalli Energía. (2017). *Manifestación de Impacto Ambiental para el Área Contractual 24 Campo Tecolutla*.
- Tonalli Energía. (2022). *Dictamen Técnico del Programa de Transición CNH-R01-L03-A24/2016 Campo Tecolutla*.
- Velasco Morales, J. M. (2014). *BALANCE DE MATERIA DINÁMICO*.
- Velázquez Millán, I. (2014). *Explotación Petrolera en Pozos Fluyentes y Utilizando Sistemas Artificiales de Producción*. Universidad Nacional Autónoma de México.