



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL  
YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA VENEZUELA USANDO EL  
SOFTWARE WELLFLO”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**

**TUTOR:**

**ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MS.c**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2021**

**UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA  
IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE  
AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO  
GUAFITA - VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE  
WELLFLO**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**

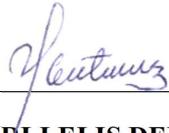
**TUTOR:**

**ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MS.c**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

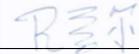
**2021**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



**ING. MARLELIS DEL VALLE  
GUTIERREZ HINESTROZA, Ph.D**

DIRECTORA DE LA CARRERA



**ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE,  
MS.c**

DOCENTE TUTOR



**ING. GRICELDA AMERICA HERRERA  
FRANCO, Ph.D**

DOCENTE ESPECIALISTA



**GEOL. ERICA LORENZO GARCIA,  
Ph.D**

SECRETARIA DEL TRIBUNAL

## **DEDICATORIA**

Este trabajo va dirigido:

A mi madre Norma Lozano Manrique, que sin duda alguna en el transcurso de mi vida me ha demostrado su amor y su apoyo incondicional, corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

A mi padre Efrén Pichina Castillo, por apoyarme hasta esta etapa de mi vida, por enseñarme los valores de perseverancia y dedicación.

A mi hermano Rogger Daniel Pichina Lozano y mi hermana Jireth Dayana Pichina Lozano, por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida estudiantil.

**HARRINSON PICHINA**

## CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA - VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE WELLFLO” elaborado por el estudiante **HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un **7%** de la valoración permitida.

La Libertad, 15 de marzo de 2021

Ingeniera:  
**Marlelis Gutiérrez, Ph.D.**  
DIRECTOR DE CARRERA DE INGENIERÍA EN PETROLEO  
Ciudad.

De mis consideraciones:

De acuerdo a lo requerido en el Plan de Titulación, cumpla en informar sobre el resultado obtenido en la revisión de la tesis “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO G9 DEL CAMPO GUAFITA EN VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE DE INGENIERÍA WELLFLO” del estudiante egresado **HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**.

- **CONSIDERACIONES**

Para la revisión de la tesis se tomaron en consideración

- Porcentaje de coincidencia en el Sistema URKUND

- **RESULTADOS**

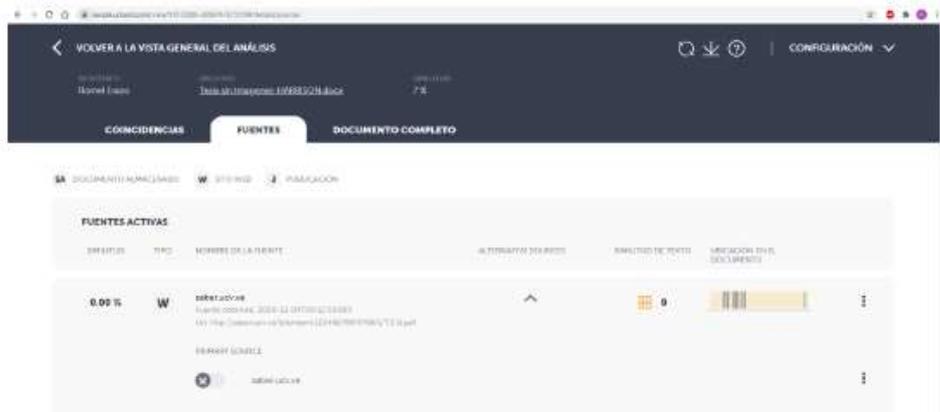
Criterio	Calificación
Porcentaje de coincidencia	7%

- **OBSERVACIONES**

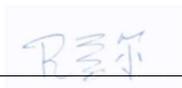
El proceso de revisión en la plataforma URKUND, cuyo porcentaje de coincidencia es del 7%.

## ANEXO

Resultados de coincidencias URKUND del tema “EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO G9 DEL CAMPO GUAFITA EN VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE DE INGENIERÍA WELLFLO” del estudiante egresado **HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**.



**FIRMA DEL TUTOR**



**ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MS.c**

**C.I.: 0802990838**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, **HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACION DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO G9 DEL CAMPO GUAFITA EN VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE DE INGENIERÍA WELLFLO”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



---

**HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**

**Autor de Tesis**

**210104990-2**

# **CERTIFICACIÓN DEL TUTOR**

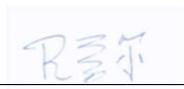
Ing. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MSc.

## **TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN**

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA VENEZUELA USANDO EL SOFTWARE WELLFLO**” previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por el Sr. **HARRINSON JORDAN PICHINA LOZANO**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

## **FIRMA DEL TUTOR**



---

**ING. ROMEL ANGEL ERAZO BONE, MS.c**

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi madre Norma Lozano Manrique y mi padre Efren Pichina Castillo por brindarme su incommensurable apoyo e inspiración a prepararme mucho más, por sus sacrificios, amor, confianza y valores que me formaron como una persona de bien.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, carrera de Ingeniería en Petróleo, a sus profesores por transmitir sus conocimientos y experiencias para nuestra formación profesional.

A mi tutor académico Ing. Romel Angel Erazo Bone, muchas gracias por su asesoramiento y revisiones presentadas para la culminación de este proyecto.

Al Ing. Horacio Soto por compartir su amplio conocimiento de simulación y ayudarme en la culminación exitosa de este trabajo especial de grado.

A mi amiga Velería Yessenia Méndez Chonillo y a mi grupo de compañeros que han compartido momentos de alegría, gracias por su apoyo constante durante toda la carrera.

# ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	II
DEDICATORIA.....	III
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	IV
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	VI
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	VII
AGRADECIMIENTOS.....	VIII
ÍNDICE GENERAL .....	IX
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XVIII
RESUMEN.....	XIX
ABSTRACT.....	XX
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA.....	2
1.2 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN .....	2
1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	4
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....	5
1.5 OBJETIVOS .....	6
1.5.1 Objetivo General.....	6
1.5.2 Objetivos Específicos.....	6
1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA.....	7
1.7 HIPÓTESIS.....	7
1.8 METODOLOGÍA.....	7
1.9 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....	8
CAPÍTULO II .....	9

<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>9</b>
2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	9
2.1.1 Ubicación Geográfica de la cuenca Barinas-Apure .....	9
2.1.2 Ubicación Geográfica .....	10
2.1.3 Geología Estructural del Campo.....	11
2.1.4 Características Generales del Campo.....	13
2.1.5 Estratigrafía del Campo Guafita .....	14
2.2 DEFINICIONES BÁSICAS .....	15
2.2.1 Ingeniería de Yacimientos .....	15
2.2.2 Definición de Yacimiento.....	16
2.3 GENERALIDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS	21
2.3.1 Propiedades de la Roca .....	22
2.3.2 Propiedades del sistema roca-fluido .....	27
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO .....	32
2.4.1 Relación Gas-Petróleo en solución (Rs).....	32
2.4.2 Factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ) .....	33
2.4.3 Factor volumétrico del gas ( $\beta_g$ ) .....	34
2.4.4 Factor volumétrico total ( $\beta_t$ ).....	34
2.4.5 Viscosidad del Petróleo.....	35
2.4.6 Compresibilidad.....	36
2.4.7 Presión de Burbuja.....	36
2.4.8 Gravedad API.....	36
2.5 CONCEPTOS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.....	37
2.5.1 Análisis Nodal.....	37
2.5.2 Curvas de oferta (IPR) y demanda (VLP) de energía del pozo .....	38
2.5.3 Índice de productividad (J) .....	39
2.5.4 Curva IPR.....	40
2.5.5 Ecuación de Vogel .....	40
2.6 ACUÍFERO.....	41
2.6.1 Acuífero Lateral .....	41
2.6.2 Acuífero de Fondo .....	42
2.7 AGUA DE PRODUCCIÓN .....	43

2.7.1	Origen del agua de producción .....	43
2.7.2	Características del agua de producción.....	44
2.7.3	Tipos de Agua.....	44
2.7.4	Causas que originan la Producción de Agua.....	45
2.8	DIAGNÓSTICO DE LA PROCEDENCIA DEL AGUA .....	48
2.8.1	Método de Chan.....	48
2.8.2	Método de Ramos .....	52
2.9	TECNOLOGÍAS PARA EL CONTROL DE AGUA .....	53
2.9.1	Soluciones mecánicas .....	53
2.9.2	Soluciones químicas.....	54
<b>CAPÍTULO III.....</b>		<b>66</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>		<b>66</b>
3.1	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	66
3.2	TIPO DE LA INVESTIGACIÓN .....	66
3.3	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	67
3.4	RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	67
3.5	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO EN EL SIMULADOR WELLFLO.....	68
3.5.1	Pantalla inicial del software WellFlo para el diseño y modelado de pozo.....	68
3.5.2	Iniatilization (Inicialización).....	68
3.5.3	Wellbore (Pozo).....	76
3.5.4	Surface data (Datos de superficie).....	78
3.6	EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL SOFTWARE WELLFLO .....	82
3.6.1	Análisis de sensibilidad para el método de control de agua mediante MPR (modificadores de permeabilidad relativa) .....	83
3.6.2	Análisis de sensibilidad para el método de control de agua mediante geles.....	85
<b>CAPÍTULO IV .....</b>		<b>92</b>
<b>ANÁLISIS Y RESULTADOS.....</b>		<b>92</b>
4.1	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO MPR.....	92

4.2 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE GELES .....	96
4.3 INDICADORES FINANCIEROS .....	101
4.3.1 Inversión .....	101
4.3.2 Ingreso.....	101
4.3.3 Costo .....	101
4.3.4 Flujo neto de caja.....	102
4.3.5 Valor Actual Neto .....	102
4.3.6 Tasa interna de Retorno .....	103
4.3.7 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).....	103
4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO .....	104
4.4.1 Análisis económico en la aplicación del método MPR .....	104
4.4.2 análisis económico en la aplicación del método Geles.....	113
<b>CAPITULO V.....</b>	<b>121</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>121</b>
CONCLUSIONES .....	121
RECOMENDACIONES.....	123
BIBLIOGRAFÍA .....	124

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1.- Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure. ....	9
Figura. 2.- Sección NO-SE de la Cuenca Barinas-Apure .....	10
Figura. 3.- Ubicación Geográfica del Campo Guafita. Coordenadas UTM: N: 772000-776000; E: 271000-278000.....	11
Figura. 4.- Visualizaciones sísmicas del Campo Guafita .....	12
Figura. 5.- Correlación Estratigráfica del Campo Guafita.....	13
Figura. 6.- Columna Estratigráfica del Campo Guafita Sur.....	15
Figura. 7.- Sistema Petrolero .....	16
Figura. 8.- Desplazamiento Hidráulico.....	18
Figura. 9.- Desplazamiento por gas en solución.....	18
Figura. 10.- Desplazamiento por expansión de capa de gas .....	19
Figura. 11.- Desplazamiento por expansión de la roca y de los fluidos .....	20
Figura. 12.- Desplazamiento por segregación gravitacional.....	20
Figura. 13.- Comportamiento de los principales mecanismos de producción .....	21
Figura. 14.- Tipos de porosidad .....	22
Figura. 15.- Representación de la Permeabilidad .....	24
Figura. 16.- Distribución de los Fluidos. ....	26
Figura. 17.- Curva de presión capilar en procesos de drenaje e imbibición. ....	29
Figura. 18.- Mojabilidad de un sistema petróleo-agua-sólido. ....	31
Figura. 19.- Mojabilidad en los poros.....	31
Figura. 20.- Comportamiento de GOR versus Presión de Yacimiento.....	32
Figura. 21.- Comportamiento del factor volumétrico de petróleo del yacimiento.....	33
Figura. 22.- Comportamiento de la viscosidad del petróleo del pozo candidato.....	35
Figura. 23.- Ubicación de nodos más usadas.....	38
Figura. 24.- Curvas de representación del Inflow y Outflow .....	39
Figura. 25.- curva IPR combinado para yacimientos Sub saturados .....	40
Figura. 26.- Acuífero Lateral. ....	42
Figura. 27.- Acuífero de Fondo.....	43
Figura. 28.- Filtraciones en el revestidor, la tubería de producción o en el empacador. ....	45
Figura. 29.- Flujo canalizado detrás del revestidor.....	46
Figura. 30.- Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor. ....	46

Figura. 31.- Fracturas o fallas desde una zona de agua. ....	47
Figura. 32.- Conificación o formación de cúspide.....	48
Figura. 33.- Patrón de Conificación según K. S. Chan.....	49
Figura. 34.- Patrón de Comunicación Mecánica según K. S. Chan.....	49
Figura. 35.- Patrón de canalización según K. S. Chan.....	50
Figura. 36.- Patrón de Avance Normal según K. S. Chan. ....	50
Figura. 37.- fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de oil.....	55
Figura. 38.- fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de oil.....	55
Figura. 39.- Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (antes de una aplicación de la técnica MPR).....	56
Figura. 40.- Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (después de una aplicación de la técnica MPR) .....	56
Figura. 41.- La aplicación de la técnica MPR (no afecta Kro) .....	58
Figura. 42.- La aplicación de la técnica MPR ( afecta K <sub>rw</sub> ) .....	58
Figura. 43.- Esquema de la reacción de gelificación .....	59
Figura. 44.- Consistencia de geles .....	60
Figura. 45.- Prueba de rigidez.....	63
Figura. 46.- FFR para gel sellante y gel no sellante.....	65
Figura. 47.- Pantalla principal del software WellFlo.....	68
Figura. 48.- Ingreso de data general.....	69
Figura. 49.- Ingreso de data del pozo y el tipo de flujo. ....	70
Figura. 50.- Ingreso de los datos de correlación de flujo.....	71
Figura. 51.- Profundidad de referencia. ....	72
Figura. 52.- Ingreso de los parámetros PVT de los fluidos. ....	73
Figura. 53.- Ingreso de datos del reservorio. ....	74
Figura. 54.- Curva IPR generada. ....	74
Figura. 55.- Curva de permeabilidad relativa gas-oil .....	75
Figura. 56.- Curva de permeabilidad relativa oil-water.....	75
Figura. 57.- Curva de permeabilidad relativa gas-water.....	76
Figura. 58.- Ingreso de datos para la tubería de producción (tubing). ....	77
Figura. 59.- Ingreso de datos para la tubería de revestimiento (casing). ....	77
Figura. 60.- Desviación del pozo. ....	78
Figura. 61.- Ingreso de datos para el modelo de temperatura del pozo. ....	79
Figura. 62.- Ingreso de datos para el modelo de temperatura para la línea de flujo.....	79

Figura. 63.- Data del equipo BES.....	80
Figura. 64.- Condiciones de operación.....	81
Figura. 65.- Curva del Inflow y Outflow calibrada, que reproduce el comportamiento real de producción del pozo en campo. ....	81
Figura. 66.- Modelo de pozo calibrado.....	82
Figura. 67.- Análisis de sensibilidad de MPR mediante el corte de agua.....	84
Figura. 68.- Plot variables y selección de datos.....	84
Figura. 69.- Resultados finales del método MPR.....	85
Figura. 70.- Ingreso de los parámetros generales de la capa del yacimiento.....	86
Figura. 71.- Ingreso de los valores del área geométrica de drenaje.....	86
Figura. 72.- Sensibilidad para el ajuste del daño calibrado.....	87
Figura. 73.- Plot variables y selección de datos.....	88
Figura. 74.- Ingreso del dato total skin darcy calibrado que reproduce el comportamiento del IP real del pozo.....	88
Figura. 75.-Ingreso de los valores del corte de agua y el espesor neto petrolífero.....	89
Figura. 76.- Selección de los valores del corte de agua y el espesor.....	90
Figura. 77.- Resultados finales del método Geles.....	90

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla. 1.- Calidad de la Porosidad .....	23
Tabla. 2.- Gravedad °API del crudo .....	37
Tabla. 3.- Procedimiento para la construcción de los gráficos de Chan .....	51
Tabla. 4.- Escala cualitativa de la consistencia de un gel .....	64
Tabla. 5.- Datos del factor de calibración .....	71
Tabla. 6.- Propiedades del reservorio y del fluido .....	73
Tabla. 7.- características del equipo BES recomendado.....	80
Tabla. 8.- Resultados de producción actual del pozo.....	93
Tabla. 9.- Resultados de la producción del pozo después del tratamiento con MPR .....	93
Tabla. 10.- Incremento y reducción porcentual de la producción en el método de MPR.....	93
Tabla. 11.- Resultados de la producción después de la aplicación del método de geles .....	97
Tabla. 12.- Incremento y reducción porcentual de la producción de la aplicación del método geles .....	97
Tabla. 13.- Datos para el cálculo del volumen requerido del método MPR.....	105
Tabla. 14.- Costos estimados de servicios operacionales para el método MPR.....	105
Tabla. 15.- Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$60 USD. ....	107
Tabla. 16.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$60.....	108
Tabla. 17.- Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$40 USD.....	109
Tabla. 18.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$40.....	110
Tabla. 19.- Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$20 USD.....	111
Tabla. 20.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$20.....	112
Tabla. 21.- Datos para el cálculo del volumen requerido del método geles .....	113
Tabla. 22.- Costos estimados de servicios operacionales para el método geles .....	114
Tabla. 23.- Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$60 USD. ....	115

Tabla. 24.-Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$60.....	116
Tabla. 25.- Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$40 USD. ....	117
Tabla. 26.- Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$40.....	118
Tabla. 27.- Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$20 USD .....	119
Tabla. 28.- Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$20.....	120

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica. 1.- Curva de oferta y demanda antes y después del tratamiento con MPR.....	92
Gráfica. 2.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del corte de agua del método MPR .....	94
Gráfica. 3.- Reducción de la presión de operación vs el corte de agua en el método MPR ....	95
Gráfica. 4.- Perfil de temperatura y presión pre y post a la aplicación del método MPR .....	95
Gráfica. 5.- Curva de oferta y demanda antes y después del tratamiento con Geles .....	96
Gráfica. 6.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del corte de agua de la aplicación del método de geles.....	98
Gráfica. 7.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del espesor neto petrolífero de la aplicación del método de geles.....	98
Gráfica. 8.- Comportamiento de la presión de operación Vs la reducción del corte de agua de la aplicación del método de geles .....	99
Gráfica. 9.- Comportamiento de la presión de operación Vs la reducción del espesor neto petrolífero de la aplicación del método de geles.....	100
Gráfica. 10.- Perfil de temperatura y presión pre y post a la aplicación del método de geles .....	100
Gráfica. 11.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$60 – Método MPR.....	108
Gráfica. 12.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$40 – Método MPR.....	110
Gráfica. 13.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$20 – Método MPR.....	112
Gráfica. 14.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$60 – Método Geles .....	116
Gráfica. 15.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$40 – Método Geles .....	118
Gráfica. 16.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$20 – Método Geles .....	120

**“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL  
YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA VENEZUELA USANDO EL  
SOFTWARE WELLFLO”**

**Autor:** Pichina Lozano Harrinson

**Tutor:** Ing. Erazo Bone Romel MS.c

**RESUMEN**

La producción de agua en el yacimiento-G9 del Campo Guafita Sur, ha venido incrementando en el tiempo debido a la presencia de un acuífero activo, lo que ha originado el cierre prematuro de pozos y el drenaje deficiente de las reservas. En respuesta a esta problemática, se decidió evaluar a través de un estudio mediante el software de flujo multifásico WellFlo dos métodos de control de agua los cuales son: inyección de polímeros modificadores de permeabilidad relativa y geles poliméricos.

Para la realización de este proyecto, se utilizó información del campo Guafita. Se presentan los aspectos relevantes del campo y sus generalidades como historia y evolución, arenas productoras y propiedades importantes para desarrollar la evaluación de los métodos de control de agua.

Con la base de datos del pozo en estudio se utiliza la técnica de análisis nodal, aplicando el software WellFlo para crear el modelo de pozo que reproduce en el simulador la producción real del pozo que se encuentra en campo. Con el uso del simulador, se realiza un análisis de sensibilidad donde se aplican las técnicas de control de agua seleccionadas y se estima el impacto de estos dos métodos en la productividad del pozo.

Los resultados mostraron que la producción del agua disminuyó y la tasa de producción de petróleo aumentó. Por medio de un análisis económico se realiza una evaluación de la rentabilidad del proyecto con la ayuda de indicadores financieros y de esta manera se puede concluir si es viable o no la ejecución de estos métodos, y cuán beneficiosa es su aplicación e incluso el tiempo en el cual se recuperaría la inversión.

**PALABRAS CLAVES:** Guafita, WellFlo, Geles, Modificador de Permeabilidad Relativa, Control de Agua, Tratamiento Químico

**“EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN  
MÉTODO DE CONTROL DE AGUA EN UN POZO DEL  
YACIMIENTO-G9 DEL CAMPO GUAFITA VENEZUELA USANDO EL  
SOFTWARE WELLFLO”**

**Autor:** Pichina Lozano Harrinson

**Tutor:** Ing. Erazo Bone Romel MS.c

**ABSTRACT**

Water production in the G-9 reservoir of the Guafita Sur field has been increasing over time due to an active aquifer, which has caused the premature closure of wells and poor drainage of the reserves. In response to this problem, it decided to evaluate two water control methods through a study using WellFlo multiphase flow software: injection of relative permeability modifying polymers and polymeric gels.

For the realization of this project, the information from the Guafita field has been used. Relevant aspects of the field and its generalities are presented such as history and evolution, producing sands and important properties to develop the evaluation of water control methods.

With the database of the study well, the nodal analysis technique is used, applying the WellFlo software to create the well model that reproduces the real production of the well in the field in the simulator. With the use of the simulator, a sensitivity analysis is performed where the selected water control techniques are applied and the impact of these two methods on well productivity is estimated.

The results showed that water production decreased and the oil production rate increased. Through economic analysis and evaluation of the project's profitability carried out with financial indicators. In this way, it can conclude whether or not the execution, these methods are feasible, and how beneficial their application is and even the time to which the investment would recover.

**KEYWORDS:** Guafita, WellFlo, Gels, Relative Permeability Modifier, Water Control, Chemical Treatment.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis tiene como propósito desarrollar una Evaluación Económica para la Implementación de un Método de Control de Agua en un pozo del Yacimiento G9 del Campo Guafita en Venezuela usando el Software de flujo WellFlo. Considerando que, en la industria petrolera, el desafío más importante es mantener a flote la producción de petróleo en campos donde la producción de agua aumenta de forma inesperada.

La producción de petróleo en los pozos muchas veces se ve afectada de modo significativo por la presencia de zonas con alta saturación de agua o de inmensos acuíferos. Por esa razón, la eficiencia de los pozos disminuye de modo significativo provocando en algunos casos un cierre anticipado a causa de la deficiencia de manejo de exorbitantes volúmenes de agua producida en superficie. Por tal motivo, es conveniente evaluar la implementación de un método de control de agua que sea rentable, con la finalidad de no afectar la producción y economía del campo.

En este trabajo se desarrollará una simulación por medio del programa WellFlo, que es un software de análisis, el cual nos permite diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas en pozos petroleros.

Se realizará una evaluación técnica económica de la implementación de inyección de geles y polímeros (MPR) como método de control de agua aplicadas al pozo A1 del campo Guafita, se construirá un modelo de datos representativos del pozo a la implementación de las técnicas de control de agua y su vez generar el modelo de pozo calibrado.

Esto nos reflejara la condición real del pozo, y además se obtendrá una simulación del impacto del método aplicado sobre la tasa de producción, que a su vez revelara la reducción porcentual del corte de agua y así estimar cuanto se restablecerá la producción de petróleo.

En consecuencia, se obtendrá una simulación del impacto de la técnica de control de agua sobre la tasa de producción, donde se revelará la reducción porcentual de corte de agua y a su vez se ejecutará un análisis técnico económico de la evaluación del método en los pozos del Campo Guafita.

# **CAPÍTULO I**

## **1.1 DESCRIPCIÓN DEL TEMA**

El presente trabajo tiene como objetivo desarrollar una Evaluación Económica de la Implementación del Método de Control de Agua en pozos del Yacimiento G9 del Campo Guafita en Venezuela usando el Software de flujo multifásico WellFlo.

La producción de agua siempre ha sido un problema para la industria petrolera. Para mantener e incrementar las reservas, el desafío más importante es cuando se trata de mantener a flote los campos en donde la producción de agua es mayor que la producción de crudo, no obstante, cuando la producción de agua aumenta en los pozos de forma repentina, se convierte en un problema que debe ser identificado y controlado rápidamente, con el fin de no afectar la producción y economía del campo.

Mediante este trabajo, a partir de una simulación a través del programa WellFlo se realizará una evaluación generando un estudio en donde se construirá modelos representativos de pozos en los cuales no se han implementado técnicas de control de agua, sino que exhiben un comportamiento de producción de agua ya diagnosticado. Esto nos reflejara la condición real de estos pozos, lo cual nos va permite predecir o evaluar una técnica de control de agua y estimar cuanto se restablecerá la producción de petróleo.

De esta manera se obtendrá una simulación del impacto de la técnica de control de agua sobre la tasa de producción, donde se revelará la reducción porcentual de corte de agua y a su vez se ejecutará un análisis técnico económico de la evaluación del método en los pozos del Campo Guafita.

## **1.2 ANTECEDENTES DE INVESTIGACIÓN**

Durante la vida del campo petrolero, el agua afecta las etapas de exploración, producción y abandono de pozos. La producción de agua se encuentra presente en yacimientos petroleros a nivel mundial y es el flujo más abundante presente en ellos, todo esto se da porque el agua es transportada junto con el flujo de hidrocarburos mediante el pozo y acarrea problemas técnicos y operacionales, para mitigar la alta producción de agua se han desarrollado

tecnologías de control de agua, con la finalidad de incrementar la vida productiva del pozo y las reservas potenciales.

(Chan, 1995). En el paper “Water Control Diagnostic Plots”. Se ha desarrollado y verificado una nueva técnica para determinar los mecanismos de producción excesiva de agua y gas como se ve en los pozos de producción de petróleo. Con base en estudios de simulación numérica sistemática sobre conificación y canalización de agua de embalse, se descubrió que las gráficas log-log de WOR (Relación agua/petróleo) frente al tiempo o GOR (Relación gas/petróleo) frente al tiempo muestran diferentes tendencias características para diferentes mecanismos. Se encontró que las derivadas de tiempo de WOR y GOR son capaces de diferenciar si el pozo está experimentando conificación de agua y gas, ruptura de capa de alta permeabilidad o canalización cerca del pozo. Esta técnica se aplicó en pozos en varios campos en Texas, California, la Costa del Golfo y Alaska. Las parcelas que utilizan los datos reales del historial de producción determinaron los mecanismos del problema de producción, junto con las pruebas y los registros de pozos, la técnica se utilizó para seleccionar candidatos para el tratamiento de pozos y optimizar los tratamientos para mejorar el retorno de la inversión.

(Xingwan Tu , Dragon L. Peng , & Zhaohui Chen, 2007). En el paper “Research and Field Application of Water Coning Control with Production Balanced Method in Bottom-Water Reservoir”. En este documento se presenta un método equilibrado de ajuste de la producción que se basa en las reservas bien controladas. Este método se combina con el factor desigual de utilización de la energía natural, el factor desigual de la tasa de recuperación de petróleo y el factor desigual de la tasa de reducción. Se utilizará para guiar el control de producción a través de la reducción, la tasa de recuperación de petróleo y el agotamiento de la energía del yacimiento para equilibrar la recuperación y equilibrar el WOC.

En el aspecto de las técnicas de producción actuales, los principales métodos para el control del agua incluyen taponamiento selectivo de agua, deflectores de gelificación química, perforación optimizada, pozos horizontales, deflectores artificiales cerca de los contactos agua-petróleo, etc. En el aspecto de la ingeniería de yacimientos, los métodos principales son monitorear los contactos dinámicos agua- petróleo a través de los pozos de observación, y calcular la tasa crítica de producción de petróleo antes de la conificación de agua usando modelos teóricos, y predecir el período de producción sin agua y el período de producción de petróleo-agua. Sin embargo, es difícil decir mediante los pozos de observación los contactos exactos de agua y petróleo que se mueven hacia arriba de manera inconsistente y, por lo tanto,

la penetración de agua en algunos pozos ocurre antes de lo previsto, mientras que en algunos otros pozos se asigna innecesariamente una tasa de producción demasiado baja, lo que provoca pérdidas de producción beneficio de desarrollo decreciente.

(JA Dahl, PD Nguyen , ED Dalrymple , & AB Rahimi, 1992). En el paper “Current Water-Control Treatment Designs”. La producción de agua en los pozos productores de petróleo y gas es un factor limitante que controla la vida productiva del pozo. Los problemas ambientales y las nuevas regulaciones gubernamentales también afectan la vida económica de un pozo. Los tiempos han cambiado, los productores de petróleo ya no pueden pasar por alto los problemas asociados con la producción de agua en los pozos productores de petróleo / gas. Los análisis económicos anteriores indicaron que las altas tasas de producción con altas proporciones agua-petróleo o agua-gas eran aceptables. Sin embargo, de ahora en adelante, el agua recolectada de los pozos productores de hidrocarburos debe cumplir con rigurosas reglas ambientales que dictan cómo y dónde eliminarla.

El costo de la eliminación del agua producida se está convirtiendo en una carga importante para muchos productores. Se debe mantener un equilibrio entre la vida productiva, una tasa de producción libre de agua, las regulaciones ambientales y la vida económica del pozo antes y después de la terminación del pozo, para minimizar la producción de agua de los pozos de hidrocarburos, se han investigado activamente en los últimos 50 años estudios que incluyen análisis teóricos / numéricos, así como una combinación de aplicaciones de laboratorio y de campo reales.

### **1.3 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

El campo Guafita, operacionalmente activo en Venezuela, presenta un 46% de estado de agotamiento, como consecuencia de la acumulación de producción durante los últimos años. En este campo los yacimientos son conocidos por la alta relación agua-petróleo que poseen, ya que su principal mecanismo de producción está vinculado con un acuífero en estado activo, en la mayor parte de sus yacimientos productores. los yacimientos en esta área presentan heterogeneidades altas, con presiones parecidas a las presiones iniciales de hace más de 20 años, lo que indica que el empuje hidráulico es el principal mecanismo de producción.

Los pozos de este campo que se encuentran en condición de activos mantienen una producción neta de 26 mil barriles de crudo, acompañados de 730 mil barriles de agua, estos

pozos producen fluido con un corte de agua y sedimentos entre 80 y 90%. La alta producción de agua generada por la conificación de algunos pozos y la anisotropía que se presenta en el yacimiento generan problemas de productividad en el área, lo que a su vez ocasiona el incremento en el tratamiento y manejo de este fluido, lo que refleja una disminución de la tasa de hidrocarburo y elevando los costos de producción.

En este campo se han evaluado varias tecnologías para el control de agua, de los cuales se han obtenido resultados favorables, pero demasiado costoso. Es por esto que se va aplicar una evaluación económica de un método de control de agua usando el software WellFlo, ya que no se dispone de análisis económico que nos permita conocer que método es más rentable y de un software de flujo multifásico capaz de evaluar el impacto de implementación de este método de control de agua sobre la tasa de producción, sino que solo se tiene datos estadísticos proporcionado por la empresa prestadora de servicio.

Específicamente, este proyecto se concentrará en el comportamiento de producción, ya que como se mencionó anteriormente existe un alto manejo de afluentes que ha elevado los costos operacionales y con su realización se pretende responder la siguiente pregunta: ¿Cuál será el método de control de agua más conveniente de aplicar en el pozo de estudio en el yacimiento G-9 campo Guafita-Venezuela desde un punto de vista económico?

#### **1.4 JUSTIFICACIÓN DEL TEMA**

En este trabajo, abordamos el tema de una evaluación técnica para una implementación de un método de control de agua usando el software de ingeniería WellFlo. El porqué de este proyecto se basa en la necesidad de conocer o predecir el comportamiento de la producción una vez aplicadas las técnicas de geles y polímeros (MPR) aplicados en el pozo A1 del campo Guafita, área sur, cuenca Barinas-Apure, ya que a partir de los resultados obtenidos se podrá justificar la aplicación del método de mayor rentabilidad.

En tanto el para qué del estudio, se realizará con el fin de contribuir a la explotación óptima del campo y reducir los problemas relacionados con la presencia de producción de agua que compromete la producción y recuperación final, lo que se traduce como el esfuerzo permanente de lograr alcanzar el factor teórico del reservorio.

Hoy en día, las tecnologías de control de agua es la aplicación de procesos de múltiples pasos, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas en el fondo

del pozo para diagnosticar y reducir los problemas relacionados con la presencia de producción de agua, e incrementar la recuperación de crudo, o satisfacer un amplio rango de manejo del reservorios y objetivos ambientales.

Mediante la aplicación de las técnicas de control de agua se va a poder mejorar la rentabilidad operacional dando como resultados, beneficios como: alargar la vida productiva de un pozo, minimizar los procesos de tratamiento y eliminación de agua, así como reducir costos operacionales, ambientales y mantenimiento del pozo.

Un ahorro potencial derivado de control de agua es importante para las empresas petroleras ya que el factor más importante es el aumento de la producción y recuperación de hidrocarburos.

## **1.5 OBJETIVOS**

### **1.5.1 Objetivo General**

- Evaluar técnica y económicamente la implementación de inyección de geles y polímeros (MPR) como método de control de agua en el pozo A1 del Yacimiento G9 del Campo Guafita Sur en Venezuela a través del uso del Simulador de flujo multifásico WellFlo, para la selección del método de mayor rentabilidad económico.

### **1.5.2 Objetivos Específicos**

- Construir el modelo de datos representativo del pozo candidato a la implementación de las técnicas de control de agua, previo al ingreso del mismo al software de flujo multifásico.
- Generar en el software de flujo multifásico WellFlo el modelo de pozo calibrado que reproduzca el comportamiento real de producción del pozo en campo.
- Ejecutar análisis de sensibilidad mediante el uso del software de flujo multifásico WellFlo en el modelo de pozo, que describa el impacto de la implementación de las técnicas de control de agua y la tasa de producción mediante análisis nodal.

- Realizar el análisis técnico económico de la implementación de las diferentes técnicas de control de agua implementadas en el pozo en estudio.

## 1.6 ALCANCE DE LA PROPUESTA

En el desarrollo del proyecto se realizará la Evaluación Técnica de la Implementación de un Método de Control de Agua en pozos del Yacimiento G9 del Campo Guafita en Venezuela usando el Software de Ingeniería WellFlo.

Una vez recolectados y analizados los datos, serán ingresados al software y se procederá a construir los modelos de pozos usando el software WellFlo, con lo cual se representará una evaluación técnica y económica de la implementación del método de control de agua.

## 1.7 HIPÓTESIS

Mediante el uso del software WellFlo se podrá aplicar algún método de control de agua aplicando la técnica de análisis nodal, y en base a los resultados obtenidos se realizará una comparación de la producción actual del pozo A1 la cual nos permitirá seleccionar el método de mayor rentabilidad.

## 1.8 METODOLOGÍA

**Método Sistemático:** Se basa en un proceso que relaciona hechos aparentemente aislados, y formula una teoría que unifica los elementos, va dirigido a modelar el objeto mediante la determinación de sus componentes, así como las relaciones entre ellos, y vendría a ser un orden manifestado por reglas, que nos permitiría llegar a tener una comprensión sistémica de una situación dada. Para este análisis se tomarán los datos de los pozos que presentan gran producción de agua, a los cuales se le realizara la implementación de la técnica de control de agua mediante software de flujo.

**Método Analítico:** es una forma de estudio que implica habilidades como el pensamiento crítico y la evaluación de hechos e información relativa a la investigación que se está llevando a cabo, la idea es encontrar los elementos principales detrás del tema que se está analizando para comprenderlo en profundidad. En el presente trabajo se presenta como un estudio analítico de casos en los que se ha realizado un método de control de agua en los pozos del Campo Guafita.

## **1.9 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

Para llevar a cabo el análisis de la evaluación económica de la técnica de control de agua en el campo Guafita, se utilizará el programa Excel para organizar la información obtenida y mediante el programa WellFlo se realizará la implementación del método de control de agua de los pozos candidatos.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

##### 2.1.1 Ubicación Geográfica de la cuenca Barinas-Apure

La cuenca Barinas-Apure se ubica en la región suroeste de Venezuela, al norte de la frontera con Colombia (Figura. 1). Cubre alrededor de 100.000 km<sup>2</sup>, extendiéndose entre los Andes y el Escudo Guayanés. Está delimitada por estructuras características, tales como: el Arco de El Baúl al este, que lo separa de la Cuenca de Guárico, y al oeste el Arco de Arauca, que constituye el elemento separador de la subcuenca del Apure.



Figura. 1.- Ubicación Geográfica de la Cuenca Barinas-Apure.

FUENTE: (Soto Castillo, 2015)

La Cuenca Oriental de Venezuela y la Cuenca Barinas-Apure son separadas por el arco de El Baúl, y la cuenca de Maracaibo es separada por la cordillera andina. La cuenca en su

estado actual es pronunciadamente asimétrica, con un flanco septentrional marcado por afloramientos de rocas pre-cretácicas y cretácicas muy deformadas, y un flanco meridional suavemente inclinado hacia el noroeste. Desde el punto de vista de la generación y migración de hidrocarburos, se propone dividir la Cuenca Barinas-Apure en dos subcuencas independientes: la Cuenca Barinas y la Cuenca Apure, esta última prácticamente la extensión norte de la Cuenca Los Llanos de Colombia.

En el esquema sedimentario, las regiones de Barinas y Apure se comportaron como una sola cuenca durante el periodo Cretácico, y se dividió en dos subcuencas en el periodo del Paleógeno. Estas subcuencas fueron clasificadas durante su evolución como cuencas con diferentes historias tectono-sedimentarias.

A continuación, se muestra una sección NO-SE de la cuenca Barinas-Apure en donde se puede observar sus distintas formaciones (Figura. 2).

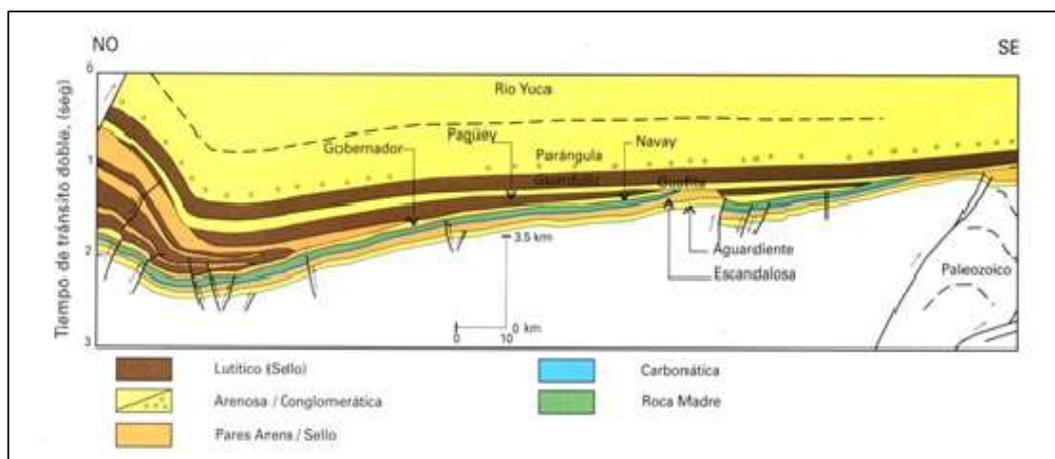


Figura. 2.- Sección NO-SE de la Cuenca Barinas-Apure

FUENTE: (WEC, Evaluación de pozos, 1997)

En esta cuenca se han descubierto 16 campos petroleros, de los cuales 14 se ubican al sureste del estado de Barinas, y los dos campos restantes (Guafita y La Victoria), están situados en el área de Apure, en el extremo sur de la cuenca cerca de la frontera colombo-venezolana.

### 2.1.2 Ubicación Geográfica

El campo Guafita se encuentra situado a 43 km al suroeste de la población de Guasualito en Venezuela, en la subcuenca de Apure, en la ribera norte del río Arauca.

Este campo fue descubierto en 1984 y fue asignado a la compañía Corpoven en 1986. El campo Guafita consta con una superficie de explotación de 24.363 hectáreas que están situadas en el municipio el Amparo del Distrito Páez (estado Apure), localizado a 40 Km al este del campo la Victoria y 25 Km al norte del campo Caño Limón en Colombia (Figura. 3). El campo Guafita está localizado entre las coordenadas UTM: N: 772000-776000; E: 271000-278000.



Figura. 3.- Ubicación Geográfica del Campo Guafita. Coordenadas UTM: N: 772000-776000; E: 271000-278000.

FUENTE: (Carreño & Zarate, 2014)

### 2.1.3 Geología Estructural del Campo

La estructura principal en la zona sur de Campo Guafita es un anticlinal de suave buzamiento, y su eje este-oeste está cortado por una serie de fallas. A la falla principal se la ha denominado como Guafita-Caño Limón, que se extiende desde Colombia, y ha sido determinada como una falla de rumbo deslizante dextral, de tipo flor (principalmente negativa), y a lo largo de la cual existen pequeños bloques asociados a fallas secundarias normales o inversas, que divide al campo en dos bloques: norte y sur (Figura. 4) (Carreño & Zarate, 2014).

El bloque Norte del campo, posee un área mayor (28 Km<sup>2</sup>), en esta se encuentran dos arenas productoras G-9 y G-10 (Figura. 5), de las cuales la arena G9 cuenta con una mayor reserva de hidrocarburos. El área sur del campo Guafita abarca un área de aproximadamente

10 Km<sup>2</sup>, este bloque se ve influenciado por varios regímenes tectónicos compresivos, de la cual la compresión Oligo-Mioceno es la más importante debido que está relacionada con el levantamiento de los andes, que dio origen al sistema de fallas inversas de rumbo Noreste-Sureste.

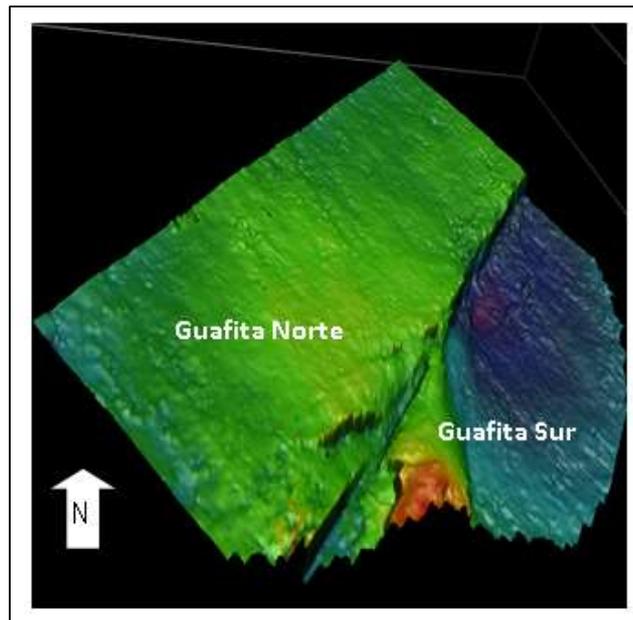


Figura. 4.- Visualizaciones sísmicas del Campo Guafita

FUENTE: (Soto Castillo, 2015)

Las principales trampas de la subcuenca de Apure están relacionadas con las fallas noreste-suroeste, paralelas a la Cordillera de los Andes. Las estructuras que juegan un papel importante en el bloque sur son: falla Yuca y la falla transcurrente dextral de Caño Limón.

Los depósitos en el área de Guafita Sur están ubicados en la parte sur del Estado Apure. Presentan una geología compleja, considerándose que la estratigrafía del área consiste en sedimentos del Oligoceno-Mioceno, identificándose 6 unidades de origen fluvio-deltaico, probablemente con influencias de mareas. Estos sedimentos permanecen inconsistentemente en los sedimentos del Cretácico de la Formación Quevedo y son consistentes con los sedimentos del Mioceno.

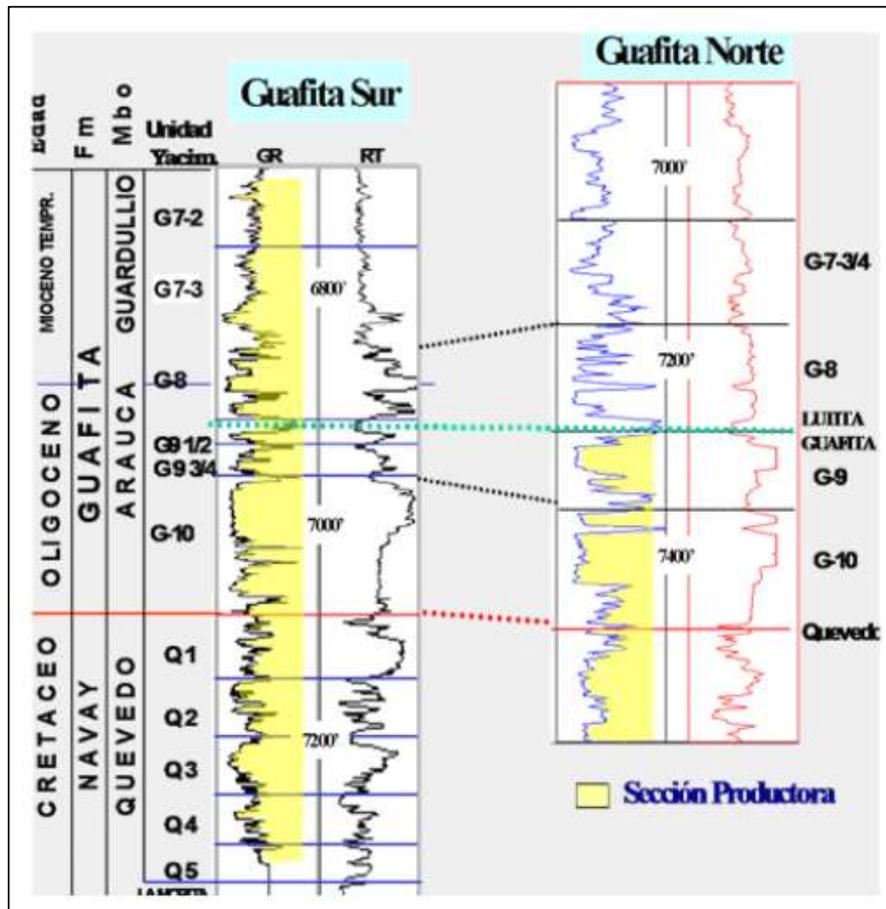


Figura. 5.- Correlación Estratigráfica del Campo Guafita.

FUENTE: (Espinoza, 2005)

#### 2.1.4 Características Generales del Campo

Las acumulaciones petrolíferas de Guafita se ubican entre 7200 y 7500 pies de profundidad en formaciones clásticas de edad Oligo-Mioceno (Terciario) con características como de reservorio como de crudo de muy buena calidad con gravedad de 29 ° API, subsaturados con un mecanismo de producción asociado a un acuífero de características infinitas, La porosidad efectiva está entre el 25% y el 30%, haciendo de estos yacimientos sean conocidos en el país con alta permeabilidad (3-7 darcy) (Carreño & Zarate, 2014).

Estos reservorios de petróleo se extrajeron originalmente a través de flujo natural e inicialmente alcanzaron tasas de 4000 BPPD. con la explotación en este campo, aparecieron problemas de arenado y producción prematura de agua. Con el tiempo, se corrigieron con técnicas de empaque de grava como mejoramiento en la cementación.

En Guafita área sur las arenas más productoras del área son la G-8 y G-10 ya que son bastante limpias, mientras que las arenas G7-3/4 y G-9 han sido afectadas en sus porosidades por procesos diagenéticos. Estas arenas están constituidas básicamente por areniscas y lutitas divididas en cuerpos heterolíticos (varias litologías).

La distribución de fluidos del Campo no se considera compleja y se ha mencionado en varios estudios que no existe una variación de la composición del crudo con profundidad según los PVT disponibles, para lo cual se considera que los yacimientos son de carácter volumétricos subsaturados con acuífero asociado.

### **2.1.5 Estratigrafía del Campo Guafita**

El basamento de la cuenca Barinas – Apure en el área de Guafita está compuesto por rocas metamórficas Pre – Cretácicas, sobre estas rocas descansan las Formaciones Aguardiente, Escandalosa y Navay del Cretácico y las formaciones Guafita, Parángula y Río Yuca del Paleógeno y Neógeno (Hurtado, Delgado, Palacios, & Escalante, 2008).

La estratigrafía atravesada por los pozos del área consiste en los sedimentos de la Formación Guafita del Oligoceno–Mioceno, que descansan discordantemente sobre los sedimentos Cretáceos del miembro Quevedo de la Formación Navay. Dentro de la Formación Guafita se diferencian cuatro unidades informales denominadas G-7, G-8, G-9 y G-10. En Guafita área norte, solamente las dos últimas tienen interés comercial y corresponden a yacimientos con el mismo nombre (G-9 y G-10) (Figura. 6).

UNIDAD GEOCRONOLÓGICA	FORMACIÓN	MIEMBRO	ESPESOR (PIES)	OBSERVACIÓN		
PLEISTOCENO	RÍO YUCA Y PARÁNGULA		± 5800'	ARCILLAS MOTADAS INTERCALADAS CON ARENISCAS Y CONGLOMERADOS		
PLIOCENO						
MIOCENO	G U A F I T A	G U A R D U L I O		± 800'	LUTITAS CON INTERCALACIONES DE ARENISCAS DE MARRÓN CLARO	
			G7	G7-2		135' - 320'
				G7-3/4		
			L. LIGHTICA			
		OLIGOCENO	A R A U C A	G-8		60' - 120'
L. GUAFITA				10' - 20'		
G9				G9-1/2		30' - 45'
				G9-3/4		
G-10				115' - 300'		
EOCENO						
PALEOCENO						
CRETÁCEO	N A V A Y	Q U E V E D O	01	50 - 250'	ARENISCAS DE GRANO MEDIO COLOR CLARO, PETROLÍFERA	
			02			
	03					
	04					
		LA MORITA	50' - 90'	LUTITAS PARDUSCAS		
	ESCAHALOSA		200' - 450'	CALIZAS FINAS ARENISCAS MASIVAS PETROLÍFERAS		
	AGUARDIENTE		685' - 935'	ARENISCAS MASIVAS INTERCALADAS CON LUTITAS		
PRE-CRETÁCEO	METAMÓRFICAS		± 50'	ESQUISTOS GRISES SERCÍFICOS CON INCLUSIONES DE CUARZO		

Figura. 6.- Columna Estratigráfica del Campo Guafita Sur.

FUENTE: (Arteaga González, 2009)

## 2.2 DEFINICIONES BÁSICAS

### 2.2.1 Ingeniería de Yacimientos

La ingeniería de yacimientos es la aplicación de principios científicos a problemas de desplazamiento y comportamiento de los fluidos que surgen durante el desarrollo y obtención de yacimientos de hidrocarburos. Se podría explicar cómo la capacidad de desarrollar y producir fluidos hidrocarburos de tal modo se obtenga un recobro eficiente.

### 2.2.2 Definición de Yacimiento

Se identifica por yacimiento (reservorio) a una unidad geológica de volumen limitado, conectada hidráulicamente, porosa y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso a una determinada presión y temperatura. Para que un yacimiento contenga hidrocarburos, se deben tomar en cuenta los cinco factores principales que son: fuente, migración, trampa, almacenaje (porosidad) y transmisibilidad (permeabilidad) (Escobar Macualo, 2012).

A continuación, muestra el sistema petrolero y la distribución de los fluidos dentro de las unidades litológicas (Figura. 7).

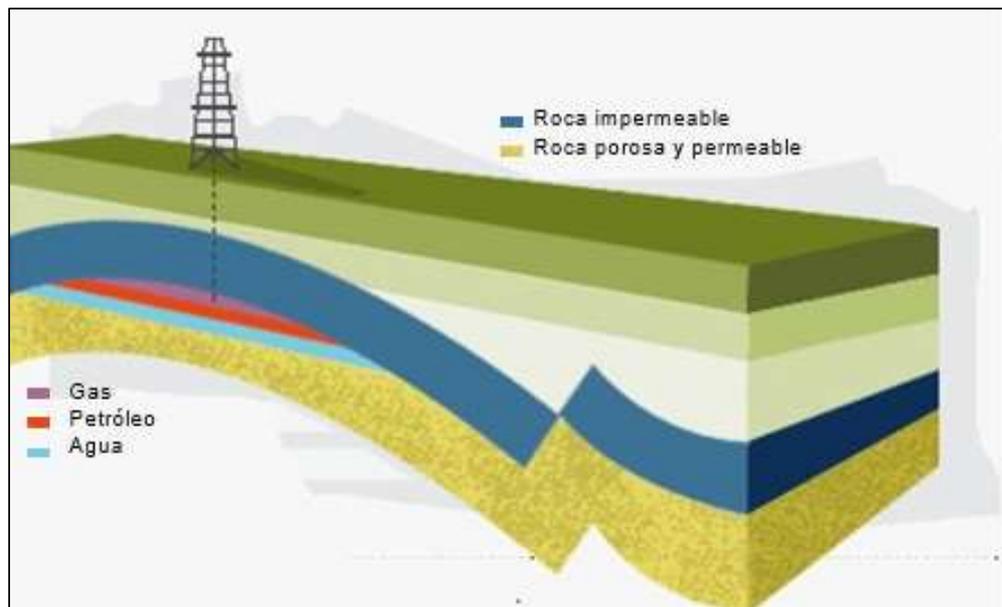


Figura. 7.- Sistema Petrolero

FUENTE: (Carreño & Zarate, 2014)

#### 2.2.2.1 Clasificación basada en la configuración de las trampas geológicas

- a) Trampas estructurales: es el producto de una deformación tectónica a procesos subsecuentes al depósito de los sedimentos, entre estas se tienen: anticlinales, fallas, domos salinos, entre otros.

- b) Trampas Estratigráficas: ocurre en la roca yacimiento, esto es debido a un cambio litológico que produce una reducción de la permeabilidad y la porosidad sin la intervención de una falla. Estos pueden ser lentes de arenas, cambios de facies, cambio de permeabilidad, entre otros.
- c) Trampas Mixtas: es el resultado de la combinación de trampas estructurales y trampas estratigráficas

#### **2.2.2.2 Clasificación según al punto de burbuja**

- a) Sub-Saturados: son yacimientos donde la presión inicial es mayor a la presión de burbuja, la producción de estos yacimientos se presenta en fase líquida. Las burbujas que se encuentran en solubilidad con la fase líquida se separan del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.
- b) Saturados: son yacimientos bifásicos, donde la presión inicial es igual o menor a la presión de burbuja. Posee una zona de líquido o de petróleo con una capa de gas en la parte superior.

#### **2.2.2.3 Clasificación según las variaciones del volumen original disponible a hidrocarburos**

- a) Volumétricos: yacimiento que no posee un acuífero adyacente, se lo considera un yacimiento cerrado
- b) No Volumétricos: posee un acuífero aledaño, lo que reduce el volumen disponible a hidrocarburos debido a la intrusión de agua

#### **2.2.2.4 Clasificación basada según su mecanismo de producción**

El volumen de petróleo que puede ser desplazado está influenciado principalmente por la energía natural asociada con el yacimiento y se puede clasificar según su principal de fuente de energía (Paris de Ferrer, 2010).

- a) Desplazamiento Hidráulico

Esto sucede cuando la presión del reservorio disminuye y el acuífero adyacente se expande. La inyección de agua puede ser activa o parcial, dependiendo del volumen de

reposición de fluido del acuífero al reservorio; y determinar su lado o fondo según la ubicación del acuífero en la estructura del reservorio (Figura. 8).

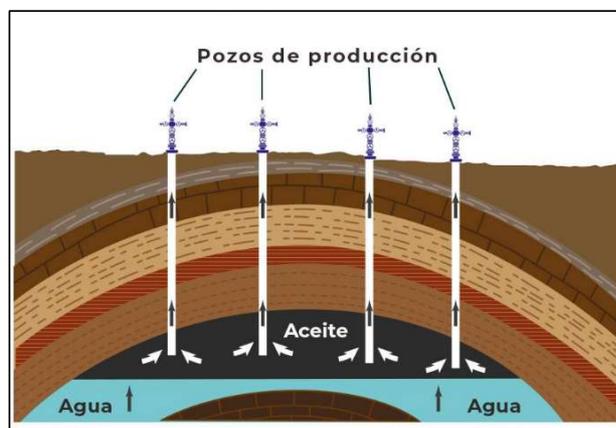


Figura. 8.- Desplazamiento Hidráulico

FUENTE: (Rivera, 2004)

#### b) Desplazamiento por Gas en solución

Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los reservorios. Cuando los fluidos del yacimiento se distribuyen uniformemente en una o en dos fases, se produce una disminución de presión que provoca una expansión de los fluidos, liberando los hidrocarburos ligeros disueltos en el petróleo (gas) y tomando el lugar del fluido producido (Figura. 9).

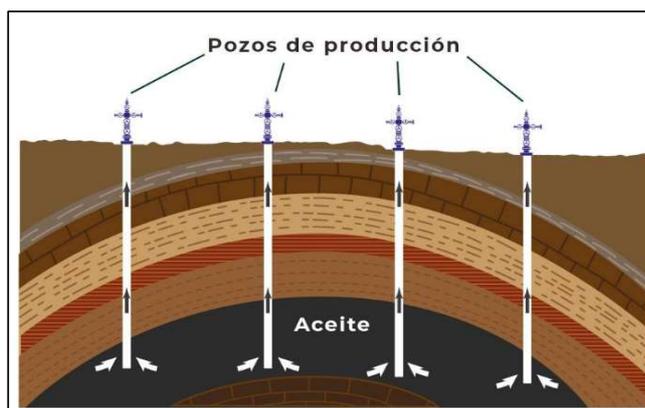


Figura. 9.- Desplazamiento por gas en solución

FUENTE: (Rivera, 2004)

c) Desplazamiento por Expansión de Capa de Gas

Ocurre en reservorios saturados cuyos fluidos (petróleo y gas) no se distribuyen uniformemente y la presión es menor que la presión de burbujeo. En estas condiciones habrá una capa de gas natural sobre la capa de petróleo que se expandirá, desplazando el petróleo a los pozos productores (Figura. 10).

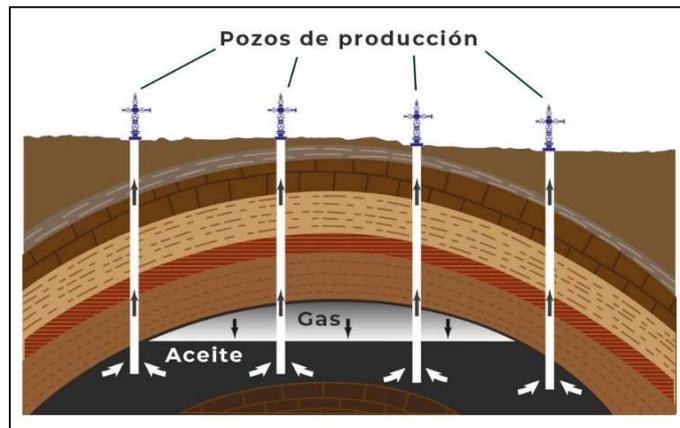


Figura. 10.- Desplazamiento por expansión de capa de gas

FUENTE: (Rivera, 2004)

d) Desplazamiento por Expansión de la Roca y de los Fluidos

Ocurre principalmente en yacimientos subsaturados, en los que el gas en solución no se libera hasta que la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión de burbujeo. Mientras se produzca esta reducción y no exista otro mecanismo de expulsión en el yacimiento, la producción se atribuirá a la expansión del petróleo y agua connata y la reducción del volumen de poros (Figura. 11).

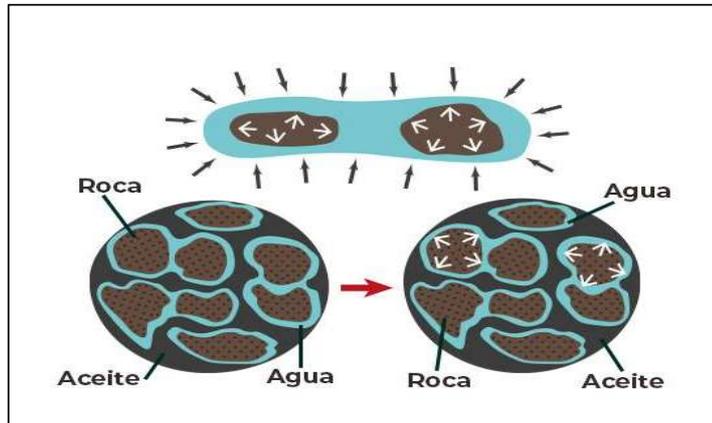


Figura. 11.- Desplazamiento por expansión de la roca y de los fluidos

FUENTE: (Rivera, 2004)

e) Desplazamiento por Segregación Gravitacional

Debido al contraflujo, el gas fluye hacia la parte superior de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad, con el tiempo y dependiendo del volumen del depósito, se puede formar una capa de gas secundario en la parte superior de la estructura (Figura. 12).

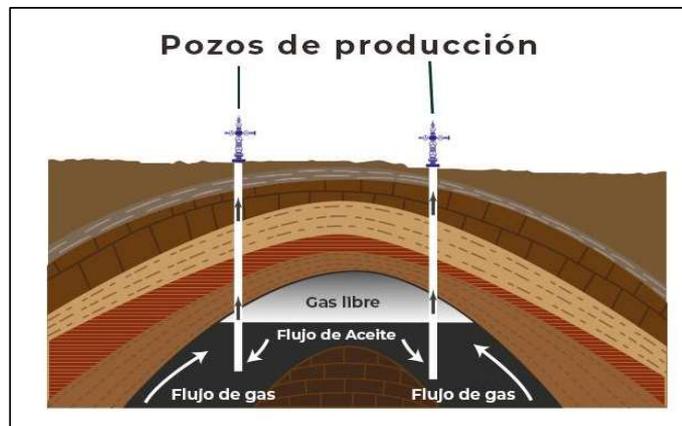


Figura. 12.- Desplazamiento por segregación gravitacional

FUENTE: (Rivera, 2004)

f) Desplazamiento Combinado

Esto sucede cuando dos o más mecanismos de drenaje actúan sobre en el yacimiento al mismo tiempo. La determinación del mecanismo de producción es fundamental para cualquier estudio de yacimiento.

A continuación, se muestra en forma comparativa (Figura. 13), el comportamiento de yacimientos sometidos a los principales mecanismos de desplazamiento, como lo es el hidráulico, por gas en solución y por capa de gas. Esta figura ha sido elaborada en base a estudios realizados en una serie de yacimientos a nivel mundial.

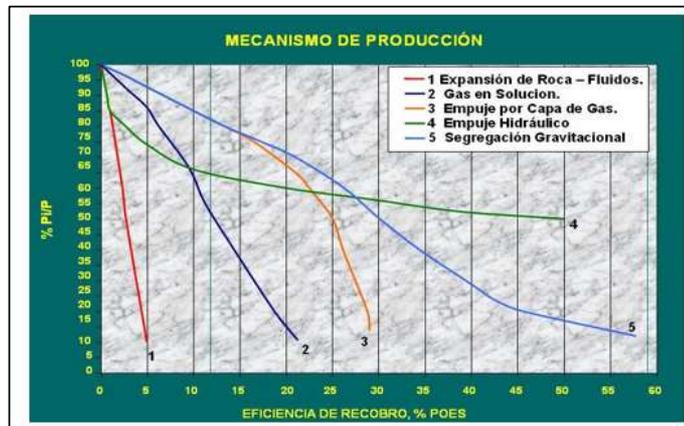


Figura. 13.- Comportamiento de los principales mecanismos de producción

FUENTE: (Carreño & Zarate, 2014)

### 2.3 GENERALIDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA Y DE LOS FLUIDOS

Durante el proceso de control de agua va ser influenciado por las propiedades de la roca y los fluidos que posee, por este motivo es necesario analizar el efecto que ejercen estas propiedades en respuesta del yacimiento frente a la inyección de un método de control de agua.

### 2.3.1 Propiedades de la Roca

#### 2.3.1.1 Porosidad

La porosidad es una medida de la capacidad que posee una roca para el almacenamiento de fluidos y se representa como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios porosos, que permite almacenar fluidos (Lorenzo García & Morato Medina, 2018).

Matemáticamente:

$$\phi_{absoluta} = \frac{\text{Volumen poroso total}}{\text{Volumen total}} \quad \text{Ec. (1)}$$

$$\phi_{absoluta} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total}} \quad \text{Ec. (2)}$$

De acuerdo de la conectividad de los poros la porosidad se clasifica en: absoluta, efectiva y no efectiva, los diferentes tipos de porosidad se aprecian de manera gráfica (Figura. 14).

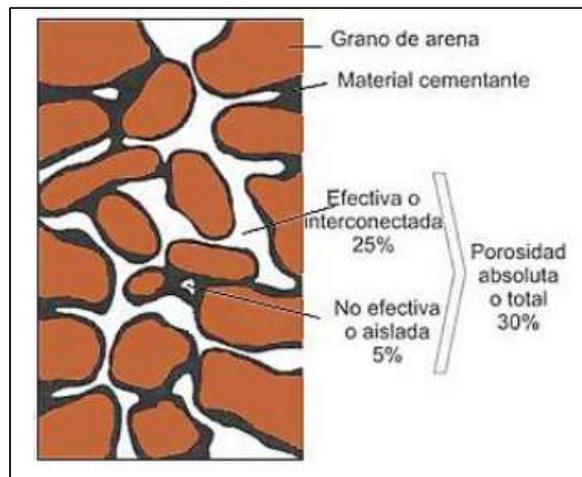


Figura. 14.- Tipos de porosidad

FUENTE: (Arias Gutiérrez & Chancusig Manotoa, 2017)

### a) Tipos de porosidad

De acuerdo a su origen:

- **Primaria:** se crea durante la depositación del material que dio origen a la roca. Se refiere a la porosidad intergranular que está esencialmente presente en areniscas y la porosidad intercrystalina presente en algunas calizas.
- **Secundaria:** Es aquella que se ha formado por procesos químicos o mecánicos posteriores a la litificación de los sedimentos, tales como disolución o fracturamiento.

De acuerdo a la conectividad de los poros:

- **Porosidad absoluta:** es la relación entre el espacio poroso total y el volumen total de la roca.
- **Porosidad efectiva:** esta porosidad es la que permite la circulación de fluidos en el yacimiento, se refiere al porcentaje de poros interconectados entre sí. En la siguiente tabla se especifica la calidad de esta propiedad.
- **Porosidad no Efectiva:** es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

Tabla. 1.- Calidad de la Porosidad.

Fuente: ( Paris de Ferrer, 2010)

Calidad	Porosidad, %
Muy Buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy Pobre	<5

### b) Factores que afectan la porosidad:

- Escogimiento de los granos.
- Cementación
- Presencia de grietas y cavidades.
- Consolidación.

#### 2.3.1.2 Permeabilidad

Se define como la capacidad del medio poroso para permitir el paso de fluidos a través de él y se mide normalmente en darcies o milidarcies (Figura. 15) (Lorenzo García & Morato Medina, 2018).

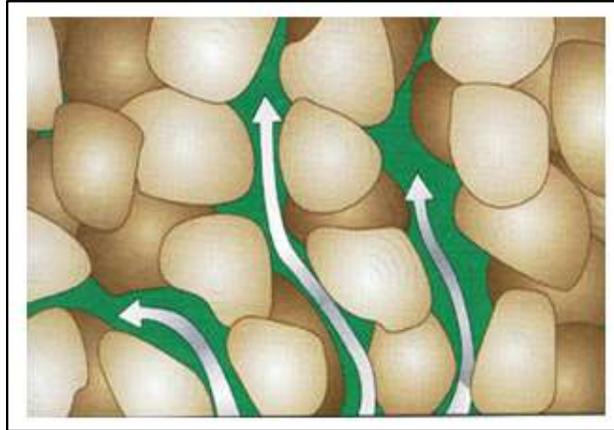


Figura. 15.- Representación de la Permeabilidad

FUENTE: (Bastidas , 2013)

#### a) Tipos de permeabilidad

📌 Según su origen:

- Permeabilidad Primaria. La permeabilidad primaria se origina con la deposición de los sedimentos.
- Permeabilidad Secundaria. Es aquella que se forma posterior a la deposición de los estratos.

📌 Según la saturación de los fluidos:

- Permeabilidad absoluta: es la medida de la permeabilidad si solo existiera un fluido saturando 100% el espacio poroso. Normalmente su valor se obtiene de núcleos, con un fluido de prueba que puede ser aire o agua.
- Permeabilidad efectiva: es la medida de la permeabilidad que existe cuando fluyen al mismo tiempo varios fluidos en el medio poroso. Se designa como;  $k_o$ ,  $k_w$  y  $k_g$  que representa la permeabilidad efectiva del petróleo, agua y del gas respectivamente. Su valor debe especificarse junto con la saturación.
- Permeabilidad relativa: es la relación de la permeabilidad efectiva con la permeabilidad absoluta. Es decir:

#### b) Factores que afectan la permeabilidad

- Tipo de empaque.
- Material cementante.
- Presión de sobrecarga.
- Tamaño y distribución de los granos.
- Arcillosidad.
- Efecto de deslizamiento de las moléculas (Klinkenberg).

Debido al amplio rango de valores de permeabilidad que pueden tener las rocas en el yacimiento; las permeabilidades efectivas deben normalizarse. Esto se hace relacionándolos con la permeabilidad absoluta y llamando a los resultados permeabilidades relativas. Las curvas de permeabilidad relativa se definen generalmente para sistemas bifásico de agua-petróleo y gas-petróleo, con agua irreducible (inmóvil) (Bastidas , 2013).

#### 2.3.1.3 Saturación

Es la fracción de volumen poroso ocupada por agua, petróleo o gas (Figura. 16). Matemáticamente se representa con la siguiente ecuación.

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (3)}$$

Dependiendo de los fluidos presentes en el yacimiento se tiene:

$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen poroso}}; S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}}; S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}} \quad \text{Ec. (4)}$$

La saturación de cada fase se encuentra en el rango de 0 a 100 por ciento. La suma de estas tres saturaciones es igual al 100%.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

$S_o$ : Saturación de petróleo.

$S_g$ : Saturación de gas.

$S_w$ : Saturación de agua.

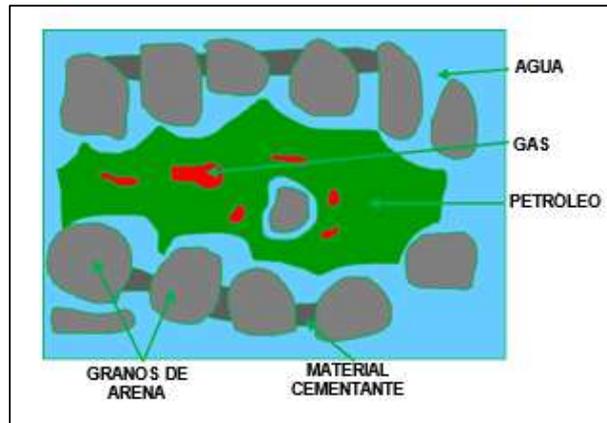


Figura. 16.- Distribución de los Fluidos.

FUENTE: (Bastidas , 2013)

#### a) Tipos de saturación

- Saturación de agua connata: es la saturación de agua que quedó atrapada en los poros de la roca durante la formación de la roca. Generalmente se considera inmóvil sobre la zona de transición; sin embargo, en la inyección, el agua que primero se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada.
- Saturación de petróleo crítica: representa la cantidad de petróleo que permanecen los poros de la roca y para todos los propósitos prácticos no se mueve.
- Saturación de petróleo movable: es fracción del volumen poroso ocupado por petróleo movable.

Se define por la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} + S_{oc} \quad \text{Ec. ( 6 )}$$

Donde:

$S_{om}$ : Saturación de petróleo movable

$S_{wc}$ : Saturación de agua movable

$S_{oc}$ : Saturación de petróleo residual

### 2.3.2 Propiedades del sistema roca-fluido

#### 2.3.2.1 Tensión superficial e interfacial

Es la fuerza que se produce en la interfase de dos fluidos inmiscibles por unidad de longitud. Cuando estos dos fluidos son líquidos se denomina tensión interfacial y cuando una de las fases es el aire o vapor se denomina tensión superficial. La tensión interfacial o la superficial tienen las unidades de fuerza por unidad de longitud, dina/cm, y se denotan por el símbolo  $\sigma$  (Bastidas, 2013).

A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad. Si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual, fluirá más fácilmente.

#### 2.3.2.2 Presión Capilar

Es la diferencia de presión existente entre las fases no mojante y la mojante. Matemáticamente se define de la siguiente manera:

Para un sistema de agua-petróleo:

$$P_{cwo} = P_o - P_w \quad \text{Ec. ( 7 )}$$

Para un sistema de gas-petróleo:

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad \text{Ec. ( 8 )}$$

Para un sistema de gas-agua:

$$P_{cgw} = P_g - P_w \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde:

$P_o$ : Presión de petróleo

$P_g$ : Presión de gas

$P_w$ : Presión de agua

Por lo tanto, la presión capilar puede ser positiva o negativa dependiendo de la preferencia de mojabilidad. La fase mojante tendrá siempre la presión más baja.

Las fuerzas capilares presentes en un yacimiento de petróleo dependen de la tensión interfacial, de la geometría y tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema, y son realmente las fuerzas retentivas que impiden el remover todo el petróleo del yacimiento.

**a) Curvas de presión capilar drenaje e imbibición**

- Drenaje. Proceso de flujo de fluidos en el cual la saturación de la fase no-mojante incrementa.
- Imbibición. Proceso de flujo de fluidos en el cual la saturación de la fase mojante incrementa.

A continuación, se muestran los procesos de drenaje e imbibición asociados a las curvas de presión capilar (Figura. 17).

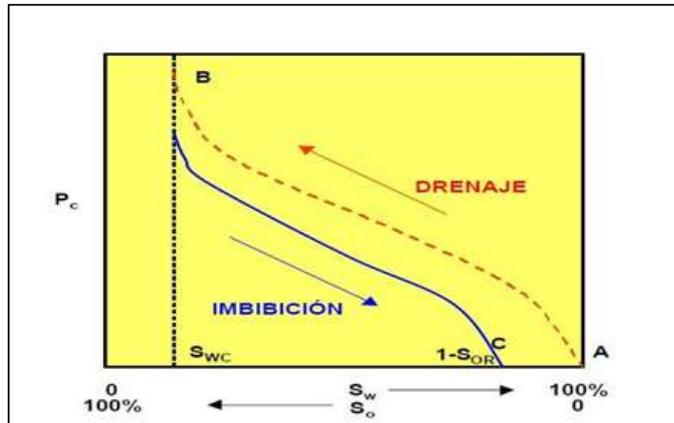


Figura. 17.- Curva de presión capilar en procesos de drenaje e imbibición.

FUENTE: (Bastidas , 2013)

- La curva que comienza en el punto A, con la muestra saturada 100% de agua, la cual es desplazada por petróleo, representa el proceso de drenaje.
- En el punto B o de saturación de agua connata existe una discontinuidad aparente en la cual la saturación de agua no puede ser reducida más (saturación irreducible), a pesar de la presión capilar que existe entre las fases. Si se tiene que el petróleo se desplaza con el agua, el resultado es la curva de imbibición. La diferencia entre los dos procesos se debe a la histéresis del ángulo de contacto.
- Cuando la saturación de agua ha crecido a su máximo valor, la presión capilar es cero (punto C). en este punto la saturación residual de petróleo no puede ser reducida a pesar de las diferencias de presión capilar entre el agua y el crudo.

#### b) Métodos para calcular la presión capilar

Existen diferentes métodos a través de los cuales se puede determinar la presión capilar, algunos de ellos son:

- Método de inyección de mercurio.
- Método del plato o diafragma poroso.
- Método de alta velocidad centrifuga.

El Método de Inyección de Mercurio consiste en inyectar mercurio en la roca incrementando lentamente los valores de presión. La cantidad de líquido inyectado en cada incremento de la presión se registra y se presenta como una curva capilar.

Los métodos de diafragma o plato poroso y de alta velocidad de centrifuga suministra valores exactos sin destruir el núcleo. Sin embargo, el tiempo requerido para estas medidas puede ser de horas o días.

### 2.3.2.3 *Mojabilidad*

Es la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. Considerando un sistema agua-petróleo-sólido, las energías de superficie están relacionadas mediante la siguiente ecuación de Young-Dupre:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c \quad \text{Ec. ( 10 )}$$

Donde:

$\sigma_{os}$ : energía interfacial entre el petróleo y el sólido (dinas/cm)

$\sigma_{ws}$ : energía interfacial entre el agua y el sólido (dinas/cm)

$\sigma_{ow}$ : energía interfacial entre el petróleo y el agua (dinas/cm)

$\theta_c$ : ángulo de contacto entre las interfaces petróleo-agua-sólido (grados)

Si  $\sigma_{ws} \geq \sigma_{os}$  la roca esta mojada por agua.

Si  $\sigma_{os} \geq \sigma_{ws}$  la roca esta mojada por petróleo.

Las energías interfaciales petróleo-sólido o agua-sólido no pueden medirse directamente. Sin embargo, el ángulo de contacto y la tensión interfacial petróleo-agua pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto permite definir que fluido moja a la superficie sólida. Como se observa en la (Figura. 18) si  $\theta_c$  medido a través de la fase de agua es menor a  $90^\circ$  la roca es mojada por el agua, si  $\theta_c$  es mayor a  $90^\circ$  la roca es mojada por el petróleo. Cuando los ángulos de contacto son cercanos a  $0^\circ$  y a  $180^\circ$  se considera que la roca es mojada fuertemente por el agua y el

petróleo respectivamente. Los ángulos cercanos a  $90^\circ$  determinan igual preferencia de la roca a ser mojada por agua que por petróleo.

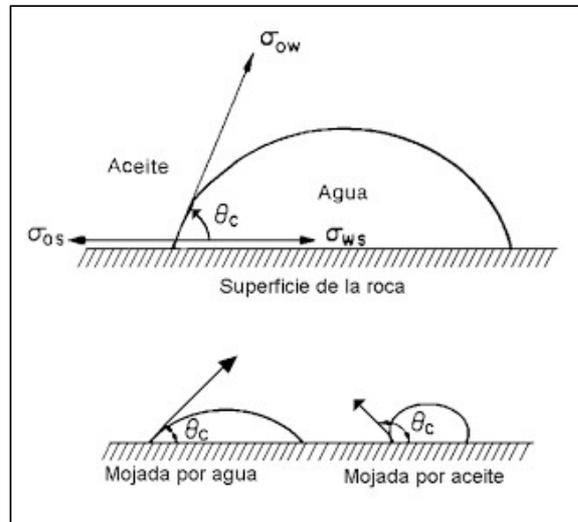


Figura. 18.- Mojabilidad de un sistema petróleo-agua-sólido.

FUENTE: (Patro, 2009)

Si la roca se encuentra mojada por el agua el petróleo tiende a desplazarse más fácilmente, debido a que la fase mojante trata de ocupar los poros más pequeños mientras que la fase no-mojante invade los canales abiertos, por lo que la fase mojante frecuentemente tiene baja movilidad. En la (Figura. 19) se observa la mojabilidad de la roca.

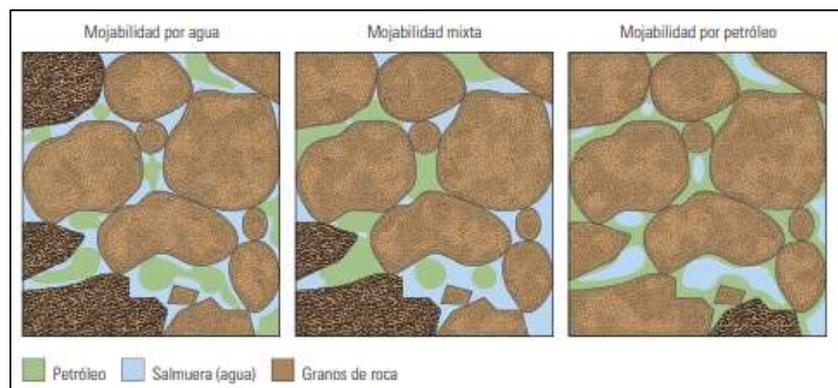


Figura. 19.- Mojabilidad en los poros

FUENTE: (Abdallah, 2007)

## 2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

Los fluidos están clasificados de manera general como gases y líquidos. Dependiendo de la presión y temperatura a la cual este sometido el fluido, puede existir como gas o líquido. A continuación, se detallan las propiedades de los fluidos más relevantes presentes en los yacimientos

### 2.4.1 Relación Gas-Petróleo en solución (Rs)

La solubilidad del gas en un crudo (Rs) o relación gas-petróleo en solución está dada por los pies cúbicos normales de gas (PCN) en solución en un barril normal (BN) de crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura (ecuación 12).

$$R_s = \frac{\text{Vol. gas en solución @ } P \text{ y } T}{\text{Barril de petróleo @ } 14,7 \text{ lpca y } 60 \text{ } ^\circ\text{F}} \frac{\text{PCN}}{\text{BN}} \quad \text{Ec. ( 11 )}$$

A continuación, se muestra el comportamiento de la solubilidad del gas con respecto a la presión del yacimiento (Figura. 20).

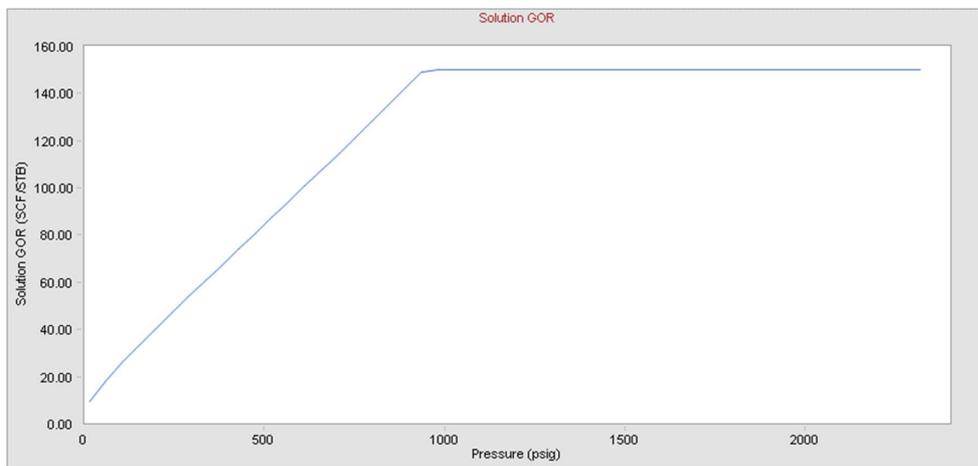


Figura. 20.- Comportamiento de GOR versus Presión de Yacimiento.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

## 2.4.2 Factor volumétrico del petróleo ( $\beta_0$ )

Es el volumen de la masa de petróleo a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen de la misma masa a condiciones de superficie. El volumen de petróleo es menor en superficie comparado con el volumen de petróleo de la formación debido a diversos factores (ecuación 13).

Uno de los factores que más influye en el  $\beta_0$  es la cantidad de gas que viene de solución cuando la presión y la temperatura caen de las condiciones del yacimiento a condiciones de superficie.

$$\beta_0 = \frac{\text{Barriles de crudo saturado con gas @ } P \text{ y } T}{\text{Barriles de crudo @ } 14,7 \text{ lpca y } 60 \text{ } ^\circ\text{F}} \frac{BY}{BN} \quad \text{Ec. ( 12 )}$$

El comportamiento del factor volumétrico del petróleo con respecto a la presión se observa en la siguiente grafica (Figura. 21).

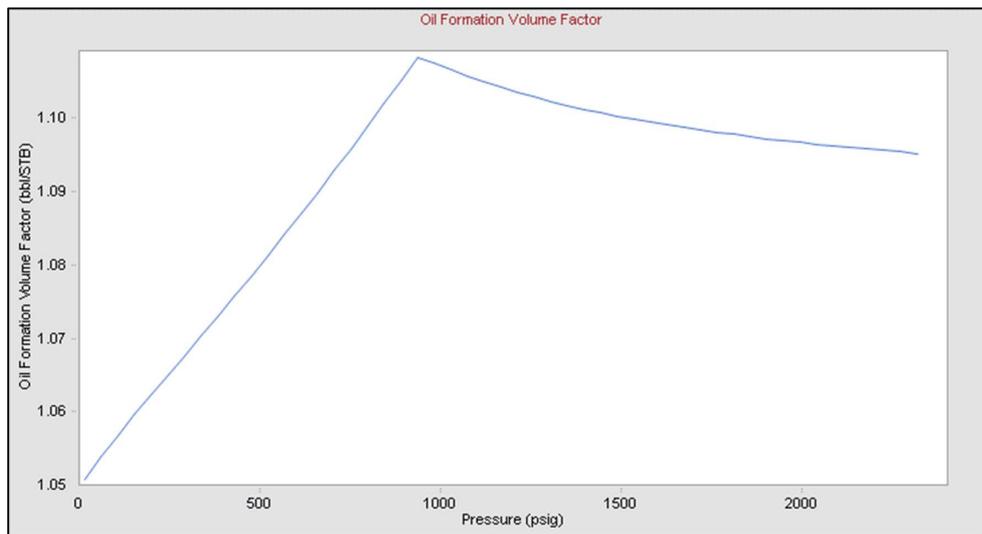


Figura. 21.- Comportamiento del factor volumétrico de petróleo del yacimiento.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

El factor volumétrico del petróleo tiene en cuenta el efecto de la presión, temperatura y el gas en solución sobre el volumen del crudo. Regularmente  $\beta_0 > 1$  pero puede ser menor que

uno en el caso de crudos con muy poco gas en solución sometidos a altas presiones y temperaturas moderadas.

### 2.4.3 Factor volumétrico del gas ( $\beta_g$ )

El factor volumétrico del gas, se define como el volumen en barriles (o pies cúbicos) que un pie cúbico normal de gas ocupará como gas libre en el yacimiento a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes. Este factor se puede obtener mediante la siguiente ecuación (14).

$$\beta_g = \frac{\text{Volúmen de gas libre @ } P \text{ y } T}{\text{Volúmen de gas libre @ } 14,7 \text{ lpca y } 60^\circ F} \frac{PCY}{PCN} \quad \text{Ec. ( 13 )}$$

### 2.4.4 Factor volumétrico total ( $\beta_t$ )

El factor volumétrico total o bifásico, se define como el volumen en barriles que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más el gas originalmente (inicialmente) en solución. Es decir, incluye el volumen líquido,  $\beta_o$  más el volumen de la diferencia entre la razón gas-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento. Se puede obtener mediante las siguientes ecuaciones:

$$\beta_t = \frac{\text{Volúmen de (pet + gas dis + gas lib de Pb a P) @ } P \text{ y } T}{\text{Volúmen de petróleo @ } 14,7 \text{ lpca y } 60^\circ F} \frac{BY}{BN} \quad \text{Ec. ( 14 )}$$

$$\beta_t = \beta_o + (R_{si} - R_s) * \beta_g \quad \text{Ec. ( 15 )}$$

Donde:

$\beta_o$  = Factor volumétrico del petróleo, (BY/BN).

$R_{si}$  = Razón gas disuelto-petróleo a la  $P_b$ , (PCN/BN).

$R_s$  = Razón gas disuelto-petróleo a la presión de interés, (PCN/BN).

$\beta_g$  = Factor volumétrico del gas, (PCN/BN).

## 2.4.5 Viscosidad del Petróleo

Es una propiedad física interna de los fluidos, interfiere en la fluidez del petróleo en un medio poroso o líneas de transporte. Se define como la resistencia que ejerce un fluido para fluir, causada por la fricción interna entre sus moléculas restringiendo el movimiento.

La viscosidad del petróleo tiende a variar por:

- Composición del petróleo
- Gas disuelto
- Presión
- Temperatura

Su unidad de medida está dada en centipoise (cp) ( $\text{gr/cm}^*\text{seg}$ ) y se lo representa ( $\mu_o$ ).

Para determinar la viscosidad del petróleo existen los métodos de laboratorio, prueba PVT y mediante análisis matemático asumiendo un petróleo muerto (sin gas disuelto) para luego corregirlas mediante las correlaciones de Beal's, Beeg- Robinson y Glaso's.

A continuación, se muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo con relación a la presión (Figura. 22).

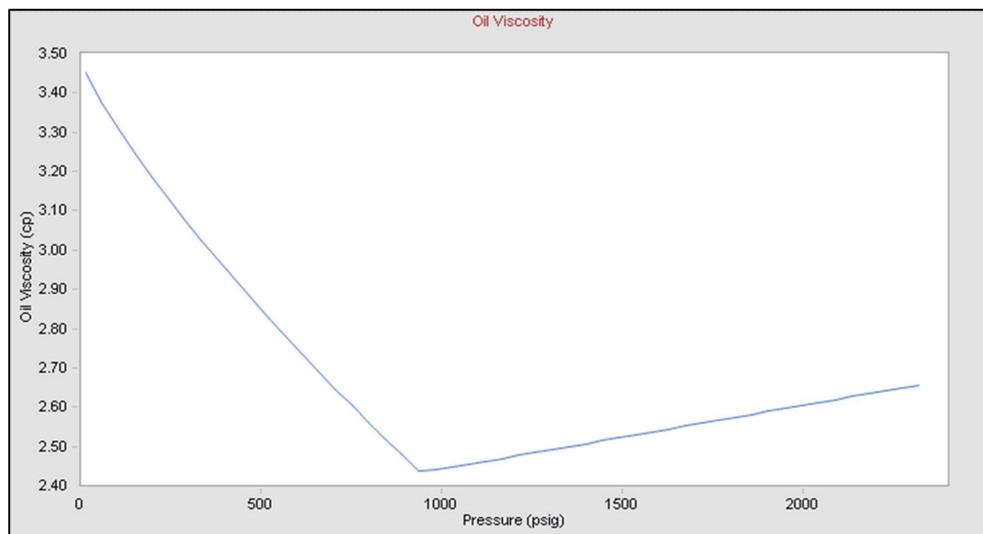


Figura. 22.- Comportamiento de la viscosidad del petróleo del pozo candidato.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

#### 2.4.6 Compresibilidad

La compresibilidad de una sustancia se define como el cambio unitario de volumen con presión a temperatura constante. En el caso del petróleo se tiene que:

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_t \quad \text{Ec. ( 16 )}$$

Donde:

P: Presión, lpc

V<sub>o</sub>: Volumen

C<sub>o</sub>: Compresibilidad del petróleo, 1/lpc

Se antepone el signo negativo a la ecuación para que C<sub>o</sub> sea positivo ya que el término diferencial es negativo. Usando diferencias finitas, la ecuación puede escribirse en la forma siguiente:

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left( \frac{V_{o1} - V_{o2}}{p_1 - p_2} \right) = \frac{1}{\beta_{o1}} \left( \frac{\beta_{o1} - \beta_{o2}}{p_1 - p_2} \right) \quad \text{Ec. ( 17 )}$$

#### 2.4.7 Presión de Burbuja

La presión de burbujeo también se denomina presión de saturación y es la presión a la que el crudo líquido libera las primeras burbujas disueltas previamente en él. La presión de burbuja se puede determinar mediante pruebas de expansión de laboratorio, que pueden determinar el contenido de gas en el fluido del yacimiento (Paris de Ferrer, 2010).

#### 2.4.8 Gravedad API

El Instituto Americano del Petróleo (API siglas en inglés) permite caracterizar los tipos de crudo desde ligeros, pesados y extra-pesados, se lo relaciona con la gravedad específica del petróleo y una constante estándar.

De acuerdo a la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{SG}} - 131,5 \quad \text{Ec. ( 18 )}$$

Donde:

$^{\circ}\text{API}$ = Grados API del Petróleo

SG= Gravedad específica del petróleo

Clasificación de los crudos en base a su gravedad API, se expresa en la siguiente tabla

Tabla. 2.- Gravedad  $^{\circ}\text{API}$  del crudo  
FUENTE: (Paris de Ferrer, 2010)

Tipo de Crudo	Gravedad
Extrapesado	$^{\circ}\text{API} < 10$
Pesado	$10 < ^{\circ}\text{API} < 21,9$
Mediano	$22 < ^{\circ}\text{API} < 29,9$
Liviano	$30 < ^{\circ}\text{API} < 40$

## 2.5 CONCEPTOS DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN

### 2.5.1 Análisis Nodal

Análisis nodal se define como la interacción de seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, para analizar la performance de un sistema a partir de cada uno de sus componentes (Hirschfeldt, 2009). Las ubicaciones más usadas para los nodos se visualizan en la siguiente imagen (Figura. 23).

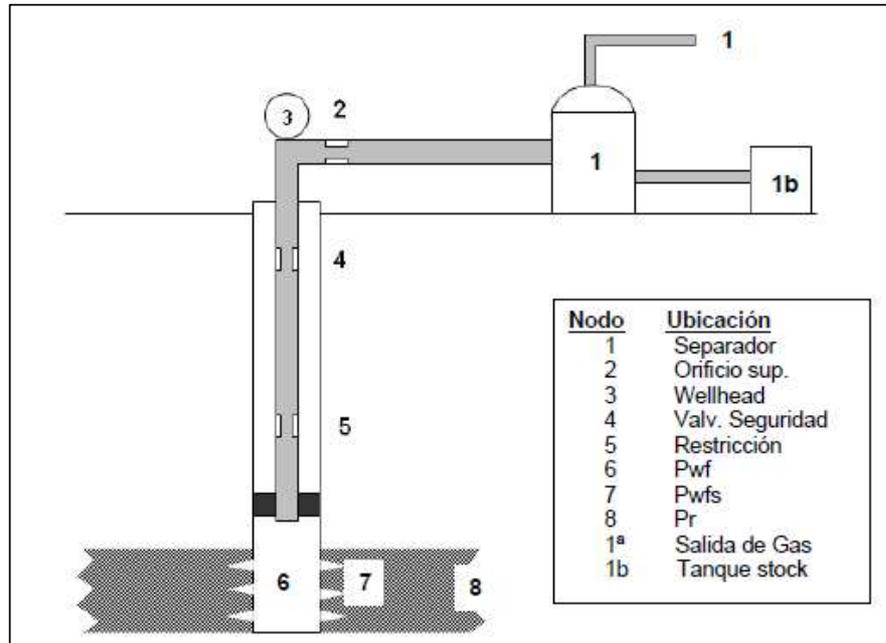


Figura. 23.- Ubicación de nodos más usadas

FUENTE: (Hirschfeldt, 2009)

los componentes existentes hacia arriba del nodo (Upstream) forman parte de la entrada del fluido (Inflow section), y los componentes que se encuentran hacia abajo del nodo (Downstream) serán parte de la sección de salida del fluido (Outflow section).

### 2.5.2 Curvas de oferta (IPR) y demanda (VLP) de energía del pozo

Se denomina curva de oferta (Inflow Curve) a la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción y curva de demanda (Outflow Curve) a la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción (Figura. 24).

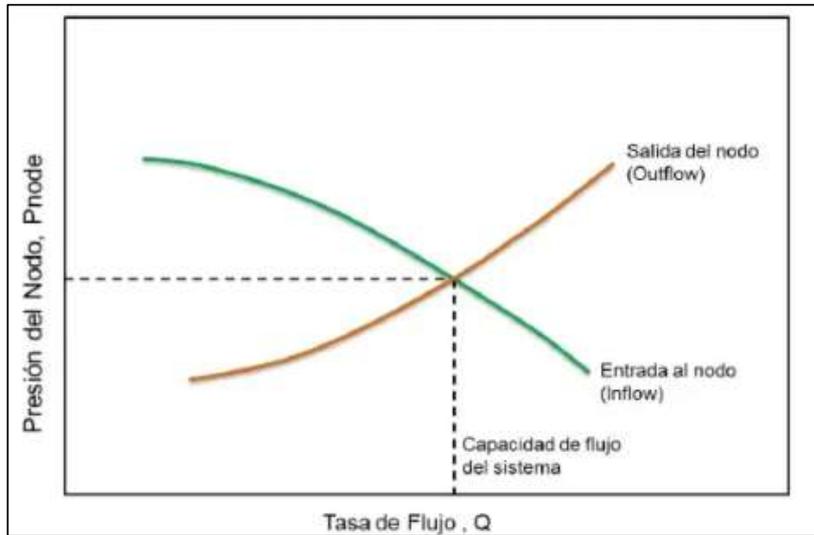


Figura. 24.- Curvas de representación del Inflow y Outflow

FUENTE: (Jacome, 2018)

### 2.5.3 Índice de productividad (J)

El índice de productividad es un parámetro muy usado del yacimiento, además es un indicador de la capacidad de producción de un pozo (La Comunidad Petrolera, 2010), se lo simboliza con la letra J y está definida por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad \text{Ec. ( 19 )}$$

Donde:

J = Índice de Productividad (Bl/psi)

Q = Caudal de Petróleo (Bl)

$P_r$  = Presión del reservorio (psi)

$P_{wf}$  = Presión de Fondo fluyente (psi)

### 2.5.4 Curva IPR

La curva IPR o relación del desempeño del Influjo, se define como la función entre el caudal de producción y la presión de fondo fluente (Figura. 25). El IPR se establece como el flujo completamente abierto en el pozo ( $Q_{max}$ ), mientras que el caudal a la presión promedio del yacimiento en fondo, es siempre cero (Jami, 2019). La curva del IPR se determinan por los siguientes métodos: el método de Vogel, Standing, Fetkovich, Jones, Blount y Glaze.

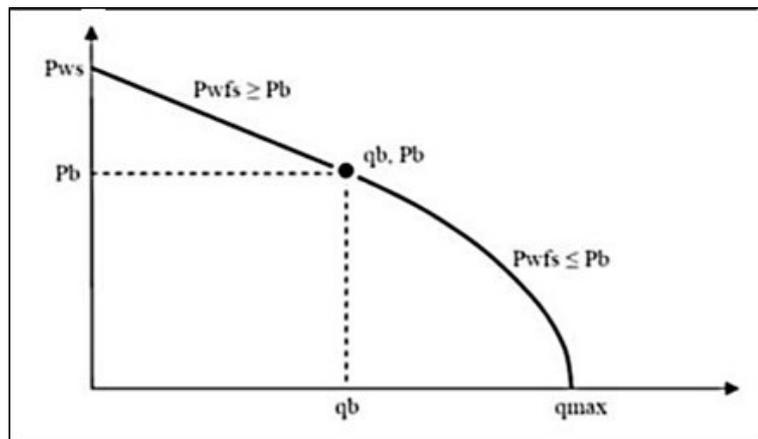


Figura. 25.- curva IPR combinado para yacimientos Sub saturados

FUENTE: (Jami, 2019)

### 2.5.5 Ecuación de Vogel

Vogel en 1968 para determinar la curva de IPR para yacimientos con empuje de gas disuelto y flujo por debajo de la presión de burbuja, dio la siguiente ecuación general (Jami, 2019).

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{w_{fj}}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{w_{fj}}}{P_r} \right)^2 \quad \text{Ec. ( 20 )}$$

Donde:

$q_o$ : Caudal de Petróleo a la presión de fondo fluente (Bls)

$q_{o_{max}}$ : Caudal de Petróleo máximo (Bls)

$P_r$ : Presión del reservorio (psi)

$P_{wf}$ : Presión de Fondo fluyente (psi)

Para la aplicación de la ecuación de Vogel, se deben considerar los siguientes puntos:

- Este procedimiento no debe ser considerado correcto para otro tipo de mecanismo de producción, sólo para expansión por gas disuelto.
- Este procedimiento es para dos fases: petróleo y gas únicamente
- Valido para pozos sin daño, es decir cuando la eficiencia de flujo  $EF = 1$

## 2.6 ACUÍFERO

Se puede definir como la cantidad de agua depositada sobre la roca subyacente en contacto con la acumulación de hidrocarburos. Los acuíferos pueden ser grande, mediana o pequeña, lo que significa que puede tener una variedad de tamaños.

También notamos que, dependiendo de la disponibilidad de la fuente de suministro continuo de agua, podemos encontrar lo siguiente: cerradas y no cerradas

En un acuífero confinado, el agua permanece atrapada entre las capas de roca impermeable o entre las grietas de la formación rocosa. Esta agua podría encontrarse almacenarse a presión. Sin embargo, en aguas subterráneas no restringidas, el agua no se almacena bajo presión porque no está encapsulada en la roca. Si se cavara un pozo, habría que bombear el agua a la superficie.

Los acuíferos se clasifican según su ubicación en relación con el depósito de agua. Por lo tanto, se considera que los acuíferos laterales o de flanco son aquellos ubicados en la periferia de la formación, mientras que los acuíferos de fondo se consideran los que se encuentran debajo de la formación de producción (Carreño & Zarate, 2014).

### 2.6.1 Acuífero Lateral

En acuíferos laterales el agua se mueve hacia el reservorio desde la parte más baja de la estructura. En este tipo de yacimiento las formaciones son más delgadas que los que tienen acuífero de fondo. En estos acuíferos a menudo son invadidos por agua más rápidamente que el acuífero de fondo. Estos pueden acercarse a un sistema lineal y generalmente son el resultado de entrapamiento por fallas (Figura. 26.- Acuífero Lateral.).

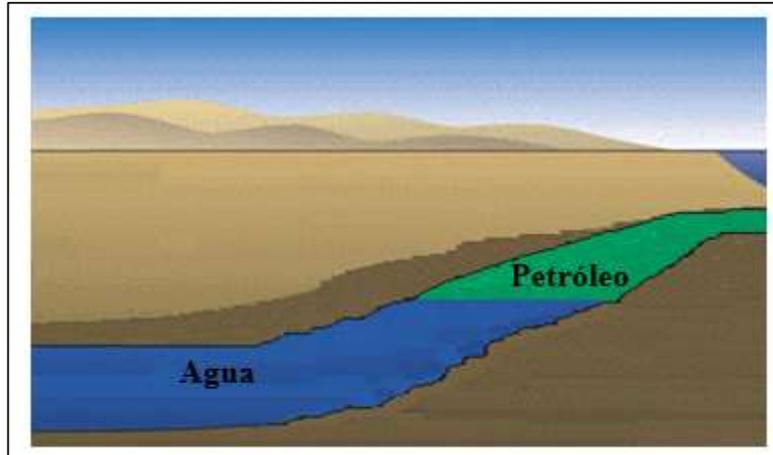


Figura. 26.- Acuífero Lateral.

FUENTE: (Carreño & Zarate, 2014)

### 2.6.2 Acuífero de Fondo

En estos acuíferos, la formación tiene un alto espesor con suficiente permeabilidad vertical (al menos en la parte inferior del reservorio para que el agua pueda moverse vertical o perpendicularmente a la orientación de los granos) (Figura. 27).

La conificación del agua tiende a ocurrir en este tipo de reservorios debido a la permeabilidad vertical. Este grave problema tiende a evitar que el flujo de petróleo se mueva hacia el pozo ya que la relación de movilidad favorece el agua. Esta desventaja, sin embargo, se puede solucionar cerrando el pozo por intervalos de tiempo definidos y luego reabriéndolo para lograr la desaparición temporal del cono de agua y la normalización del contacto agua-aceite. Este tipo de agua subterránea se aproxima a sistemas radiales como anticlinales y domos.

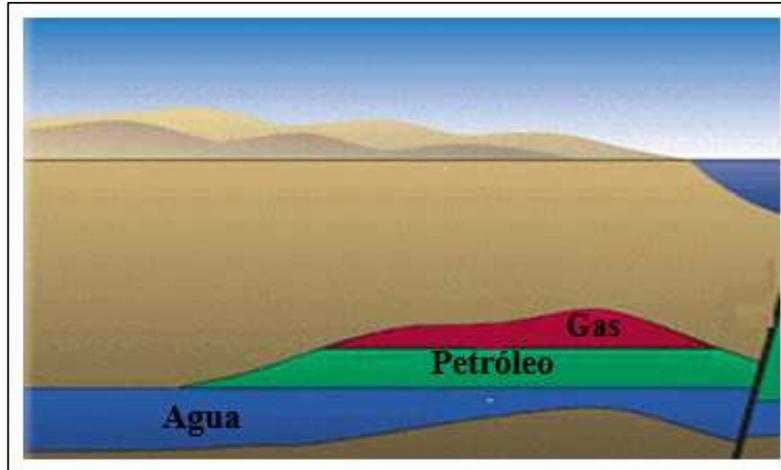


Figura. 27.- Acuífero de Fondo.

FUENTE: (Carreño & Zarate, 2014)

## 2.7 AGUA DE PRODUCCIÓN

### 2.7.1 Origen del agua de producción

Todas las compañías de petróleo presentan problemas debido a la producción de agua, se estima que se produce por cada barril de petróleo un promedio de tres barriles de agua. En consecuencia, las compañías gastan miles de millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua no deseada. Por ende, en muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y aumentar de la producción de hidrocarburos (Bailey Bill, 2000).

La producción de agua afectará todo el ciclo de vida del campo petrolero y, en consecuencia, pasará por las etapas de exploración, producción y abandono del pozo. Es muy importante hacer mención que cuando se extrae petróleo de un reservorio, en algún momento el agua procedente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se combina y es producida junto con el petróleo.

En los yacimientos petroleros la presencia de agua de formación se encuentra presente en su totalidad, debido que es el flujo más abundante presente en ellos, por lo tanto, en la producción de un pozo es esencial distinguir cuando este fluido es desfavorable o sustancialmente aceptable

Para establecer cuándo la producción de agua es aceptable o no, se debe hacer referencia a los términos agua buena y agua mala que expresan dicha situación.

### **2.7.2 Características del agua de producción**

Las propiedades físico-químicas del agua se modifican según la ubicación geográfica del campo. Las propiedades del agua de formación se dan debido, que este fluido ha tenido contacto por miles de años con la formación geológica y puede variar en los diferentes sitios de un mismo reservorio.

### **2.7.3 Tipos de Agua**

Hay agua en todos los campos petroleros, el agua es abundante, pero hay líquidos (agua) de mejor calidad que otros.

#### **2.7.3.1 Agua de barrido**

Proviene de pozos de inyección o acuíferos activos que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de aguas es una parte esencial de la gestión del reservorio y puede ser un factor determinante de la productividad final de las reservas y de los pozos.

#### **2.7.3.2 Agua buena**

Es el agua producida en el pozo a una tasa por debajo del límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Este es el resultado inevitable del agua que fluye a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. Se considera agua buena cuando el petróleo y el agua fluyen a través de toda la matriz de la formación.

#### **2.7.3.3 Agua mala**

Se puede definir como agua producida dentro del pozo que no produce petróleo, o cuando la producción de petróleo es insuficiente para compensar los costos asociados con el manejo del agua, es decir, es agua producida excede el límite económico.

## 2.7.4 Causas que originan la Producción de Agua

Los problemas de producción de agua se pueden dividir en dos categorías: problemas relacionados con los pozos y problemas relacionados con los embalses.

Estas razones se describirán a continuación:

### 2.7.4.1 Problemas asociados al pozo

a) Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras.

La filtración en el revestidor, la tubería o el empaquetador permite que el agua de las áreas de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. Las soluciones comunes incluyen la inyección forzada de líquido de sellado y el uso de tapones de cemento empaquetadores para un cierre mecánico, aunque también se pueden utilizar reparaciones. Cuando existan estos problemas, es mejor aplicar tecnología de cegado de agua dentro del revestidor. En la (Figura. 28) se puede observar este tipo de problema.

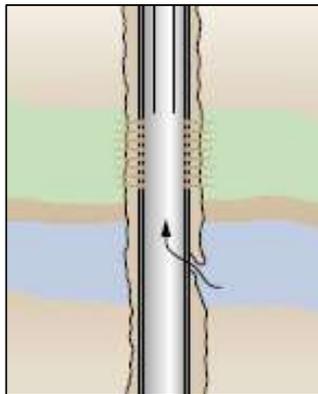


Figura. 28.- Filtraciones en el revestidor, la tubería de producción o en el empaedor.

FUENTE: (Bailey Bill, 2000)

b) Flujo canalizado detrás del revestidor.

Las fallas en la cementación inicial provocarán la conexión del acuífero a la capa de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya detrás del revestimiento e invada el espacio anular. La segunda razón puede ser la formación de un vacío detrás del revestidor cuando se genera arena. La solución principal es utilizar un fluido de obturación, que puede ser

un cemento de alta resistencia, un fluido a base de resina colocado en el espacio anular o un fluido a base de gel de baja resistencia colocado en la formación para evitar el flujo interno (Figura. 29).

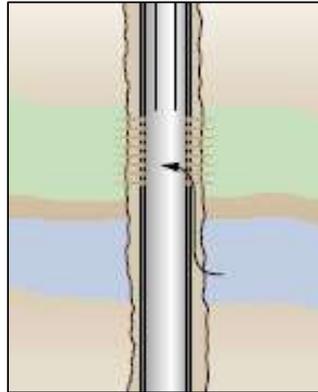


Figura. 29.- Flujo canalizado detrás del revestidor.

FUENTE: (Bailey Bill, 2000)

#### 2.7.4.2 Problemas asociados al yacimiento

##### a) Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor

En formaciones naturalmente fracturadas en recuperación por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno suele ocurrir cuando el sistema de fractura se extiende, dejando atrás los hidrocarburos que se encuentran en la matriz de formación (Figura. 30).

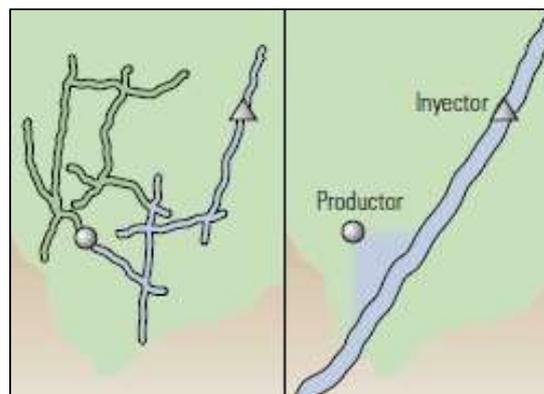


Figura. 30.- Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor.

FUENTE: (Bailey Bill, 2000)

b) Fracturas o fallas desde una zona de agua

En este tipo de problema el agua se puede canalizar a través de fracturas naturales que interceptan un área de agua que se encuentra, tanto por encima como por debajo del área de interés, aunque también podría ocurrir cuando se realiza una fractura hidráulica en los alrededores del pozo, provocando que la fractura penetre en la zona de agua, provocando una disminución en la producción del pozo (Figura. 31).

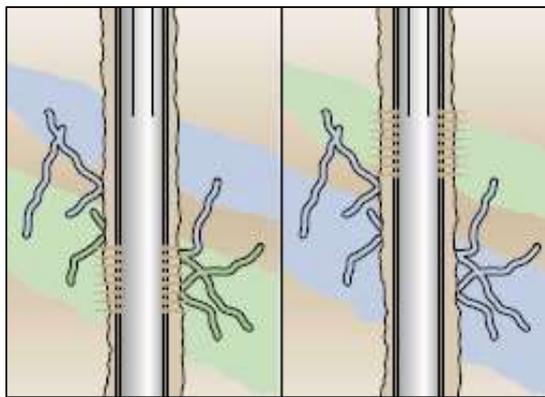


Figura. 31.- Fracturas o fallas desde una zona de agua.

FUENTE: (Bailey Bill, 2000)

c) Conificación o formación de cúspide

Los problemas de conificación en los pozos suelen ser el resultado de una alta productividad, altas diferencias de presión y una alta permeabilidad vertical cerca del pozo de producción (Figura. 32).

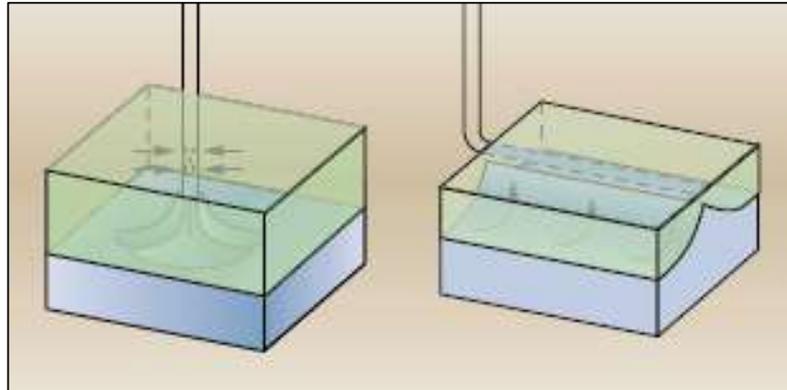


Figura. 32.- Conificación o formación de cúspide.

FUENTE: (Bailey Bill, 2000)

## 2.8 DIAGNÓSTICO DE LA PROCEDENCIA DEL AGUA

El diagnóstico del origen del agua es un tema muy importante que en la mayoría de los casos permite identificar la causa del problema asociado a la producción de agua. En los casos se han realizado interpretaciones erróneas, como diagnosticar la elevación del contacto Agua-Petróleo, que puede llevar al abandono prematuro de un reservorio.

La fuente del agua perjudicial puede estar indicada por ciertas condiciones inherentes al reservorio o por problemas existentes cerca del pozo. En general, la causa más crítica es el flujo cercano al pozo. Sin embargo, debido a que está relacionado con la completación del pozo, sigue siendo una de las causas con más opciones de tratamiento. Se han desarrollado varias técnicas para diagnosticar el origen del agua, incluido el método Chan y el método Ramos (Soto Castillo, 2015).

### 2.8.1 Método de Chan

K. S. Chan en el año 1995 desarrolla una metodología que se basa en la construcción de gráficos doble algorítmicos donde representa la Relación Agua-Petróleo (RAP) y su derivada (RAP') en función del tiempo, basándose en estos gráficos que adjuntan la producción histórica de flujo de petróleo, agua y gas por periodos completos, logra determinar si existe o no aumento de la producción de agua mediante numerosos estudios de simulación de yacimientos. A continuación, se muestra la respuesta simulada de los casos tomados en cuenta para este proceso:

Si se observa que la curva de la derivada ( $RAP'$ ) disminuye con el tiempo, entonces estaríamos hablando de una conificación (Figura. 33).

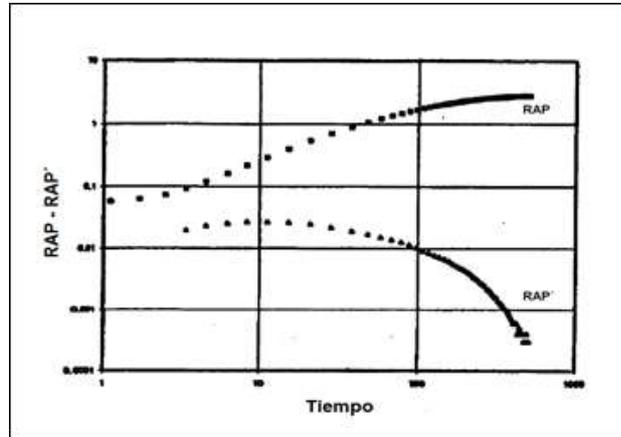


Figura. 33.- Patrón de Conificación según K. S. Chan.

FUENTE: (Chan, 1995)

Aumento abrupto de ambas curvas  $RAP$  y  $RAP'$ , indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas de comunicación mecánica (Figura. 34).

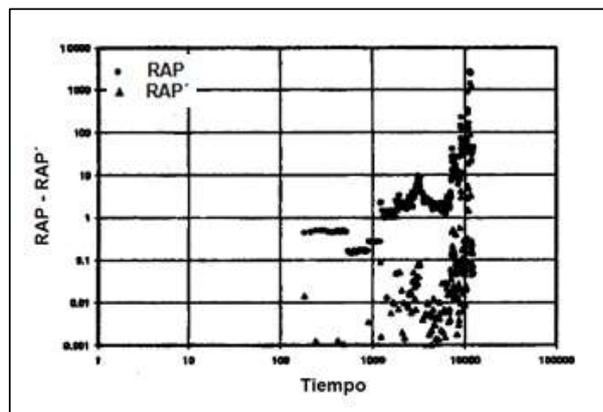


Figura. 34.- Patrón de Comunicación Mecánica según K. S. Chan.

FUENTE: (Chan, 1995)

El siguiente caso muestra un comportamiento de canalización o adedamiento, este fenómeno se observa comúnmente en yacimientos estratificados (Figura. 35).

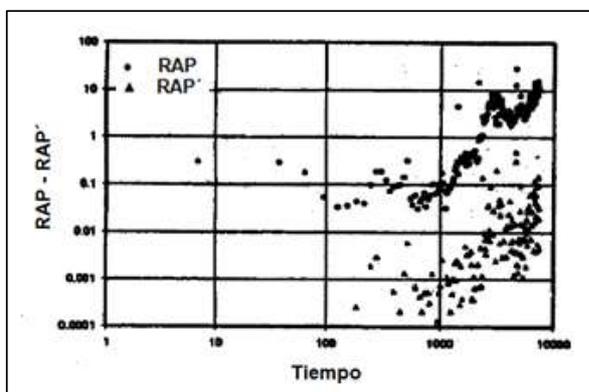


Figura. 35.- Patrón de canalización según K. S. Chan.

FUENTE: (Chan, 1995)

Por último, en este grafico se representa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua (corte de agua > 60 %) (Figura. 36).

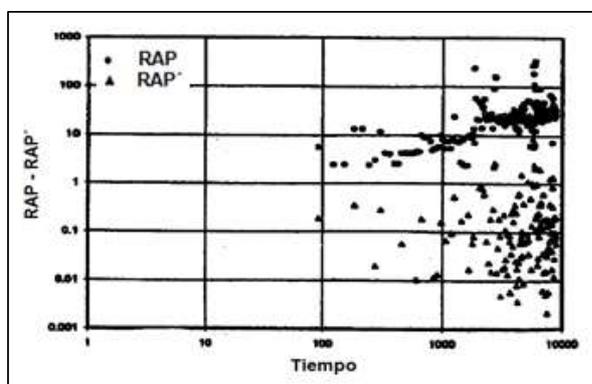


Figura. 36.- Patrón de Avance Normal según K. S. Chan.

FUENTE: (Chan, 1995)

Cabe señalar que las curvas de Chan son una técnica cualitativa y por lo tanto se debe tener cuidado en la realización de diagnósticos, por lo que el proceso de depuración de los datos de producción es un punto fundamental para identificar con la mayor certeza posible el origen del agua presente en el pozo. Se recomienda no mezclar datos de períodos de producción natural con períodos de producción de levantamiento artificial, para seleccionar los períodos

de trabajo RA/RC como un período único en particular para el cálculo de la derivada, así como para detectar datos de producción incorrectos, que puede distorsionar el comportamiento de la curva derivada.

El ingeniero encargado de realizar esta tarea debe tener amplio conocimiento de características del yacimiento como su estratigrafía, mecanismo de producción predominante, entre otros, al igual que en caso de diagnosticar una comunicación mecánica, dicha afirmación debe ser fundamentada tanto por un análisis del registro de cemento del pozo, como también por un análisis del comportamiento del nivel dinámico de fluido en el pozo. Otro punto importante es que últimamente se acostumbra a generar una curva tendencia, tanto para la RAP como para la RAP', con la finalidad de visualizar con mayor facilidad el comportamiento de dichas variables, esa técnica tiene una desventaja y es que, por lógica matemática, el comportamiento de dicha tendencia estará afectada por el comportamiento histórico de la RAP y RAP', siendo esto un inconveniente cuando se requiere diagnosticar un período de producción en específico. En la siguiente tabla se muestra la manera se cómo generan los datos necesarios para la construcción de las gráficas de Chan:

Tabla. 3.- Procedimiento para la construcción de los gráficos de Chan

FUENTE: (Chan, 1995)

Tiempo (días)	RAP	RAP' (RAP derivada)
T <sub>1</sub>	RAP <sub>1</sub>	
T <sub>2</sub>	RAP <sub>2</sub>	$\frac{RAP_2 - RAP_1}{T_2 - T_1}$
T <sub>3</sub>	RAP <sub>3</sub>	$\frac{RAP_3 - RAP_2}{T_3 - T_2}$
T <sub>n</sub>	RAP <sub>n</sub>	$\frac{RAP_n - RAP_{n-1}}{T_n - T_{n-1}}$

### 2.8.2 Método de Ramos

El método de Ramos es un método cuantitativo, que se basa en calcular la pendiente del RAP y el RAP derivado en función del tiempo transcurrido desde la ruptura del agua. Calculando el valor de la pendiente y tomando como guía el comportamiento de las curvas Chan, es posible diagnosticar el origen del agua. La ecuación por la cual Ramos relacionó el RAP con el tiempo es la siguiente:

$$RAP = n(t - t_{bt})^m \quad \text{Ec. ( 21 )}$$

$$RAP' = \frac{\partial RAP}{\partial (t - t_{bt})} = mn(t - t_{bt})^{m-1} \quad \text{Ec. ( 22 )}$$

En caso de no poseer el valor de RAP directamente en función del tiempo, Ramos relacionó el agua producida ( $W_p$ ) y el petróleo acumulado producido ( $N_p$ ), para entonces calcularla a través de la siguiente ecuación:

$$Wp = a(Np - N_{bt})^b \quad \text{Ec. ( 23 )}$$

$$RAP = \frac{\partial Wp}{\partial Np} = ab(Np - N_{bt})^{b-1} \quad \text{Ec. ( 24 )}$$

Para el valor de tiempo de ruptura ( $t_{bt}$ ), se emplea especialmente en casos de inyección de agua, en caso que el yacimiento contenga un fuerte empuje hidráulico, este valor puede asumirse como cero o simplemente tomar el tiempo en cuanto comience el aumento progresivo del corte agua.

La metodología empleada por el método de Ramos para el diagnóstico del origen del agua, intenta simplemente calcular el valor de la constante ( $m$ ) de la ecuación 22, para eso, la ecuación de potencial referida debe expresarse de manera lineal para poder representar gráficamente en escala cartesiana, aplicando las propiedades del logaritmo, la ecuación resultante es la siguiente:

$$\log(RAP) = \log(n) + m \log(t - t_{bt}) \quad \text{Ec. ( 25 )}$$

Así que, al graficar  $\log(RAP)$  Vs  $\log(t - t_{bt})$ , la pendiente de dicha recta como se observa en la ecuación 24, será (m), la cual se puede calcular mediante la técnica de mínimos cuadrados, otra manera más sencilla, es usar el paquete Microsoft Office Excel, y generar una gráfica de  $RAP$  Vs  $(t - t_{bt})$  en una escala logarítmica y realizar una regresión potencial ( $y = aX^b$ ), donde (b) será la pendiente (m).

Ramos detalla lo siguiente:

Si el valor de  $m > 1$  estaremos en presencia del fenómeno de canalización.

Si el valor de  $m < 1$  el fenómeno será conificación.

Estas afirmaciones podemos comprenderlas si analizamos la ecuación 22 y la ecuación 23. Sin embargo, la experiencia indica que no siempre estos rangos señalados por Ramos se cumplen, ya que en ciertos casos:

cuando  $0 < m < 1$  es avance normal.

cuando  $m < 0$  es conificación

cuando  $m > 1$  si corresponde con canalización.

## **2.9 TECNOLOGÍAS PARA EL CONTROL DE AGUA**

Una vez que se identifica el origen de la producción de agua, existen diferentes tecnologías para resolver la irrupción del agua y, por lo tanto, llevar a cabo su control. En este trabajo en particular, los tratamientos de control de agua se resaltan aplicando tecnologías químicas.

### **2.9.1 Soluciones mecánicas**

Son tecnologías empleadas para controlar la producción de agua, basados en la incorporación de equipos mecánicos dentro del pozo, ya sea a nivel de superficie o subsuelo, con la finalidad de reducir, controlar o eliminar la producción de agua, tales como: Tapones, empacaduras, completaciones duales o dobles, separadores de fondo (Hidrociclones),

perforación de pozos multilaterales. Para estos últimos equipos, usualmente se requieren modificaciones en la completación del pozo, lo cual eleva los costos (Velásquez, 2006).

### **2.9.2 Soluciones químicas**

Las soluciones con tratamientos químicos son utilizadas en la actualidad para modificar el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Es muy importante realizar una selección adecuada del fluido químico con el cual se va a trabajar para obtener una buena ejecución a la hora de controlar la irrupción del fluido indeseable, también se deben conocer sus características. Estos fluidos dependen de una colocación precisa y estricta, que aseguran que los reservorios en el área de producción de hidrocarburos no se vean comprometidos (Ortega, 2013).

En la actualidad, el uso de sistemas de soluciones con tratamientos químicos son las técnicas más utilizadas para llevar a cabo el control de la producción de fluidos no deseados en los yacimientos hidrocarburíferos. Además, muchos de estos sistemas han mostrado un comportamiento de reducción selectiva de la permeabilidad del agua sin afectar significativamente la permeabilidad del petróleo, lo que causó el interés de hacer este tipo de tratamientos en zonas productoras donde el agua y crudo no pueden ser aisladas.

El método más comúnmente utilizado para sellar los fluidos en el pozo es el cemento y en cuanto al yacimiento los polímeros entrecruzados u otro tipo de geles, sin embargo, también han sido propuestos los procesos con espumas, emulsiones, sólidos suspendidos, microorganismos y precipitados.

Los métodos químicos que van a ser aplicados en este trabajo son los siguientes:

#### ***2.9.2.1 Modificadores de permeabilidad relativa (MPR)***

Los modificadores de permeabilidad relativa son sistemas de polímeros de carácter hidrofílicos solubles en agua. Estos polímeros cuando se hidratan producen largas cadenas que libremente ocupan los espacios porosos de la roca (Figura. 37).

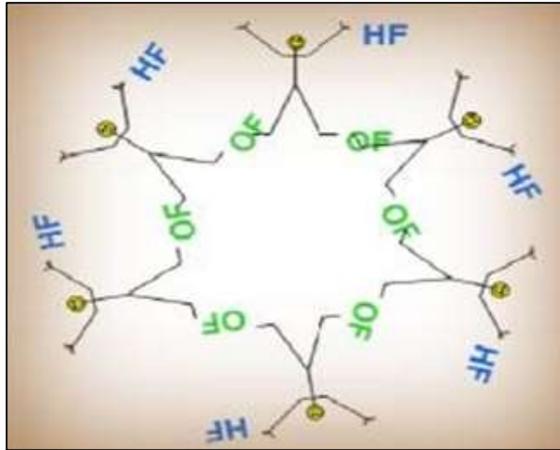


Figura. 37.- fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de petróleo

FUENTE: (Villegas, 2013)

Debido a su carácter hidrofílicos, tiende a tener una mayor atracción del agua y repelen el petróleo y, como resultado, ejercen una resistencia adicional al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo que a veces es positivo, siempre y cuando se determinen todas las características necesarias tanto en los sistemas de polímeros como en los fluidos del reservorio `para que actúen en forma positiva (Figura. 38).

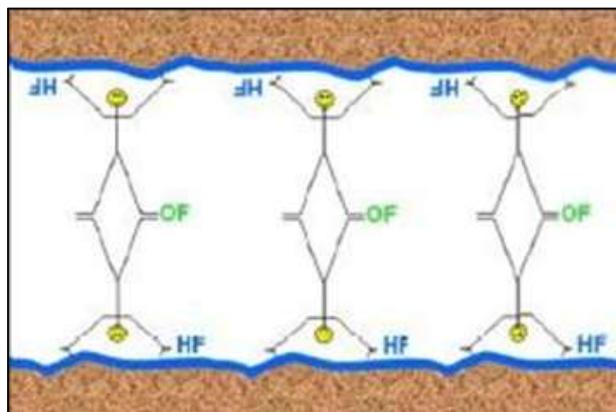


Figura. 38.- fuerza de resistencia al flujo de agua, mínimo efecto sobre el flujo de petróleo

FUENTE: (Villegas, 2013)

**a) Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa antes y después del tratamiento**

las curvas de permeabilidad relativa antes y después del tratamiento, se puede observar que en la primera fase el petróleo fluye en menor proporción que el agua, esto debido a factores como la depletación del yacimiento, conificación del mismo, entre otros (Figura. 39).

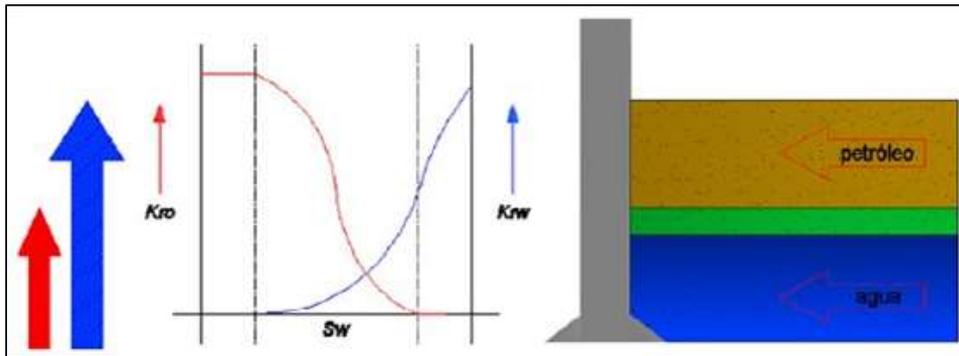


Figura. 39.- Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (antes de una aplicación de la técnica MPR)

FUENTE: (Villegas, 2013)

Por otra parte, en la segunda fase se puede apreciar la producción de hidrocarburos después del tratamiento, generando un tapón hacia el agua y dejando que el petróleo fluya hacia el pozo (Figura. 40).

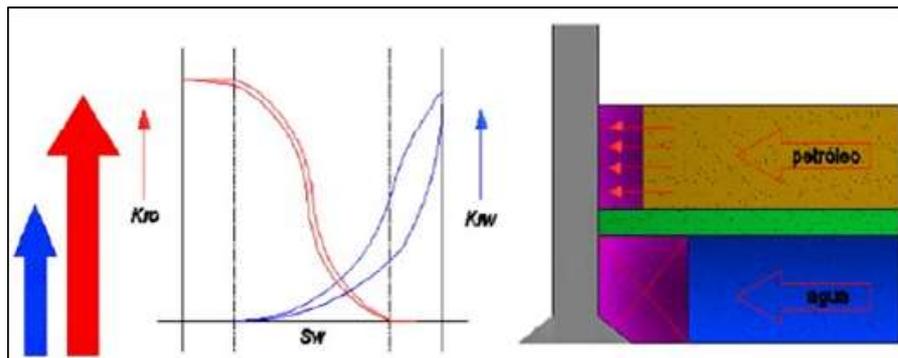


Figura. 40.- Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (después de una aplicación de la técnica MPR)

FUENTE: (Villegas, 2013)

### **b) Ventajas de los polímeros (MPR)**

Las ventajas de la aplicación de un modificante de la permeabilidad relativa son las siguientes:

- Reacciona con la superficie de la roca.
- Altera la permeabilidad relativa.
- Aumenta la producción.
- No es un sellante de la porosidad.
- No es necesario aislar la zona productora.
- Controla la pérdida de circulación.
- Cero daños a la formación.
- Cero obstrucciones, partículas sólidas dispersas, ni crosslinkers.
- No requiere tratamientos de limpieza y remoción posterior.

### **c) Precisiones para la selección del pozo candidato.**

- El pozo candidato debe estar completamente actualizado.
- Es preferible un pozo tenga bien definidas sus reservas.
- Que la permeabilidad de la formación sea  $0.1 < K < 1.5$  Darcy.
- Baja desviación del Pozo.
- La temperatura máxima del reservorio no supere los 230°F.
- El máximo intervalo perforado sea entre 60 y 70 pies (MD), con un solo intervalo.
- Que el pozo tenga un excelente aislamiento y muy buena adherencia.
- Conocer la geología, mineralogía y petrofísica de la formación a tratar.

### **d) Comportamiento del polímero (MPR) con el agua y el petróleo**

 Con el petróleo:

- La permeabilidad relativa al petróleo no se ve afectada significativamente
- El polímero en el hidrocarburo se contrae, permitiendo que este fluya sin restricción

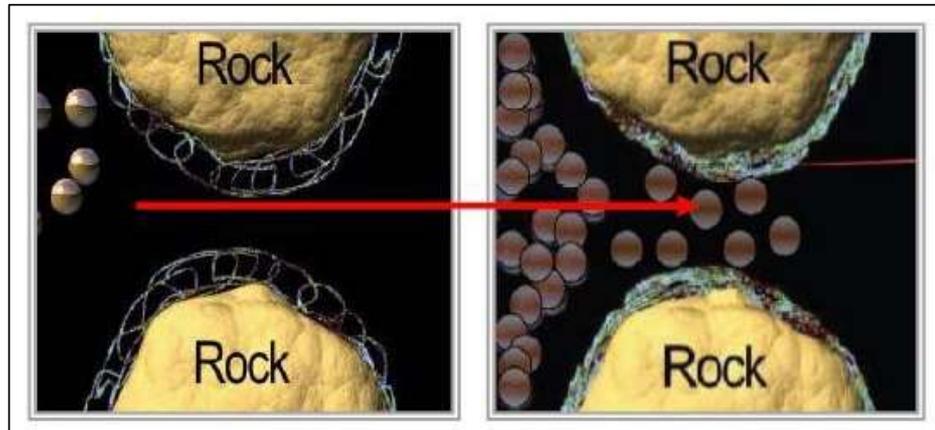


Figura. 41.- La aplicación de la técnica MPR (no afecta Kro)

FUENTE: (Villegas, 2013)

🚦 Con el agua:

- Provoca la obstrucción mecánica de los poros
- Disminuye representativamente la permeabilidad relativa al agua
- El polímero al ser fuertemente hidrofílicos en medios acuosos, incrementa la tortuosidad de la garganta poral al extenderse (incrementa la presión en las gargantas porales al flujo de la fase agua)

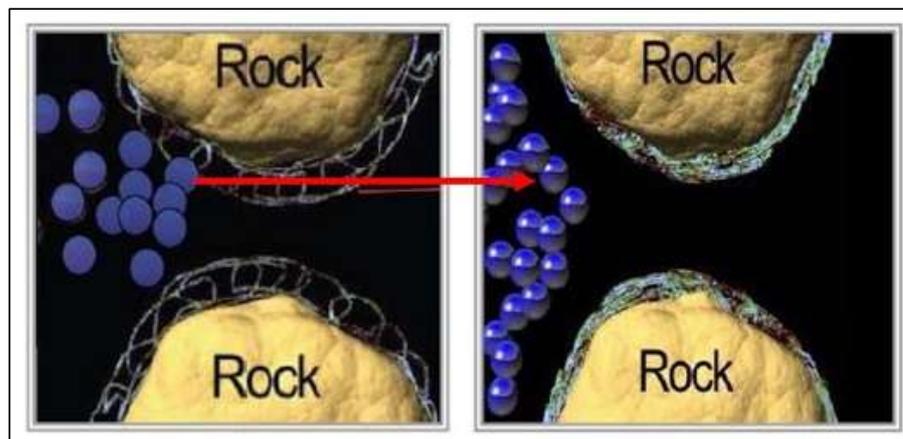


Figura. 42.- La aplicación de la técnica MPR (afecta K<sub>rw</sub>)

FUENTE: (Villegas, 2013)

### 2.9.2.2 Gelificantes poliméricos

el uso de este método químico, comúnmente es el más usado para controlar problemas de alta producción de agua en el yacimiento o pozos productores.

Algunas de las características que han llevado a expandir su uso son: simplicidad de aplicación, tiempo de control de gelificación, capacidad de penetrar la matriz porosa y posibilidad de fácil remoción, además, se ha demostrado que reducen selectivamente la permeabilidad al agua, sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo (Franco & Perez, 2012).

#### a) Definición de Gel

El gel de polímero se forma a partir de una solución acuosa que contiene un polímero base y uno o varios agentes entrecruzadores orgánico y / o inorgánico. La solución acuosa sufre una reacción química a una determinada temperatura para formar una red de polimérica entrecruzada con una estructura tridimensional, que atrapa el agua en su interior, como se muestra en la (Figura. 43).

Los geles pueden ser utilizados tanto para la reducción total de la permeabilidad (gel sellante), como para la reducción desproporcionada de la permeabilidad (efecto DPR).

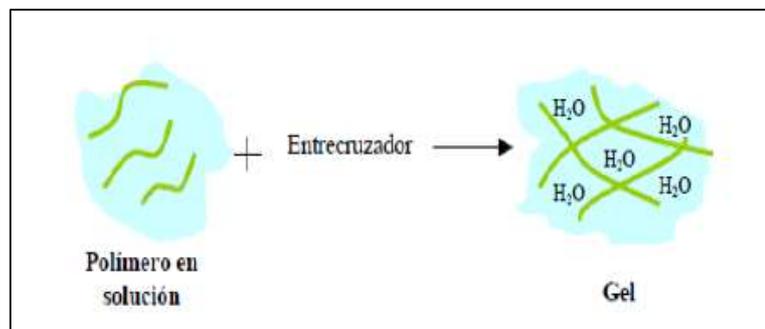


Figura. 43.- Esquema de la reacción de gelificación

FUENTE: (Franco & Perez, 2012)

Sin embargo, es muy importante mencionar que las propiedades químicas del gel tienen una amplia variación, no obstante, no todas las combinaciones permiten obtener geles con condiciones adecuadas para tratamientos de control de agua que permita cubrir un amplio rango. Como se mencionó en los geles poliméricos utilizados para el control de agua en la

producción de pozos, los geles se clasifican en geles sellantes y geles selectivos según sus formulaciones.

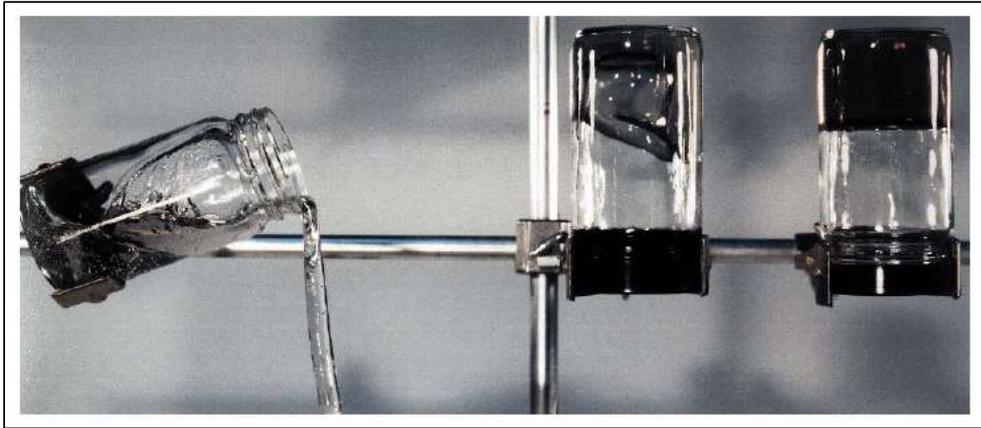


Figura. 44.- Consistencia de geles

FUENTE: (Mendoza, 2013)

#### **Gel Sellante**

El gel sellante también llamados geles rígidos o pre-geles, reduce la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo cuando penetran en el medio poroso. La ventaja de este tipo de geles en comparación de otros sistemas químicos es que tienen la capacidad de proporcionar un mejor aislamiento (Ortega, 2013).

El uso de este tipo de gel ayudaría a crear un sello más eficiente y proteger zonas productoras, minimizando el riesgo de daño al medio poroso por invasión (mientras menor sea el espesor de los canales, mayor será la calidad del sello creado). Estos geles son diseñados para que al llegar a la zona de interés se encuentren con una alta viscosidad.

#### **Gel Selectivo (no sellante)**

El gel selectivo tiene la capacidad de reducir la permeabilidad efectiva del agua sin modificar la permeabilidad efectiva al petróleo. Este efecto se denomina como efecto de reducción desproporcionada de permeabilidad (DPR). En comparación con los geles sellantes, tienen una baja concentración de polímeros y entrecruzadores, por lo que la consistencia es menor.

Entre las principales ventajas del uso de sistemas gel selectivo, es su amplia penetración en la matriz porosa de las formaciones, y se pueden aplicar en las zonas donde no hay o existe un aislamiento mecánico y mejorar los perfiles de inyección; por otro lado, este tipo de geles tienden a degradarse a altas temperaturas.

#### **b) Rangos de aplicación del tratamiento de geles**

En la actualidad, existen una gran cantidad de trabajos de investigación que involucran el tratamiento de control de agua, inyectando sistemas de gel en la producción de pozos de petróleo.

- Canales detrás del revestidor
- Fracturas o fisuras desde una zona de agua
- Comunicación entre un pozo productor y un inyector
- Fugas en la tubería de revestimiento.

Por otro lado, los problemas que no pueden ser tratados con estos sistemas, principalmente debido al riesgo de pérdida de productividad o reducir significativamente la producción de pozos de pozo son:

- Conificación o encrestamiento
- Barrido areal deficiente
- Segregación gravitacional

#### **c) Ventajas y desventajas de los sistemas Gelificantes poliméricos**

Las principales ventajas son:

- Fácil aplicación.
- Tiempos de gelificación controlables (ciertos sistemas).
- Habilidad para penetrar a gran profundidad la matriz porosa de las formaciones.
- Fácil remoción por métodos químicos (ciertos sistemas).
- Se pueden aplicar en zonas productoras en las que no puede realizarse aislamiento mecánico.
- Permiten corregir problemas matriciales y de fractura.

- Permiten reducir en mayor proporción la permeabilidad al agua que al petróleo (efecto DPR).
- El daño a la formación puede ser menor en comparación con otros métodos de control.
- Pueden ser utilizados en el tratamiento selectivo de zonas ofensoras, y
- Permite mejorar los perfiles de inyección.

Como desventajas tenemos:

- Pueden degradarse a altas temperaturas.
- Es importante conocer la geología de la formación en la cual se va aplicar el gel, para evitar que los fluidos inyectados penetren zonas no deseadas.
- Se debe conocer el tiempo de gelificación del gel, para evitar que la solución gelifique en la tubería del pozo sin penetrar la zona objetivo.
- En muchos casos es necesario disponer de varios sistemas gelificantes, dependiendo de las condiciones de temperatura del pozo o yacimiento, así como de las propiedades petrofísicas como permeabilidad.
- En casos de flujo cruzado (comunicación entre capas o entre corrientes de flujo), es recomendable estudiar la posibilidad de aplicar otra tecnología, debido a que el empleo de geles puede ser riesgoso o poco efectivo.
- Posible pérdida de productividad por bloqueo de zonas productoras, aun cuando el gel tienda a ser no-sellante o con efecto DPR.
- La adsorción y filtración de los componentes de la solución gelificante en el medio poroso, puede afectar el comportamiento del gel.

#### **d) Selección de pozos candidatos para el tratamiento de geles**

En general, los pozos candidatos para el tratamiento con gel se determinan mostrando una alta producción de agua que afecta significativamente su productividad. La determinación del tipo de pozo a tratar dependerá de los objetivos perseguidos por el tratamiento.

#### **e) Criterios que debe cumplir un pozo candidato a ser tratado con geles:**

- Pozos con alta relación agua/petróleo.
- Pozos con buenos índices de productividad.
- Pozos en buen estado mecánico.
- Buena definición y diagnóstico del contacto agua-petróleo.

- Temperatura del pozo y/o del yacimiento entre 122 y 320 °F
- Inesperados bajos recobros de petróleo.

#### f) Caracterización del gel fuera del medio poroso

##### 📌 Pruebas de botellas

Las pruebas de botellas son una técnica económica y directa, y se utilizan para obtener la siguiente información:

- Una medida cualitativa de la fuerza de gel y de la formación de precipitados.
- Una medida semicuantitativa de la velocidad de gelificación.
- Una manera conveniente para evaluar la estabilidad en el tiempo de los geles a una temperatura de prueba determinada.

En la (Figura. 45) se observan diferentes pruebas desarrolladas en el laboratorio.

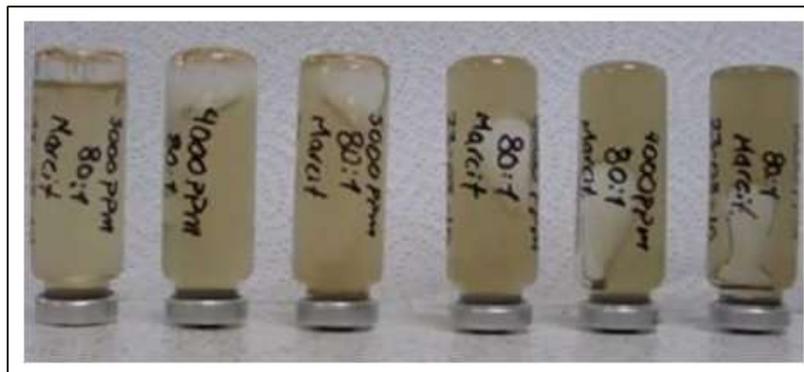


Figura. 45.- Prueba de rigidez

FUENTE: (Laboratorio Ideal)

##### 📌 Consistencia del gel

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. La consistencia o rigidez del gel determina:

- La capacidad del gel para reducir la permeabilidad del medio poroso.
- La estabilidad del gel frente a diferenciales de presión.
- La magnitud del Efecto de Reducción Desproporcionada de Permeabilidad (Efecto “DPR”).

Usualmente mientras el sistema sea más rígido la reducción del paso de fluidos será más pronunciada.

La consistencia de un gel puede ser observada mediante una escala cualitativa propuesta por PDVSA mostrada en la siguiente tabla

Tabla. 4.- Escala cualitativa de la consistencia de un gel

FUENTE: (Franco & Perez, 2012)

<i>Código</i>	<i>Descripción del Gel<sup>[18]</sup></i>
<i>A</i>	Sin cambios a la vista (no hay presencia de gel).
<i>B</i>	Solución viscosa.
<i>C</i>	Gel muy suave altamente móvil.
<i>D</i>	Gel muy suave móvil.
<i>E</i>	Gel muy suave moderadamente móvil.
<i>F</i>	Gel suave móvil.
<i>G</i>	Gel suave moderadamente móvil.
<i>H</i>	Gel suave poco móvil.
<i>I</i>	Gel no móvil altamente deformable.
<i>J</i>	Gel no móvil moderadamente deformable.
<i>K</i>	Gel no móvil poco deformable.
<i>L</i>	Gel rígido.

#### **Caracterización del gel dentro del medio poroso**

La forma más conocida para determinar si un gel es capaz de reducir la permeabilidad relativa de las fases presentes en el medio poroso, es a través del factor llamado Factor de resistencia residual (RRF)

#### **Factores de resistencia residual (RRF)**

Se define como la relación entre la movilidad inicial y la movilidad final de un fluido. Es una medida de la reducción de la permeabilidad a un fluido, ya sea agua o petróleo, lograda luego de aplicar un tratamiento con gel. La siguiente ecuación muestra dicha relación:

$$RRF = \frac{\gamma_{\alpha \text{ antes}}}{\gamma_{\alpha \text{ despues}}} = \frac{(K_{\alpha}/\mu_{\alpha})_{\text{antes}}}{(K_{\alpha}/\mu_{\alpha})_{\text{despues}}} \quad \text{Ec. ( 26 )}$$

**Donde:**

**RRF:** Factor de resistencia residual, adimensional.

$\gamma$ : movilidad de la fase, md/cp.

**K:** permeabilidad efectiva

$\mu$ : viscosidad de la fase, cp

$\alpha$ : petróleo o agua

A través de la (Figura. 46) parte izquierda se puede apreciar como los factores de resistencia residual para ambos fluidos (agua y petróleo) son altos y su diferencia es mínima, ya que en este caso se estaría frente al comportamiento de estos fluidos bajo la acción de un gel sellante, mientras que en la parte derecha de la figura se aprecia la diferencia de comportamientos de los factores de resistencia residual entre el agua y el petróleo, siendo mayores los del agua debido a que se disminuye la permeabilidad en mayor proporción que al petróleo (gel no sellante).

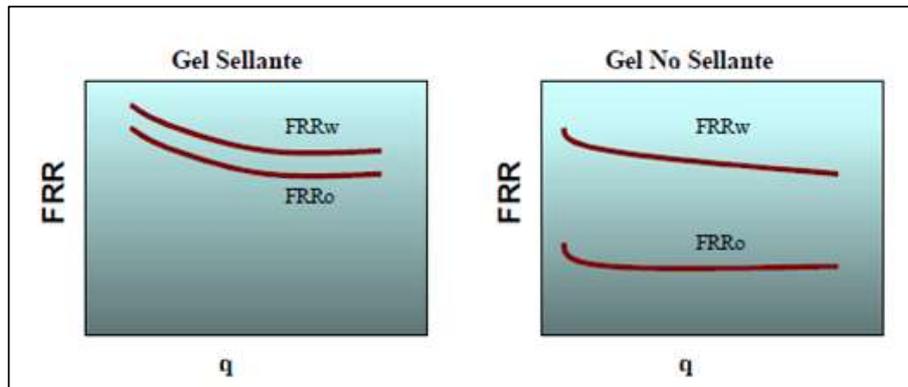


Figura. 46.- FFR para gel sellante y gel no sellante

FUENTE: (Mendoza, 2013)

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN**

El "método científico" es un proceso de investigación ordenado y sistemático en el que, mediante la aplicación rigurosa de un conjunto de pasos, técnicas y procedimientos que se utilizan para formular y resolver problemas de investigación mediante la prueba o verificación de hipótesis, con el objetivo posterior de aumentar, expandir o desarrollar una lección que tienes sobre esto. En relación a la definición el método científico es el conjunto de etapas y reglas que señalan el procedimiento para llevar a cabo una investigación, cuyos resultados sean aceptados como válidos para la comunidad científica (Cabezas Mejía, Andrade Naranjo, & Torres Santamaría, 2018).

En este capítulo se detallará cada una de las etapas a seguir para llevar a cabo el desarrollo de este presente trabajo de investigación, y así dar la ejecución a los objetivos planteados, con la finalidad de evaluar de manera técnica y económica la implementación del método de Control de Agua en el pozo A1 del Yacimiento G9 del Campo Guafita Sur.

#### **3.2 TIPO DE LA INVESTIGACIÓN**

Teniendo en cuenta que existen diferentes tipos de metodologías para la elaboración de una investigación, dependiendo del nivel de medición y análisis de los datos, es común que los trabajos de investigación adquieran dos o más de ellas para llevar a cabo los objetivos planteados. Este estudio se clasifica según el enfoque del problema y sus objetivos, como una investigación documental, descriptiva y analítica.

Puede definirse la investigación documental como una estrategia de comprensión y análisis de realidades teóricas o empíricas mediante la obtención de información a través de material existente y seleccionar la apropiada para el estudio (Questionpro, 2021). En cuanto a el presente trabajo de investigación, se considera de tipo documental debido que para su desarrollo fue esencial la búsqueda, análisis e interpretación de datos de correlación de flujo, datos de producción y completación relacionados con el pozo candidato archivados en fuentes

documentales como: trabajos especiales de grado, carpeta de pozo, análisis PVT, informes técnicos, etc.

También es una investigación de tipo descriptiva porque se enfoca en realizar un informe detallado sobre el fenómeno de estudio, sus características y configuración; esto quiere decir, que se presenta una compilación y ordenación de la información del pozo, para detallar y reconocer sus características. De igual modo se convierte en una investigación analítica debido que consiste fundamentalmente en establecer la comparación de variables entre grupos de estudio y de control.

### **3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA**

El universo es la totalidad del fenómeno a estudiar, cuyas unidades de análisis, poseen características comunes, las cuales se estudian y dan origen a los datos de la investigación. Para la investigación se consideró como universo el yacimiento G-9. La muestra es la parte de un colectivo, un subconjunto de unidades de análisis que representan a la población, esta se selecciona con el fin de obtener la información más precisa que caracterizara al colectivo (Población y muestra de investigación documental, 2011).

### **3.4 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN**

El análisis documental es una operación intelectual que da lugar a un análisis de información y tratamiento documental sobre la base de sus relaciones y diferencias. Refiriéndose al estudio de un documento, que da lugar a un documento secundario que actúa como intermediario o herramienta de búsqueda obligado entre el documento original y el usuario que solicita información que realiza un proceso de interpretar, analizar y sintetizar la información (Dulzaides & Molina, 2004).

En este presente trabajo de investigación, se efectuó la técnica de análisis documental dado que para su desarrollo fue fundamental el análisis e interpretación de datos del pozo, producción y completación almacenados en fuentes documentales como: trabajos especiales de grado, informes técnicos, carpeta de pozo, etc.

Cabe destacar que para el desarrollo de este proyecto se utilizó el software WellFlo donde se realizó una introducción de datos necesarios para la construcción del modelo del pozo candidato.

### 3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE POZO EN EL SIMULADOR WELLFLO.

Para el logro de este objetivo se llevaron a cabo una serie de pasos relacionados a la introducción de datos necesarios para la construcción del modelo del pozo y su posterior calibración y simulación. A continuación, se describe el procedimiento mediante capturas de pantallas de las diferentes secciones del software de flujo multifásico WellFlo.

#### 3.5.1 Pantalla inicial del software WellFlo para el diseño y modelado de pozo.

Al momento de ejecutar el software WellFlo, aparece la pantalla principal del programa de simulación de flujo multifásico, en la sección de *Project Tasks* (tareas del proyecto) se encuentran las opciones de crear un nuevo modelo o abrir un modelo existente, por lo tanto, se seleccionará la alternativa crear un nuevo modelo (Figura. 47).

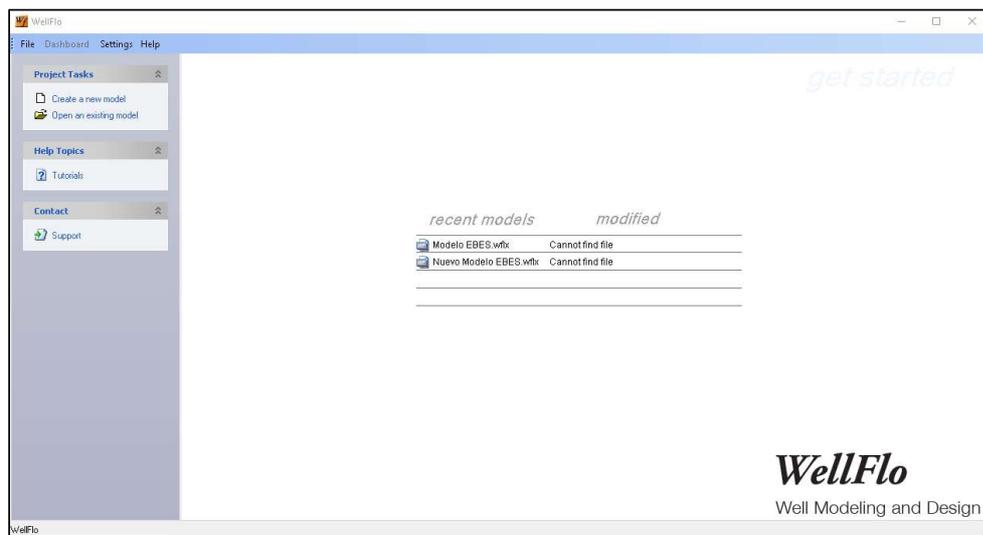


Figura. 47.- Pantalla principal del software WellFlo.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

#### 3.5.2 Iniatilization (Inicialización)

En este apartado que se encuentra en el software de flujo multifásico WellFlo, que abarca información relacionada a la data general, tipo pozo y tipo de flujo, correlaciones de fluidos, profundidades de referencia, parámetros del fluido y del reservorio.

### 3.5.2.1 General Data (data general)

Para empezar a ingresar los datos relacionados al pozo candidato, en primer lugar, nos dirigimos a la parte superior izquierda, en la sección de configuración dentro del apartado de inicialización, se seleccionará la alternativa general data a su vez aparecerá los datos principales que deben ser ingresados (Figura. 48).

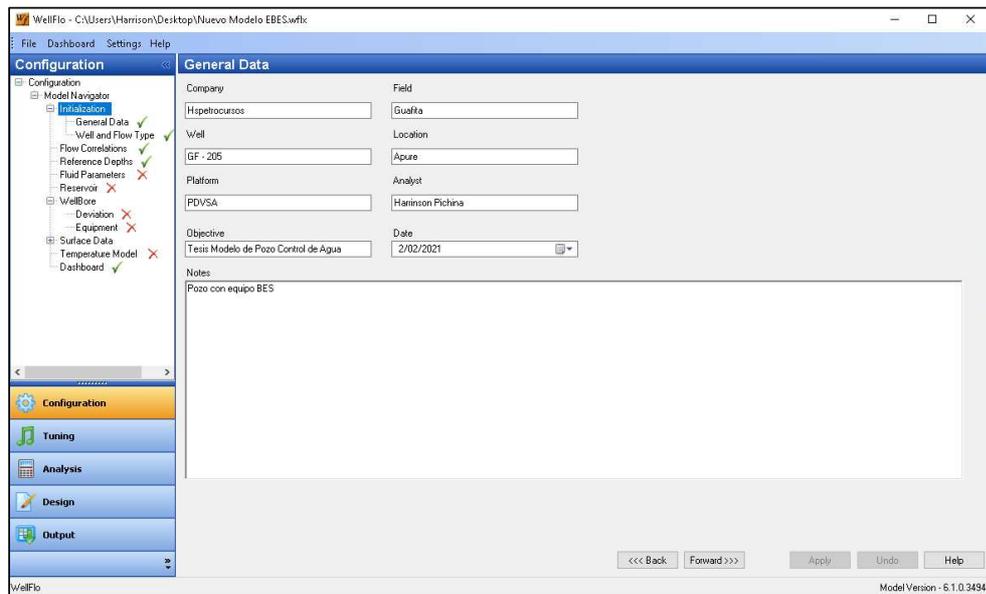


Figura. 48.- Ingreso de data general.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.2.2 Well anf Flow Type (pozo y tipo de flujo)

A continuación, en la alternativa de pozo y tipo de flujo pertenecientes a la sección de inicialización, como resultado aparecerá el tipo de análisis que vamos a realizar se seleccionará análisis nodal, el pozo será productor, dentro de los métodos de levantamiento artificial escogeremos el equipo BES dado que el pozo ya lo tiene implementado, la producción será mediante el tubing y la orientación del pozo será vertical (Figura. 49).

Para la selección del tipo de fluido que existen en el simulador tenemos: heavy oil, black oil y volatile oil. En este caso se utiliza el modelo black oil o petróleo negro, considerando

que se aplica en yacimientos con presencia de petróleo, agua y gas. De modo que evalúa el gas como la fase disuelta en el petróleo o el agua, y no como único componente.

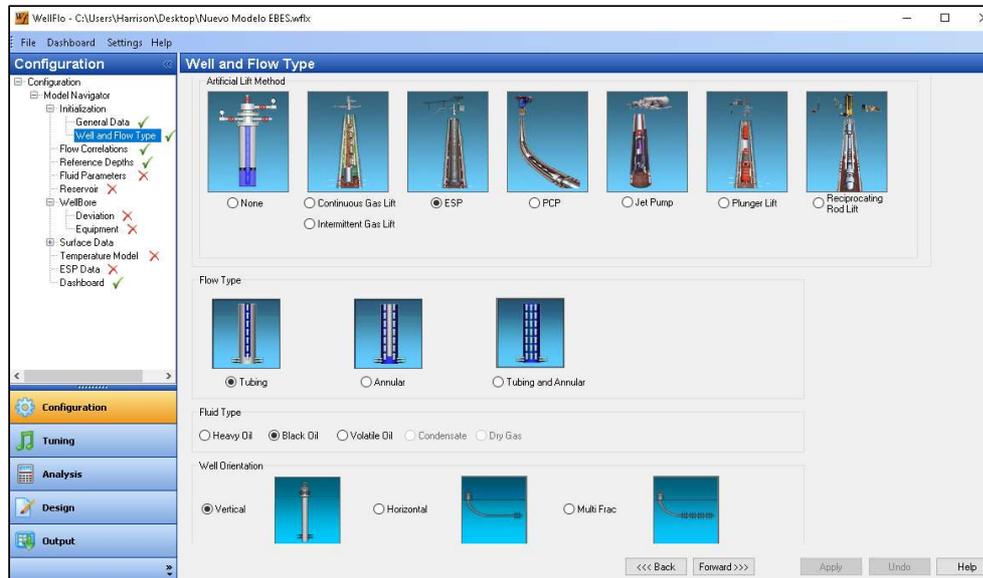


Figura. 49.- Ingreso de data del pozo y el tipo de flujo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.2.3 Flow Correlations (Correlaciones de flujo)

En esta sección se presenta una ventana donde se selecciona las correlaciones de flujo multifásico y factor de calibración (L factor), tanto en vertical como horizontal, esta información ha sido tomada de pozos vecinos y confirmada por el ingeniero de producción con experiencia en el campo, esto con el objetivo para calibrar el modelo y así reproducir las condiciones reales de producción del pozo candidato (Figura. 50).

En la siguiente tabla se muestran las correlaciones de flujo multifásico y su respectivo factor de calibración tomados en cuenta en esta sección.

Tabla. 5.- Datos del factor de calibración

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

Correlación de flujo multifásico recomendadas		
Orientación	Modelo	Datos
Horizontal	Duns and Ros	0.987
Vertical	Orkiszewski	0.936

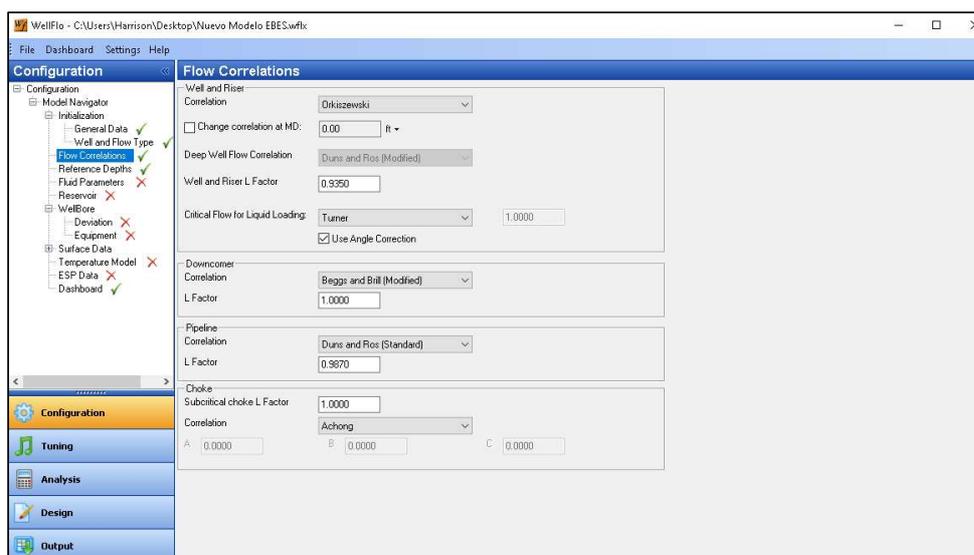


Figura. 50.- Ingreso de los datos de correlación de flujo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.2.4 Reference Depths (profundidad de referencia)

En esta sección tiene la profundidad de referencia, que es el punto en un pozo desde el cual se mide la profundidad, en este caso la profundidad de referencia será tomada desde el cabezal, este dato se obtendrá de la carpeta de pozo. Se toma a consideración que el pozo se encuentra perforado Onshore (Figura. 51). En caso de no contar con el dato, se procede a calcularlo con la siguiente ecuación.

$$H = EMR - ET \tag{27}$$

Donde:

EMR = Elevación de la mesa rotaria

ET = Elevación del terreno

Puede agregarse que, para hallar la altura de la elevación de la mesa rotaria y la elevación del terreno, se toma como referencia la altitud por encima del nivel del mar.

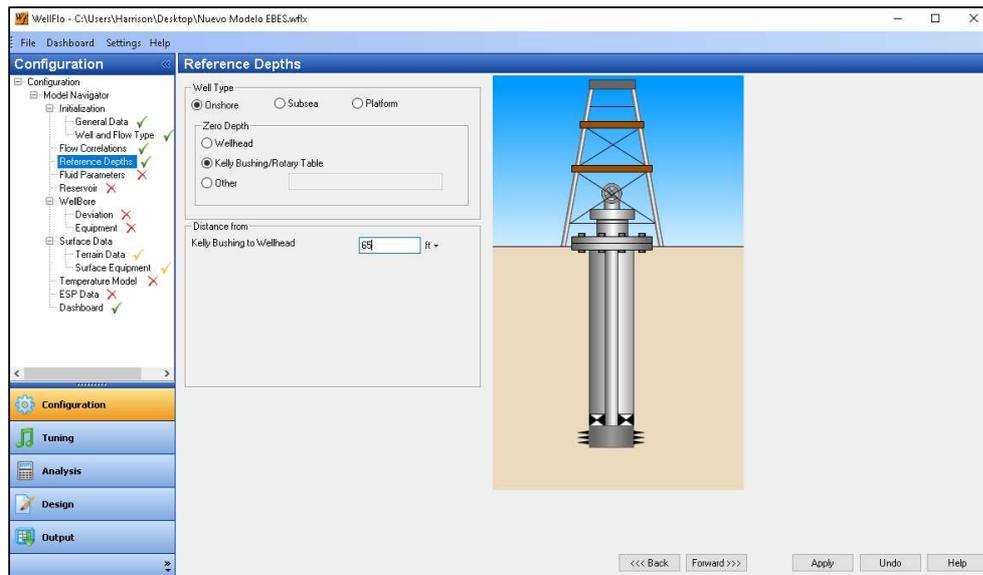


Figura. 51.- Profundidad de referencia.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.2.5 Fluid Parameters (parámetros de los fluidos)

En esta sección del simulador, se ingresa la información PVT del fluido, en el cual se selecciona el modelo de fluido más representativo para el pozo candidato, esto se considera importante para la estimación de la producción, análisis del comportamiento del pozo y diseño de equipos. En la siguiente tabla se detallan las propiedades ingresadas (Figura. 52).

Tabla. 6.- Propiedades del reservorio y del fluido

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

Propiedades	Valor
Temperatura del yacimiento [°F]	199
Presión del yacimiento [psi]	2320
Presión de burbuja [psi]	941
Gravedad API [°API]	27
Gravedad específica del gas	0,86
Relación de gas disuelto [PCN/BN]	150
Salinidad del agua [ppm]	1200

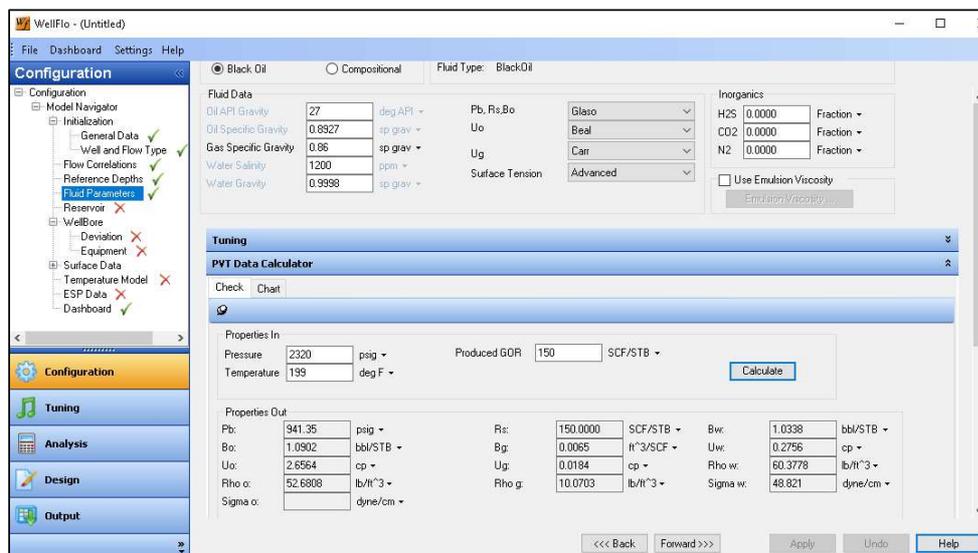


Figura. 52.- Ingreso de los parámetros PVT de los fluidos.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.2.6 Reservoir (Reservorio)

En esta sección del simulador, en primer lugar, se selecciona test data, en donde se ingresarán los datos del reservorio y los datos de producción (Figura. 53). Mediante el modelo Vogel se construye la curva IPR (Figura. 54) y haciendo uso de las curvas de las permeabilidades relativas gas-oil (Figura. 55), oil-water (Figura. 56) y gas-water (Figura. 57)

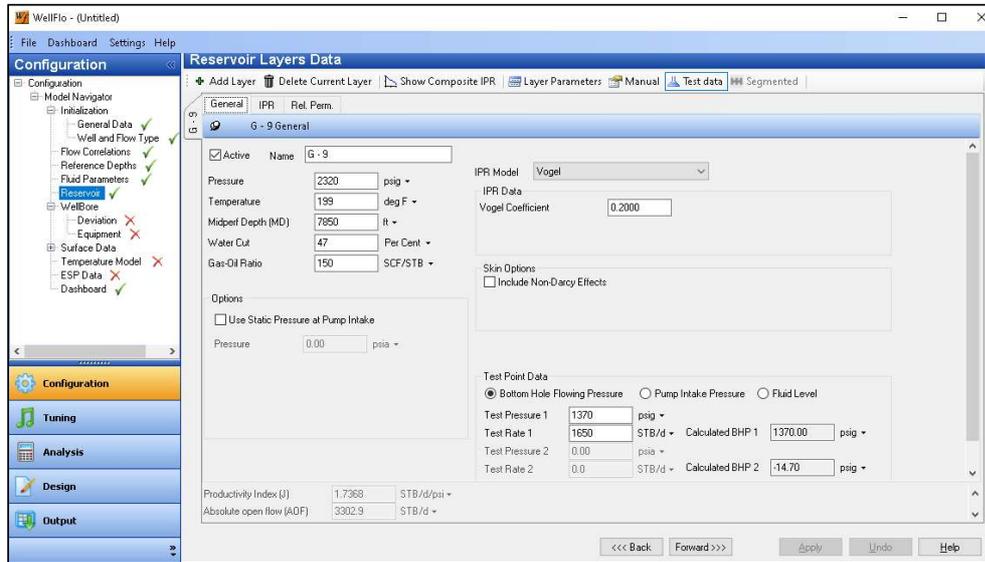


Figura. 53.- Ingreso de datos del reservorio.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

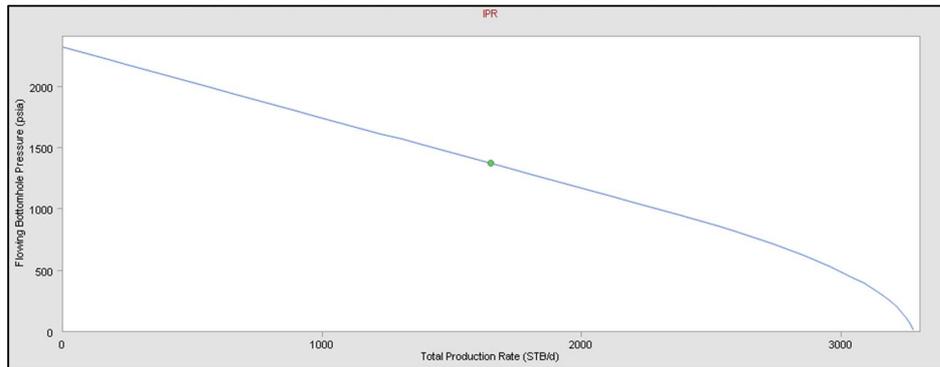


Figura. 54.- Curva IPR generada.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

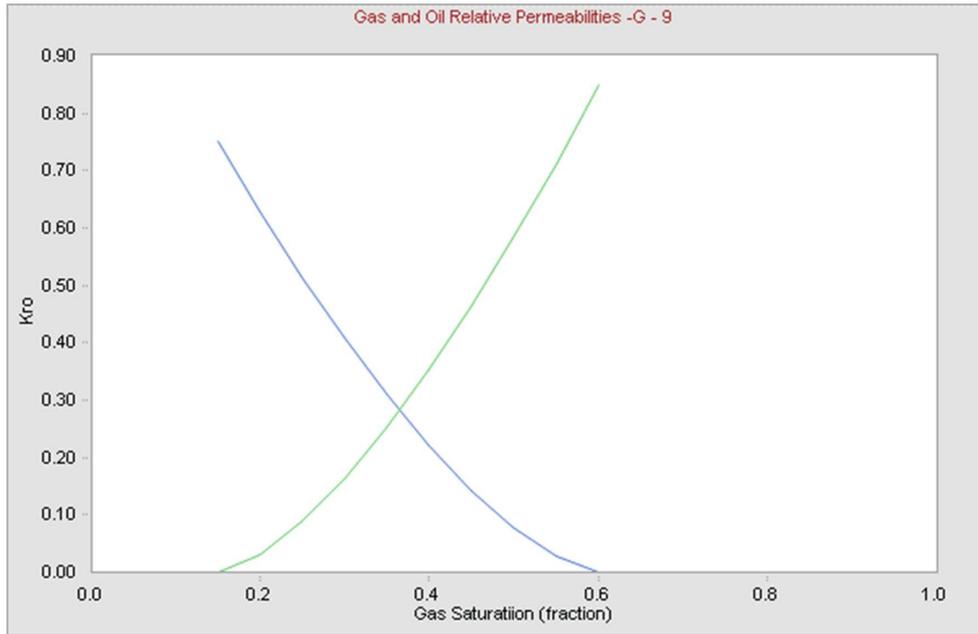


Figura. 55.- Curva de permeabilidad relativa gas-oil

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

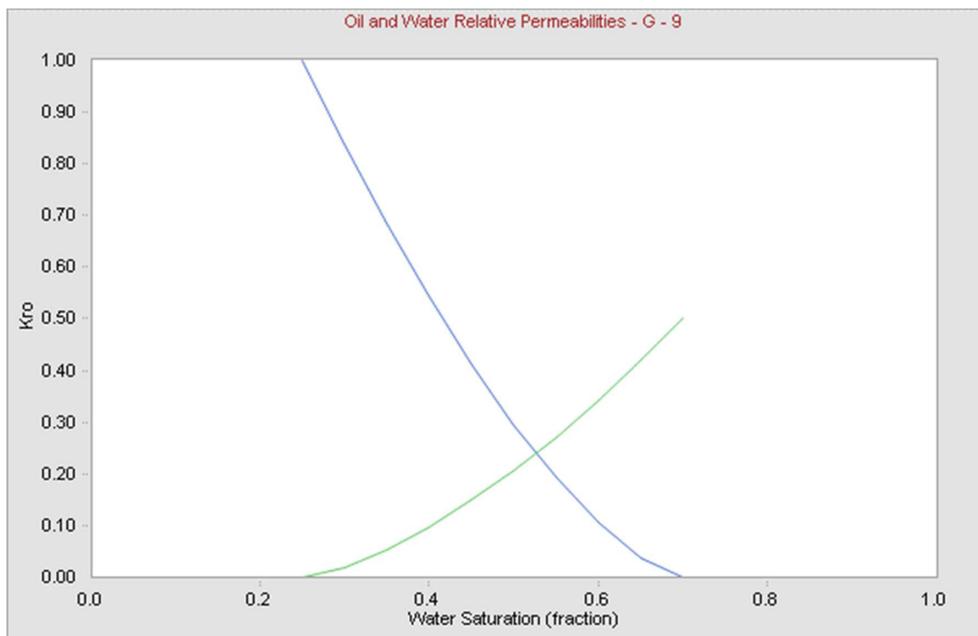


Figura. 56.- Curva de permeabilidad relativa oil-water

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

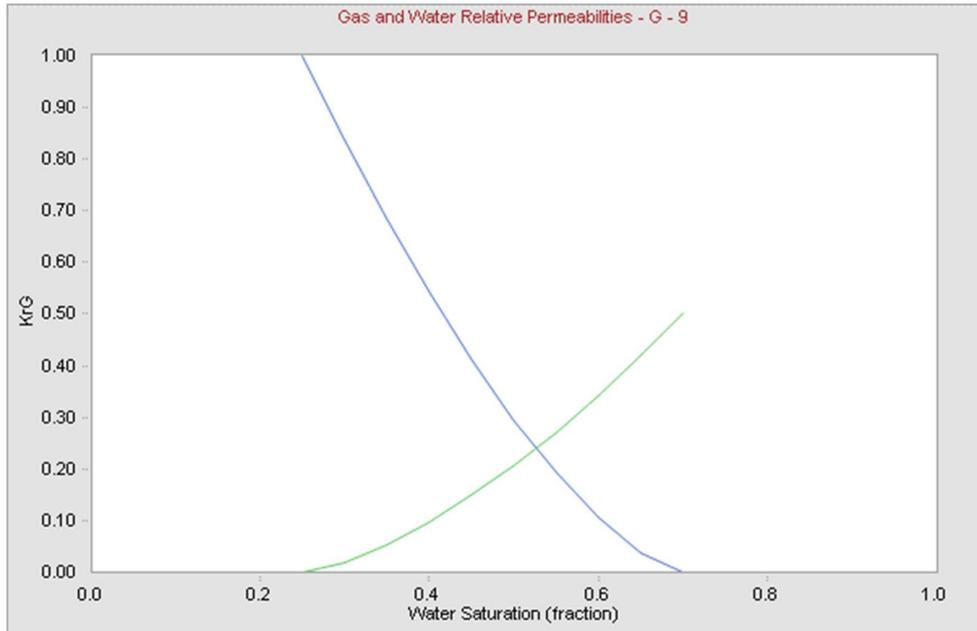


Figura. 57.- Curva de permeabilidad relativa gas-water

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.3 Wellbore (Pozo)

En este apartado del simulador, abarca información relacionada con el pozo como son: desviación y completación del pozo.

#### 3.5.3.1 Wellbore deviation (Desviación del pozo)

En esta sección del simulador, se ingresan los valores relacionados a la perforación del pozo, en este caso se trabaja con un pozo vertical de 7850 ft de profundidad equivalente al punto medio del intervalo cañoneado (Figura. 60).

#### 3.5.3.2 Wellbore equipmet (completación del pozo)

En esta sección del simulador se ingresan los datos relacionados con la completación del pozo, tales como: diámetro externo (OD), diámetro interno (ID) y la profundidad de la tubería de producción (Figura. 59) y revestimiento (Figura. 60), todos estos datos tomados de la carpeta digital del pozo.

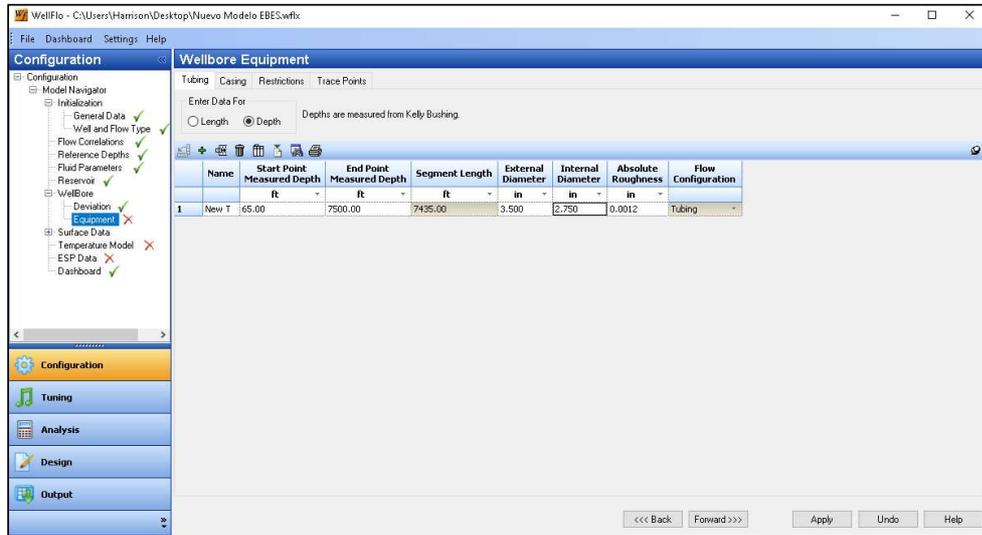


Figura. 58.- Ingreso de datos para la tubería de producción (tubing).

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

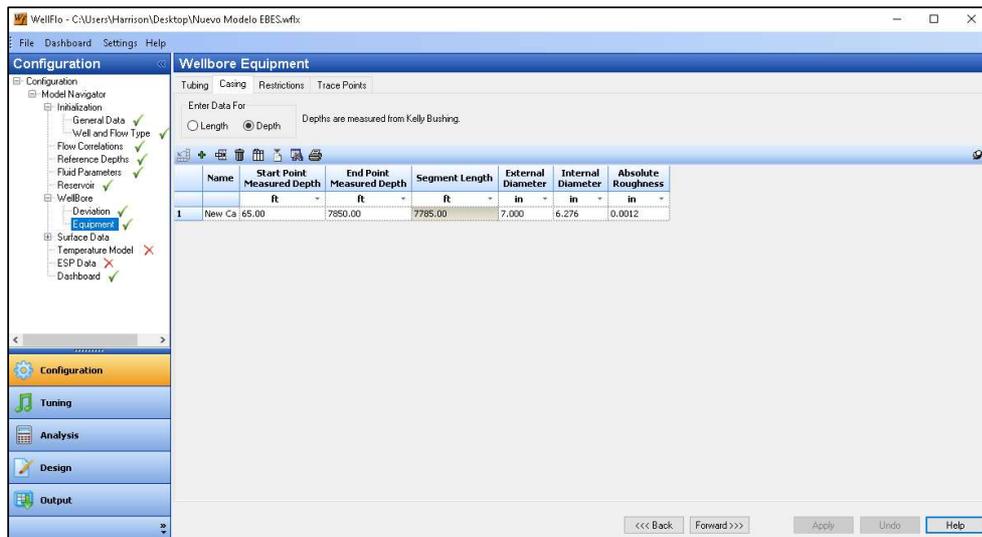


Figura. 59.- Ingreso de datos para la tubería de revestimiento (casing).

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

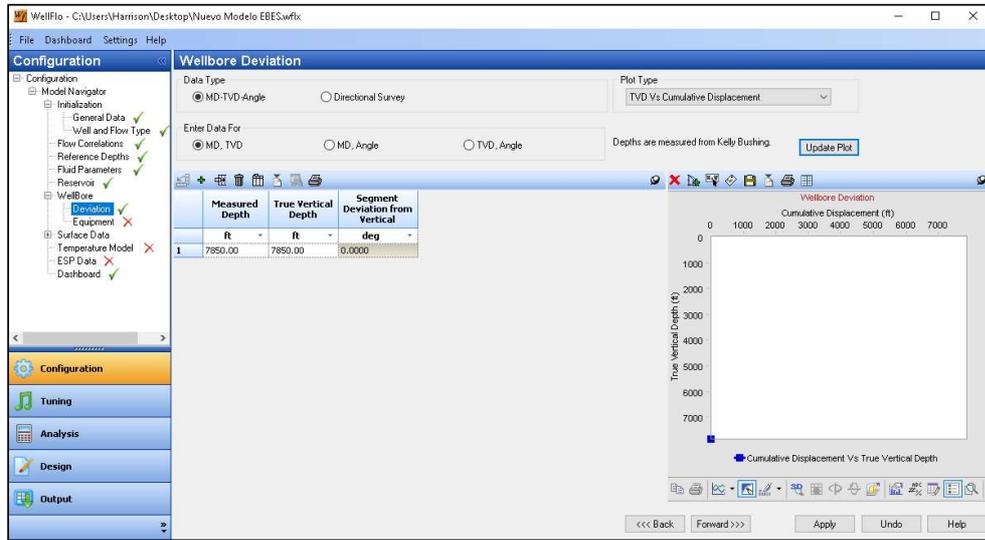


Figura. 60.- Desviación del pozo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.4 Surface data (Datos de superficie)

En este apartado del simulador, abarca información relacionada con los datos de superficie como son: modelo de temperatura, datos del equipo BES y el panel de control WellFlo.

#### 3.5.4.1 Temperature Model (modelo de temperatura)

En esta sección del simulador, se selecciona el modelo para la predicción del perfil de temperatura. durante los cálculos internos, el software utilizara el coeficiente de transferencia de calor para el cálculo del perfil de temperatura, dentro del pozo (Figura. 61) y para la línea de flujo en la superficie (Figura. 62).

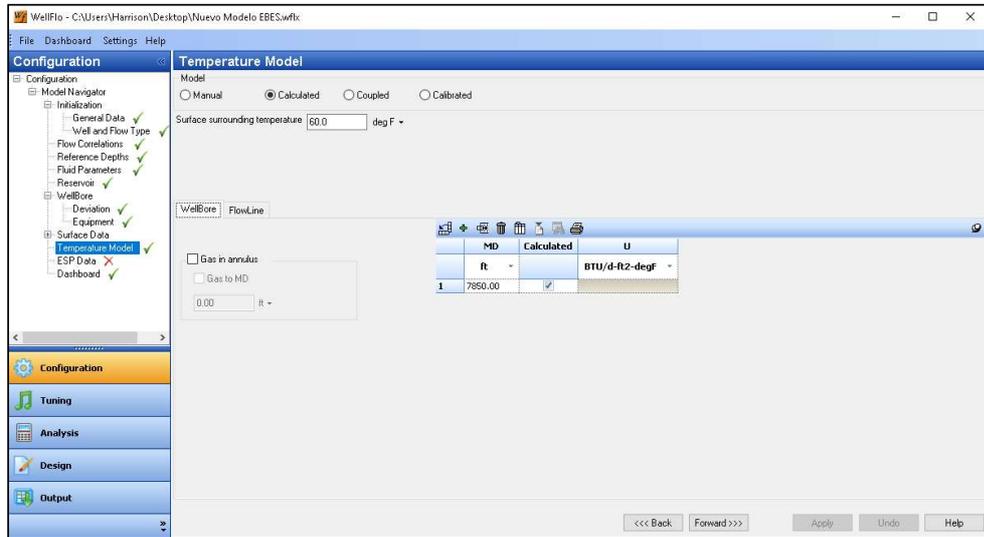


Figura. 61.- Ingreso de datos para el modelo de temperatura del pozo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

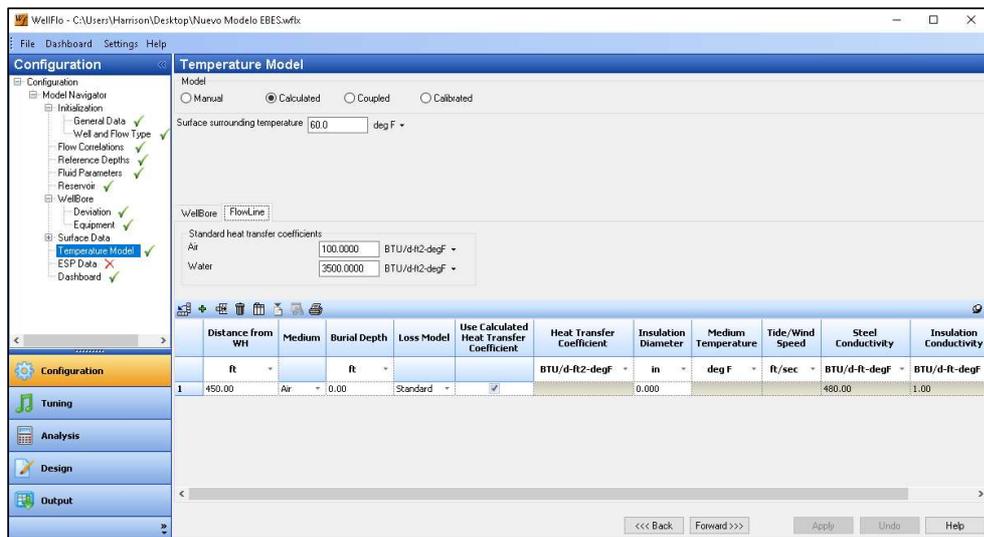


Figura. 62.- Ingreso de datos para el modelo de temperatura para la línea de flujo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.4.2 Data ESP

En esta sección del simulador, se ingresan los datos del equipo y se calcula la curva de oferta y demanda que reproduce el comportamiento real de producción del pozo en campo. En la siguiente tabla se detalla las características del equipo recomendado (Figura. 63).

Tabla. 7.- características del equipo BES recomendado

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

BOMBA RECOMENDADA						
PUMP MODEL	MOTOR MODEL	OPERATING RATING	CABLE ZISE	MAX EQU' O.D.	FREQUENCY	DEPTH
TD-1750-ESP	500 SERIES STDP-ESP	80 HP, 1160 V, 40 A	# 4	6 in	60 HZ	7500 ft (197 °F)

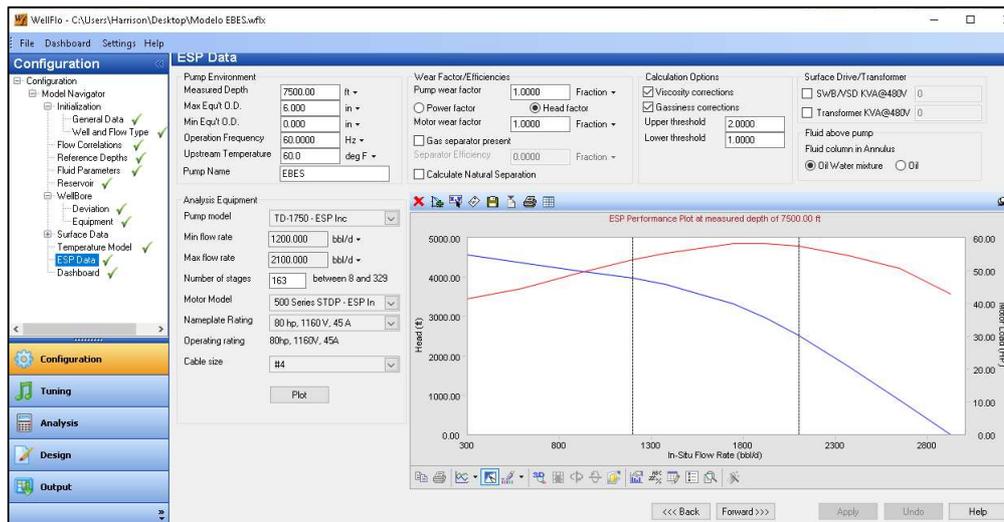


Figura. 63.- Data del equipo BES.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.5.4.3 Analysis (Análisis)

En esta sección del simulador, en el apartado de condiciones de operaciones se ingresan las presiones para el inicio del sistema (Button node) y el final del sistema (Top node) (Figura. 64). Después hacemos clic en Auto-Range y posterior en calcular para generar los datos en el cual se va a originar la curva de oferta y la curva de demanda calibrada, que reproduce el comportamiento real de producción del pozo en campo (Figura. 65).

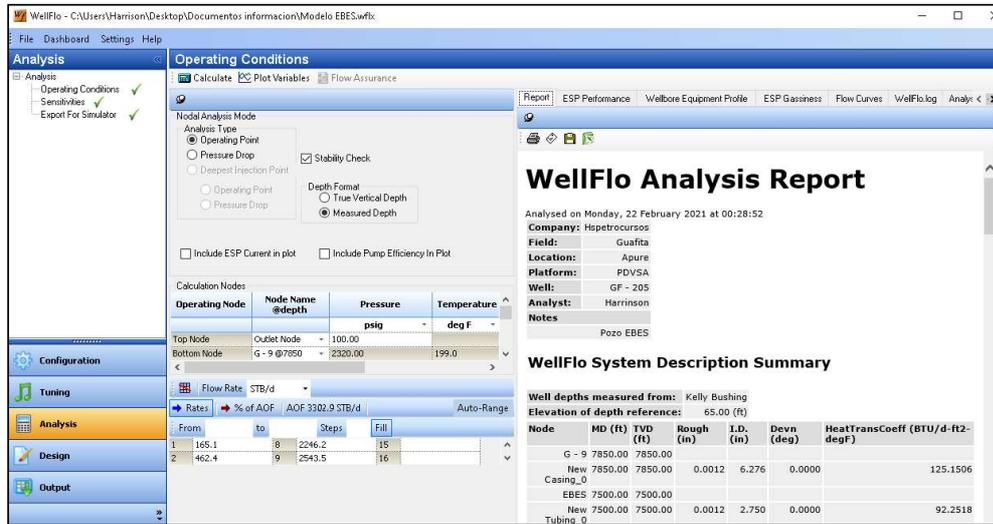


Figura. 64.- Condiciones de operación

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

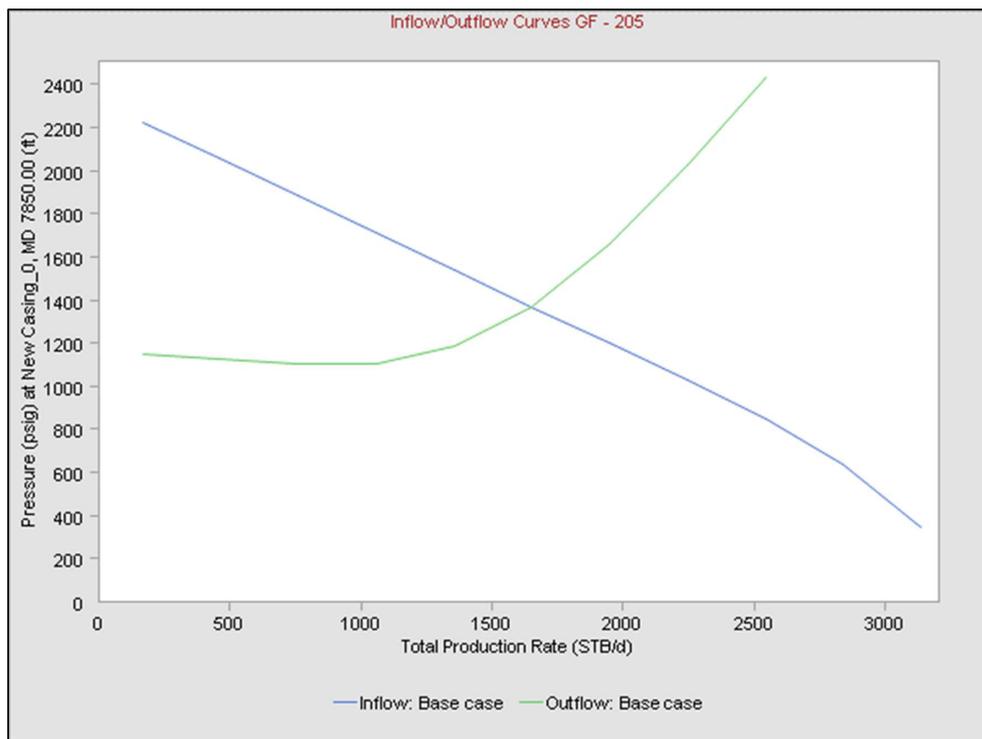


Figura. 65.- Curva del Inflow y Outflow calibrada, que reproduce el comportamiento real de producción del pozo en campo.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

#### 3.5.4.4 WellFlo Dashboard (Panel de control de WellFlo)

Esta es la sección de panel de control del programa WellFlo, se detalla toda la información que ha sido ingresada al simulador tal como: referencias de profundidad, la línea de flujo, propiedades de los fluidos, datos del pozo y datos del reservorio. Se debe agregar que el modelo del pozo candidato queda calibrado reproduciendo el comportamiento real de producción del pozo en campo (Figura. 66).

El modelo de pozo se encuentra listo para ser sometido a los escenarios de los métodos de control de agua, se realizarán sensibilidades con el corte de agua, se determinará el impacto en la tasa de producción y la eficiencia del flujo. Que permitirá evaluar cada método de control de agua desde el punto de vista técnico y económico.

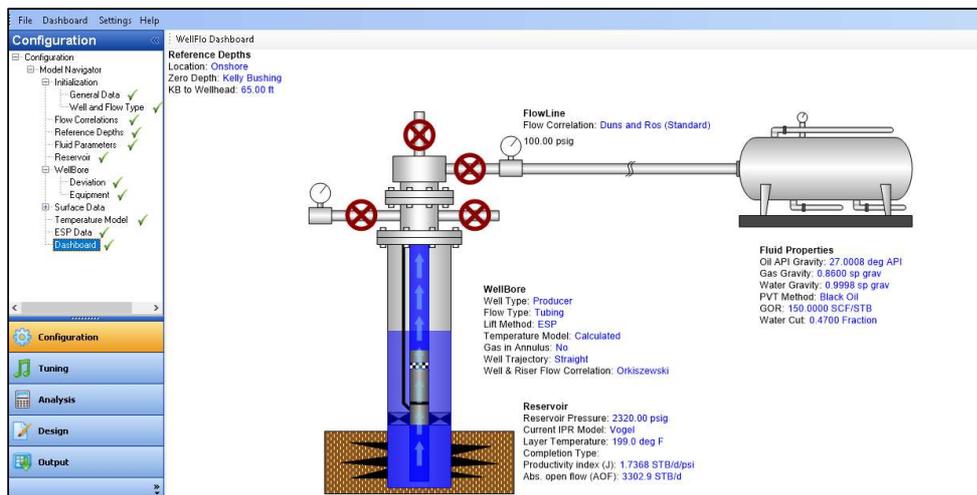


Figura. 66.- Modelo de pozo calibrado.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.6 EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN EL SOFTWARE

#### WELLFLO

Para el desarrollo de este objetivo se lleva a cabo el ingreso de los porcentajes de reducción de corte de agua que produce cada método, estos datos fueron obtenidos mediante estadísticas de informes y de trabajos de investigación consultados relacionados a las evaluaciones de las técnicas aplicadas en el campo G-9. A continuación, se describe el

procedimiento mediante capturas de pantallas de los pasos a seguir en el software de flujo multifásico WellFlo.

### **3.6.1 Análisis de sensibilidad para el método de control de agua mediante MPR (modificadores de permeabilidad relativa)**

Durante la simulación del análisis de sensibilidad el software modificará la relación de fluido en base al corte de agua el cual tendrá un impacto debido a la aplicación del método MPR. Esto impactará en los cálculos de gradiente de presión, lo cual llevará a una modificación de la curva de oferta y la curva de demanda, impactando en la tasa de producción del pozo.

Para el desarrollo de la sensibilidad del método MPR, en el software en la sección de análisis se selecciona el apartado *sensitivities* (sensibilidad), lo cual desplegará una ventana de los tipos de análisis de sensibilidad que se pueden realizar en el software como son los siguientes:

- *Artificial lift* (levantamiento artificial)
- *Flow correlation* (correlación de flujo)
- *Fluid parameters* (parámetros del fluido)
- *IPR layer parameters* (parámetros de la capa de IPR)
- *Pressure and temperature* (presión y temperatura)
- *Tubular, annular and flow line* (línea tubular, anular y de flujo)

En este caso seleccionaremos la sensibilidad mediante *Fluid parameters* (parámetros del fluido), se elige análisis por medio de *wáter cut* (corte de agua), una vez seleccionado se procede a ingresar los datos del corte de agua, los cuales son (Figura. 67):

- Porcentaje actual del corte de agua del pozo candidato.
- Porcentaje del corte de agua del pozo una vez aplicado al método MPR

Realizado este procedimiento, se cargan los datos y se procede a realizar el cálculo. Una vez realizado el cálculo en el software, seleccionamos la opción *plot variables*, en la que se abrirá una ventana y elegimos la opción *sensitivity variables* (Figura. 68), se seleccionan los dos valores del porcentaje del corte agua, se procede a generar la gráfica y se obtienen los resultados finales del método (Figura. 69).

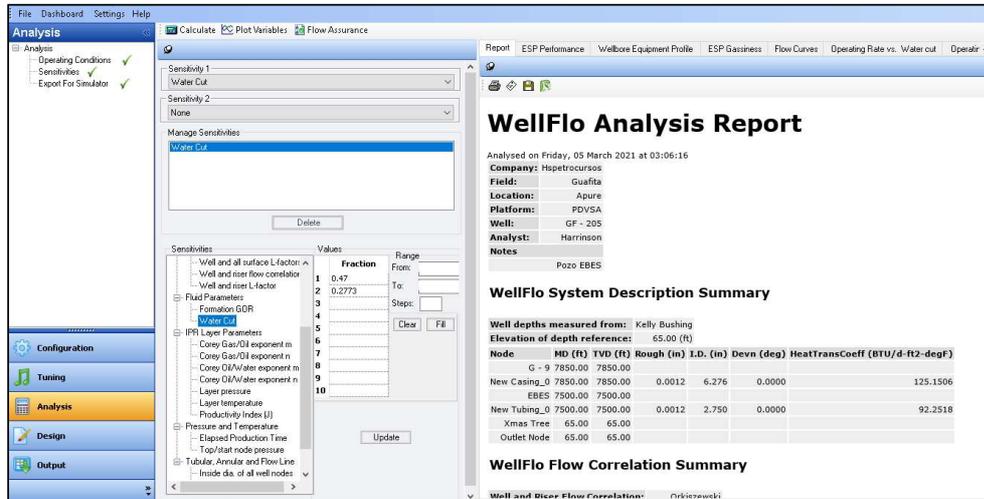


Figura. 67.- Análisis de sensibilidad de MPR mediante el corte de agua.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

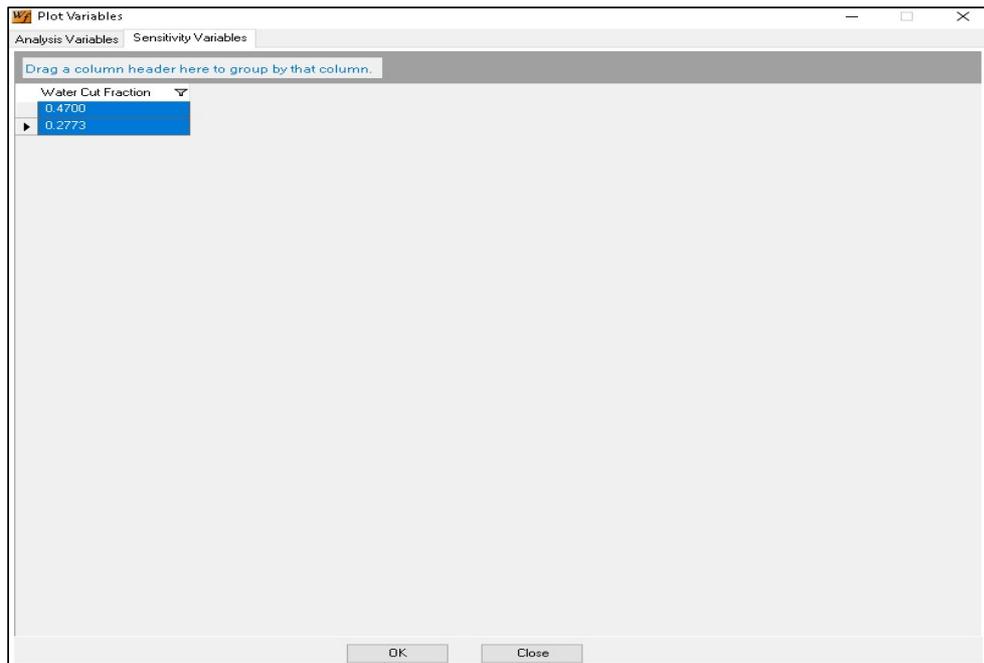


Figura. 68.- Plot variables y selección de datos

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

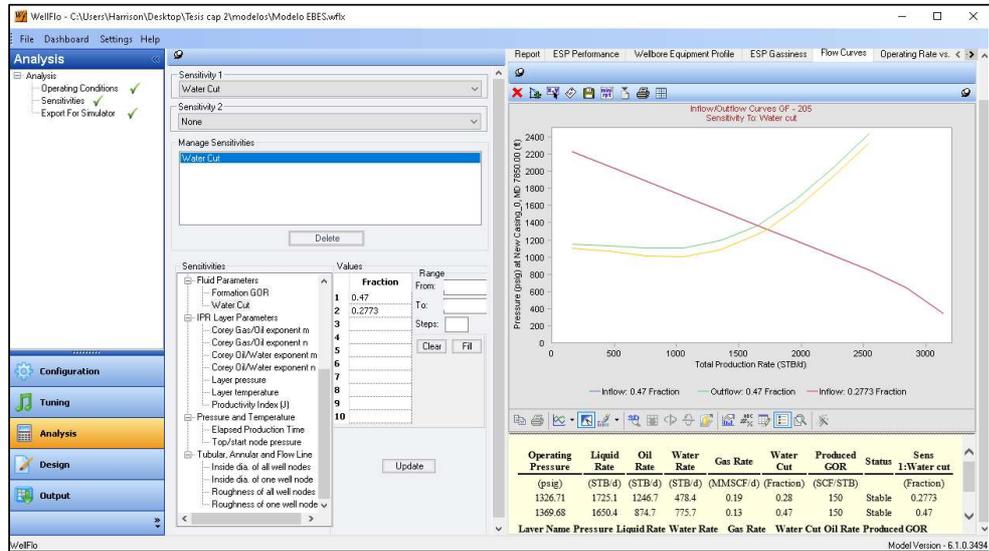


Figura. 69.- Resultados finales del método MPR

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 3.6.2 Análisis de sensibilidad para el método de control de agua mediante geles

Durante la simulación del análisis de sensibilidad el software modificará la relación de fluido en base al corte de agua, el cual tendrá un impacto debido a la aplicación de la técnica de geles la cual causa una obstrucción al intervalo del espesor neto petrolífero.

Esto impactará en los cálculos del índice de productividad, lo cual llevará a una reducción de la pendiente de la curva afluencia, impactando de esta manera la tasa de producción y dejándonos ver el verdadero comportamiento final del pozo.

Para el desarrollo de la sensibilidad del método geles, en la sección de reservorio se selecciona la opción *layer parameters* (parámetro de capa) en donde se deben ingresar nuevos parámetros del reservorio como son (Figura. 70):

- *Permeability* (permeabilidad)
- *Thickness* (TVD) (espesor)
- *Wellbore radius* (radio del pozo)

Una vez ingresados los nuevos parámetros, escogemos la opción *drainage area geometry* (geometría del área de drenaje), se selecciona el tipo de drenaje circular y se ingresa

el valor del radio de drenaje equivalente el cual calcula automáticamente el área de drenaje (Figura. 71).

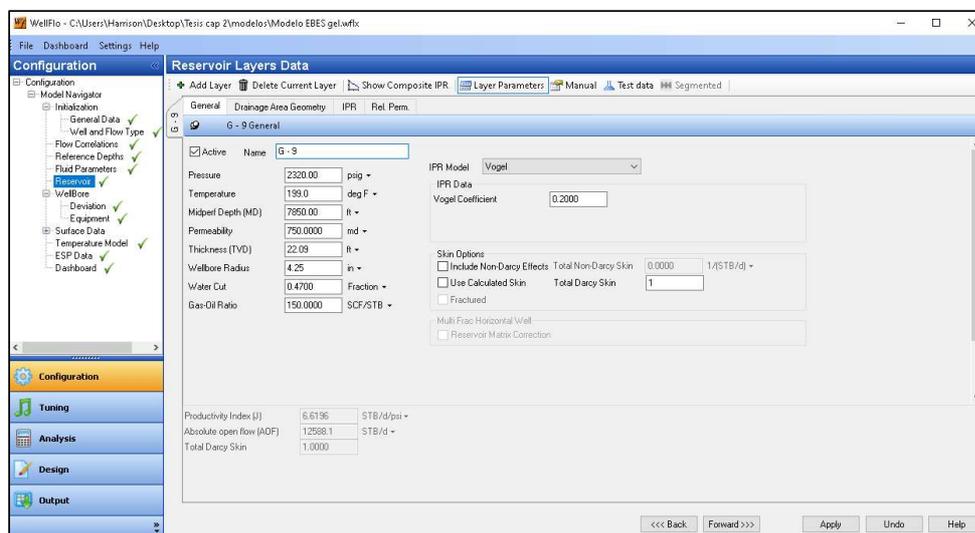


Figura. 70.- Ingreso de los parámetros generales de la capa del yacimiento.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

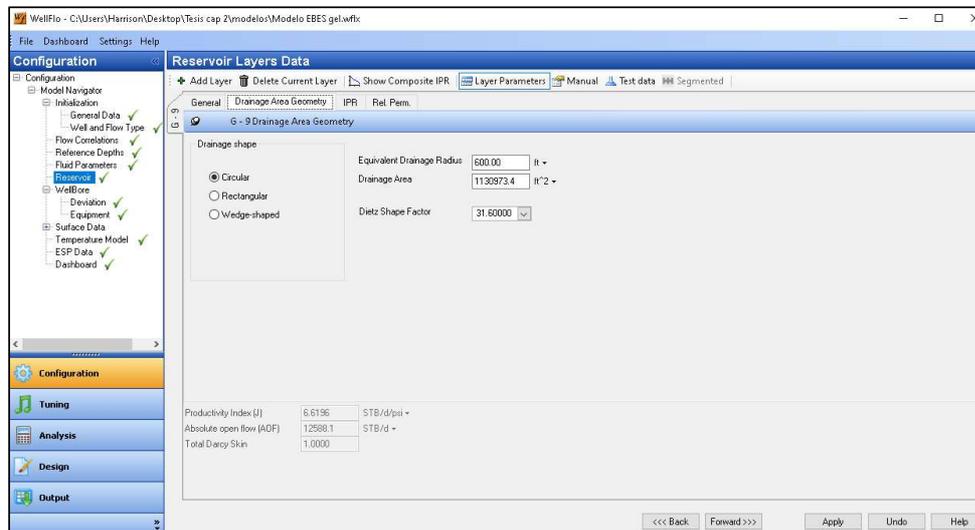


Figura. 71.- Ingreso de los valores del área geométrica de drenaje.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

A continuación, se procede a variar el valor del total skin darcy hasta calibrarlo, que refleje el índice de productividad (IP) real del pozo. Para calibrar este valor seleccionamos la opción de análisis, elegimos el apartado de sensibilidad y posteriormente vamos a seleccionar IPR skin *parameters*, escogemos total darcy skin, se ingresan un rango de valores y calcular (Figura. 72).

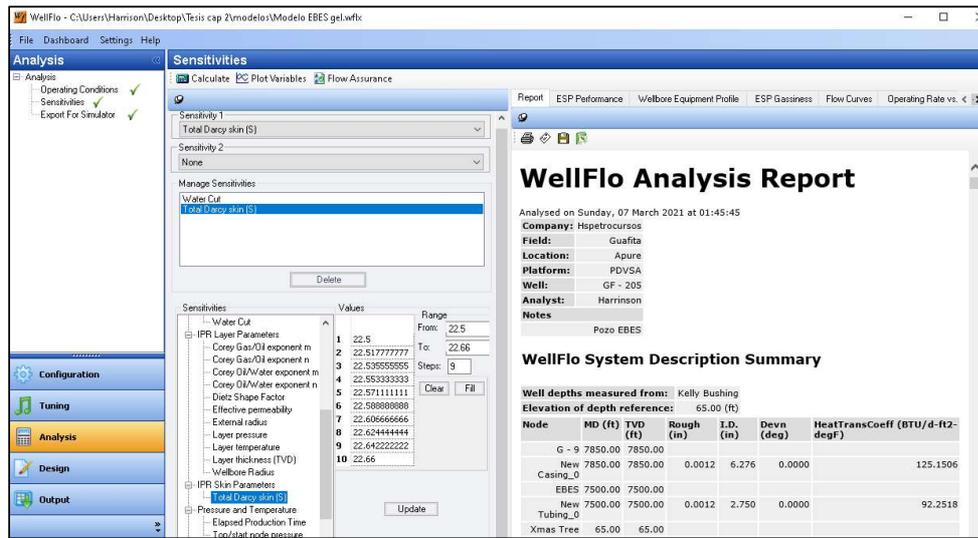


Figura. 72.- Sensibilidad para el ajuste del daño calibrado

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

Una vez hecho el cálculo, seleccionamos el apartado de plot variables, escogemos la opción *sensivity* variables, seleccionamos todos los datos a graficar (Figura. 73) y seleccionamos el total skin darcy ajustado que refleja el comportamiento real del pozo.

Una vez encontrado el valor del total skin darcy calibrado, seleccionamos el apartado de *configuration* (configuraciones), elegimos la opción *reservoir* (reservorio), procedemos a ingresar el valor del total skin darcy calibrado y seleccionamos aplicar (Figura. 74).

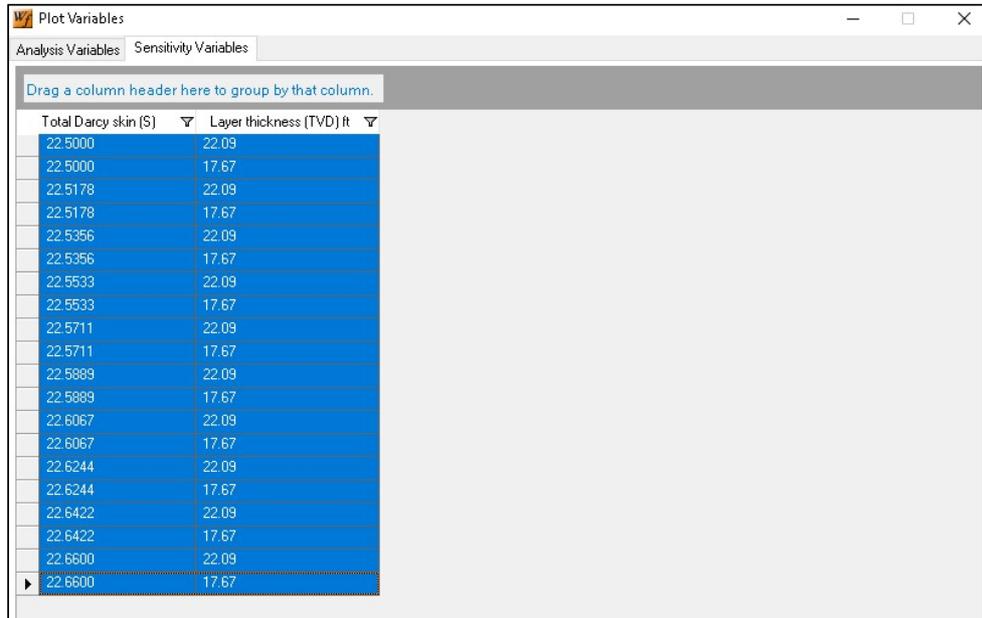


Figura. 73.- Plot variables y selección de datos

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

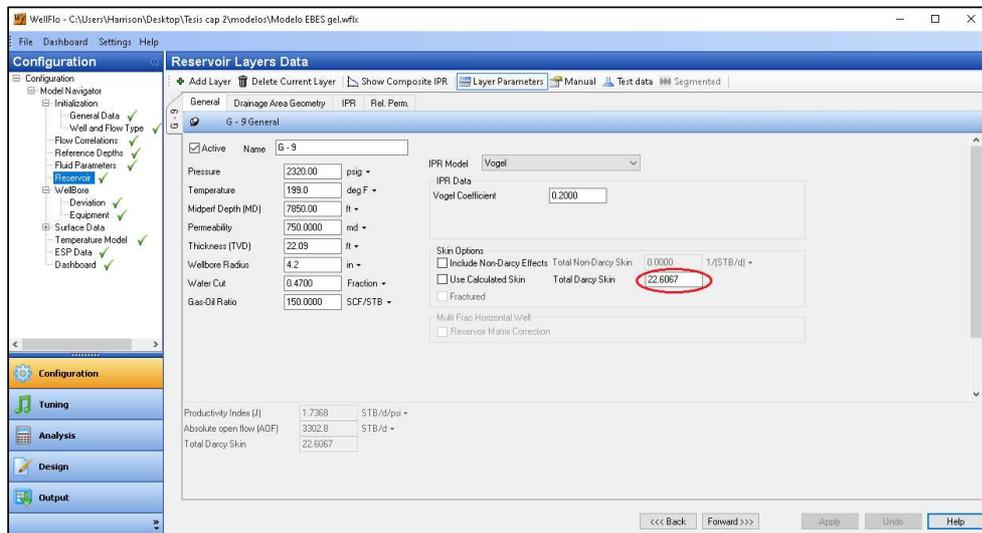


Figura. 74.- Ingreso del dato total skin darcy calibrado que reproduce el comportamiento del IP real del pozo

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

Dicho lo anterior, seleccionamos el apartado de análisis, escogemos la opción sensibilidad y dentro de la sección IPR *layer parameters* (parámetros de la capa de IPR), escogemos la opción *layer thickness* y se ingresan los siguientes valores (Figura. 75):

- El valor del espesor neto petrolífero original.
- El valor del espesor neto petrolífero una vez aplicado al método de geles.
- Porcentaje actual del corte de agua del pozo candidato.
- Porcentaje del corte de agua del pozo una vez aplicado al método de geles.

Después de haber ingresado los valores mencionados, se carga los datos y se realizara una doble sensibilidad en el corte de agua y en el espesor neto petrolífero, se realiza el cálculo, seleccionamos la opción plot variables, escogemos el apartado de *sensitivity* variables, se seleccionan los valores tanto para el corte de agua como el del espesor neto petrolífero (Figura. 76), se procede a generar la gráfica y se obtienen los resultados finales del método (Figura. 77).

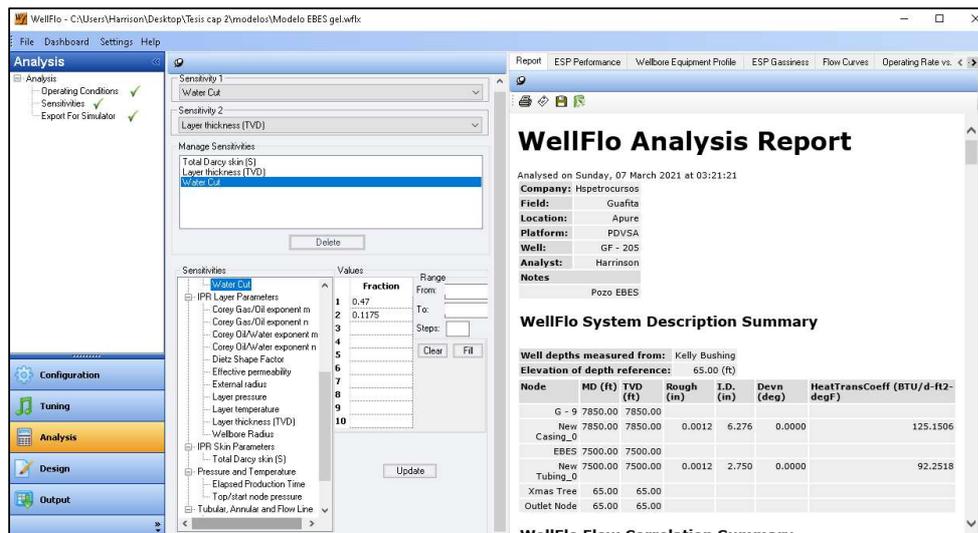


Figura. 75.-Ingreso de los valores del corte de agua y el espesor neto petrolífero

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

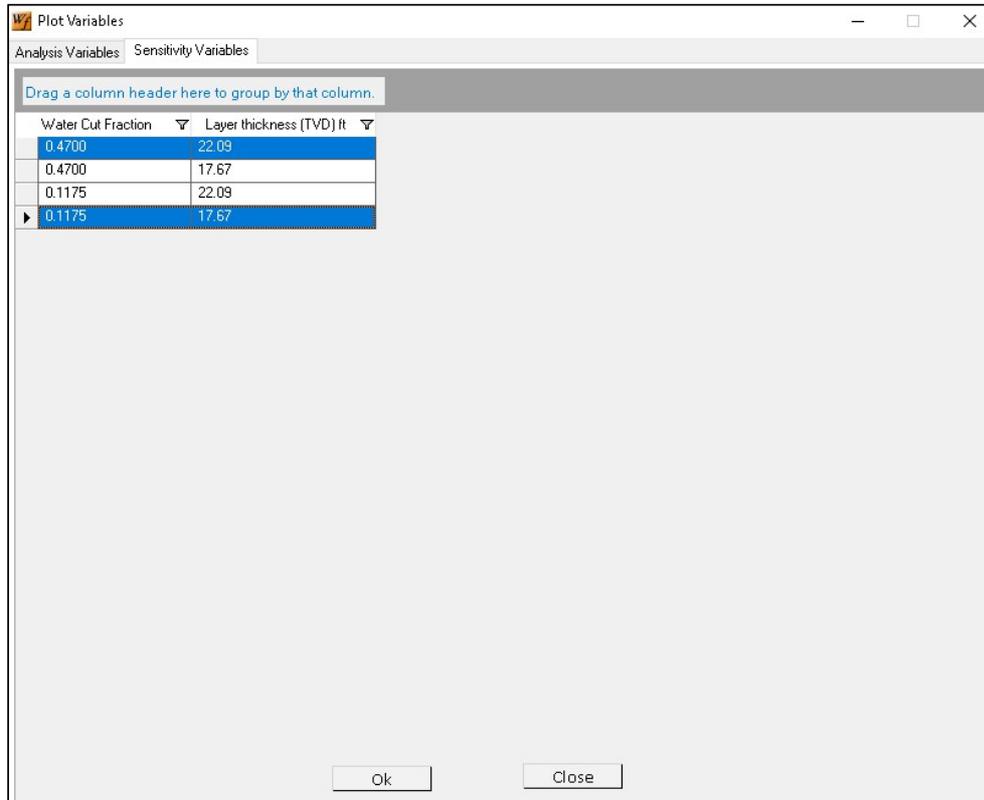


Figura. 76.- Selección de los valores del corte de agua y el espesor

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

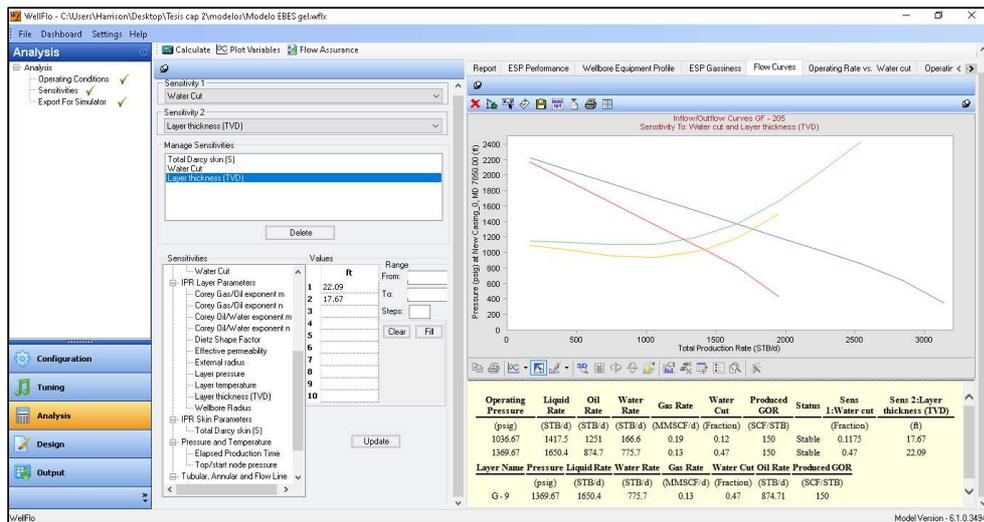


Figura. 77.- Resultados finales del método Geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

Finalmente, llegado a este punto hemos obtenidos los resultados necesarios para poder comparar ambos métodos de control de agua, principalmente se compararán las variables: de tasa líquida, tasa de petróleo, presión de operación, tasa de agua y porcentaje de corte de agua. los resultados se detallarán en el siguiente capítulo.

## CAPÍTULO IV

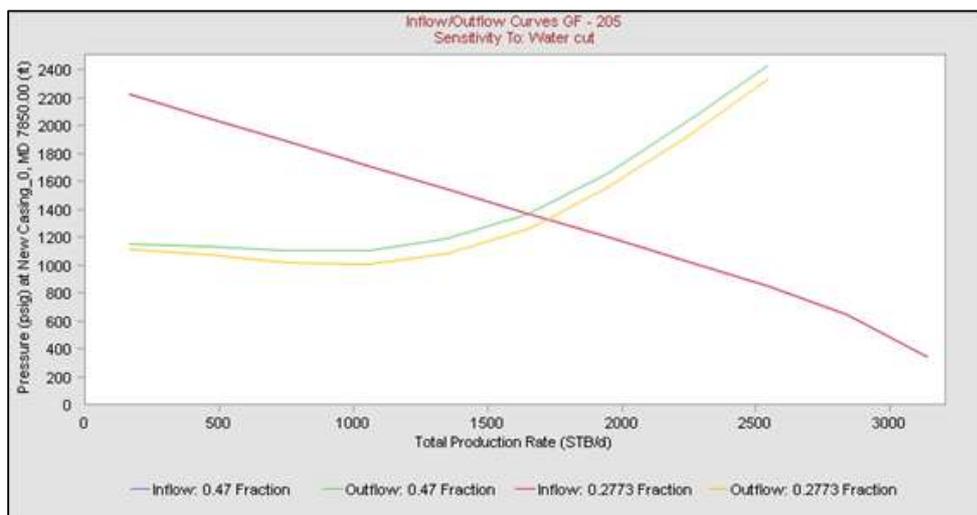
### ANÁLISIS Y RESULTADOS

El presente capítulo se presentarán los resultados obtenidos a partir de las corridas de simulación efectuadas durante la investigación, así como la comparación y discusión de los mismos.

El criterio para la selección del mejor método de control de agua, desde un punto de vista técnico económico es aquel que arroje mejores resultados al momento de realizar el tratamiento, tanto para la aplicación de la técnica de geles y la aplicación de la técnica de polímeros modificadores de la permeabilidad relativa, es decir, aquel caso que garantice un mayor control de la producción de agua, contribuya a la producción del pozo y de mejores resultados económicos.

#### 4.1 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO MPR

En la (Gráfica. 1) se observa el comportamiento de la curva de oferta y las dos curvas de demanda, una respectiva a las condiciones normales del pozo y la otra curva refleja el comportamiento una vez aplicado el método de control de agua MPR.



Gráfica. 1.- Curva de oferta y demanda antes y después del tratamiento con MPR

En la (Tabla. 8) se detalla la producción actual del pozo A1 que tiene como resultado una presión de operación de 1369.68 (psig), una tasa líquida de 1650.4 (STB/d), una tasa de petróleo del 874.7 (STB/d), una tasa de agua de 775.7 (STB/d) y un el corte de agua de 0,47%.

Tabla. 8.- Resultados de producción actual del pozo

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Produced GOR</b>	<b>Status</b>	<b>Sens 1: Water cut</b>
(psig)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		(Fraction)
1369.68	1650.4	874.7	775.7	0.13	0.47	150	Stable	0.47

En la (Tabla. 9) se detalla la producción del pozo A1 una vez aplicado el tratamiento con MPR que da como resultado una presión de operación de 1326.71 (psig), una tasa líquida de 1725.1 (STB/d), una tasa de petróleo del 1246.7 (STB/d), una tasa de agua de 478.4 (STB/d) y un el corte de agua de 0,28%.

Tabla. 9.- Resultados de la producción del pozo después del tratamiento con MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Produced GOR</b>	<b>Status</b>	<b>Sens 1: Water cut</b>
(psig)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		(Fraction)
1326.71	1725.1	1246.7	478.4	0.19	0.28	150	Stable	0.2773

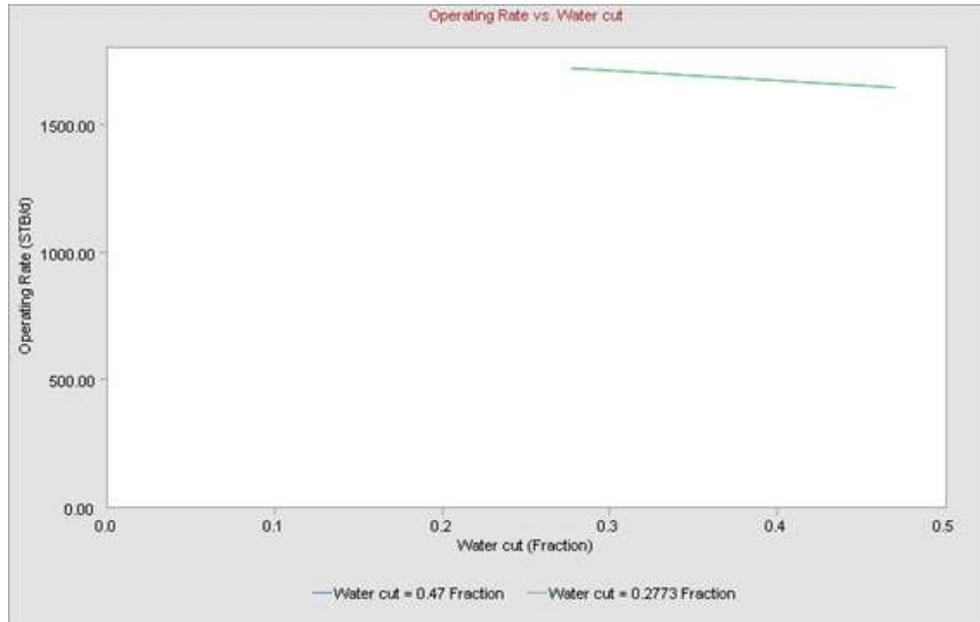
En la (Tabla. 10) se detallan los resultados del incremento y reducción porcentual de la producción del pozo A1. Dando como resultado un incremento porcentual en la tasa líquida del 4.5%, un incremento porcentual en la tasa de petróleo del 42.5%, una reducción porcentual de la tasa de agua del 38.3% y una reducción porcentual en la presión de operación del 3.14%.

Tabla. 10.- Incremento y reducción porcentual de la producción en el método de MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Produced GOR</b>
(psig)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)
-3,14%	4,53%	42,53%	-38,33%	46,15%	-40,43%	150

En la (Gráfica. 2) se observa que la tasa líquida de operación se ve beneficiada por la disminución del corte de agua. Incrementando la tasa líquida de 1650.4 (STB/d) a 1725.1 (STB/d), en un incremento porcentual del 4.53%. estos resultados se dan debido a la aplicación del método MPR.

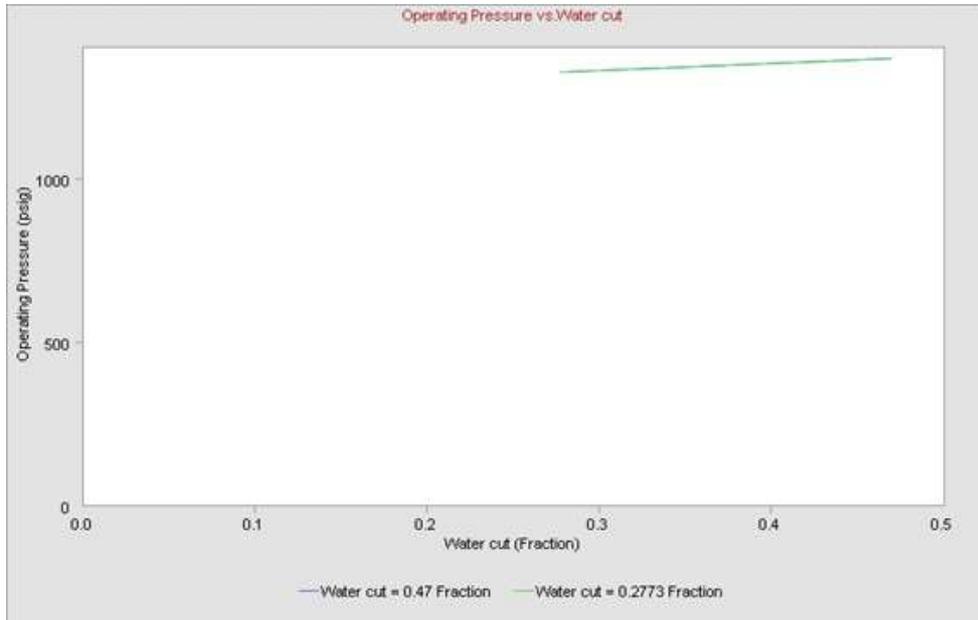


Gráfica. 2.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del corte de agua del método MPR

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

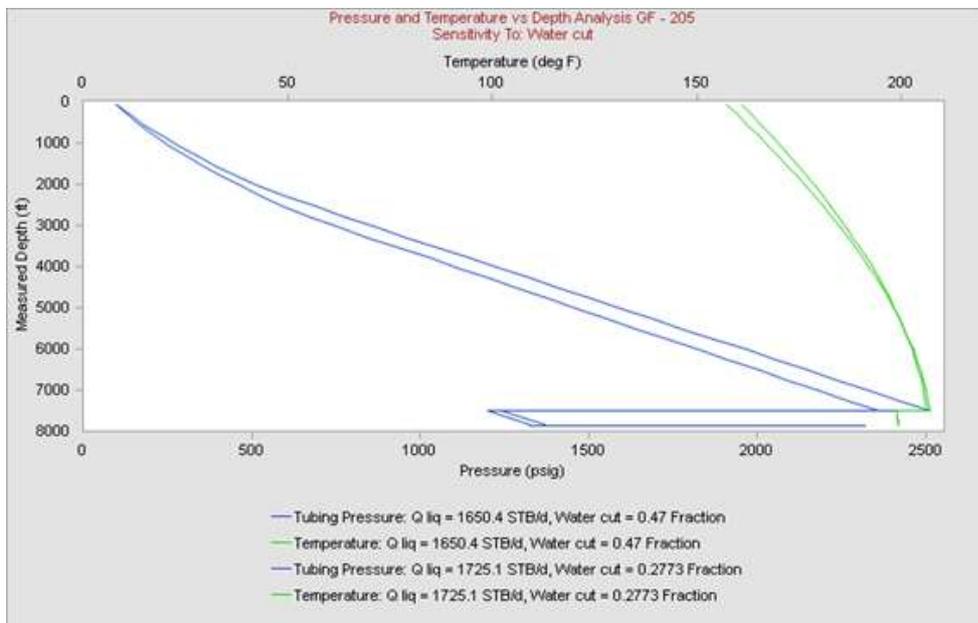
En la (Gráfica. 3) se observa que la presión de operación se ve afectada por la disminución del corte de agua, reduciendo la presión de operación de 1369.68 (psig) a 1326.71 (psig), dando una reducción porcentual del -3.14%. estos resultados se dan debido a la aplicación del método MPR.

En la (Gráfica. 4) se observa el perfil de presión y temperatura pre y post a la aplicación del método MPR. Donde se detalla una clara diferencia en la gráfica de perfil de presión esto debido al impacto en la tasa de producción y por lo tanto en la presión de fondo fluyente. En cuanto al perfil de temperatura se observa una ligera diferencia y esto se debe a que el fluido llega con más temperatura a la cabeza del pozo debido a la reducción del corte de agua.



Gráfica. 3.- Reducción de la presión de operación vs el corte de agua en el método MPR

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

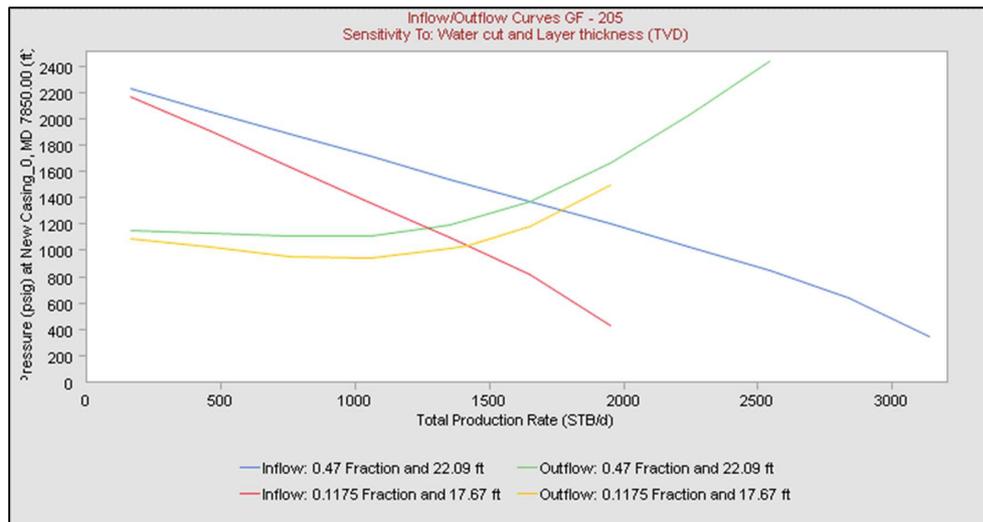


Gráfica. 4.- Perfil de temperatura y presión pre y post a la aplicación del método MPR

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

## 4.2 RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE GELES

En la (Gráfica. 5) se observa el comportamiento de las dos curvas de oferta y las dos curvas de demanda una respectiva con las condiciones normales del pozo y la otra curva refleja el comportamiento una vez aplicado el método de control de agua geles.



Gráfica. 5.- Curva de oferta y demanda antes y después del tratamiento con Geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

Se utilizaron los mismos datos de la producción actual del pozo para la aplicación del método de geles, los cuales se describieron en el método anteriormente y los datos se encuentran en la (Tabla. 8). Para la comparación de la efectividad del método de aplicado, se describirán a continuación sus resultados. Hay que hacer notar que para la aplicación de este método se toma en cuenta el espesor neto petrolífero cuyo valor es de 22.09 (ft)

En la (Tabla. 11) se detalla la producción del pozo A1 una vez aplicado el tratamiento con geles que da como resultado la presión de operación de 1036.67 (psig), una tasa líquida de 1417.5 (STB/d), una tasa de petróleo del 1251 (STB/d), una tasa de agua de 166.6 (STB/d), un el corte de agua de 0,12% y un espesor neto petrolífero de 17.67 (ft).

Tabla. 11.- Resultados de la producción después de la aplicación del método de geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Produced GOR</b>	<b>Status</b>	<b>Sens 1: Water cut</b>	<b>Sens 2: Layer thickness (TVD)</b>
(psig)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(SCF/STB)		(Fraction)	(ft)
1036,67	1417,5	1251	166,6	0,19	0,12	150	Stable	0.1175	17.67

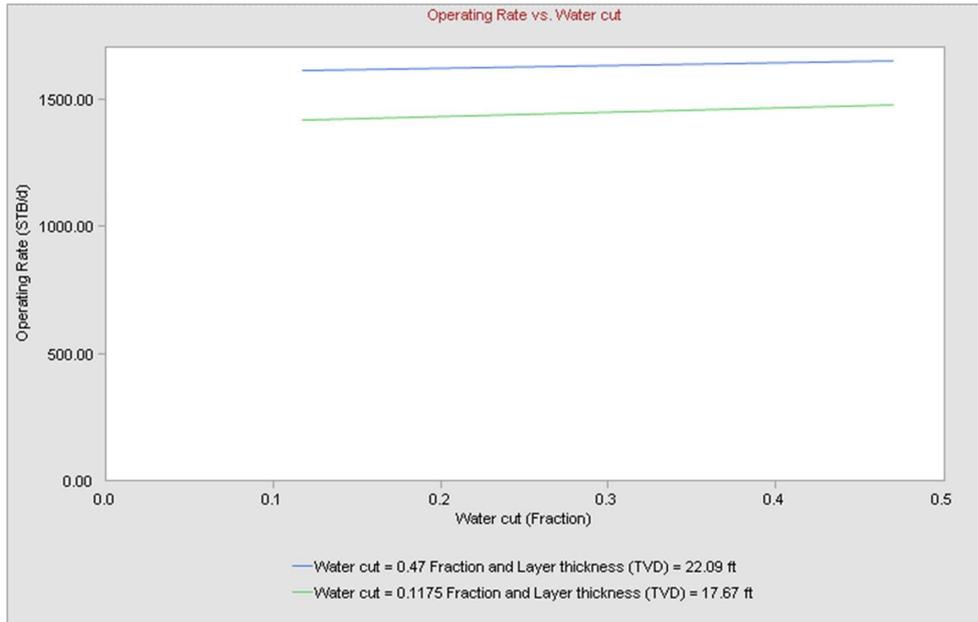
En la (Tabla. 12) se detallan los resultados del incremento y reducción porcentual de la producción del pozo A1. Dando como resultado una reducción porcentual en la tasa líquida del 14.11%, un incremento porcentual en la tasa de petróleo del 43.02%, una reducción porcentual de la tasa de agua del 78.52%, una reducción porcentual en la presión de operación del 24.31% y una reducción del espesor neto petrolífero del 20.01%.

Tabla. 12.- Incremento y reducción porcentual de la producción de la aplicación del método geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

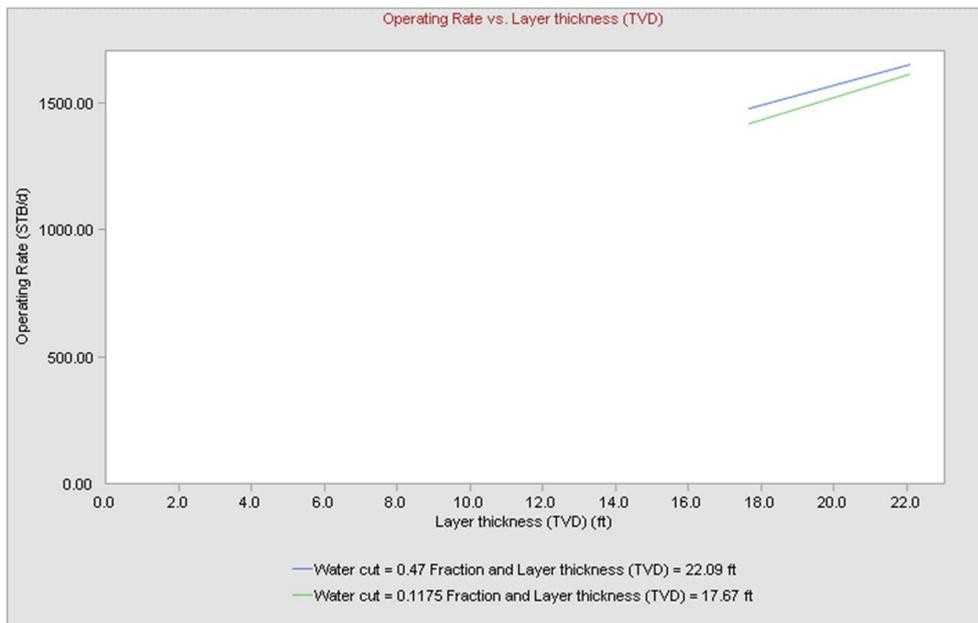
<b>Operating Pressure</b>	<b>Liquid Rate</b>	<b>Oil Rate</b>	<b>Water Rate</b>	<b>Gas Rate</b>	<b>Water Cut</b>	<b>Sens 2: Layer thickness (TVD)</b>	<b>Produced GOR</b>
(psig)	(STB/d)	(STB/d)	(STB/d)	(MMSCF/d)	(Fraction)	(ft)	(SCF/STB)
-24,31%	-14,11%	43,02%	-78,52%	46,15%	-74,47%	-20,01%	150

En la (Gráfica. 6) se observa que la tasa líquida de operación se ve afectada por la disminución del corte de agua esto es debido a la aplicación de la técnica de geles la cual causa una reducción al intervalo del espesor neto petrolífero (Gráfica. 7). reduciendo la tasa líquida de 1650.4 (STB/d) a 1417.5 (STB/d), lo que provoca una reducción porcentual del 14.11%.



Gráfica. 6.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del corte de agua de la aplicación del método de geles

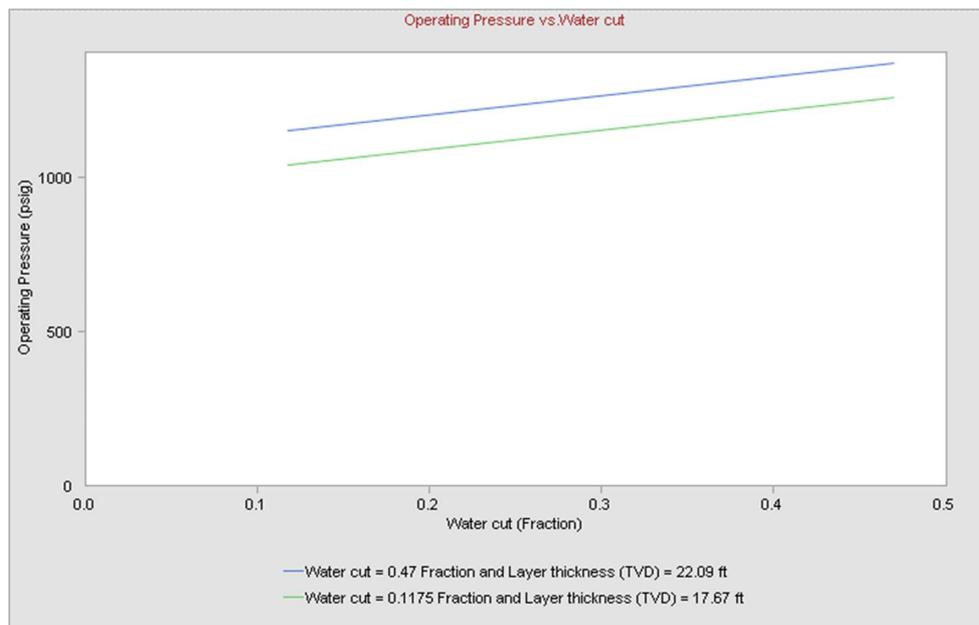
FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)



Gráfica. 7.- Comportamiento de la tasa líquida de operación Vs la reducción del espesor neto petrolífero de la aplicación del método de geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

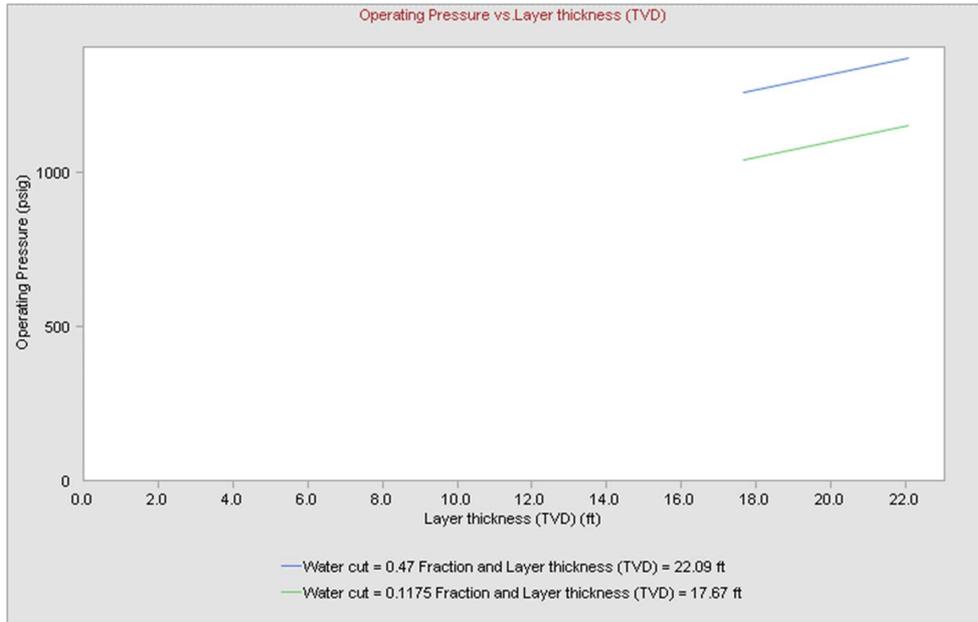
En la (Gráfica. 8) se observa que la presión de operación se ve afectada por la disminución del corte de agua esto es debido a la aplicación de la técnica de geles la cual causa una reducción al intervalo del espesor neto petrolífero (Gráfica. 9). reduciendo la presión de operación de 1369.68 (STB/d) a 1036.67 (STB/d), lo que provoca una reducción porcentual del 24.31%.



Gráfica. 8.- Comportamiento de la presión de operación Vs la reducción del corte de agua de la aplicación del método de geles

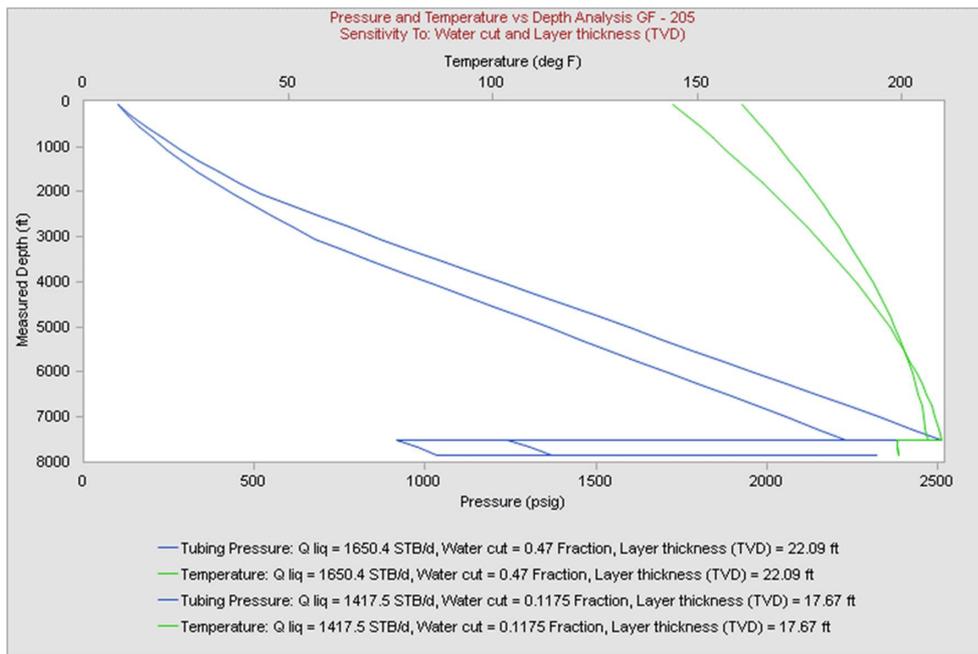
FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

En la (Gráfica. 10) se observa el perfil de presión y temperatura pre y post a la aplicación del método de geles. Donde se detalla una clara diferencia en la gráfica de perfil de presión esto debido al impacto en la tasa de producción y por lo tanto en la presión de fondo fluyente. En cuanto al perfil de temperatura se observa una ligera diferencia y esto se debe a que el fluido llega con más temperatura a la cabeza del pozo debido a la reducción del corte de agua.



Gráfica. 9.- Comportamiento de la presión de operación Vs la reducción del espesor neto petrolífero de la aplicación del método de geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)



Gráfica. 10.- Perfil de temperatura y presión pre y post a la aplicación del método de geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

### 4.3 INDICADORES FINANCIEROS

Existen diferentes indicadores financieros que permiten determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión (Economía de la empresa, 2015).

#### 4.3.1 Inversión

La inversión es una cantidad limitada de fondos proporcionados a un tercero, una empresa o un grupo de acciones. con el propósito de hacer que estos recursos aumenten u obtengan ganancias que beneficia el futuro del proyecto.

#### 4.3.2 Ingreso

El ingreso son todas las ganancias que se suman al presupuesto total de una entidad (pública o privada, individual o grupal. En general, los ingresos son tanto un elemento monetario como un elemento no monetario, que continúan acumulándose y generan así un círculo de beneficio para el consumidor (Gil, 2015).

$$I = p * q \quad \text{Ec. ( 28 )}$$

Donde:

I: Ingreso (\$)

p: Precio unitario (\$)

q: Número de unidades vendidas

#### 4.3.3 Costo

Se trata de una inversión de capital que realiza una empresa para la producción de bienes, productos o servicios. Se deben considerar los siguientes factores a la hora de determinar: materias primas, mano de obra y gastos generados en el proceso de producción (Baca Urbina, 2013).

$$E = c * q \quad \text{Ec. ( 29 )}$$

Donde:

E: Egresos (\$)

c: Costos de producción (\$)

q: Número de unidades producidas

#### 4.3.4 Flujo neto de caja

El flujo de caja o flujo de fondos se calcula restando los ingresos menos los pagos generados en un proyecto de inversión. En este proyecto se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Costos} \quad \text{Ec. ( 30 )}$$

#### 4.3.5 Valor Actual Neto

El cálculo se realiza sumando los flujos de caja futuros actualizados a la tasa de interés del inversor menos la inversión original. A veces, el último flujo de caja se suma al valor residual de la inversión. Este es el precio al que se puede vender el activo al final de su vida útil. El valor actual neto se puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad \text{Ec. ( 31 )}$$

$$VAN = -S_o + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{S_n + VR}{(1+i)^n} \quad \text{Ec. ( 32 )}$$

Donde:

$S_t$  = flujo de neto de caja del período t

$S_o$  = inversión inicial

i = tasa de descuento del inversionista

VR = valor residual de la inversión

 **Se deben tomar las siguientes consideraciones:**

- Si  $VAN = 0$ : No hay ni ganancias ni pérdidas.
- Si  $VAN > 0$ : La inversión genera ganancias.
- Si  $VAN < 0$ : La inversión genera pérdidas.

#### 4.3.6 Tasa interna de Retorno

Esta es la tasa a la que el valor actual neto se vuelve cero. El valor presente de los ingresos es igual al valor presente de los pagos, es decir, si el negocio no tiene ganancias o pérdidas. Se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$0 = -S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + TIR)^t} \quad \text{Ec. ( 33 )}$$

$$0 = -S_o + \frac{S_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{S_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{S_n + VR}{(1 + TIR)^n} \quad \text{Ec. ( 34 )}$$

Donde:

$S_t$  = flujo de neto de caja del período t

$S_o$  = inversión inicial

TIR = tasa interna de retorno

VR = valor residual de la inversión

 **Se deben tomar las siguientes consideraciones:**

- Si  $TIR = i$ : Es indiferente.
- Si  $TIR > i$ : Se acepta realizar la inversión.
- Si  $TIR < i$ : Se rechaza la inversión.

#### 4.3.7 Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI)

Este es el momento en el que la inversión original se amortizará. Todos los flujos anuales deben descontarse de la inversión original hasta que se determine cuánto tiempo tomará cubrir la inversión. Cuanto menor sea el PRI, más rápido se reembolsará la inversión y el proyecto será más viable económicamente.

Se calcula a partir de la siguiente formula:

$$PRI = a + \left[ \left( \frac{-b}{-b + c} \right) \right] \quad \text{Ec. ( 35 )}$$

Donde:

a: periodo anterior inmediato al que se recupera la inversión.

b: flujo neto efectivo negativo antes de superar la inversión inicial.

c: flujo neto con el cual ya se superó la inversión inicial.

#### **4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO**

La mejor manera de evaluar la rentabilidad de un proyecto es mediante el uso de indicadores financieros. Durante este capítulo abordaremos los conceptos relativos a la evaluación de proyectos, así como el análisis económico del pozo candidato el cual ha sido sometido a dos escenarios de técnicas de control de agua. De esta manera se puede concluir si es viable o no su realización, cuan beneficiosa es su aplicación e incluso el tiempo para el cual se recuperaría la inversión.

Cabe mencionar para realización de los cálculos de los indicadores financieros se utilizó el programa de Microsoft Excel.

##### **4.4.1 Análisis económico en la aplicación del método MPR**

Los modificadores de permeabilidad relativa (MPR) son sistemas de polímeros de carácter hidrofílicos solubles en agua. Estos polímeros cuando se hidratan producen largas cadenas que libremente ocuparan los espacios porosos de la roca

Debido a su carácter hidrofílicos, tiende a tener una mayor atracción del agua y repelen el petróleo y, como resultado, ejercen una resistencia adicional al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo.

Para realizar la evaluación económica se toma en cuenta los equipos que se requieren para la aplicación del método y el costo del tratamiento que se calculan en base al volumen total requerido (ecuación 36) de químico para penetrar 30 pies, con un intervalo de 22.09 pies

y con una porosidad del 21% (Tabla. 13). Considerando que cada barril preparado del químico tiene un costo de \$ 50.00 USD.

$$V_{req} = 0,56 * rp^2 * hp * \emptyset \quad \text{Ec. ( 36 )}$$

Donde:

$V_{req}$ : Volumen requerido a inyectar

rp: radio de penetración

$\emptyset$ : porosidad

hp: intervalo de perforación

Tabla. 13.- Datos para el cálculo del volumen requerido del método MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

Método MPR			
Radio de penetración	Intervalo de perforación	porosidad	Volumen requerido
r (ft)	h (ft)	$\emptyset$	Bls
30	22,09	0,21	2338,0056

En la (Tabla. 14) se encuentran los equipos que se requieren para realizar la aplicación de la técnica de control de agua MPR.

Tabla. 14.- Costos estimados de servicios operacionales para el método MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

Actividad de servicios operacionales	Costos (USD)
Unidad de coiled tubing	\$ 50.000,00
Equipo BES	\$ 250.000,00
tanque de 1000 Bls	\$ 40.000,00
Químico MPR Bls	\$ 116.900,28
Instalación de conectores	\$ 4.000,00
Transporte	\$ 7.500,00
Asistencia de simulación + asistencia técnica	\$ 100.000,00
Supervisión e instalación del equipo bes	\$ 15.000,00
Contingencias	\$ 61.000,00
Trabajo de inyección y otros	\$ 200.000,00
Total	\$ 844.400,28

En análisis se hará una evaluación económica a 12 meses, la cual tendrá tres escenarios donde el precio del petróleo será de 60\$, 40\$ y 20\$, con una tasa de actualización del 1% mensual y una tasa de declinación exponencial de producción proporcionada por el ingeniero de experiencia del 0,009 mensual nominal.

A continuación, se realiza la evaluación económica del método MPR para los distintos escenarios:

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 60\$ - Método MPR:**

Tabla. 1.5 - Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$60 USD.

FUENTE: (Harrison Jordan Pehina Lozano. Autor)

<b>CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método MPR corte de agua= 0,47)</b>	
Go (bppd)	874,7

<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método MPR corte de agua= 0,2773)</b>	
Go (bppd)	1246,7

<b>Go adicional por la aplicación PMR (bppd)</b>	<b>Costo de la aplicación del método MPR (\$)</b>
372	-844400,28

Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bis)	Post Tasa de producción de petróleo (Bis)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 60 \$)	Ingresos (Barril = 60 \$) Acumulado	Flujo Neto Efectivo (Barril = 60\$)
0	0,0	0	0,0	-844400,3	0,0	-844400,3
1	874,7	1246,7	372,0	669600,0	669600,0	-174800,3
2	859,1	1224,5	365,4	657655,0	1327255,0	1152454,7
3	851,4	1207,0	355,6	640135,9	1967390,9	3119845,7
4	843,8	1186,8	343,1	617500,9	2584891,8	5704737,5
5	836,2	1164,2	328,0	590329,3	3175221,1	8879958,7
6	828,7	1139,4	310,7	559296,9	3734518,1	12614476,7
7	821,3	1113,0	291,7	525148,2	4259666,3	16874143,0
8	813,9	1085,4	271,5	488666,6	4748332,9	21622475,9
9	806,6	1057,0	250,4	450645,3	5198978,2	26821454,1
10	799,4	1028,2	228,8	411858,8	5610837,0	32432291,1
11	792,3	999,5	207,2	373038,1	5983875,1	38416166,1
12	785,2	971,2	186,0	334849,3	6318724,3	44734890,5

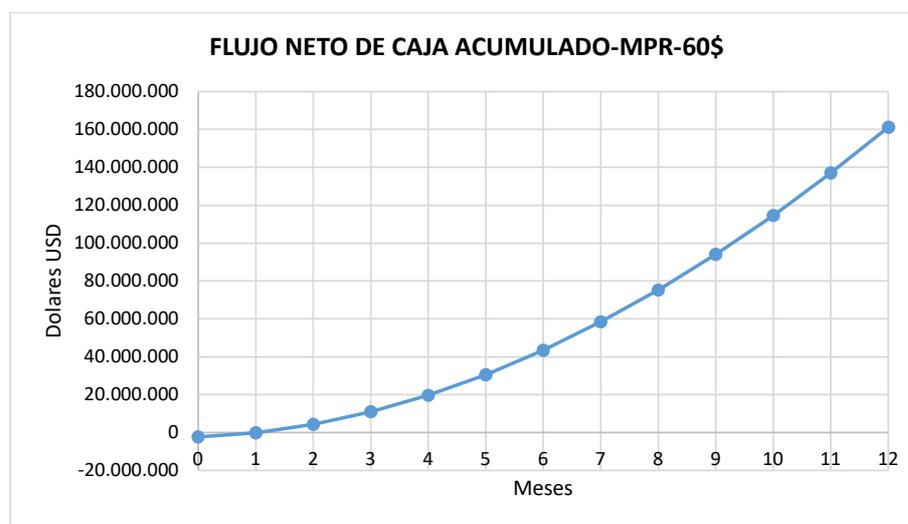
En la (Tabla. 16), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 372 bdpd y su precio de \$ 60.00 por barril, la inversión se recupera en 1,13 meses, esto serian 34 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) de \$ 5.124.052,14 USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 76% y un índice de rentabilidad (IR) del 7,07

Tabla. 16.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$60

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Resultados (Barril =60\$)</b>	
VAN	\$ 5.124.052,14
TIR efectiva mensual (%)	76%
índice de rentabilidad	7,07
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	1,13

En la (Gráfica. 11) se observa el periodo de recuperación de inversión de 1,13 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 60.



Gráfica. 11.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$60 – Método MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 40\$ - Método MPR:**

Tabla. 17.- Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$40 USD.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano, Autor)

	<b>CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método PMR corte de agua= 0,47)</b>
Go (bppd)	874,7

	<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método PMR corte de agua= 0,2773)</b>
Go (bppd)	1246,7

	<b>Go adicional por la aplicación PMR (bppd)</b>	<b>Costo de la aplicación del método PMR (\$)</b>
	372	-844400,28

Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bis)	Post Tasa de producción de petróleo (Bis)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado	Flujo Neto Efectivo (Barril = 40\$)
0	0,0	0	0,0	-844400,3	0,0	-844400,3
1	874,7	1246,7	372,0	446400,0	446400,0	-398000,3
2	859,1	1224,5	365,4	438436,7	884836,7	486836,4
3	851,4	1207,0	355,6	426757,3	1311594,0	1798430,4
4	843,8	1186,8	343,1	411667,3	1723261,2	3521691,6
5	836,2	1164,2	328,0	393552,9	2116814,1	5638505,7
6	828,7	1139,4	310,7	372864,6	2489678,7	8128184,4
7	821,3	1113,0	291,7	350098,8	2839777,5	10967961,9
8	813,9	1085,4	271,5	325777,8	3165555,3	1413517,2
9	806,6	1057,0	250,4	300430,2	3465985,5	17599502,6
10	799,4	1028,2	228,8	274572,5	3740558,0	21340060,6
11	792,3	999,5	207,2	248692,1	3989250,0	25329310,7
12	785,2	971,2	186,0	223232,9	4212482,9	29541793,6

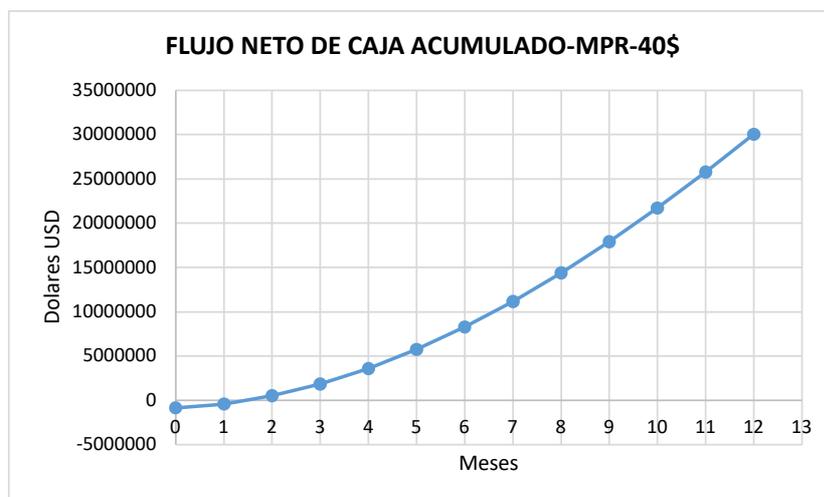
En la (Tabla. 18), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 372 bdpd y su precio de \$ 40.00 por barril, la inversión se recupera en 1,45 meses, esto serian 43 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) \$ 3.134.568 USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 49% y un índice de rentabilidad (IR) del 4,71

Tabla. 18.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$40

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano.Autor)

<b>Resultados (Barril =40\$)</b>	
VAN	\$ 3.134.568,00
TIR efectiva mensual (%)	49%
índice de rentabilidad	4,71
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	1,45

En la (Gráfica. 12) se observa el periodo de recuperación de inversión de 1,45 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 40.



Gráfica. 12.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$40 – Método MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 20\$ - Método MPR:**

Tabla. 19.- Evaluación económica aplicación del método MPR- Escenario del barril de petróleo \$20 USD.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano, Autor)

**CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método MPR corte de agua= 0,47)**

Go (bppd) 874,7

**CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método MPR corte de agua= 0,2773)**

Go (bppd) 1246,7

Go adicional por la aplicación MPR (bppd) 372

Costo de la aplicación del método MPR (\$) -844400,28

Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bis)	Post Tasa de producción de petróleo (Bis)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 20 \$)	Ingresos (Barril = 20 \$) Acumulado	Flujo Neto Efectivo (Barril = 20\$)
0	0,0	0	0,0	-844400,3	0,0	-844400,3
1	874,7	1246,7	372,0	223200,0	223200,0	-621200,3
2	859,1	1224,5	365,4	219218,3	442418,3	-178781,9
3	851,4	1207,0	355,6	213378,6	655797,0	477015,0
4	843,8	1186,8	343,1	205833,6	861630,6	1338645,7
5	836,2	1164,2	328,0	196776,4	1058407,0	2397052,7
6	828,7	1139,4	310,7	186432,3	1244839,4	3641892,1
7	821,3	1113,0	291,7	175049,4	1419888,8	5061780,8
8	813,9	1085,4	271,5	162888,9	1582777,6	6644558,5
9	806,6	1057,0	250,4	150215,1	1732992,7	8377551,2
10	799,4	1028,2	228,8	137286,3	1870279,0	10247830,2
11	792,3	999,5	207,2	124346,0	1994625,0	12242455,2
12	785,2	971,2	186,0	111616,4	2106241,4	14348696,6

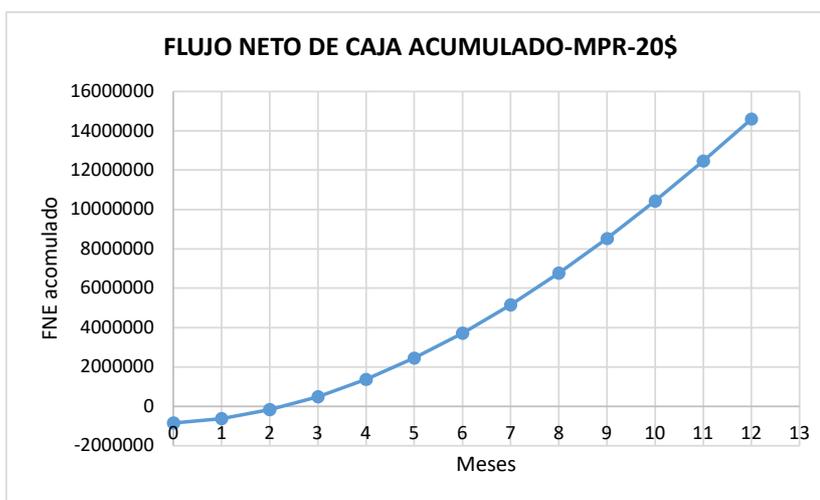
En la (Tabla. 20), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 372 bdpd y su precio de \$ 20.00 por barril, la inversión se recupera en 2,27 meses, esto serian 68 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) de \$1.145.083,86 USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 21% y un índice de rentabilidad (IR) del 2,36.

Tabla. 20.- Resultados financieros del método MPR, con un escenario del costo del barril de \$20

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano.Autor)

<b>Resultados (Barril =20\$)</b>	
VAN	\$ 1.145.083,86
TIR efectiva mensual (%)	21%
índice de rentabilidad	2,36
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	2,27

En la (Gráfica. 13) se observa el periodo de recuperación de inversión de 2,27 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 20.



Gráfica. 13.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$20 – Método MPR

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano.Autor)

#### 4.4.2 análisis económico en la aplicación del método Geles

El método de geles es un polímero que se forma a partir de una solución acuosa y uno o varios agentes entrecruzadores orgánico y / o inorgánico. La solución acuosa sufre una reacción química a una determinada temperatura para formar una red de polimérica entrecruzada con una estructura tridimensional, que atrapa el agua en su interior.

El método de geles, reduce la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo cuando penetran en el medio poroso. La ventaja de este tipo de geles en comparación de otros sistemas químicos es que reducen selectivamente la permeabilidad al agua, sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo y tienen la capacidad de proporcionar un mejor aislamiento.

Para realizar la evaluación económica se toma en cuenta los equipos que se requieren para la aplicación del método y el costo del tratamiento que se calculan en base al volumen total requerido de químico para penetrar 50 pies, con un intervalo de 22.09 pies y con una porosidad del 21%. Considerando que cada barril preparado del químico tiene un costo de \$ 140.00 USD.

Para el cálculo del volumen requerido de geles a inyectar se usa la (Ec. 36). Utilizada para realizar el cálculo del volumen requerido del método MPR.

Tabla. 21.- Datos para el cálculo del volumen requerido del método geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

Gel			
Radio de penetración	Intervalo de perforación	porosidad	Volumen req
r (ft)	h (ft)	Ø	Bls
50	22,09	0,21	6494

En la (Tabla. 22) se encuentran los equipos que se requieren para realizar la aplicación de la técnica de control de agua MPR.

Tabla. 22.- Costos estimados de servicios operacionales para el método geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

Actividad de servicios operacionales	Costos (USD)
Unidad de coiled Tubing	\$ 50.000,00
Equipo bes	\$ 250.000,00
Ensayo de laboratorio	\$ 10.000,00
barril de gel preparado	\$ 909.224,40
Asistencia de simulación + asistencia técnica	\$ 100.000,00
Supervisión e instalación del equipo bes	\$ 15.000,00
Contingencias	\$ 61.000,00
Trabajo de inyección y otros	\$ 300.000,00
<b>Total</b>	<b>\$ 1.695.224,40</b>

En análisis se hará una evaluación económica a 12 meses, la cual tendrá tres escenarios donde el precio del petróleo será de 60\$, 40\$ y 20\$, con una tasa de actualización del 1% mensual y una tasa de declinación exponencial de producción proporcionada por el ingeniero de experiencia del 0,009 mensual nominal.

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 60\$ - Método Geles:**

Tabla 23.- Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$60 USD.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método Geles corte de agua= 0,47)</b>	
Go (bppd)	874,7

<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método Geles corte de agua= 0,1175)</b>	
Go (bppd)	1251

<b>Go adicional por la aplicación Geles (bppd)</b>	<b>Costo de la aplicación del método Geles (\$)</b>
376,3	-1695224,4

Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bls)	Post Tasa de producción de petróleo (Bls)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 60 \$)	Ingresos (Barril = 60 \$) Acumulado	Fujo Neto Efectivo (Barril = 60\$)
0	0,0	0	0,0	-1695224,4	0,0	-1695224,4
1	874,7	1251,0	376,3	677340,0	677340,0	-1017884,4
2	859,1	1228,7	369,6	665257,0	1342597,0	324712,6
3	851,4	1211,1	359,7	647535,3	1990132,3	2314844,8
4	843,8	1190,8	347,0	624638,7	2614771,0	4929615,8
5	836,2	1168,0	331,8	597153,0	3211924,0	8141539,8
6	828,7	1143,0	314,3	565761,9	3777685,9	11919225,7
7	821,3	1116,4	295,1	531218,5	4308904,4	16228130,0
8	813,9	1088,6	274,6	494315,2	4803219,6	21031349,6
9	806,6	1059,9	253,3	455854,4	5259073,9	26290423,5
10	799,4	1030,9	231,5	416619,5	5675693,4	31966116,9
11	792,3	1001,9	209,6	377350,1	6053043,5	38019160,4
12	785,2	973,3	188,2	338719,8	6391763,4	44410923,7

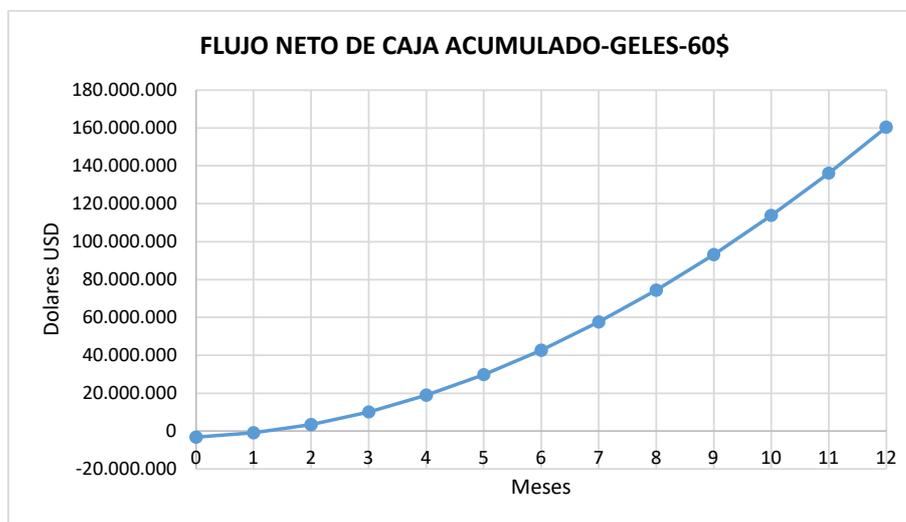
En la (Tabla. 24), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 376,3 bdpd y su precio de \$ 60.00 por barril, la inversión se recupera en 1,76 meses, esto serian 53 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) de \$4.342.218,19USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 36% y un índice de rentabilidad (IR) del 3,56.

Tabla. 24.-Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$60

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Resultados (Barril =60\$)</b>	
VAN	\$ 4.342.218,19
TIR efectiva mensual (%)	36%
índice de rentabilidad	3,56
<b>Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)</b>	<b>1,76</b>

En la (Gráfica. 14) se observa el periodo de recuperación de inversión de 1,76 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 60.



Gráfica. 14.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$60 – Método Geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 40\$ - Método Geles:**

Tabla. 25 - Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$40 USD.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método Geles corte de agua= 0.47)</b>	
Go (bppd)	874,7
<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método Geles corte de agua= 0,1175)</b>	
Go (bppd)	1251
<b>Go adicional por la aplicación Geles (bppd)</b>	<b>Costo de la aplicación del método Geles (\$)</b>
376,3	-1695224,4

Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bis)	Post Tasa de producción de petróleo (Bis)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 40 \$)	Ingresos (Barril = 40 \$) Acumulado	Flujo Neto Efectivo (Barril = 40\$)
0	0,0	0	0,0	-1695224,4	0,0	-1695224,4
1	874,7	1246,7	376,3	451560,0	451560,0	-1243664,4
2	859,1	1228,7	369,6	443504,6	895064,6	-348599,8
3	851,4	1211,1	359,7	431690,2	1326754,9	978155,1
4	843,8	1190,8	347,0	416425,8	1743180,6	2721335,7
5	836,2	1168,0	331,8	398102,0	2141282,6	4862618,4
6	828,7	1143,0	314,3	377174,6	2518457,3	7381075,6
7	821,3	1116,4	295,1	354145,6	2872602,9	10253678,5
8	813,9	1088,6	274,6	329543,5	3202146,4	13455824,9
9	806,6	1059,9	253,3	303902,9	3506049,3	16961874,2
10	799,4	1030,9	231,5	277746,3	3783795,6	20745669,8
11	792,3	1001,9	209,6	251566,7	4035362,3	24781032,1
12	785,2	973,3	188,2	225813,2	4261175,6	29042207,7

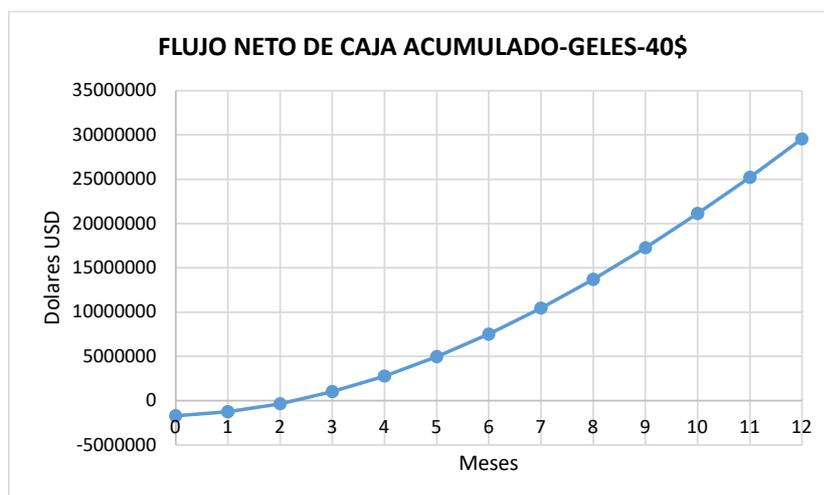
En la (Tabla. 26), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 376,3 bdpd y su precio de \$ 40.00 por barril, la inversión se recupera en 2,26 meses, esto serían 68 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) de \$2.329.737,33 USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 21% y un índice de rentabilidad (IR) de 2,37.

Tabla. 26.- Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$40.

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Resultados (Barril =40\$)</b>	
VAN	\$ 2.329.737,33
TIR efectiva mensual (%)	21%
índice de rentabilidad	2,37
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	2,26

En la (Gráfica. 15) se observa el periodo de recuperación de inversión de 2,26 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 40.



Gráfica. 15.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$40 – Método Geles

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

**Escenario de recuperación de la inversión donde el precio del petróleo será de 20\$ - Método Geles:**

Tabla 27.- Evaluación económica aplicación del método de Geles- Escenario del barril de petróleo \$20 USD

FUENTE: (Harrison Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>CONDICIÓN INICIAL (pre aplicación del método Geles corte de agua= 0,47)</b>		<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método Geles corte de agua= 0,1175)</b>				
Go (bppd)		874,7				
<b>CONDICIÓN FINAL (post aplicación del método Geles corte de agua= 0,1175)</b>						
Go (bppd)		1251				
<b>Go adicional por la aplicación Geles (bppd)</b>		<b>Costo de la aplicación del método Geles (\$)</b>				
		-1695224,4				
		376,3				
Mes	Pre Tasa de producción de petróleo (Bis)	Post Tasa de producción de petróleo (Bis)	Go (bppd) (Tasa de declinación Exp. 0,009 m.n)	Ingresos (Barril = 60 \$)	Ingresos (Barril = 60 \$) Acumulado	Fujo Neto Efectivo (Barril = 60\$)
0	0,0	0	0,0	-1695224,4	0,0	-1695224,4
1	874,7	1251,0	376,3	225780,0	225780,0	-1469444,4
2	859,1	1228,7	369,6	221752,3	447532,3	-1021912,1
3	851,4	1211,1	359,7	215845,1	663377,4	-358534,7
4	843,8	1190,8	347,0	208212,9	871590,3	513055,7
5	836,2	1168,0	331,8	199051,0	1070641,3	1583697,0
6	828,7	1143,0	314,3	188587,3	1259228,6	2842925,6
7	821,3	1116,4	295,1	177072,8	1436301,5	4279227,1
8	813,9	1088,6	274,6	16471,7	1601073,2	5880300,3
9	806,6	1059,9	253,3	151951,5	1753024,6	7633324,9
10	799,4	1030,9	231,5	138873,2	1891897,8	9525222,7
11	792,3	1001,9	209,6	125783,4	2017681,2	11542903,9
12	785,2	973,3	188,2	112906,6	2130587,8	13673491,6

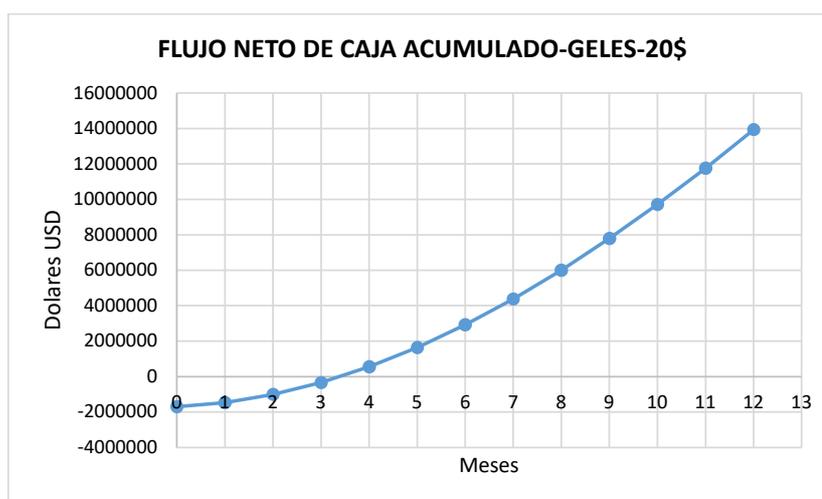
En la (Tabla. 28), este escenario presenta indicadores económicos positivos. Con una producción de 376,3 bdpd y su precio de \$ 20.00 por barril, la inversión se recupera en 3,41 meses, esto serían 102 días aproximadamente, con un valor actual neto (VAN) de \$317.256,46 USD, una tasa interna de retorno (TIR) del 4% y un índice de rentabilidad (IR) del 1,19.

Tabla. 28.- Resultados financieros del método de Geles, con un escenario del costo del barril de \$20.

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

<b>Resultados (Barril =20\$)</b>	
VAN	\$ 317.256,46
TIR efectiva mensual (%)	4%
índice de rentabilidad	1,19
Tiempo de Recuperación de la inversión (meses)	3,41

En la (Gráfica. 16) se observa el periodo de recuperación de inversión de 3,41 meses en el escenario, con el costo de barril de petróleo en \$ 20.



Gráfica. 16.- Periodo de la recuperación de la inversión escenario del costo del barril de \$20 – Método Geles

FUENTE: (Harrinson Jordan Pichina Lozano. Autor)

## CAPITULO V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

- Para la construcción del modelo representativo del pozo seleccionado para el estudio de la implementación de los métodos de control de agua que reproduzca el comportamiento de producción real, fue necesario la recolección de los datos mecánicos del pozo, datos de producción, datos PVT y datos del yacimiento para ser ingresados al software, con la finalidad de realizar una propuesta de tratamiento que nos brinde resultados positivos para la selección de la mejor técnica que se pueda aplicar en un futuro.
- Mediante la ejecución del análisis de sensibilidad en la aplicación de la técnica de inyección de geles se obtuvo como resultado la reducción porcentual en la tasa de producción de agua de 78,53% y un aumento porcentual de la tasa de producción de petróleo de 43,02% y para el caso de la aplicación de la técnica de inyección de polímeros MPR se dio como resultado una reducción porcentual de la producción de agua de 38,33% y aumento porcentual de la tasa de petróleo de 42,53%.
- Durante el análisis y resultados de los dos métodos de control de agua, se obtuvo que la aplicación del método de geles es más eficaz en reducir la producción del agua, en comparación con el método MPR.
- En el análisis económico se concluyó que en el método MPR se obtuvo un mayor beneficio económico y un menor tiempo de recuperación de la inversión en comparación de la aplicación de la técnica de inyección de geles.
- Las propiedades de los geles deben ser evaluadas con anterioridad para evitar daño en zonas productoras. Estudios han demostrado que la aplicación de geles en pozos productores es el método más conveniente para reducir la producción de agua.

- Para los distintos escenarios del costo de barril de petróleo, a los cuales fueron sometidos los dos métodos de control de agua, se obtuvieron resultados económicos positivos en los indicadores financieros. Por lo cual sí es recomendable aplicar ambas técnicas.

## **RECOMENDACIONES**

- Es recomendable llevar a cabo con precisión estudios previos sobre el historial de producción, características y condiciones petrofísicas del yacimiento, registros geológicos, entre otras cosas, para reducir errores de la aplicación de métodos de control de agua.
- Es recomendable determinar las reservas remanentes del yacimiento, ya que esto nos servirá para poder cubrir los costos del tratamiento químico, para realizar un control de agua y de este modo poder obtener ganancias y recuperar lo invertido.
- Es recomendable que las empresas petroleras, apliquen tratamientos de control de agua, para evitar el aumento del corte de agua y esto no reduzca la producción de petróleo.
- Se recomienda aplicar algún método de control de agua en pozos que tenga un corte de agua moderado y no en un pozo con un alto corte de agua, porque puede darse el caso que no funcione adecuadamente el tratamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abdallah, W. (2007). Los Fundamentos de la mojabilidad . *Oilfield Review*.
- Arias Gutiérrez, J. M., & Chancusig Manotoa, M. A. (2017). Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena "U" inferior del campo Sacha. (*Tesis de Grado*). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- Arteaga González, L. A. (2009). Caracterización sísmo-estratigráfica y estructural, mediante atributos sísmicos, del miembro Quevedo de la formación Navay. campo Guafita, área sur. cuenca Barinas-Apure. (*Tesis de Grado*). Universidad de los Andes, Mérida.
- Baca Urbina, G. (2013). *Evaluación de proyectos Séptima edición*. Mexico: Mc Graw Hill.
- Bailey Bill. (2000). Control de Agua. *Oilfield Review – Schlumberger.*, 53.
- Bastidas , F. (2013). Modelo de simulación dinámico del yacimiento G-8 gf-5, campo Guafita, área sur, cuenca Barinas- Apure. (*Tesis de Grado*). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Cabezas Mejía, E., Andrade Naranjo, D., & Torres Santamaría, J. (2018). *Introducción a la metodología de la investigación científica*. Sangolquí, Ecuador: Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.
- Carreño , D., & Zarate, D. (2014). Plan estratégico de producción, caso: rehabilitación de pozos en el campo Guafita, área sur y este del distrito de Apure. (*Tesis de grado*). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Chan, K. S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. En s. d. Petroleros (Ed.), *Documento preparado para ser presentado en la conferencia y exposición anual de la SPE*. Houston. doi:<https://doi.org/10.2118/30775-MS>
- Dulzaides, M., & Molina, A. (2004). *Mi Scielo*. Obtenido de ACIMED: [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1024-94352004000200011](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1024-94352004000200011)
- Escobar Macualo, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos* . Neiva: Universidad Surcolombiana.

- Espinoza, R. (2005). Modelo dinámico del yacimiento G7-3/4 del miembro Guardulio de la formación Guafita, área sur, cuenca Barinas-Apure. (*Tesis de Grado*). Universidad del Zulia, Maracaibo, Venezuela.
- Franco, V., & Perez, J. (2012). Estado del arte del control de entrada de agua en pozos productores de petróleo. (*Tesis de Grado*). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Gil, S. (13 de junio de 2015). *Ingreso*. Obtenido de Economipedia: <https://economipedia.com/definiciones/ingreso.html>
- Hirschfeldt, M. (2009). *Analisis Nodal*. Obtenido de Oilproduction.net: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)
- Hurtado, M., Delgado, M., Palacios, Z., & Escalante, J. (2008). Modelo sedimentológico de los yacimientos G9 y G10 del campo Guafita Norte, área Apure, Venezuela. *Revista Ciencia e Ingeniería.*, 10.
- JA Dahl, PD Nguyen , ED Dalrymple , & AB Rahimi. (1992). Current Water-Control Treatment Designs. En S. o. Engineers (Ed.), (pág. 14). Cannes. doi:<https://doi.org/10.2118/25029-MS>
- Jacome. (2018). *Analisi Nodal*. Obtenido de Scribd: <https://es.scribd.com/document/393404481/Analisis-Nodal>
- Jami, O. (2019). Alternativas para optimizar el sistema Power Oil en la estación Shushuqui-Activo Libertador. (*Tesis de Grado*). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- La Comunidad Petrolera. (19 de Marzo de 2010). *Índice de Productividad*. Obtenido de La Comunidad Petrolera: <https://lacomunidadpetrolera.com/2010/03/indice-de-productividad-ip.html>
- Lorenzo García, E., & Morato Medina, A. (2018). *Geología del Petróleo*. La Libertad: UPSE.
- Mendoza, J. (2013). Diseño y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa como alternativa para el control de agua. (*Tesis de Grado*). Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú.

- Ortega, A. (2013). Estudio del comportamiento de la inyección del sistema multigel® sellante en un pozo horizontal de la faja petrolífera del Orinoco para controlar la producción excesiva de agua. (*Tesis de Grado*). Unirversidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Paris de Ferrer, M. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Población y muestra de investigación documental*. (11 de Octubre de 2011). Obtenido de Población y muestra de investigación documental: <http://proyecto1udefa2011.blogspot.com/2011/10/poblacion-y-muestra-de-investigacion.html>
- Questionpro*. (2021). Obtenido de Questionpro: <https://www.questionpro.com/blog/es/tipos-de-investigacion-de-mercados/>
- Soriano LLobera, J. M., García Pellicer, M. C., Torrents Arevalo, J. A., & Viscarri Colomer, J. (2015). *Economía de la empresa*. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya.
- Soto Castillo, H. S. (2015). Declinación de producción de los yacimientos quevedo del campo Guafita Sur. (*Tesis de Grado*). Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora", Barinas, Venezuela.
- Velásquez, A. (2006). Estudio de simulación numérica de yacimientos para la evaluación de la aplicación de un tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 gf-1 del campo Guafita Norte, estado Apure. (*Tesis de Grado*). Universidad de Oriente, Puerto la Cruz, Venezuela.
- Villegas, I. (2013). Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el yacimiento "U" inferior del campo Pindo. (*Tesis de Grado*). Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador.
- WEC, Evaluación de pozos. (1997). *WEC Venezuela-1997 Evaluación de pozos*. CARACAS, Venezuela.

Xingwan Tu , Dragon L. Peng , & Zhaohui Chen. (2007). Research And Field Application Of Water Coning Control With Production Balanced Method In Bottom-Water Reservoir. En S. o. Engineers (Ed.), (pág. 5). Manama, Bahreín. doi:<https://doi.org/10.2118/105033-MS>