

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DEL POZO RU 3- 57 COMO INYECTOR DE AGUA
PARA DISPOSICIÓN DE ESTE FLUIDO EN LA ARENA CS 116-117 LI
UBICADO EN EL CAMPO RUIZ DISTRITO INFANTE-EDO GUÁRICO”.**

Realizado por:

Fernández Lusinchi, Eduardo Arturo

C.I: 18.407.768

**Trabajo Especial de Grado como Requisito Parcial para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleo**

Barcelona, Julio del 2010

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**“OPTIMIZACIÓN DEL POZO RU 3- 57 COMO INYECTOR DE AGUA
PARA DISPOSICIÓN DE ESTE FLUIDO EN LA ARENA CS 116-117 LI
UBICADO EN EL CAMPO RUIZ DISTRITO INFANTE-EDO GUÁRICO”.**

Realizado por:

Eduardo Arturo Fernández Lusinchi

Ing. Leonardo Serrano

Asesor Industrial

Ing. Ivón Ulácio

Asesor Académico

**Trabajo Especial de Grado como Requisito parcial para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleo**

Barcelona, Julio del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“OPTIMIZACIÓN DEL POZO RU 3- 57 COMO INYECTOR DE AGUA
PARA DISPOSICIÓN DE ESTE FLUIDO EN LA ARENA CS 116-117 LI
UBICADO EN EL CAMPO RUIZ DISTRITO INFANTE-EDO GUÁRICO”.**

El Jurado hace constar que asigno a esta tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Ivon Ulacio
ASESOR ACADÉMICO

Ing. José Rodríguez
Jurado Principal

Ing. Carmen Velásquez
Jurado Principal

Barcelona, Julio del 2011

DEDICATORIA

En primer lugar a mi **Dios todopoderoso**, por haberme llenado de bendiciones y sabiduría en todo este tiempo. Por ser el grande y el que esta no solo conmigo si no con cada uno de nosotros en las buenas y en las malas. A ti padre rey de reyes te dedico mi trabajo.

A mis padres **Guillermo Fernández y Lennis de Fernández** por ser la luz y el motivo de mi progreso y la razón de mi existir..LOS AMO.

A mi hermano **Manuel Fernández** por ser el ejemplo de muchos hoy en día que no están motivados en la vida y por ser parte de mi..TE QUIERO MUCHO HERMANO..

A mi abuela **Carmen Gomes** que a pesar que no este conmigo físicamente lo esta en mi mente..para ti mi trabajo de grado abuela..TE QUIERO Y TE QUERRE POR SIEMPRE. Igual para ti **José Antonio Ruiz** que desde el cielo has visto el crecimiento de todos tus compañeros.TE APRECIARE POR SIEMPRE AMIGO.

A la **Universidad de Oriente (Núcleo Anzoátegui)** por ser mi segundo hogar en el que desarrolle todos mis conocimientos y siendo el lugar de mi formación profesional...te dedico este trabajo UdoAnzoategui

Y por ultimo a la **Universidad de Oriente (Núcleo Monagas)** por ser la Universidad que me dio la oportunidad de ingreso a la educación superior..por ser el lugar donde inicie mi carrera universitaria..por haberme abierto este gran camino a donde he llegado..te dedico este trabajo Udo Monagas.

AGRADECIMIENTOS

A mi **Dios todo poderoso** por ser quien me bendijo de sabiduría en este gran camino..GRACIAS DIOS PADRE.

A mis **padres Guillermo Fernández y Lennis de Fernández** por haberme motivado en cada momento, y dándome el apoyo en las buenas y en las malas y por ser la razón de mi vida...GRACIAS PADRES MIOS.

A mi **hermano Manuel Fernández** por ser apoyo para mi en cada momento y por darme motivos del querer es poder..GRACIAS HERMANO.

A mi **abuela Carmen Gómez** porque siempre me motivaba al estudio, desde pequeño y a mi abuela María de Fernández por ser el ejemplo del progreso y por el consejo acerca del esfuerzo que cada individuo debe de realizar y los frutos que esta acción deja. GRACIAS QUERIDAS ABUELAS.

A mi **Tutor Académico IvonUlacio y a mi Tutor Industrial Leonardo Serrano** por ofrecerme sus conocimientos para poder yo realizar mi trabajo de grado. GRACIAS INGENIEROS.

A mis **casas de estudios laUniversidad de Oriente Núcleo Anzoátegui y Núcleo Monagas** por haberme dado la oportunidad de formarme como individuo profesional. GRACIAS UNIVERSIDAD DE ORIENTE.

A mi **Tía Nora Lusinchi** por haberme dado el apoyo en todo momento desde que comencé mis estudios en la Universidad de Oriente Núcleo Anzoategui.GRACIAS TIA.

A la empresa de **PETROGUARICO** por haberme dado la oportunidad de haber realizado mis pasantías de grado en esta empresa. GRACIAS PETROGUARICO.

A mis **amigos de PETROGUARICO ingenieros y demás** por ofrecerme sus conocimientos y además poder haber experimentado la labor empresarial. GRACIAS AMIGOS E INGENIEROS DE PETROGUARICO Y DEMAS.

A las personas que me dieron el apoyo en la ciudad de Maturín como la **Señora Yascara y la Señora Otilia** en el que pude adaptarme en dicha ciudad gracias a ellas. GRACIAS SEÑORAS.

A mis **amigos en Maturín en especial Jhon** por el apoyo brindado y la confianza que me dieron para compartir con ellos. GRACIAS AMIGOS DE MATURIN.

A todos mis amigos en Puerto la Cruz principalmente **Alfredo Cedeño, Julia Laya, Carlos Prado, Pedro Mendoza y Josué Chacón** por haberme dado el apoyo que me permitió avanzar frecuentemente en mi trabajo de grado. GRACIAS AMIGOS DE PUERTO LA CRUZ

A la dueños de residencia como son la **Sra. Josefina y el Sr Venancio** por brindarme muchos beneficios. GRACIAS SEÑORES.

A los miembros de **ASODEG** por haberme brindado sus servicios que permitió a través de la unidad de transportetrasladarme a Valle de la Pascua para ver a mi familia. GRACIAS ASODEG.

“GRACIAS A TODOS.NUNCA OLVIDARE TODO EL APOYO QUE ME DIERON”
“GRACIAS MI DIOS JESUCRISTO POR HABER CONOCIDO A ESTAS
PERSONAS”

RESOLUCIÓN

Artículo 41

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado: “los trabajos son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo de núcleo universitario”.

CONTENIDO

DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS	5
RESOLUCIÓN	8
CONTENIDO	9
LISTA DE FIGURAS	16
LISTA DE TABLAS	21
RESUMEN.....	24
CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN	26
1.1 Introducción	26
1.2. Ubicación Geográfica	27
1.3. Planteamiento del Problema.....	28
1.4. Objetivos	29
1.4.1. Objetivo General	29
1.4.2. Objetivos Específicos.....	30
1.5. Geología del área en estudio	30
1.5.1. Cuenca Oriental de Venezuela	30
1.5.2. Breve Descripción de la Cuenca Oriental de Venezuela.	31
1.5.3. Evolución Histórica de la Cuenca Oriental de Venezuela.	34
1.5.3.1. Edades de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	35
1.5.3.1.1. Paleozoico.	36
1.5.3.1.2. Mesozoico.	36

1.5.3.1.3. Cenozoico.....	37
1.5.4. Evolución Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.	39
1.5.5. Campo Ruiz.....	40
1.5.6. Pozo RU 3-57.....	41
1.5.7. Formación Chaguaramas.....	42
1.5.7.1. Intervalo inferior	44
1.5.7.2. Intervalo medio	44
1.5.7.3. Intervalo Superior	45
CAPITULO II MARCO TEÓRICO	52
2.1. Antecedentes	52
2.2 Propiedades Hidrogeológicas de los Acuíferos.....	55
2.3. Estática y Dinámica en los Medios Porosos	56
2.4. Almacenamiento de Agua. Acuíferos.	57
2.5. Porosidad.....	58
2.5.1. Clasificación de Ingeniería de la porosidad	59
2.5.1.1 Porosidad absoluta.	59
2.5.1.2. Porosidad efectiva.....	59
2.5.1.3. Porosidad no efectiva.	59
2.5.2. Clasificación Geológica de la porosidad.....	60
2.5.2.1. Porosidad primaria o intergranular.....	60
2.5.2.2. Porosidad intercristalina.....	60
2.5.2.3. Porosidad Integranular.	60
2.5.2.4. Planos estratificados.....	61

2.5.2.5. Espacios Sedimentarios Misceláneos.....	61
2.5.2.6. Porosidad secundaria, inducida o vugular.....	61
2.5.2.7. Porosidad de disolución.	62
2.5.2.8. Porosidad de Fractura.....	62
2.5.2.9. Espacios secundarios misceláneos.	62
2.6. Ley de Darcy	63
2.7. Tipos de Permeabilidad.....	67
2.7.1. Permeabilidad absoluta.	67
2.7.2. Permeabilidad efectiva.....	67
2.7.3. Permeabilidad relativa.....	68
2.8. Estados de Flujo	68
2.8.1. Flujo No-Continuo o Transitorio (Unsteady State Flow):	68
2.8.2. Transición entre estados de flujo:	69
2.8.3. Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow):.....	69
2.8.3.1. Ecuaciones de flujo para estado continuo.	70
2.8.4. Flujo de fluidos en el yacimiento	71
2.8.4.1. Simplificaciones de la ecuación de Darcy:	71
2.8.4.2. Flujo Semicontinuo (Pseudo-SteadyState Flow):	72
2.9. Presión de Fractura.....	73
2.9.1. Evaluación de la Presión de Fractura	73
2.9.1.1. Medición Directa: Prueba de Admisión (Leak Off).....	73
2.9.1.2. Medición Indirecta: Correlaciones.....	73
2.9.1.2.1. Correlacion: Hubbert & Willis.....	75

2.10. Registros Antiguos.....	75
2.10.1. Potencial Espontáneo, SP, 1931.....	75
2.10.1.2. Curva de Potencial Espontáneo.....	75
2.10.1.2.1. Origen del Potencial Espontáneo	77
2.10.2 Potencial Espontáneo Estático, SSP.....	77
2.10.3. Perfil de Rayos Gamma, 1939	80
2.10.3.1. Fluctuaciones Estadísticas.....	81
2.10.3.2. Unidad de Medición.....	82
2.10.4. Dispositivo Lateral, 1927	82
2.10.5. Microperfil, 1949	84
2.10.5.1. Objetivos de la Medición	85
2.11. Correlaciones de Permeabilidad Absoluta	87
2.11.1. Ecuación de Timur	87
2.11.2. Ecuación de Morris – Biggs.....	87
2.12. Mecanismos de Daño a la Formación	88
2.12.1. Daño causado durante un proceso de inyección de agua:	89
2.12.2. Prevención del daño a la formación durante el proceso de inyección de agua	89
2.13. Pozos de Inyección.....	91
2.13.1. Pozos de inyección de agua.....	91
2.13.2. Efectos de las variables en un pozo de inyección	92
2.13.2.1. Efecto de la tasa de inyección en la presión de cabezal.....	92
2.13.2.2. Efecto del tamaño de la tubería.....	93

2.2.13.3. Efecto de la presión estática del yacimiento	94
2.2.13.4. Efecto del tamaño de la línea de flujo	94
CAPITULO III MARCO METODOLÓGICO	96
3.1. Revisión Bibliográfica.	96
3.2. Cálculo de las propiedades físicas de la roca y del fluido de la arena CS 116-117 LI mediante el uso de correlaciones empírica.....	96
3.2.1. Porosidad.....	96
3.2.2. Permeabilidad.....	98
3.2.3. Factor Volumétrico del agua:.....	100
3.2.4. Viscosidad del agua	101
3.3. Estimación del volumen de disposición de agua en la arena CS 116-117 LI a través del método volumétrico.....	102
3.4. Revisión del comportamiento de producción de crudo y agua de los pozos activos del campo Ruiz, a través de las curvas de declinación de producción.107	
3.5. Determinación de la tasa de inyección optima en el pozo RU 3-57 mediante simulación, tomando en cuenta como parámetro de restricción la presión de fractura de la Arena CS116-117 LI.....	108
3.6. Evaluación económica de la reactivación del pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI.	126
CAPITULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	128
4.1. Propiedades Físicas de las Rocas y del Fluido.....	128
4.1.1. Porosidad.....	128
4.1.2. Permeabilidad.....	130
4.1.3. Propiedades del Fluido	132

4.2. Volumen estimado de disposición de agua en la arena CS 116-117 LI...	133
4.3. Comportamiento de producción de crudo y agua de los pozos activos del campo Ruiz.	134
4.4. Tasa de inyección optima en el pozo RU 3-57 en función de no alcanzar la presión de fractura del Acuífero perteneciente a la Arena CS116-117 LI.....	140
4.4.1. Presión de Fractura del Acuífero.....	140
4.4.2. Ajuste de las correlaciones de flujo Monofásico	141
4.4.3. Variación del radio de drenaje del pozo en el área de inyección en el acuífero.....	142
4.4.4. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz.....	142
4.4.5. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyentea condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación.	144
4.4.6. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, en el límite económico.	148
4.4.7. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyentea condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación.	150
4.4.8. Máximo valor de tasa a un daño actual en la formación en función de la presión de Fractura del acuífero.....	154
4.4.9. Sensibilización de tasas y daño en la formación.....	158
4.4.10. Variación del Diámetro Interno (ID) de la Línea de Flujo.....	159

4.5. Evaluación económica de la reactivación del pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI.	167
CONCLUSIONES	173
RECOMENDACIONES	176
BIBLIOGRAFÍA	178

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Datos Generales y Ubicación Geográfica de PETROGUARICO	27
Figura 1.2. Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela ^[1]	32
Figura 1.3. Ubicación Relativa de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela ^[2]	33
Figura 1.4. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[3]	35
Figura 1.5. Ubicación del Campo Ruiz.....	41
Figura 1.6. Prospecto RU 3002 catalogado como petróleo antes delcañoneo	42
Figura 1.7. Columna Estratigráfica de la Región Oriental de Venezuela	43
Figura 1.8. Intervalo Inferior de la formación chaguaramas. ^[5]	44
Figura 1.9. Intervalo Medio de la Formación Chaguaramas. ^[5]	45
Figura 1.10. Intervalo Superior de la Formación Chaguaramas. ^[5]	46
Figura 1.11. Unidad basal de la formación Chaguaramas. ^[5]	48
Figura 1.12. Unidad Media de la formación Chaguaramas. ^[5]	49
Figura 1.13. Unidad Superior de la Formación Chaguaramas. ^[5]	50
Figura 2.1. Hidráulica de un medio poroso en equilibrio	57
Figura 2.2. Medios de afluencia de las curvas de SP	78
Figura 2.3. Ejemplo de un perfil con curva SP, mostrando las líneas de lutitas y areniscas limpias.	79
Figura 2.4. Interpretación de la curva de RG	81
Figura 2.5. Curva lateral para capa resistiva gruesa.....	84
Figura 2.6. Medición de Rxo a partir de R1 y R2. ^[14]	87
Figura 2.7. Efecto de la Presión de Cabezal Sobre la Inyección.....	93

Figura 2.8. Efecto de la tubería sobre la inyección.....	93
Figura 2.9. Efecto de la presión estática del yacimiento sobre la inyección.....	94
Figura 3.1. Acumulaciones de Hidrocarburos en la Arena Cs 116-117 LI.....	99
Figura 3.2. Establecimiento del límite arbitrario en la arena Cs116-117 LI.....	102
Figura 3.3. Determinación del volumen de la arena Cs116-117 LI, a través del Software Autocad 2005.....	103
Figura 3.4. Variable ÁREA en la barra de comandos.....	104
Figura 3.5. Selección del comando objeto	105
Figura 3.6. Selección de la curva isopaca.	105
Figura 3.7. Valor del área y del perímetro de la curva isopaca.....	106
Figura 3.8. Ventana principal del simulador Pipesim Versión 2008	110
Figura 3.9. Selección de la herramienta Terminación Vertical.....	111
Figura 3.10. Datos de condiciones de yacimiento.....	112
Figura 3.11. Selección del nodo con Conector	113
Figura 3.12. Activación del nodo en el fondo del pozo	113
Figura 3.13. Selección del nodo para conectar la línea de flujo	114
Figura 3.14. Selección de la tubería de producción	114
Figura 3.15. Datos en la herramienta Tubería de Producción.....	115
Figura 3.16. Selección de la herramienta Source.....	116
Figura 3.17. Datos de la Bomba de Inyección	117
Figura 3.18. Selección de la herramienta Línea de Flujo.....	117
Figura 3.19. Datos de la línea de flujo	118
Figura 3.20. Selección del Modelo de Fluido	119

Figura 3.21. Propiedades del Fluido	120
Figura 3.22. Selección de la operación de ajuste de la correlación de flujo	121
Figura 3.23. Selección de la correlación de flujo vertical.....	122
Figura 3.24. Selección de la correlación para flujo horizontal	122
Figura 3.25. Selección de la Operación Perfil de Presión y Temperatura	123
Figura 3.26. Datos de Sensibilidad y Selección de la Variable a Calcular	124
Figura 3.27. Selección de la Operación Análisis Nodal.....	125
Figura 3.28. Variables de Sensibilización (ID del Tubing; Daño de formación) 126	
Figura 4.1. Comportamiento de Porosidad en función de Resistividad en otras acumulaciones de la misma arena en donde se encuentra el acuífero estudiado. 128	
Figura 4.2 Comportamiento de Resistividad vs. Saturación de Agua de las acumulaciones de hidrocarburo de la arena Cs116-117 LI.....	131
Figura 4.3. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 1	136
Figura 4.4. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 1	137
Figura 4.5. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-35	137
Figura 4.6. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-35	138
Figura 4.7. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-36	138
Figura 4.8. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-36	139

Figura 4.9. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-18	139
Figura 4.10. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-18.	140
Figura 4.11. Comportamiento del perfil de presión para todas las correlaciones de flujo monofásico	141
Figura 4.12. Variación del Radio de Drenaje del área de inyección de agua del pozo RU 3-57	142
Figura 4.13. Presión de descarga a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz.	143
Figura 4.14. Representación visual de la presión de fondo fluyente.	144
Figura 4.15. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-3/8	145
Figura 4.16. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-7/8	146
Figura 4.17. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Variando el daño a la formación. Tubería 3-1/2	147
Figura 4.18. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz.	149
Figura 4.19. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz variando el daño en la formación. Tubería 2-3/8	150
Figura 4.20. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-7/8	152
Figura 4.21. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz. Tubería 3-1/2	153

Figura 4.22. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 2-3/8	155
Figura 4.23. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 2-7/8	156
Figura 4.24. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 3-1/2	157
Figura 4.25. Sensibilización de tasas y daño en la formación.	158
Figura 4.26. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 2-3/8	160
Figura 4.27. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 2-7/8	161
Figura 4.28. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 3-1/2	162
Figura 4.29. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 2-3/8	163
Figura 4.30. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 2-7/8	164
Figura 4.31. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 3-1/2	165
Figura 4.32. Diámetro Interno seleccionado de la línea de flujo y Tubería	167

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación de los Acuíferos. ^[9]	58
Tabla 4.1. Porosidad y Resistividad obtenida en otras acumulaciones de la misma arena del acuífero estudiado.....	128
Tabla 4.2. Porosidad Promedio Total del Acuífero Perteneiente a la Arena Cs 116-117 LI.....	129
Tabla 4.3. Saturación de agua y Resistividad de los pozos pertenecientes a otras acumulaciones de hidrocarburos en la Arena Cs116-117 LI	130
Tabla 4.4. Permeabilidad Promedio del acuífero perteneciente a la Arena Cs116-117 LI.....	131
Tabla 4.5 Compresibilidad del Agua	132
Tabla 4.6. Factor Volumétrico del agua.....	132
Tabla 4.7 Viscosidad del agua	133
Tabla 4.8. Volumen de fluido del Acuífero	133
Tabla 4.9 Producción de agua Actual en el Campo Ruiz.....	134
Tabla 4.10. Producción de Agua en el campo Ruiz una vez alcanzado el límite económico.	135
Tabla 4.11.Presión de Fractura del Acuífero	140
Tabla 4.12. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente alcanzada a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz.....	144
Tabla 4.13. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 2-3/8	146

Tabla 4.14. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 2-7/8	147
Tabla 4.15 Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 3-1/2	148
Tabla 4.16. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, en el límite económico.	149
Tabla 4.17. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería (2-3/8).....	151
Tabla 4.18. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería (2-7/8).....	152
Tabla 4.19. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubing (3-1/2).....	153
Tabla 4.20. Valores de tasa y de presión de descarga de la bomba a distintos valores de daño en la formación,	159
Tabla 4.21. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-3/8	160
Tabla 4.22. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-7/8	161
Tabla 4.23. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 3-1/2	162
Tabla 4.24. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-3/8	164
Tabla 4.25. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-7/8.	165

Tabla 4.26. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubing 3-1/2 pulg.	166
Tabla 4.27. Costos de Reacondicionamiento de Completación del Pozo RU 3-57.	168
Tabla 4.28. Costos de Reacondicionamiento a nivel de superficie.....	168
Tabla 4.29. Inversión Inicial	169
Tabla 4.30. Costos operacionales anualmente	169
Tabla 4.31. Producción diaria estimada, ingresos y costos operacionales en cada año.	170
Tabla 4.32. Valores Presentes Netos a distintas Tasas de Interés.....	172

RESUMEN

El objetivo general de este estudio es optimizar el pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI, en un Acuífero perteneciente a dicha arena. Se procedió a la revisión bibliográfica lo cual permitió ampliar los conocimientos acerca de pozos inyectores en arenas de agua. Posteriormente se calcularon las propiedades de las rocas y del fluido tales como: porosidad (ϕ), permeabilidad (K), factor volumétrico del agua (Bw), viscosidad (μ_w), la solubilidad del gas en el agua (Rsw). La porosidad se catalogó bajo la modalidad de “**BUENA**” cumpliendo con uno de los parámetros de disposición de agua en una formación, al igual que la Permeabilidad que mínimo se requiere de **400 md** y para este caso fue de **680 md**. Luego se procedió a estimar el volumen de agua que se puede disponer en la arena CS 116-117 LI, a través del software Autocad 2005 y aplicando la ecuación del método volumétrico. Para determinar la presión de fondo fluyente y la presión de descarga de la bomba, se tomó en cuenta las curvas de declinación de producción, a través del programa de monitoreo OFM (OIL FIELD MANAGER).

Posteriormente se procedió a estudio de sensibilizaciones de distintas variables, a través del comportamiento del perfil de presión y el análisis nodal de inyección mediante simulación con el software Pipesim 2008, obteniendo como resultado que los diámetros más óptimos en este sistema de inyección fueron el de **4 pulg.** para la línea de flujo y el de **3-1/2 pulg.** para el eductor de inyección con una tasa de inyección de agua **4975 bbl/d.**

Por último se evaluó económicamente el proyecto a través de métodos empíricos, como lo fueron: el Valor Presente Neto (VPN) que dio mayor que 0 y la Tasa Interna de Retorno (TIR) que fue mayor que la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) por lo tanto la aplicación de este estudio es **RENTABLE.**

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

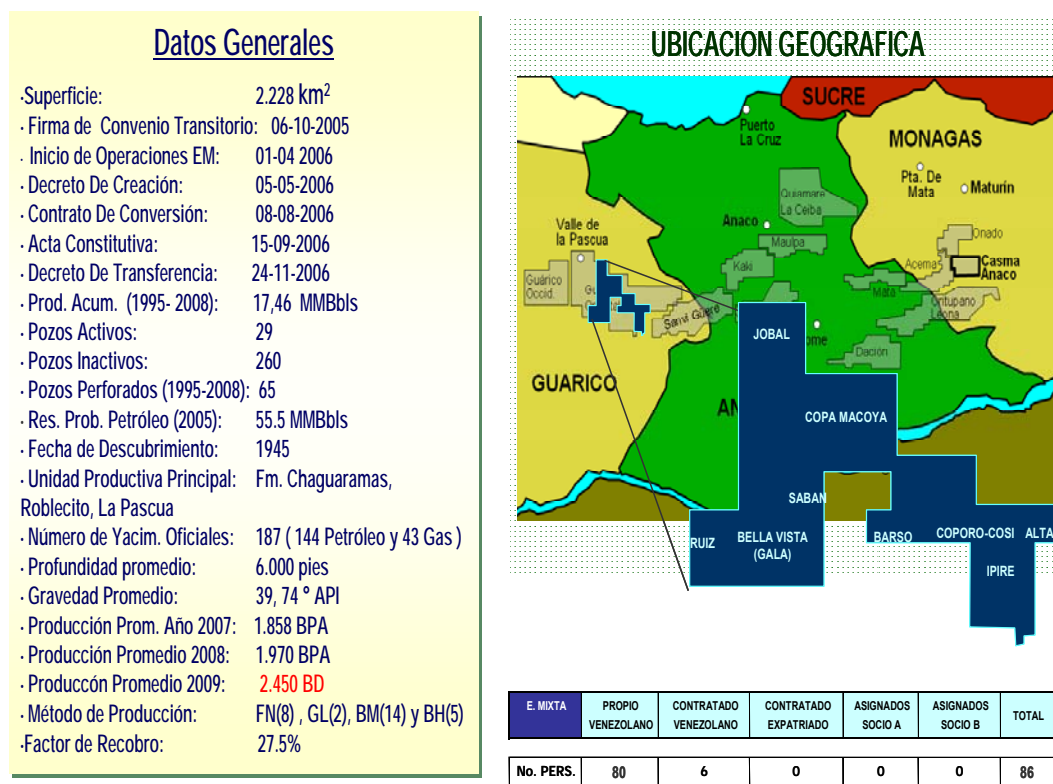
Existe actualmente en las cuencas petrolíferas del país, estaciones de flujo en donde el agua de formación, es inyectada en yacimientos depletados y en acuíferos, por no haber facilidad de almacenamiento de este efluente líquido en dichas zonas; donde a su vez se determina la tasa de inyección óptima para que no alcance la presión de fractura de la formación y el mínimo valor de presión de descarga de la bomba para el aprovechamiento de la vida útil de la misma.

La empresa mixta PETROGUARICO, cuenta con áreas operacionales en donde se lleva a cabo el proceso de campo, desde el punto de vista de producción y de inyección del agua de formación, que no debe ser dispuesta en redes cloacales ni en aguas superficiales por el alto grado de contaminantes que esta posee. Actualmente en la zona existen yacimientos depletados que son usados como medio de disposición de agua. Sin embargo no se ha hecho un estudio para determinar la tasa de inyección de agua óptima en la que no se alcance la presión de fractura de la formación y a su vez minimizar la presión de descarga de la bomba.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente se tiene como alternativa optimizar el pozo RU 3.57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI ubicado en el Campo Ruíz distrito Infante-Edo Guárico, de tal manera que pueda minimizar el volumen de agua en la estación de Tamanaco, y así obtener mayor facilidad de manejo a nivel de superficie de este fluido.

1.2. Ubicación Geográfica

Como se observa en la **Figura 1.1**, PETROGUARICO cuenta con 9 campos asignados, los cuales son: Altas, Barso, Bella Vista, Coporo, Ipire, Jobal, Ruiz, Saban, Taman. Estos campos se encuentran ubicados en los Municipios Infante, Ribas, El Socorro, Zaraza y Santa María de Ipire. PETROGUARICO, cuenta con excelentes perspectivas de crecimiento.



· Última Fecha Oficial Reserva: 2007

Figura 1.1. Datos Generales y Ubicación Geográfica de PETROGUARICO

Los estimados de facturación anual basados en la operación de los campos al cierre del año 2006, 2007 y 2008 fueron de: 20,9, 32,7 y 56,2 millones de USD respectivamente por la venta de crudo.

Haciendo referencia en el campo Ruiz, fue operado inicialmente por la empresa Mene Grande OilCompany C.A. en la década de los años 40 teniendo como objetivos arenas, principalmente, de la Formación La Pascua. Uno de los pozos inactivos de este campo es el pozo RU 3-57 el comenzó a perforar a la 1:00 PM el día 15 de Enero de 1951 y completado en los lentes 22 y 23 durante 1951; en septiembre de 1953 se realizó el primer reacondicionamiento el cual consistió en abandonar, mediante la inyección de cemento forzado, los intervalos productores y recompletar en la arena LP-19; fluyó hasta Enero del 1954. El Reacondicionamiento No. 2 se realizó para abandonar la arena LP-19 colocando un tapón de hierro por encima y completar la arena Cs136. Entre los años 1971-1974 el pozo fue convertido a inyector de agua en dicha arena donde posteriormente para la última fecha antes descrita, su estado era inactivo.

El 24 de Marzo del 2008 fue catalogado como candidato a inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS116-117 LI el cual fue cañoneada en dicho pozo y dio como resultado agua.

1.3. Planteamiento del Problema.

Durante el proceso de separación de las fases crudo-gas-agua que se lleva a cabo en la etapa de producción se obtiene agua de formación. Con la extracción del crudo de los pozos en producción, se arrastra del subsuelo una cierta cantidad de agua de formación y de gas, los cuales deben de ser separados del crudo antes de su envío a la estación correspondiente a la zona. El agua separada constituye un efluente

líquido que de acuerdo a las normativas ambientales vigentes, no debe de ser dispuesto directamente a los cuerpos de agua superficiales ni en redes cloacales debido a la presencia de contaminantes cuyo contenido supera a los establecidos en los Decretos 2224 y 883 del Ministerio del Ambiente. Es de resaltar que en el campo Ruiz, localizado en el estado Guárico, Municipio Infante, existen altos cortes de agua que a nivel de superficie no existen facilidades de disposición de dicho fluido.

En función de lo expuesto anteriormente es necesario tomar en cuenta como una de las necesidades básicas la reactivación de un pozo inyector existente en la zona (Pozo RU 3-57) y el estudio de la arena de agua CS 116-117 LI como medio de disposición del agua proveniente de la etapa de producción de Crudo-Gas-Agua. Para ello se requiere calcular las propiedades físicas de la roca y del fluido de la arena; estimar el volumen de disposición de agua a través del método volumétrico; estudiar el comportamiento de producción de agua y crudo de los pozos activos del campo Ruiz, mediante las curvas de declinación de producción; así como determinar la tasa de inyección óptima mediante la simulación numérica tomando en cuenta la Presión de Fractura de la Arena y por último realizar la evaluación económica del proyecto determinando si es rentable o no el mismo.

Este estudio será realizado para prevenir el problema del volumen de agua que existe en la estación de Tamanaco, aumentando el tiempo de inyección de los pozos que están completados en los yacimientos depletados, que es donde actualmente son tomados como medio de disposición de agua.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Optimizar el Pozo RU 3- 57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la Arena CS 116-117 LI ubicado en el campo Ruiz Distrito Infante- Edo Guarico.

1.4.2. Objetivos Específicos

1. Calcular las propiedades físicas de la roca y del fluido de la arena CS 116-117 LI mediante el uso de correlaciones empírica.
2. Estimar el volumen de disposición de agua en la arena CS 116-117 LI a través del método volumétrico.
3. Revisar el comportamiento de producción de crudo y agua de los pozos activos del campo Ruiz, a través de las curvas de declinación de producción.
4. Determinar la tasa de inyección optima en el pozo RU 3-57 mediante simulación, tomando en cuenta como parámetro de restricción la presión de fractura de la Arena CS116-117 LI.
5. Evaluar económicamente la reactivación del pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI.

1.5. Geología del área en estudio

1.5.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela, está ubicada entre las regiones Norcentral y Noreste de Venezuela; como una depresión estructural y sedimentaria, se encuentra delimitada al Norte por la Cordillera de la Costa y la Serranía del Interior, al Sur por el curso del Río Orinoco desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande con el borde del Cratón de Guayana, al Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico más allá de la Costa del Delta del Orinoco y al Oeste por el lineamiento de El Baúl.^[1]

1.5.2. Breve Descripción de la Cuenca Oriental de Venezuela.

La Cuenca Oriental comprende los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, prolongándose hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad abarcando una superficie de 165.000 Km² aproximadamente, lo cual la hace la cuenca de mayor extensión en el país. Esta Cuenca es del tipo de Foreland o de Margen Cratónico, su primera etapa de formación se caracterizó por un régimen extensivo y en la segunda etapa predominio de movimientos de compresión relacionados con orogénesis y levantamientos. Sus dimensiones oscilan entre unos 800 Km. de longitud en dirección Oeste-Este y un ancho promedio de 200 Km. en sentido Norte-Sur.

Estructuralmente corresponde a un geosinclinal con eje Este-Oeste y se define como una gran depresión asimétrica, su flanco Sur buza suavemente hacia el Norte donde es interceptado por una zona de complejas perturbaciones tectónicas y plegamientos que constituye el flanco Norte, caracterizado por mayores buzamientos.

Esta cuenca presenta fallamiento en dos líneas de corrimiento subparalelas, de las cuales, la situada al Noroeste constituye el Corrimiento Frontal de Guárico y la situada al Este de la depresión de Barcelona, el sistema de Corrimiento Frontal de Anzoátegui y Monagas (**Figura 1.2**), entre ambos sistemas existe una interesante diferencia en cuanto a su significación como elementos de una cuenca petrolífera.

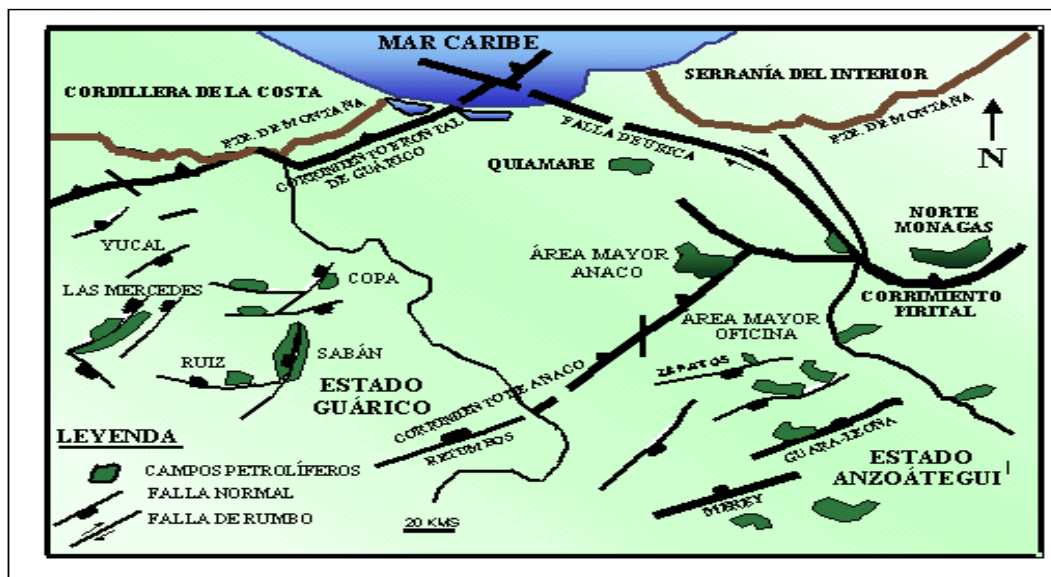


Figura 1.2. Rasgos Estructurales de la Cuenca Oriental de Venezuela^[1].

La línea de Corrimientos de Guárico constituye el límite septentrional del sector Noreste de la cuenca, al Norte del cual no existen campos de petróleo. Por el contrario, el sistema de Anzoátegui y Monagas se extiende hacia el Sur de la Serranía del Interior Oriental, por debajo de planicies con anchuras variables entre 15 y 40 Km, en las cuales se han desarrollado campos petrolíferos importantes.

Toda la cuenca tiene un suave declive hacia el Este variando el espesor de la columna sedimentaria desde pocos metros en la parte Sur, hasta 8 y 10 mil metros en las zonas más profundas de la cuenca.

La columna sedimentaria de la Cuenca Oriental consta exclusivamente de areniscas y lutitas, con edades que van desde el Cámbrico Inferior al Pleistoceno, además de 20.000 pies de sedimentos Paleozoicos y Terciarios entre las Cadenas Montañosas Terciarias.

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesas en los estados Anzoátegui y Monagas.

Por sus recursos de hidrocarburos representa la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela y de América del Sur sólo superada por la Cuenca del Lago de Maracaibo (**Figura 1.3**). Si se incluyen a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, sería la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur.

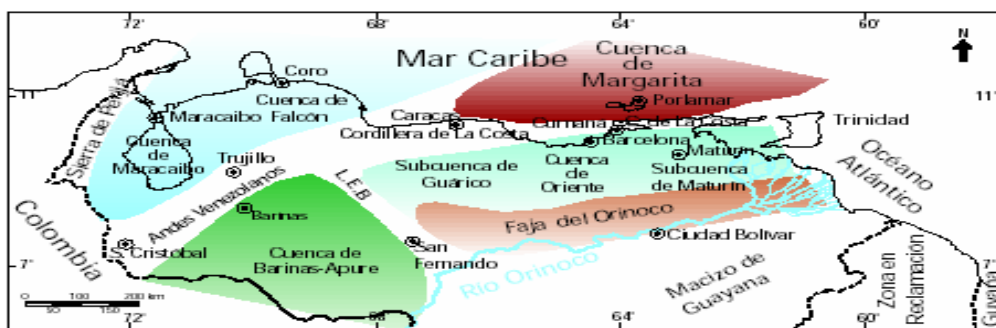


Figura 1.3. Ubicación Relativa de las Cuenas Petrolíferas de Venezuela ^[2]

La Cuenca Oriental se caracteriza por condiciones variables de entrapamiento y calidad de crudo. La producción proviene de arenas cuyas edades varían desde el Mioceno hasta el Cretácico. Las principales trampas están controladas por combinación de factores estructurales y estratigráficos (trampas mixtas).

De acuerdo a las características tectónicas, estratigráficas y sedimentológicas que presenta la cuenca, ha sido dividida en dos subcuencas, la Subcuenca de Guárico al Oeste y la Subcuenca de Maturín al Este. El Campo Boca, objeto de este estudio se encuentra ubicada en el flanco Sur de la Subcuenca de Maturín en el Área Mayor de Oficina.

La Subcuenca de Maturín presenta ocho áreas productoras de petróleo: Área de Guárico, Área Mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y de Pedernales. La mayoría de las acumulaciones de hidrocarburos se localizan preferentemente en el Área Mayor de Oficina, Temblador y Las Mercedes situados en el flanco Sur de la Cuenca y el Área Mayor de Anaco localizada en domos que separan las Subcuencas de Maturín de la de Guárico.

Los principales campos petrolíferos de Oeste a Este y en el Norte de Monagas son: Áreas Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocuá, Boquerón, Quiriquire y Pedernales.

En la subcuenca la gravedad de los crudos es diversa: en los campos El Furrial son frecuentes los crudos medianos; en Quiamare-La Ceiba se llegó a producir con promedio de 41° API, en los campos de Oficina se encuentran crudos livianos, medianos y pesados en la Faja Petrolífera del Orinoco, los crudos pesados y extrapesados constituyen las características esenciales. En general los crudos más pesados se encuentran hacia los márgenes de la subcuenca y hacia los yacimientos más someros.

1.5.3. Evolución Histórica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

Las acumulaciones petrolíferas en la Cuenca Oriental de Venezuela pueden considerarse como un evento correspondiente exclusivamente al Terciario; sin embargo, son distintos los procesos sedimentarios y tectónicos que han dado origen y han contribuido a su evolución. La **Figura 1.4** muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela.

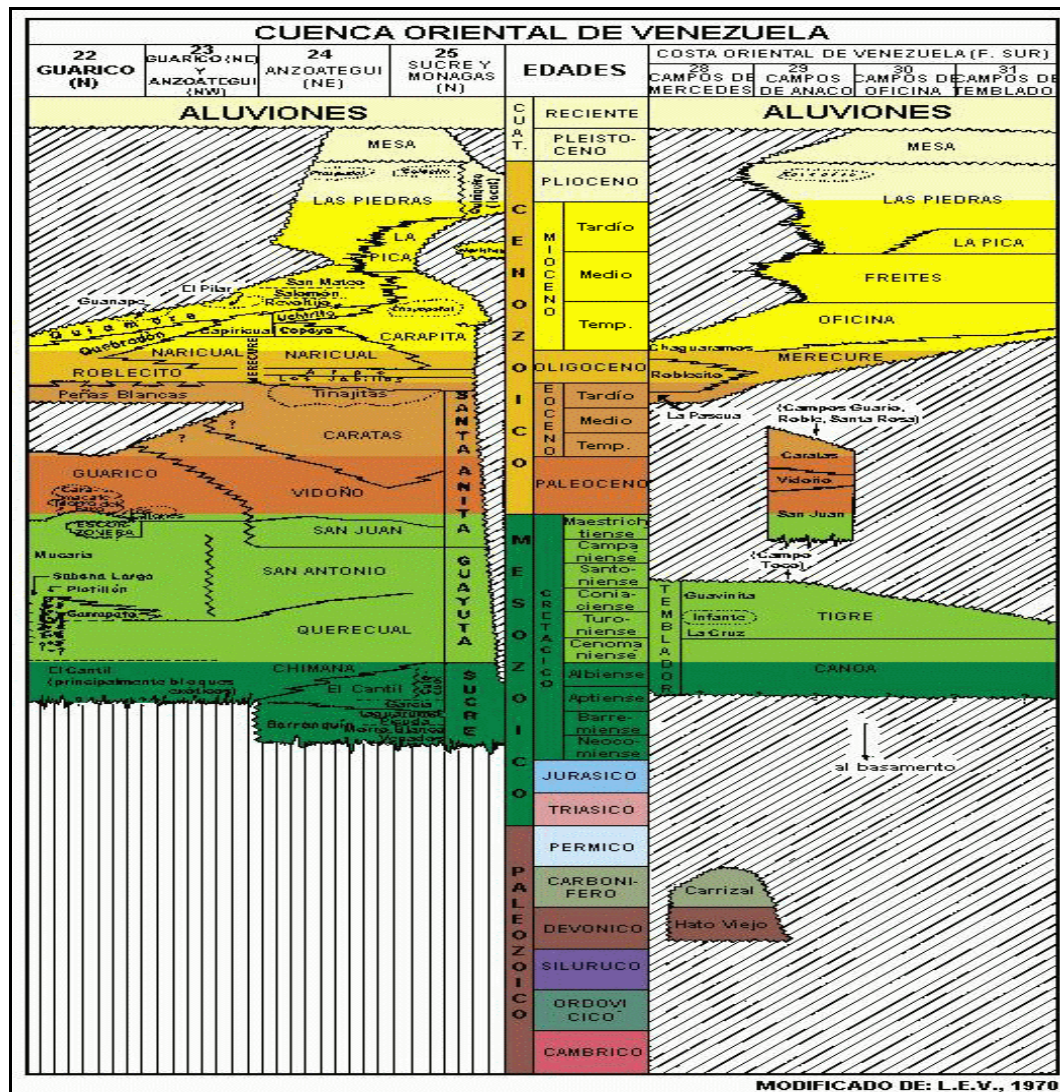


Figura 1.4. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[3]

1.5.3.1. Edades de la Cuenca Oriental de Venezuela

Los eventos en la cuenca oriental de Venezuela son:

1.5.3.1.1. Paleozoico.

Devónico–Carbonífero (350–280 m.a.): sobre el basamento ígneo metamórfico hubo una sedimentación marina aislada en el Arco de El Baúl, y sedimentación continental y marina somera en el borde septentrional del Cratón de Guayana. No se aprecia sedimentación en la parte Sureste de la cuenca.

La Orogénesis Herciniana (250–200 m.a.): levantamiento vertical del borde cratónico y retirada general de los mares hacia el Norte. Se da inicio a un largo período de erosión y no se conoce actividad tectónica compresiva en la cuenca.

1.5.3.1.2. Mesozoico.

Triásico–Jurásico (22–160 m.a.): período de predominante erosión en la cuenca y se aprecia actividad volcánica en el Macizo de El Baúl.

Barremiense–Aptiense–Albiense (120–115 m.a.): tiene lugar la transgresión cretácica dirigida de Norte a Sur y desarrollada sobre la penillanura precretácica, conservándose ambientes más marinos hacia el Norte y más continentales hacia el Sur.

Sedimentación preferentemente de calizas y areniscas en el flanco Norte de la serranía actual (Formación Barranquín) y disminución de sedimentos marinos hacia el flanco Sur de la misma. La sedimentación primitiva fue seguida por calizas espesas y lutitas en el flanco Norte (Formación Borracha y Chimana) e intercalaciones de caliza, areniscas y lutita en el flanco Sur (Formación El Cantil). Extensión de las aguas hacia el Sur, donde la sedimentación es predominantemente continental

(Formación Canoa). Las calizas y arenas de estos períodos constituyen verdaderos prospectos para petróleo.

Cenomaniense–Coniaciense (100–85 m.a.): máxima cobertura marina y se desarrollan ambientes euxínicos en el Norte (Formación Querecual), esta formación es una posible roca madre de petróleo. Hacia el Sur se extienden ambientes marino–costeros, gradualmente más terrígenos hacia el extremo Sur, en las proximidades del Noroeste se encuentra la Formación Tigre, la cual presenta calizas fosilíferas (Miembro Infante). La Formación Tigre ha producido en el área de Las Mercedes menores cantidades de petróleo.

Santoniense–Maestrichtiense (85–65 m.a.): se sedimentan lutitas marinas, algunas arenas finas e intervalos de fñanitas silíceas al Norte (Formación San Antonio). En la región Sureste comienza la regresión marcada por las areniscas masivas de la Formación San Juan, básicamente Maestrichtiense, probablemente extendida al Paleoceno.

Orogénesis del final del Cretáceo (80–65 m.a.): fenómenos tecto-termales de importancia afectaron rocas mesozoicas probablemente durante el Campaniense, en alguna parte del actual Mar Caribe al Norte de las costas actuales de Venezuela Central y Oriental, produciendo metamorfismo regional acompañado de intrusiones ácidas. Hacia el final del Cretácico las masas metamórficas fueron levantadas, bien como arcos de islas o en forma de cordillera.

1.5.3.1.3. Cenozoico.

Paleoceno–Eoceno Medio (65–45 m.a.): el levantamiento de las masas metamórficas delimitó hacia el Sur una extensa cuenca donde se depositaron sedimentos del ciclo Terciario Inferior. Durante este período comienza el movimiento

de las masas metamórficas hacia el Sur, con la columna cretácica (Grupos Sucre y Guayuta) y la sedimentación del Terciario Inferior. Este movimiento dio lugar a gran parte de la sedimentación alóctona del Surco de Guárico.

Eoceno Superior–Oligoceno (45–25 m.a.): sedimentación transgresiva en Guárico de la Formación La Pascua, de aguas someras procedentes de la Cuenca de Barinas, seguida de un cuerpo lutítico de aguas marinas someras y tranquilas (Formación Roblecito) hacia el Sur. Al Oeste se extiende la sedimentación arenosa–parállica de la Pascua y al Este la de las Formaciones Los Jabillos, Areo y Naricual, reunidas en la Formación Merecure, por debajo de la cual desaparece por acuñamiento la lente lutítica de Roblecito. Hacia el Este se produce la sedimentación profunda, de mar abierto, de Carapita.

Mioceno (20 m.a.): se producen cambios fundamentales en la forma de la cuenca y en la distribución de los sedimentos. En la parte Norte de Guárico la sedimentación se hace predominantemente continental. Desde el flanco Norte de la cuenca hacia el Sur se observa gradación entre las formaciones Capiricual–Quimare al Norte y la Formación Oficina al Sur. El aparato deltáico de Oficina se extiende considerablemente hacia el Sur y Sureste hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. La Serranía del Interior fue intensamente plegada y fallada por movimientos compresivos Norte–Sur, indicados por largos pliegues, asimetría, fuertes, volcamientos hacia el Sur y numerosas fallas de corrimiento.

Continúa el levantamiento de la parte Nororiental de la cuenca que sigue inclinándose hacia el Este (15 m.a.). En el flanco Sur se sedimenta la Formación Freites de ambiente marino somero. Cerca de la línea de playa septentrional se sedimenta una secuencia arenosa, excelente productora de petróleo en el área de Santa Bárbara, Mulata, Jusepín, etc.

Plioceno (5 m.a.): mientras los ambientes marinos continuaron retrocediendo hacia el Este, extensos ambientes fluvio–deltáicos se establecieron sobre una gran parte de la cuenca; en ellos se sedimentó la Formación Las Piedras. Hacia el Oeste, en el estado Anzóategui y en el Sur, en el subsuelo de los campos del Área de Oficina y Temblador, esta sedimentación recubre la sedimentación marina somera de la Formación Freites.

Pleistoceno: se retiran los mares y la mayoría de la sedimentación es continental, formando depósitos conglomeráticos de capas horizontales conocidos como mesas en Venezuela Oriental y denominada Formación Mesa.

1.5.4. Evolución Estructural de la Cuenca Oriental de Venezuela.

A lo largo de la historia tectónica de la Cuenca Oriental de Venezuela se describen unas series de eventos que definen el estado actual de la misma, esta constituye un inmenso pliegue isoclinal vertical, originado por el encorvamiento de la corteza terrestre hacia abajo, los bordes de la cuenca sufrieron una serie de levantamientos y fueron erosionados en muchos casos, estas características conforman un tipo de geosinclinal denominado geotectoclinal.

Dentro de las componentes estructurales que afectaron la cuenca se encuentran los impulsos orogénicos que ocasionaron los levantamientos de los bordes y diferentes bloques; un sistema de empujes con una fuerte componente Norte-Sur ocasionaron grandes líneas de sobrecorrimiento hacia el Sur, como son los corrimientos de Pirital y Anaco, este sistema compresivo originó sistemas de fallas normales que afectan la mayor parte del área así como inmensos pliegues; las intrusiones magmáticas originaron el metamorfismo regional.

Los fenómenos de empujes afectaron mayormente el flanco Norte de la cuenca, mientras que el flanco Sur, apoyado sobre el borde cratónico, no sufrió deformaciones tectónicas de mayor importancia.

El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamiento semianticlinales más o menos alargados contra los planos de falla, declives confinados entre planos de falla divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal.

La historia tectónica del Norte de Anzoátegui presenta una sucesión de largos lapsos extensivos y de períodos cortos compresivos desde el Oligoceno hasta el Cuaternario. Una primera compresión se observa principalmente en Quiamare y Cerro Pelado, entre el Mioceno Inferior y la base del Mioceno Medio y una segunda compresión que levantó la Serranía del Interior durante el Mioceno Medio a Superior, originó en el Norte de Anzoátegui la elevación, pliegues y fallamiento de las rocas anteriores.^[4].

1.5.5. Campo Ruiz

Se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela y geográficamente está ubicado en el área oriental de Guárico a unos 20-25 kms de la ciudad de Valle de la Pascua. (**Figura 1.5**)

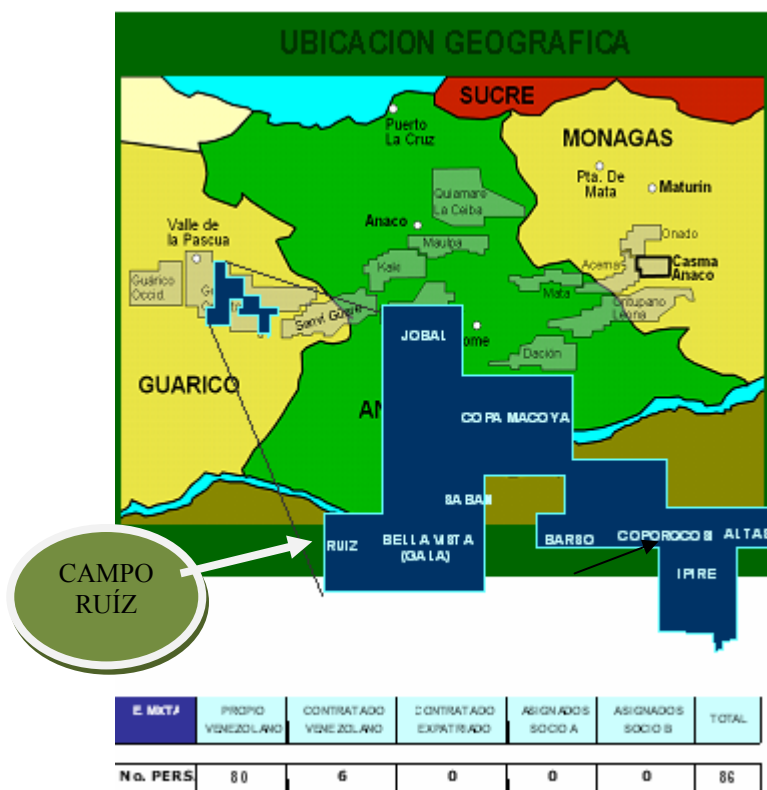


Figura 1.5. Ubicación del Campo Ruiz

1.5.6. Pozo RU 3-57

El Pozo RU 3.57 está ubicado en la parcela RU 3-b de la concesión “Lote No. 3” con Coordenadas UTM: N: 1.002.661.56 y E: 174.375.91 de origen: 20(M.C.63) DatumLa Canoa y coordenadas planas: N: 180.663.05 y E: 359.331.25 de origen : N: 300.000.00 y E:500000.00 situado aproximadamente a 50 Km. Nordeste del municipio Valle de la Pascua distrito Infante Edo Guarico; a 355 metros Oeste del pozo RU 3-19 y a 6 Km. de la Estación No. 1 que se encuentra inoperativa, y a 2 Km. de la Estación No. 2 operativa actualmente.

1.5.7. Formación Chaguaramas

La arena CS 116-117 LI pertenece a la formación **Chaguaramas** el cual esta comprendida en la edad geológica Oligoceno Superior- Mioceno Inferior (**Figura 1.6.**). Es necesario resaltar que esta acumulación perteneciente a la arena CS 116-117 LI (Ver **Figura 1.7**) era catalogado como un prospecto de petróleo **RU 3002**. Sin embargo al cañonear dió como resultado agua considerando de esta manera dicha acumulación como un **Acuífero** perteneciente a la arena **CS 116-117 LI**.

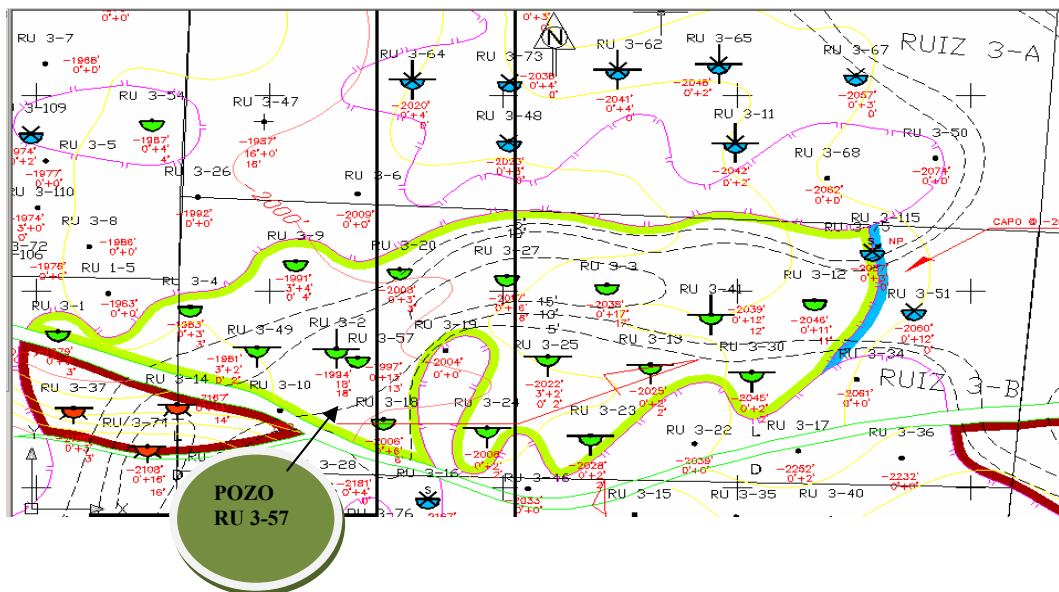


Figura 1.6. Prospecto RU 3002 catalogado como petróleo antes del cañoneo

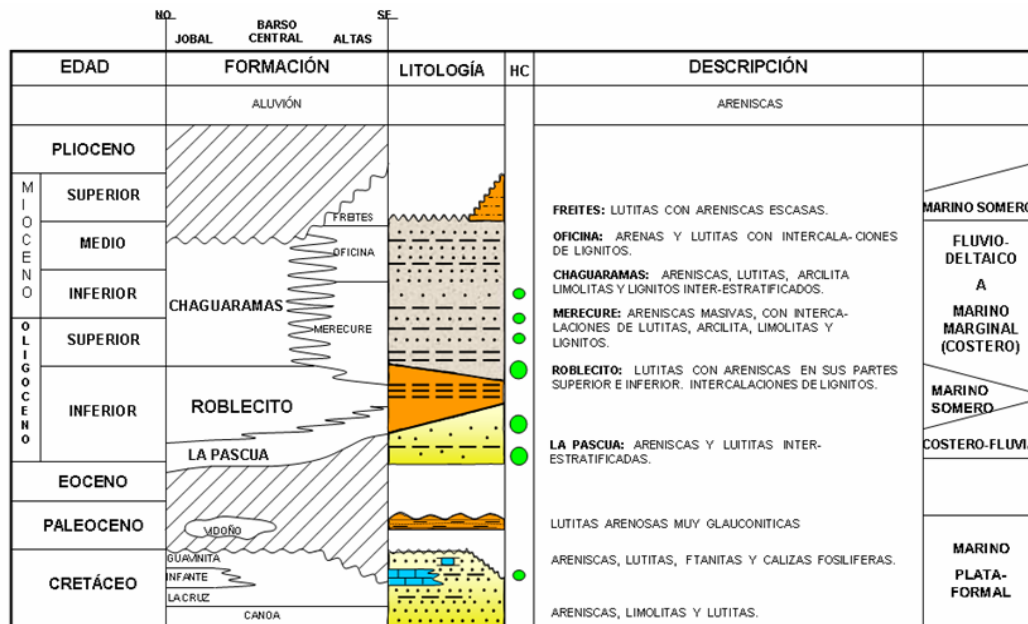


Figura 1.7. Columna Estratigráfica de la Región Oriental de Venezuela

La estructura geológica es un monoclinallado en las áreas centrales y Este (al norte de la falla) con un rumbo Norte-Sur y un buzamiento de 1° a 2° al Oeste.

Esta formación suprayace concordemente a la Formación Roblecito. Se encuentra erosionada en la sección superior y localmente las arenas masivas basales de la primera erosionan la sección lutítica de la Formación Roblecito infrayacente. Esta formación está constituida por areniscas y lutitas alternadas con intercalaciones de limonitas y lignitos.

En el área, la formación Chaguaramas de acuerdo a la distribución de su litología puede dividirse en tres intervalos o secciones:

1.5.7.1. Intervalo inferior

Del tope de la formación Roblecito a la arena CS106 (Bella Vista) / Cs 90 (Ruiz). (Figura 1.8)

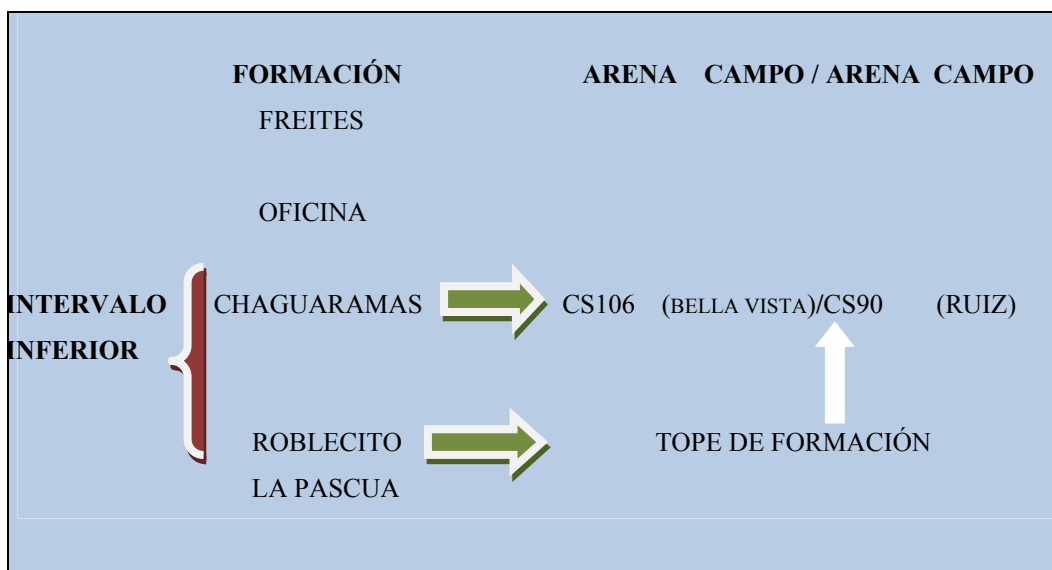


Figura 1.8. Intervalo Inferior de la formación chaguaramas.^[5]

Los perfiles eléctricos de los pozos perforados muestran en esta sección una alternancia de areniscas con lutitas y limonitas de carácter fluvio deltaico, de la formación Roblecito infrayacente. Los espesores de las areniscas varían entre 20, 80 y 150 pies en las arenas basales. Además, se observa un gran número de lignitos de apreciable continuidad lateral representando buenos marcadores de correlación. Las lutitas presentan espesores que varían entre tres (3) pies y veinte (20) pies.

1.5.7.2. Intervalo medio

De la arena Cs106 (Bella Vista)/ Cs90 (Ruiz) a la arena Cs89 (bella vista)/ Cs 80 (Ruiz).



Figura 1.9. Intervalo Medio de la Formación Chaguaramas. ^[5]

Formado por areniscas de mediano a pozo espesor entre cinco (5) pies a veinte (20) pies, exceptuando las arenas Cs89, 90 (Bella Vista)/ Cs80 (Ruiz) que pueden alcanzar espesores mayores de cincuenta (50) pies. Las lutitas que separan estas arenas van de seis (6) pies a diez (10) pies y generalmente de buena extensión areal. Los lignitos son abundantes al igual que en la sección anterior.

1.5.7.3. Intervalo Superior

De la arena Cs89 (Bella Vista)/ Cs 80 (Ruiz) a la base de oficina.

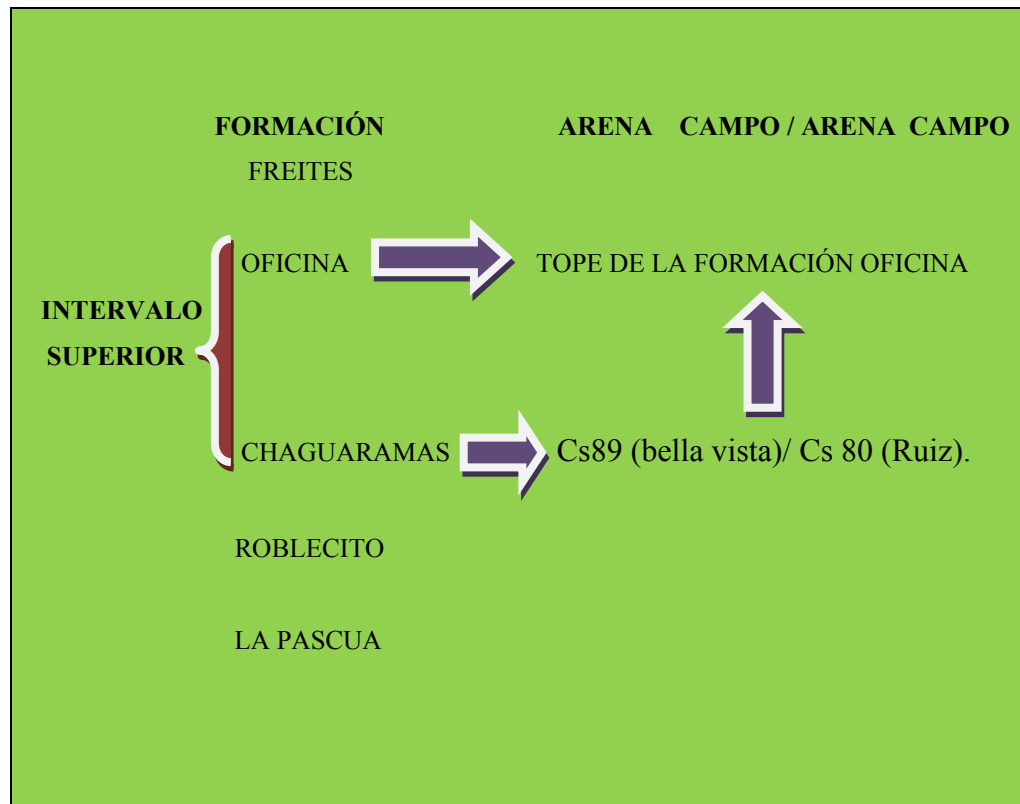


Figura 1.10. Intervalo Superior de la Formación Chaguaramas.^[5]

Integrado por areniscas que varían entre 50 y 30 pies de espesor y separados por lititas con espesores que alcanzan, en muchos casos, más de 150 pies. Las capas de lignitos son menos abundantes.

Se detectan en el área dos (2) sistemas de fallas normales, típicas de un régimen tectónico de extensión:

El principal entre 45 °a 50° hacia el sur y saltos variados entre ciento setenta (170) pies y quinientos setenta (570) pies. Estas fallas constituyen el elemento estructural más importante para el entrapamiento de hidrocarburos en el área.

El secundario está constituido por fallas normales de rumbo general Este-Oeste y buzamiento de 50° a 70° hacia el Norte y saltos que varían entre veinte (20) pies y sesenta (60) pies. Estas fallas también contribuyen al atrapamiento de hidrocarburos en el área. Básicamente, la estructura geológica del área de estudio corresponde a la de un monoclinado fallado de rumbo general Norte-Sur y buzamiento entre 1° y 2° al oeste en el área Central y hacia el Este, en la parte Norte de la falla principal y en la parte Sur (bloque deprimido) está representada por una estructura anticlinal alineada Norte Este-Sur Oeste paralela a esta falla y el buzamiento varía de 0,5 ° a 1,5° al Norte

El ambiente de sedimentación de la formación Chaguaramas está formado por una alternancia de cuerpos sedimentarios con tendencia de engrosamiento hacia arriba y otros con tendencia de afinamiento hacia abajo. Los primeros son interpretados como barras y los últimos como canales. En varias ocasiones, los canales suprayacen y/o erosionan parcialmente a las barras. Aunque las electrofacies son muy similares en toda la formación, se pueden distinguir tres (3) unidades:

a) Unidad Basal

Va desde la base de la formación Chaguaramas hasta el nivel estratigráfico Cs106 (Campo Ruiz)/Cs130 (Campo Bella Vista).

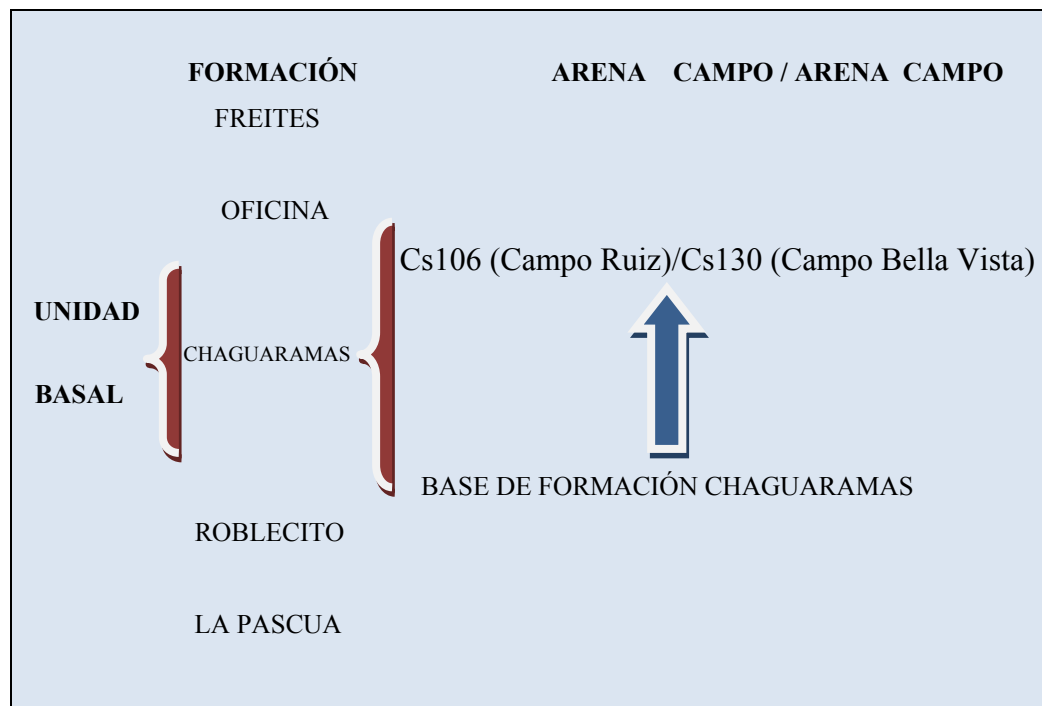


Figura 1.11. Unidad basal de la formación Chaguaramas. ^[5]

En esta unidad predominan los canales sobre las barras. Los espesores varían entre 10 pies y 75 pies para los canales y entre 10 pies y 90 pies para las barras. Las extensiones laterales de los canales son mucho más cortas en dirección Este-Oeste que en dirección Norte-Sur.

Al contrario, las barras son más extensas en dirección Este-Oeste que en dirección Norte-Sur. Los canales corresponden a canales distributarios y las barras son de desembocaduras.

La superposición y ocasional erosión de los canales a las barras y sus extensiones laterales, sugieren que esta unidad corresponde a un sistema fluvio-deltaico con influencia moderada de ríos y se desarrolla en la parte media de la

llanura deltaica, con una dirección de aporte del Sur hacia el Norte como lo sugieren las extensiones de los cuerpos sedimentarios.

b) Unidad Media

Va desde el nivel Cs105 (Campo Ruiz)/ Cs129 (Campo Bella Vista) hasta el nivel Cs76 (Campo Ruiz)/ CS82 (Campo Bella Vista).

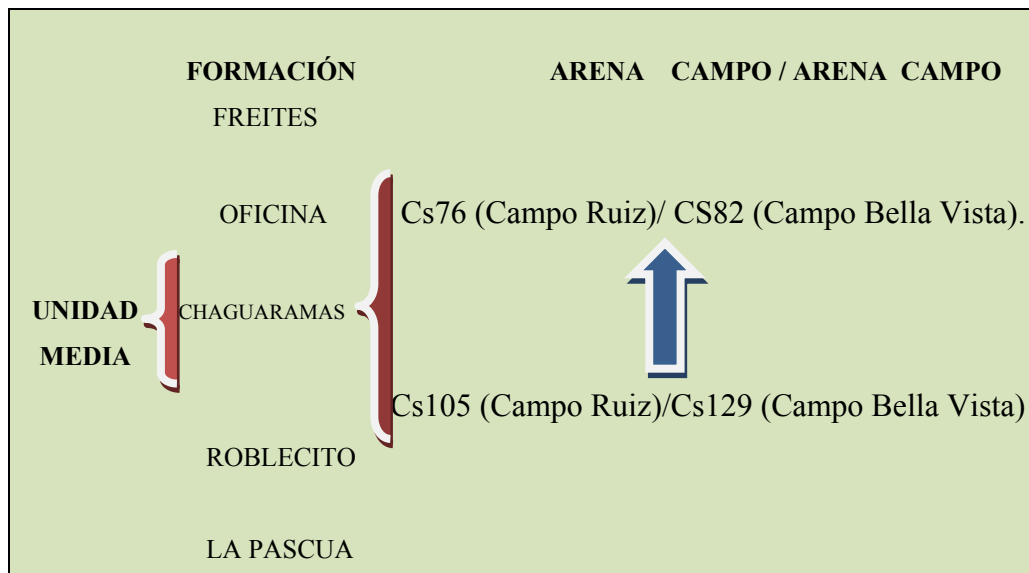


Figura 1.12. Unidad Media de la formación Chaguaramas. ^[5]

Está caracterizado por el predominio de las barras sobre los canales y por la abundancia de lutita. Los espesores son menores que aquellos de la unidad basal. En efecto, los espesores son menores que aquellos de la unidad basal. En efecto, los espesores oscilan entre 10 pies y 50 pies para los canales y entre 10 pies y cuarenta pies para las barras. Sin embargo, los niveles Cs89 y Cs90 (Campo Ruiz)/ Cs 106 y Cs 107 (Campo Bella vista), cuando coalescen alcanzan mas100 pies de espesor. Las secciones muestran que las extensiones de los canales son mas largas en dirección

Este-Oeste y poco más cortas en dirección Norte Sur, que en caso de la unidad basal. Las barras muestran unas extensiones similares en dirección Norte-Sur y Este-Oeste

La alternancia de canales y barras y el predominio de las últimas sobre los primeros y la manera como cortan las secciones estratigráficas estos cuerpos sedimentarios, permiten interpretar esta unidad como depósitos de un sistema- fluvio deltaico. Los canales son del tipo distributarios y orientados Sur-Sur Este/ Nor-Nor Oeste y las barras son más o menos perpendiculares y corresponden a barras de desembocaduras y ocasionalmente a barras litorales y/o de plataforma somera.

c) Unidad Superior

Va desde el nivel Cs75 (Campo Ruiz)/ Cs81 (Campo Bella Vista) hasta el nivel Cs33 (Campo Ruiz) Cs 37 (Campo Bella Vista).



Figura 1.13. Unidad Superior de la Formación Chaguaramas.^[5]

Las secciones muestran alternancia de cuerpos sedimentarios delgados con leve tendencia de afinamiento o de engrosamiento. En efecto, los espesores de los dos tipos de electrofacies (barras y canales) varían entre 10 pies y 20 pies. Sea en dirección Este-Oeste o Norte-Sur, las extensiones son muy largas y son muy similares

para las 2 electrofacies y forman en muchos casos unos buenos marcadores estratigráficos en el área.

La gran extensión y poco espesor de estos sedimentos ayudan a deducir que esta unidad superior se depositó en ambiente deltaico bajo efecto de mucho retrabado, posiblemente por olas lo que implica la formación de mantos delgados de arenas. En algunos casos, se desarrollan también pequeñas barras de plataforma, con menos extensión que las mencionadas anteriormente.

A diferencia de las formaciones inferiores (Roblecito y la Pascua), esta formación corresponde a un sistema fluvio-deltaico con muchos aporte por ríos. Muestran en general una tendencia transgresiva, reflejada en la abundancia de depósitos de canales hacia la base y predominio de barras y lutitas hacia las partes media y superior. En efecto, el ambiente de sedimentación pasa de llanura deltaica en la parte media en la base, con frente deltaico hacia el tope, con mucha influencia de olas, implicando retrabado y formación de mantos de arenas en toda el área.^[4]

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Mata, S (2009), “Disposición de Agua en el yacimiento S-6b-418 en el campo Ipire, Municipio Santa María, Edo Guárico”. El proyecto consistió en el estudio del Yacimiento S-6B-418 para determinar el tiempo de inyección del agua, además de ello el histórico de producción/presión de la arena, así como las propiedades petrofísicas y el volumen de agua a inyectar a través de la ecuación de balance de materiales.^[6] Se concluyo que la reinyección del agua salada producida por los pozos del campo Ipire-7 es la forma mas efectiva para disponer este efluente liquido, evitando contaminación ambiental, en el yacimiento S-6b-418 en donde ha producido 350 MBN de petróleo, 920 MPC de gas y 82 MBN de agua. Se estima que la presión actual del yacimiento fue de 880 LPC. Además de ello el Ipire 7-5 abandonado temporalmente se encuentra buzamiento abajo, dentro del acuífero del yacimiento S-6b-418. Se cree que la inyección de agua no tendrá efecto significativo sobre la producción remanente de petróleo de este yacimiento, por lo tanto la inyección será para disposición solamente.

Se recomienda ejecutar los trabajos de rehabilitación de la planta de inyección de agua de Ipire-7, según lo especificado en este informe.

De igual manera presentar la “Memoria Descriptiva” al MEM para el proyecto de disposición de agua. Realizar el reacondicionamiento del pozo Ipire 7-5 para convertirlo en inyector de agua para disposición.^[6]

Inoue, N (2008), “Evaluación Técnica de los Pozos RU 3-16; RU 3-33; RU 3-57 en el campo Ruiz, así como su estación de flujo Distrito Infante Edo Guárico”.^[7]

Se realizó una evaluación técnica directa de estos pozos a través de un trabajo reacondicionamiento de los mismos, mediante la aplicación de la técnica llamada Suabeo en donde se succiona el nivel de fluido presente en el pozo, verificando si existe taponamiento por parafina o si el resultado del mismo es 100% agua, donde dependiendo de estos resultados serían candidatos a inyectoras de agua para disposición de este fluido o suplidores de gas.

Se tiene que en el pozo RU 3-16, las arenas Cs-199 LI, Cs 104-105 y Cs-106 LI dieron como resultado agua, gas seco y agua respectivamente. Se recomienda completar el pozo como suplidor de gas en la arena CS-104,105.

En el pozo RU 3-33 las arenas CS-106 y CS-137 fueron evaluadas y dieron como resultado agua. Se recomienda completar este pozo como disposición de agua en las arenas CS-106 Y CS-137 facilitando el manejo de este efluente líquido.

Por último el pozo RU 3-57 la arena CS 116-117 LI fue evaluada y dio como resultado agua. Se recomienda completar el pozo como disposición de agua en las arenas CS116-117 LI, evitando así el problema del volumen de agua a nivel de superficie.

Paredes, M (2009), “Análisis de la factibilidad de diseñar un sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural en el yacimiento S 1,2 GUE 9 del campo Güere, distrito San Tome, estado Anzoátegui”^[8]

El objetivo general del proyecto es estudiar la factibilidad de diseñar un Sistema de Almacenamiento Subterráneo de Gas en el yacimiento S1,2 GUE 9 del Campo Güere. Se estudiarán las causas que afectan el consumo de gas en Venezuela, se analizan las características de los distintos tipos de almacenamientos subterráneos de gas natural actualmente en servicio en el mundo. Se llevará a cabo un estudio de viabilidad; se desarrollaran los aspectos técnicos, la ingeniería del yacimiento, la ingeniería básica de las instalaciones de superficie, los pozos necesarios para la inyección y producción, y las líneas de transporte para poder entregar dicho gas en especificaciones a la red nacional de gasoductos.

El estudio se inició con la revisión geológica y petrofísica del yacimiento, así como el análisis de fluidos para estimar los volúmenes de hidrocarburos originales en sitio. Se validó y analizó el comportamiento de presión y producción.

Con el uso del balance de materiales usando la herramienta MBAL, se determinó que el mecanismo de producción predominante es la expansión de los fluidos. El modelo de simulación numérica realizado con la herramienta PETREL, en donde se integró el modelo estático con el dinámico se definió los volúmenes originales de hidrocarburos, se determinó que con una tasa de inyección de 60.000 MPCND se regula las fluctuaciones en el sistema de transmisión a ventas y convenios con el Distrito Norte que para el año 2008 alcanzó los 20.802 MMPCN como principal causa de cierres de la producción.

De acuerdo a esto se recomienda lo siguiente:

De acuerdo a los resultados obtenidos se recomienda llevar a cabo la implantación de este tipo de proyecto para minimizar los cierres de pozos del Distrito Anaco como consecuencia de las fluctuaciones con los clientes y convenios con el Distrito Norte.

Realizar pruebas especiales a los pozos durante todo el período de almacenaje para definir el índice de productividad de los pozos, de manera de establecer con mayor certeza los rangos de operatividad del gas buffer y el gas activo.

Realizar una evaluación económica donde se determine las inversiones en infraestructura asociadas a este tipo de proyecto.

En Venezuela, existen yacimientos agotados y acuíferos que pudieran ser convertidos en almacenamientos subterráneos de gas natural. Esto permitiría aumentar la flexibilidad en la producción de crudo, servir de respaldo ante fallas en el suministro de gas haciendo un mejor uso de los gasoductos existentes. Así como, también reservas estratégicas y garantizar la continuidad operacional de todos los sistemas de distribución del gas.

2.2 Propiedades Hidrogeológicas de los Acuíferos.

La conductividad hidráulica representa la mayor o menor facilidad con que el medio deja pasar el agua a través de él por unidad de área transversal a la dirección del flujo. Tiene las dimensiones de una velocidad ($L T^{-1}$) y modernamente se distinguen dos tipos: la **conductividad hidráulica darciana o lineal, KD** y la **conductividad hidráulica turbulenta, KT** .

Diversos experimentos han demostrado que la conductividad hidráulica darciana no sólo depende de las características del medio, sino también de las del

fluido (su viscosidad y peso específico) por lo que se estableció una relación entre KD , las propiedades del fluido y una característica intrínseca del medio que es independiente del fluido que circula a través de él. Esa característica se denomina (**permeabilidad intrínseca o geométrica** y se representará por el símbolo k).

En otro orden de ideas se ha definido como **coeficiente de almacenamiento**, que se representará por el símbolo, E , como el volumen de agua que puede ser liberado por un prisma vertical del acuífero, de sección unitaria y de altura igual a su espesor saturado, cuando se produce un descenso unitario de la carga hidráulica (del nivel piezométrico o del nivel freático). De esta definición se deduce que el coeficiente de almacenamiento es adimensional. El concepto fue introducido en la Hidráulica Subterránea en 1935 por C.V. Theis. En el caso de los acuíferos confinados, el agua liberada procede de los efectos mecánicos de la compresión del cuerpo del acuífero y del agua. En el caso de los acuíferos libres o freáticos, ignorando los efectos relativamente pequeños que puede introducir la elasticidad del acuífero, resulta claro que el coeficiente de almacenamiento es equivalente, a la llamada **porosidad efectiva**, ya que en ambos casos resulta ser la cantidad de agua que puede ser extraída por gravedad de una unidad de volumen del acuífero saturado.

Tanto para acuíferos confinados como para acuíferos libres las propiedades a considerar y determinar serían: K , KD , KT y E ya que las ecuaciones de transformación de que se dispone permiten calcular todo el conjunto si se tienen los valores de uno cualquiera una de ellas.

2.3. Estática y Dinámica en los Medios Porosos

Nivel Piezométrico:

$$h = \frac{P}{\gamma} + z \quad \text{Ec.2.1}$$

En sistema estático h: constante

En sistema dinámico se produce una pérdida de carga (diferencia de altura entre (AyB) por frotamiento.

$$\frac{P_A}{\gamma_A} + z_A + \frac{V_A}{2g} = \frac{P_B}{\gamma_B} + z_B + \frac{V_B}{2g} + \Delta h \quad \text{Ec. 2.2}$$

En la **Figura 2.1** se observa el Nivel Piezométrico en un sistema hidráulico de un medio poroso en equilibrio.

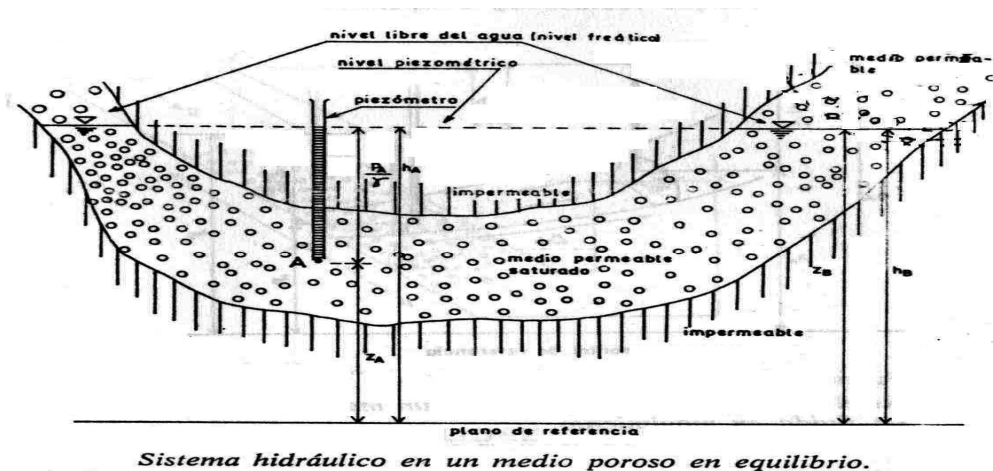


Figura 2.1. Hidráulica de un medio poroso en equilibrio

2.4. Almacenamiento de Agua. Acuíferos.

Desde el punto de vista hidráulico existen factores que caracterizan a los acuíferos, tomando en cuenta las propiedades de la roca como:

- Porosidad Φ
- Permeabilidad o conductividad hidráulica K
- Transmisividad T

Además de ello en la **tabla 2.1** se observa la clasificación de los acuíferos

Tabla 2.1. Clasificación de los Acuíferos.^[9]

TIPOS DE ACUÍFEROS	DESCRIPCIÓN
CONFINADO	Sin contacto directo con la atmósfera
No confinado	Abierto a la atmósfera. Nivel freático.
Semiconfinado:	Formación superior confinante de menor conductividad.
- Acuitardo.	Formación que almacena agua pero la transmite con mucha dificultad (arcillas).
- Acuífugo.	Formación que ni almacena ni transmite agua.

2.5. Porosidad

La porosidad se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca (la propiedad inversa a la porosidad es la compacidad). Matemáticamente:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_t}$$

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

2.5.1. Clasificación de Ingeniería de la porosidad

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de que espacios porales se miden durante la determinación del volumen de estos espacios porosos.

2.5.1.1 Porosidad absoluta.

Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Esta propiedad es la que normalmente miden los porosímetros comerciales. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral. La lava es un ejemplo típico de esto.

2.5.1.2. Porosidad efectiva.

Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros.

2.5.1.3. Porosidad no efectiva.

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva.

2.5.2. Clasificación Geológica de la porosidad

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares antiguos, el agua fue el primer fluido que llenó el espacio poroso. Esta agua se le denomina agua connata. Un método común de clasificación de la porosidad se basa en la condición si porosidad se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsiguiente (dolomitización), catagénesis, campo de esfuerzos o percolación de agua.

2.5.2.1. Porosidad primaria o intergranular.

La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas). La porosidad primaria a su vez se clasifica en:

2.5.2.2. Porosidad intercrystalina.

Se refiere a los espacios existentes entre los planos de un cristal o espacios vacíos entre cristales. Muchos de estos poros son sub-capilares, con poros menores de 0.002 mm de diámetro. La porosidad que se encuentra entre cristales o partículas tamaño lodo se llama comúnmente “microporosidad”.

2.5.2.3. Porosidad Integranular.

Es función del espacio vacío entre granos, es decir, de los espacios intersticiales de toda clase en todo tipo de roca. Esta porosidad comprende tamaño sub-capilar a super-capilar. Generalmente, los espacios tienen un diámetro mayor de 0.5 mm.

2.5.2.4. Planos estratificados.

Existe concentración de espacios vacíos de diferentes variedades paralelos a los planos de estratificación. Las geometrías mayores de muchos yacimientos petroleros están controladas por este tipo de porosidad. Entre las causas de espacios vacíos en los planos estratificados se cuentan: diferencias de los sedimentos depositados, tamaño de partículas y arreglo de depositación y ambientes de depositación.

2.5.2.5. Espacios Sedimentarios Misceláneos.

Esto se debe a: (1) espacios vacíos resultantes de la depositación de fragmentos detríticos de fósiles, (2) espacios vacíos resultantes del empaquetamiento de oolitas, (3) espacios cavernosos de tamaño irregular y variable formados durante el tiempo de depositación, y (4) espacios creados por organismos vivos en el momento de la depositación.

2.5.2.6. Porosidad secundaria, inducida o vugular.

Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita). La porosidad secundaria es el resultado de un proceso geológico (diagénesis y catagénesis) que tomó lugar después de la depositación de los sedimentos. La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales. La porosidad secundaria se clasifica en:

2.5.2.7. Porosidad de disolución.

Integrada por canales resultantes de la disolución del material rocoso por acción de soluciones calientes o tibias que circulan o percolan a través de la roca. Las aperturas causadas por meteorización (juntas alargadas y cavernas) y espacios vacíos causados por organismos vivientes pueden sufrir alargamiento debido a dilución.

Algunas rocas carbonatas están constituidas solamente por calizas. Si el agua circulante a través del espacio poroso contiene suficientes cantidades de magnesio disuelto, el calcio en la roca puede intercambiarse por el magnesio en solución. Como el magnesio es considerablemente más pequeño que el calcio, la resultante dolomita tendrá una porosidad mayor, cuyo incremento oscila entre el 12-13 %.

2.5.2.8. Porosidad de Fractura.

Son aperturas en la roca producto de fallamiento estructural de las rocas del yacimiento debido a tensión originada por actividades tectónicas tales como doblamiento y falla. Esta incluye juntas, fisuras, y fracturas. Las porosidades de fractura normalmente no superan el 1 % en carbonatos.

2.5.2.9. Espacios secundarios misceláneos.

En esta clasificación se tienen: (1) arrecifes, los cuales son aperturas en las crestas de anticlinales estrechos, (2) pinchamientos y llanos, los cuales son aperturas formadas por la separación de estratos sometidos a un suave desplome, y (3) espacios vacíos causados por brechas submarinas y conglomerados que resultan de movimientos gravitatorios del material del fondo marino después de demitificación parcial.^[10]

2.6. Ley de Darcy

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la fórmula que lleva su nombre. La ley de Darcy se ha extendido, con ciertas limitaciones, al movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos no miscibles, en rocas consolidadas y otros medios porosos.

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. Para flujo lineal la ley de Darcy dice que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional a la fuerza de empuje (gradiente de presión) e inversamente proporcional a la viscosidad. Darcy requiere que el fluido se adhiera a los poros de la roca, sature 100 % el medio y flujo homogéneo y laminar.

La ley de Darcy enuncia que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido, o:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dl} \quad \text{Ec.2.4}$$

donde v es la velocidad aparente en centímetros por segundo e igual a q/A , donde q es la caudal volumétrico del flujo, en centímetros cúbicos por segundo, y A es el área de la sección transversal total o aparente de la roca, en centímetros cuadrados. En otras palabras, A incluye tanto el área del material sólido (esqueleto mineral) de la roca como también el área de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en centipois, y el gradiente de presión, dp/dl , tomado en la misma dirección que q y v , en atmósferas por centímetro. La constante de proporcionalidad, k , es la

permeabilidad de la roca expresada en darcys. La permeabilidad puede denominarse como la conductividad del fluido y es similar al término de conductividad eléctrica. El signo negativo indica que si se toma el flujo positivo en la dirección positiva de l , la presión disminuye en esa dirección y la pendiente dp/dl es negativa.

La ley de Darcy se aplica sólo en la región de flujo laminar. En flujo turbulento, que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta a una rata mayor que la del flujo. Afortunadamente, excepto en casos de muy altas ratas de inyección o de producción en la vecindad del pozo, el flujo en el yacimiento y en la mayoría de las pruebas hechas en el laboratorio es laminar y la ley se cumple.

La ley no se aplica a flujo en canales porosos individuales, sino a partes de la roca de dimensiones razonablemente grandes comparadas con el tamaño de los canales porosos; en otras palabras, es una ley estadística que promedia el comportamiento de muchos canales porosos. Por esta razón, con muestras de formación de areniscas uniformes de uno o dos centímetros, se obtienen resultados satisfactorios de mediciones de permeabilidad, en cambio, rocas de tipo fracturado o drusoso exigen muestras mucho más grandes.

Debido a la porosidad de la roca, a la tortuosidad de las líneas de flujo y a la ausencia de flujo en algunos de los espacios porosos (incomunicados), la velocidad real del fluido varía de lugar a lugar dentro de la roca, mantiene un promedio mucho más alto que la velocidad aparente. Como las velocidades reales no son medibles por lo general, y para mantener porosidad y permeabilidad independientes, las velocidades aparentes constituyen la base de la ley de Darcy. Es decir, la velocidad real promedia de avance de un fluido es la velocidad aparente dividida por la porosidad, cuando el fluido satura por completo la roca.

La unidad de la permeabilidad es el darcy. Se dice que una roca tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de darcy, es decir, milidarcys, 0.001 darcy. Las permeabilidades de las formaciones de gas y de petróleo comercialmente productoras varían desde pocos milidarcys a varios miles. Las permeabilidades de calizas intergranulares pueden ser sólo una fracción de un milidarcy y aún tener producción comercial, siempre y cuando la roca contenga fracturas u otro tipo de aberturas adicionales naturales o artificiales. Rocas con fracturas y tipo drusoso pueden tener permeabilidades muy altas y algunas calizas cavernosas se aproximan al equivalente de tanques subterráneos.

La permeabilidad de un núcleo medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedia del yacimiento o parte del mismo, ya que a menudo se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal. Muchas veces la permeabilidad de una roca que parece uniforme puede cambiar varias veces en un núcleo de una pulgada.

Por lo general, la permeabilidad medida paralela al plano de estratificación de rocas estratificadas es más alta que la permeabilidad vertical. Además, en algunos casos, la permeabilidad a lo largo del plano de estratificación, varía considerable y consistentemente con la orientación del núcleo debido probablemente a la deposición orientada de partículas de mayor o menor alargamiento y a lixiviación o cementación posteriores por aguas migratorias. En algunos yacimientos pueden observarse tendencias generales de permeabilidad de un sitio a otro, y muchos yacimientos determinan sus límites total o parcialmente por rocas de permeabilidad muy baja y, naturalmente, por la capa que sirve de cubierta superior. Es común la presencia de

uno o más estratos de permeabilidad uniforme en parte o en todo el yacimiento. Durante el desarrollo adecuado de yacimientos es acostumbrado tomar muchos núcleos de pozos seleccionados a través del área productiva, midiendo la permeabilidad y porosidad de cada pie de núcleo recuperado. Los resultados se interpretan por lo general estadísticamente.

El gradiente dp/dl es la fuerza de empuje, y se debe a los gradientes de presión del fluido y en parte o totalmente a los gradientes hidráulicos (gravitacionales), superpuestos e intercambiables. En muchos casos de interés práctico los gradientes hidráulicos, aunque siempre presentes, son pequeños comparados con los gradientes de presión del fluido, y son frecuentemente despreciados. En otros casos los gradientes hidráulicos son importantes y deben considerarse, en particular, en operaciones de producción por bombeo en yacimientos con presiones agotadas, o en yacimientos con capa de gas en expansión con buenas características de drenaje gravitacional. En caso de que ambos actúen simultáneamente, la ecuación (1.1) puede modificarse a:

$$v = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 9.67 * 10^{-4} \rho \cos \theta \right) \quad \text{Ec. 2.5}$$

ρ es la densidad del fluido en gramos por centímetro cúbico y θ es el ángulo entre la dirección positiva de l y la línea vertical en dirección hacia abajo. $9.67 * 10^{-4}$ convierte el gradiente de presión en dinas por centímetro cuadrado por centímetro a atmósfera por centímetro.

También se puede expresar la ecuación (1.2) en unidades de campo así:

$$v = -1.127 \frac{k}{\mu} \left(\frac{dP}{dl} - 0.433 \gamma_o \cos \theta \right) \quad \text{Ec.2.6}$$

$0.433 \gamma_o \cos \theta$ es el gradiente hidráulico en lpc por pie, γ_o es la gravedad específica relativa al agua.

Los gradientes hidráulicos en los yacimientos varían de un máximo alrededor de 0.50 lpc/pie para salmueras a 0.433 lpc/pie para agua dulce a 60 °F, y varían de acuerdo con la presión, temperatura y salinidad del agua. Los gradientes de petróleos, de gas a alta presión y de condensado de gas varían entre 0.10 y 0.30 lpc/pie y varían de acuerdo con la presión, temperatura y composición del fluido. Los gases a presiones bajas tienen gradientes muy bajos, alrededor de 0.002 lpc/pie para gas natural a 100 lpca. Los valores citados corresponden a gradientes verticales..^[11].

2.7. Tipos de Permeabilidad

2.7.1. Permeabilidad absoluta.

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

2.7.2. Permeabilidad efectiva.

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

2.7.3. Permeabilidad relativa.

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo, S_{or} o a la saturación de agua connata, S_{wc} se tiene que $k_f \approx k_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no-mojante se introduce, esta se mete a los poros grandes y obstaculiza el flujo de la mojante (ver la sección de curvas de permeabilidades relativas). Si los poros fueran iguales, no habría obstáculos. ^[10].

2.8. Estados de Flujo

Existen tres estados de flujo dependiendo de cómo es la variación de la presión con tiempo:

1. Flujo No Continuo: $\frac{dP}{dt} \neq 0$
2. Flujo Continuo: $\frac{dP}{dt} = 0$
3. Flujo Semicontinuo: $\frac{dP}{dt} = \text{ctte}$

2.8.1. Flujo No-Continuo o Transitorio (Unsteady State Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo, ($dP/dt \neq 0$). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo que se encontraba cerrado ó viceversa. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo (P_{wf}) durante este período es de particular importancia para las pruebas de declinación y de restauración de presión, cuya interpretación a través de soluciones de la ecuación de difusividad,

permite conocer parámetros básicos del medio poroso, como por ejemplo: la capacidad efectiva de flujo ($Ko.h$), el factor de daño a la formación (S), etc. La duración de este período normalmente puede ser de horas ó días, dependiendo fundamentalmente de la permeabilidad de la formación productora. Dado que el diferencial de presión no se estabiliza no se considerarán ecuaciones para estimar la tasa de producción en este estado de flujo.

2.8.2. Transición entre estados de flujo:

Después del flujo transitorio este período ocurre una transición hasta alcanzarse una estabilización ó pseudo-estabilización de la distribución de presión dependiendo de las condiciones existentes en el borde exterior del área de drenaje.

2.8.3. Flujo Continuo o Estacionario (Steady State Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, ($dP/dt = 0$). Se presenta cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento lo suficientemente grande, ó asociado a un gran acuífero, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión (Pws). En este período de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje, Pws a una distancia re del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la arena, $Pwfs$ a una distancia rw ó radio del pozo; ambas presiones deben ser referidas a la misma profundidad y por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones ó cañoneo. Para cada valor de este diferencial ($Pws-Pwfs$), tradicionalmente conocido como “Draw-down”, se establecerá un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

2.8.3.1. Ecuaciones de flujo para estado continuo.

A continuación se presenta la ecuación de Darcy para flujo radial que permite estimar la tasa de producción de petróleo que será capaz de aportar un área de drenaje de forma circular hacia el pozo productor bajo condiciones de flujo continuo.

$$q_o = \frac{0.00708 k h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s} \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o B_o} dp \quad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

q_o = Tasa de petróleo, bn/d

K = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje, md

h = Espesor de la arena neta petrolífera, pies

P_{ws} = Presión del yacimiento a nivel de las perforaciones, a $r=r_e$, lpcm

P_{wfs} = Presión de fondo fluyente al nivel de las perforaciones, a $r=r_w$ lpcm

r_e = Radio de drenaje, pies

r_w = Radio del pozo, pies

S = Factor de daño físico, $S > 0$ pozo con daño,

$S < 0$ pozo estimulado, adim.

$a'q_o$ = Factor de turbulencia de flujo (insignificante para alta K_o y bajas q_o)
este término se incluye para considerar flujo no-darcy alrededor del pozo.

μ_o = Viscosidad de petróleo a la presión promedio [$(P_{ws} + P_{wfs})/2$], cps

B_o = Factor volumétrico de la formación a la presión promedio, by/bn.

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo ($K_{ro}=K_o/K$), adim.

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo ($K_o=K_{ro}.K$), md.

2.8.4. Flujo de fluidos en el yacimiento

2.8.4.1. Simplificaciones de la ecuación de Darcy:

La integral de la **ecuación 2.7** puede simplificarse para yacimientos Sub-saturados con presiones fluyentes en el fondo del pozo, P_{wfs} , presiones mayores a la presión de burbuja el producto $\mu_o \cdot B_o$ es aproximadamente constante y por lo tanto puede salir de la integral.

En segundo lugar, dado que no existe gas libre en el área de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estará disponible para el flujo de petróleo en presencia del agua irreductible S_{wi} , es decir, el valor de K_{ro} debe ser tomado de la curva de permeabilidades relativas agua-petróleo a la S_{wi} , este valor es constante y también puede salir de la integral. Normalmente el término de turbulencia $a'q_o$ solo se considera en pozos de gas donde las velocidades de flujo en las cercanías de pozo son mucho mayores que las obtenidas en pozos de petróleo. Bajo estas consideraciones la **ecuación 2.7** después de resolver la integral y evaluar el resultado entre los límites de integración, quedará simplificada de la siguiente manera:

La misma ecuación puede obtenerse con la solución $P(r,t)$ de la ecuación de difusividad bajo ciertas condiciones iniciales y de contorno, y evaluándola para $r=r_w$. En términos de la presión promedio en el área de drenaje P_{ws} , la ecuación quedaría:

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k \cdot h \cdot (P_{ws} - p_{wfs})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]} \quad \text{Ec. 2.8}$$

después de utilizar el teorema del valor medio:

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k \cdot h \cdot (P_{ws} - p_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + S \right]} \quad \text{Ec. 2.9}$$

2.8.4.2. Flujo Semicontinuo (Pseudo-SteadyState Flow):

Es un tipo de flujo donde la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo pero a una tasa constante, ($dp/dt = \text{cte}$). Se presenta cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, bien sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes entre sí. Las ecuaciones homólogas a las anteriores pero bajo condiciones de flujo semicontinuo son las siguientes:

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k \cdot h \cdot (P_{ws} - p_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + S \right]} \quad \text{Ec. 2.10}$$

En términos de la presión promedia en el área de drenaje P_{ws} , la ecuación quedaría:

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k \cdot h \cdot (P_{ws} - p_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]} \quad \text{Ec. 2.11}$$

Este es el estado de flujo más utilizado para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estables.^[12].

2.9. Presión de Fractura

Es la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

2.9.1. Evaluación de la Presión de Fractura

2.9.1.1. Medición Directa: Prueba de Admisión (Leak Off)

Se aplica tomando en cuenta los siguientes pasos:

1. Después de cementar T.R. se introduce barrena y represiona (según especificaciones) para verificar que no hay fugas.
2. Posteriormente se perforan de 5 a 10 m (rebaja cemento).
3. Luego se levanta barrena a la zapata y se circula tiempo de atraso.
4. Seguidamente se cierran preventores y se “bombea” hasta generar una admisión de fluido en la formación (ritmo de bombeo: de 0.5 a 1.5 bl/min.).

2.9.1.2. Medición Indirecta: Correlaciones

Partiendo de observaciones teóricas y experimentales se encontró que el plano de fractura de una formación es normal al plano de mínimo esfuerzo. En fallas “normales”, el menor esfuerzo es horizontal (las fracturas son verticales).

La presión de sobrecarga es igual en magnitud a la suma de la presión del fluido y del esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$S = p_{\text{form}} + \sigma_v \quad (\text{Ec. 2.12})$$

S=Presión de Sobrecarga

σ_v =Esfuerzo Vertical

La presión de fractura es igual a la presión del fluido más el esfuerzo horizontal al que está sometida la roca.

$$\mathbf{F_p = P_{form} + \sigma_h} \quad \mathbf{Ec. 2.13}$$

F_p=Presión de Fractura

P_{form}= Presión de formación

σ_h = Esfuerzo Horizontal

En condiciones de fallas normales el esfuerzo horizontal es proporcional al esfuerzo vertical:

$$\sigma_h = C_{tte} \sigma_v \dots \quad \mathbf{Ec. 2.14}$$

Entonces, con las ecuaciones:

$$S = p_{form} + \sigma_v \dots (1)$$

$$F_p = p_{form} + \sigma_h \dots (2)$$

$$\sigma_h = C_{tte} \sigma_v \dots (3)$$

Sustituyendo (1) en (3)

$$\sigma_h = C_{tte} (S - p_{form}) \dots (4) \quad \mathbf{Ec. 2.15}$$

Sustituyendo (4) en (2)

$$F_p = p_{form} + C_{tte} (S - p_{form}) \quad \mathbf{Ec. 2.16}$$

2.9.1.2.1. Correlacion: Hubbert & Willis

En fallas normales el esfuerzo horizontal varía entre 1/3 a 1/2 del esfuerzo vertical

$$\sigma_h = (1/3 \text{ a } 1/2) \sigma_v$$

o sea que Cte= (1/3 a 1/2)

Por lo que la correlación es:

$$F_p = p_{form} + (1/3 \text{ a } 1/2) (S - p_{form}) \quad [13] \quad \text{Ec.2.17}$$

2.10. Registros Antiguos

2.10.1. Potencial Espontáneo, SP, 1931

El potencial espontáneo es un fenómeno natural que existe en el pozo cuando dos fluidos de diferentes salinidades se ponen en contacto. Este se manifiesta como una diferencia de potencial o voltaje en los contactos entre las formaciones permeables y las lutitas. La corriente o fuerza electromotriz generada se denomina efecto o potencial electroquímico. La penetración del filtrado de lodo dentro de la formación puede causar también un potencial denominado potencial electrocinético, que por lo general tiene un valor muy bajo y puede ser generalmente despreciado.

Básicamente el perfil de potencial espontáneo obtenido actualmente es el mismo que se obtenía en los primeros perfiles tomados en pozos y en su análisis se utilizan los mismos procedimientos existentes desde hace mas de 50 años.

2.10.1.2. Curva de Potencial Espontáneo.

La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia de potencial eléctrico entre dos electrodos, uno móvil, en el pozo y otro fijo, en la superficie.

La curva se registra como la deflexión desde una línea base arbitrariamente fijada por el ingeniero a cargo de la operación, hacia la izquierda o hacia la derecha, originada por la diferencia entre la salinidad del filtrado de lodo y la salinidad del agua.

Cuando $R_w < R_{mf}$, la deflexión es hacia la izquierda de la línea base o negativa; cuando $R_{mf} < R_w$, la deflexión es hacia la derecha o positiva. Frente a las lutitas la curva de potencial define una línea más o menos recta, que usualmente es usada como punto para tomar las deflexiones desde la línea base, llamada línea base de lutitas, o simplemente línea de lutitas. Esta línea no tiene significado práctico para la interpretación que no sea el de representar la línea desde la cual se miden las deflexiones:

La deflexión se mide en milivoltios (mV). El potencial espontáneo requiere de la existencia de lodos conductores para su desarrollo y se genera solamente cuando existe permeabilidad en la formación, por lo cual resulta un indicador de su existencia, aunque no de su magnitud. Además permite:

- Determinar valores aproximados de R_w .
- Estimar el contenido de arcillas en la roca porosa.
- Correlacionar horizontes geológicos

Su forma y amplitud son variables y están afectadas por los siguientes factores:

- Tipo de fluido utilizado en la perforación.
- Diámetro de invasión.
- Presencia de lutitas y arcillas.

Programa de Adiestramiento 2005

- Temperatura
- Resistividad de la formación
- Espesor de la capa

2.10.1.2.1. Origen del Potencial Espontáneo

El potencial espontáneo registrado en un pozo es el resultado de la combinación de cuatro potenciales que se originan en el pozo. Estos cuatro potenciales son los siguientes:

- Electroquímico, E_{sh} , en la pared vertical del pozo
- Electroquímico, E_d , en el contacto entre la zona invadida y no invadida
- Electrocinético, E_k , a través del revoque, E_{mc} , o a través de la lutita, E_{sb}
- Electroquímico, E_{sh} , en la lutita, en la zona en contacto con la roca porosa

2.10.2 Potencial Espontáneo Estático, SSP

La **Figura 2.2** nos muestra que las corrientes del SP fluyen en cuatro medios diferentes.

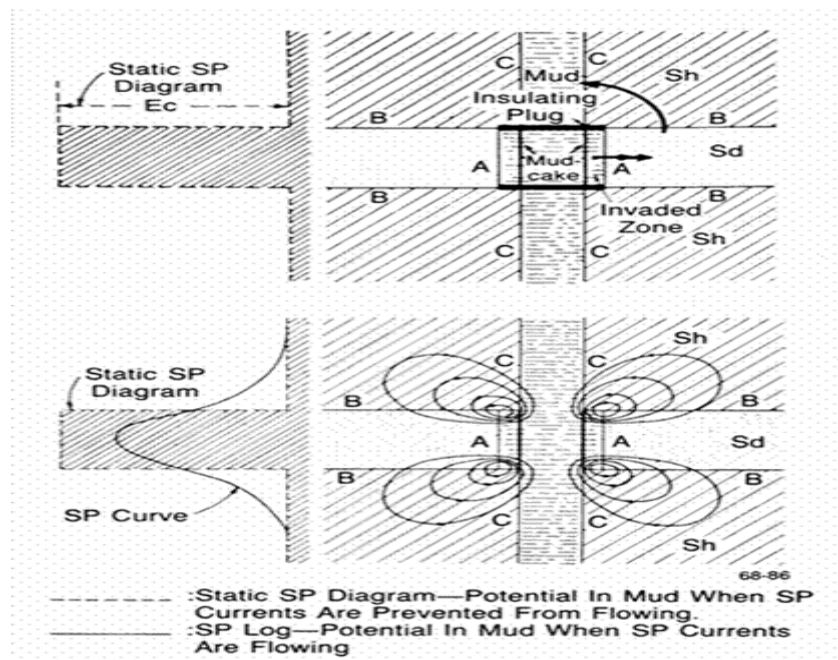


Figura 2.2. Medios de afluencia de las curvas de SP

En cada uno de ellos el potencial a lo largo de una línea de corriente decrece según sea la resistencia que encuentre. Las deflexiones del SP son una medida de la caída de potencial en el pozo, que representan una fracción de la caída total, pues también hay caídas en las formaciones. Si se pudiese impedir el flujo de las corrientes mediante tapones (caso de la parte superior de la **Figura 2.2.**) las diferencias de potencial observadas en el lodo serían iguales a la fuerza electromotriz o voltaje total. La curva que se registraría en este caso, sería una curva ideal, que representa como el potencial espontáneo estático.

El potencial espontáneo estático representa el potencial teórico máximo que puede alcanzarse en una capa permeable en condiciones ideales. Estas condiciones se obtienen en capas de suficiente grosor (usualmente mayores de 30 pies) y en formaciones libres de arcilla. Su magnitud viene dada por la expresión

$$SSP = - K \log (A_w/A_mf)$$

Determinación del SSP: El SSP puede determinarse directamente a partir de la curva de SP si se tiene una capa de suficiente espesor (30o más pies de espesor). A este efecto se mide la deflexión entre una línea recta trazada a lo largo de la deflexión máxima negativa que corresponde a las areniscas limpias y la línea de las lutitas. Un ejemplo como este se muestra en la **Figura 2.3**.

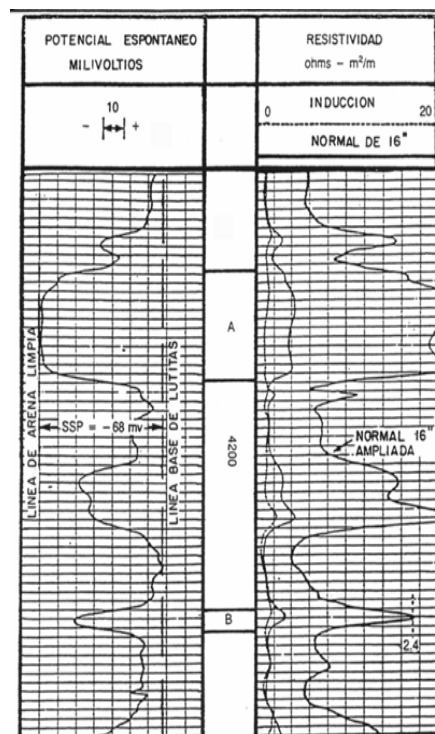


Figura 2.3. Ejemplo de un perfil con curva SP, mostrando las líneas de lutitas y areniscas limpias.

2.10.3. Perfil de Rayos Gamma, 1939

La herramienta de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones utilizando detectores del tipo cámara de ionización, Geiger-Müellero contadores de centelleo, llamados también escintilómetros. Los rayos gamma naturales son emitidos por cualquiera de los elementos del tipo radioactivos, siendo el potasio 40 (K), el uranio (U) y el torio (Th) los mas comunes por su presencia en las formaciones. Las lutitas y las arcillas son los minerales comunes asociados a la industria que contienen la mayor cantidad de sales radioactivas.

Dado que el perfil de rayos gamma detecta la radiación natural, estando está asociada principalmente a lutitas, la curva de RG permite diferenciar las lutitas de otros tipos de sedimentos. El perfil de RG puede tomarse en hoyos abiertos o entubados, vacíos o llenos de fluidos de cualquier tipo, por lo cual se puede reevaluar pozos viejos entubados y determinar bases y topes de las formaciones donde no se disponía de esta información.

En los pozos desnudos (norestados) usualmente la curva de RG se utiliza para definición decapas y para correlación. En los lodos muy salinos donde la curvade SP no sirve o no tienen solución sirve para ubicar las lutitas y como indicador de contenido de arcillas. La **Figura 2.4** ilustra los principios en los cuales se basa la interpretación de la curva de RG.

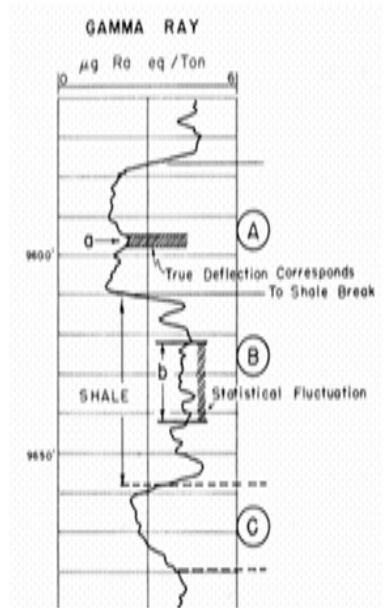


Figura 2.4. Interpretación de la curva de RG

La sección B de la curva donde la radioactividad es más alta, corresponde a una lutita. Las secciones A y C, donde hay menores niveles de radioactividad, son en su mayoría areniscas y calizas, que pueden tener niveles variables de arcillosidad y/o intercalaciones de lutitas, como en el caso de la sección A. Las variaciones mayores de radioactividad que causan deflexiones mayores de la curva, no dejan lugar a ambigüedades. Las variaciones menores pueden deberse a diferentes causas, tales como variación de arcillosidad, intercalaciones delgadas de lutitas o fluctuaciones estadísticas. Estas últimas pueden causar problemas en áreas de bajo contraste radioactivo.

2.10.3.1. Fluctuaciones Estadísticas

La degradación radioactiva de un elemento es un fenómeno aleatorio, cuya temporalidad no puede predecirse. El fenómeno es común a todas las mediciones

radioactivas, pero no es debido a la inestabilidad de los dispositivos de medición, sino que es intrínseco del proceso de degradación. La medición del fenómeno se manifiesta con una secuencia que fluctúa alrededor de un valor medio. Para determinar si las variaciones menores corresponden a una fluctuación estadística, deben efectuarse repeticiones de las corridas, con lo cual se tendría una verificación estadística del proceso.

La fluctuación estadística se reduce o controla de manera indirecta con la reducción de la velocidad de perfilaje.

2.10.3.2. Unidad de Medición

La unidad actual utilizada en la calibración de los perfiles de rayos gamma, es la Unidad API. Las formaciones limpias consideradas no radioactivas usualmente registran entre 10 a 20 unidades API (UAPI), en tanto que las lutitas ofrecen mayor variación, con valores que van entre 90 y más de 200 UAPI. Inicialmente las empresas operadoras de perfilaje utilizaron unidades equivalentes a la desintegración del radio o micro gramos de “radio-equivalente” por tonelada y otras unidades no estándares como las cuentas por segundo, unidades ambientales, microroentgens, y otras.

2.10.4. Dispositivo Lateral, 1927

La primera medición de la resistividad en un pozo, como ya hemos visto, fue lograda por los hermanos Schlumberger en 1927. Ellos utilizaron un espaciamiento original de 2 metros, espaciamiento que luego fue abandonado por algún tiempo. El dispositivo lateral evolucionó en numerosos espaciamientos (4' 8", 6', 9', 13', 19', 24') para llegar a lo que quedó como estándar de utilización en 18' 8".

El dispositivo está dirigido a medir la resistividad verdadera de la formación, R_t , de ahí su gran espaciamiento para tratar de superar la barrera de la zona invadida.

El punto de medición O, se ubica entre M y N. La longitud AO (espaciamiento) marca la profundidad de investigación. La característica más notable es la de ser una curva asimétrica, muy afectada por capas adyacentes y por capas delgadas.

Su interpretación es difícil, y es dependiente de la relación de espesor de la capa con respecto al espaciamiento y de la resistividad de la capa con respecto a las capas adyacentes. La curva presenta eventos característicos en su forma, tales como un pico resistivo, una zona ciega, una zona de degradación y un pico de reflexión, los cuales se ubican en sectores bien definidos de la curva.

Las figuras que se muestran a continuación ilustran algunas formas características de las curvas laterales bajo diferentes condiciones de hoyo y de capa.

La **Figura 2.5** es una curva lateral en un una capa resistiva de gran espesor.

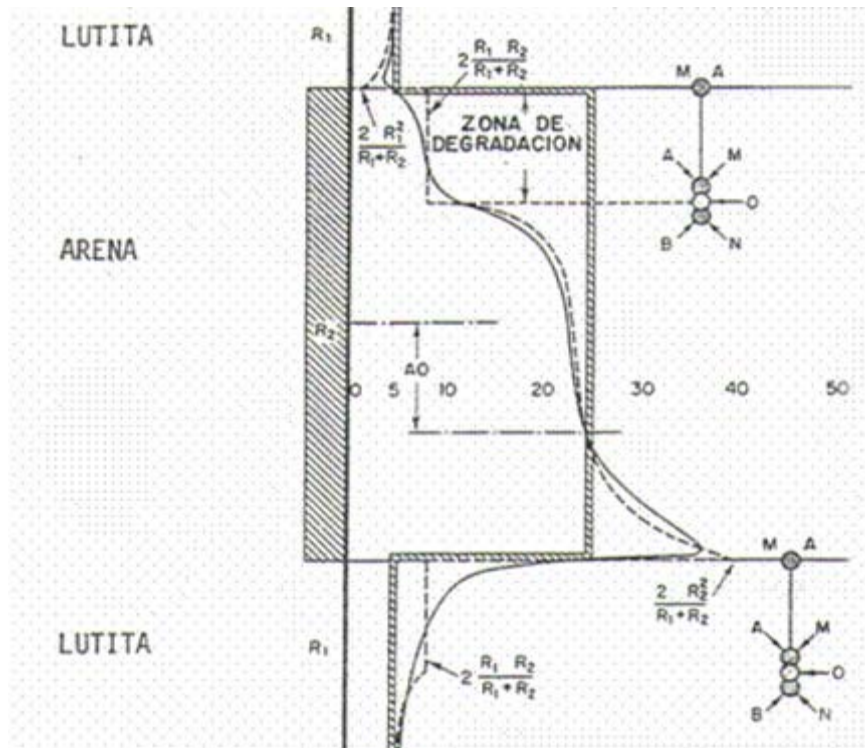


Figura 2.5. Curva lateral para capa resistiva gruesa

Note lo asimétrico de la curva, la presencia de la zona de degradación en su parte superior, con una longitud igual al espaciamento y un pico resistivo en la base. El espesor de la capa está indicado por la distancia que separa el pico de mínima resistividad en el tope y el de máxima en la base.

2.10.5. Microperfil, 1949

El microperfil (Microlog, minilog, contact log, micro survey log) ML, es una herramienta de corriente no enfocada, con 3 electrodos (A, M1 y M2) en formade botones, con espaciamento de una pulgada entre ellos, implantados en una almohada de caucho flexible, llena de fluido. Un brazo metálico (electrodo B) obliga a recostar contra la formación a la almohada que contiene los tres electrodos.

2.10.5.1. Objetivos de la Medición

El objetivo principal de la medición es obtener el factor de formación de una roca porosa utilizando la medida de la resistividad de la zona lavada. Como las dos curvas leen a diferentes profundidades (1-1/2" y 4") y la formación llena de filtrado es usualmente más resistiva que el revoque, R_2'' es usualmente mayor que $R_1 \times 1''$ en presencia de zonas permeables y de revoque, por lo que se genera lo que se denomina una separación positiva verdadera, que identifica zonas permeables. Cuando $R_1 \times 1''$ es mayor que R_2'' , entonces la separación que se genera se denomina separación negativa.

Otro de los objetivos de la medición es medir la resistividad del lodo, R_m , in situ, dentro del hoyo, para lo cual se baja la herramienta con los brazos cerrados. Adicionalmente, cuando se perfila, el uso de los brazos articulados de que dispone, permite medir las variaciones en el calibre del hoyo.

Dado que las dos curvas tienen diferentes profundidades de investigación y por tanto leen a diferentes profundidades (1-1/2" y 4", aproximadamente, si hay revoque frente a la formación se cumple que R_2'' es mayor que $R_1 \times 1''$. Este es un indicio de zona permeable, y se denomina separación positiva. Cuando R_2'' es menor que $R_1 \times 1''$, la separación es negativa, lo que casi siempre representa la presencia de capas no permeables, usualmente lutitas si la resistividad es baja, y carbonatos o rocas duras, si la resistividad es alta.

Si la separación entre las dos curvas es nula o casi nula, se puede tener:

- Ausencia de invasión
- Arenas muy porosas y permeables
- Cavernas en el hoyo (derrumbes de gran diámetro)

- Lutitas

En algunas condiciones, se puede presentar una separación positiva falsa; por ejemplo, cuando frente a una zona impermeable, como es el caso de una sección de lutitas derrumbadas, la almohadilla no está bien adherida a la pared del pozo, y la microinversa podría leer la resistividad del lodo, en tanto que la Micronormal podría estar leyendo la resistividad de la lutita y dar una lectura un poco mayor. Sin embargo, esta separación positiva falsa puede reconocerse mediante la comparación con otras curvas.

En la mayoría de los casos, la zona invadida frente a zonas permeables va más allá de las 4" de profundidad, de modo que la formación más allá de la zona lavada tiene muy poco o ningún efecto sobre las lecturas del micro perfil. De esta manera, solo tres parámetros afectan la curva del microperfil: R_{xo} , R_{mc} y t_{mc} .

Tomando en consideración lo antes mencionado, R_{xo} puede derivarse en circunstancias favorables de las mediciones del microperfil, para lo cual se utiliza el gráfico de la **Figura 2.6**.

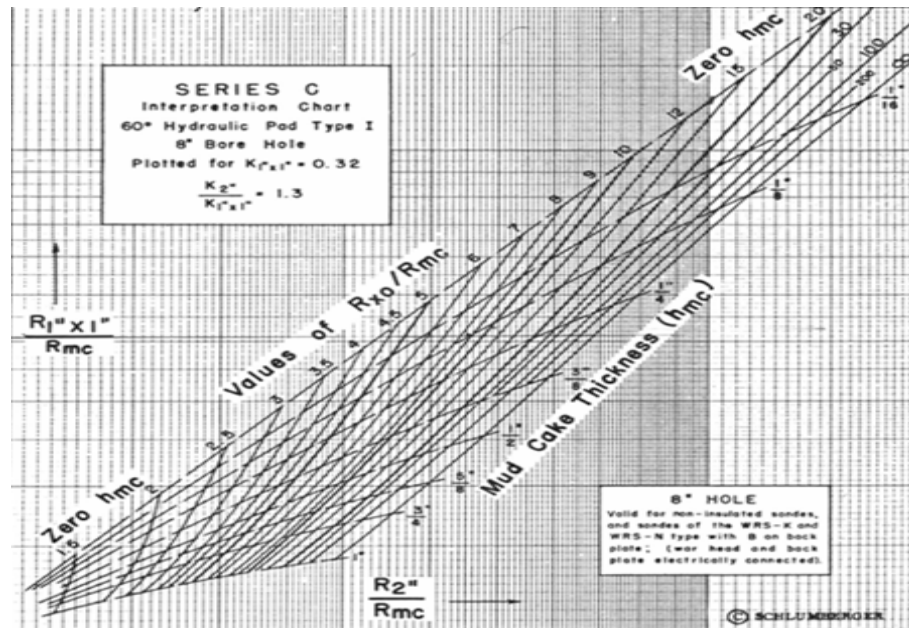


Figura 2.6. Medición de R_{xo} a partir de R_1 y R_2 .^[14]

2.11. Correlaciones de Permeabilidad Absoluta

2.11.1. Ecuación de Timur

Timur propone la siguiente expresión para estimar la permeabilidad a partir de la saturación de agua irreducible y la porosidad.

$$k = 0,136 \left(\frac{\phi^{4,4}}{S_{wc}^2} \right) \quad \text{Ec.2.18}$$

2.11.2. Ecuación de Morris – Biggs

Morris y Biggs presentan las siguientes dos expresiones para estimar la permeabilidad dependiendo del tipo de yacimiento.

- Para yacimientos de petróleo se tiene:

$$k = 62,5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad \text{Ec.2.19}$$

- Para yacimientos de gas se tiene:

$$k = 2,5 \left(\frac{\phi^3}{S_{wc}} \right)^2 \quad \text{Ec.2.20}$$

2.12. Mecanismos de Daño a la Formación

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo; en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones de roca/fluidos y fluido, aquellos que alteran las propiedades interfaciales, entre las rocas y los fluidos, y las de la superficie de la roca: también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológico.

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de reparación, perforación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas, relativo al tamaño de las gargantas de los poros, este daño será más o menos profundo.

También durante el proceso de cañoneo, se crea una zona muy compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya permeabilidad puede ser el solo 10% de la permeabilidad original de la formación.

Otra forma del daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo y tasas de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

2.12.1. Daño causado durante un proceso de inyección de agua:

- a) Cambios de mojabilidad debido a la presencia de surfactantes en el agua de inyección.
- b) Reducción de la inyectividad por taponamiento de sólidos suspendido en el agua de inyección.
- c) Taponamiento por productos de corrosión.
- d) Precipitación inorgánica por incompatibilidad del agua inyectada y el agua de formación.
- e) Disolución del material cementante intergranular.
- f) Iniciación accidental de una fractura, con irrupción prematura de agua en un pozo productor.
- g) Desprendimiento y migración de partículas finas de la formación.

2.12.2. Prevención del daño a la formación durante el proceso de inyección de agua

Antes de comenzar la inyección de agua en una formación, deben de hacerse pruebas de compatibilidad, de la misma con los fluidos de dicha formación, para prevenir precipitados orgánicos e inorgánicos

Así mismo debe de determinarse la distribución del tamaño de los poros en la formación, mediante núcleos, para determinar el nivel necesario de filtración de agua.

Debe de analizarse la dureza del agua (carbonatos, bicarbonatos y sulfatos), para determinar el nivel de tratamiento para evitar incrustaciones en las tuberías o en la formación.

Debe de hacerse un análisis del tipo y cantidad de bacterias presentes en el agua, para determinar el nivel de tratamiento con bactericidas. Por último, debe de tratarse el agua con un captador de oxígeno, para evitar la corrosión de tuberías.

Si se va a convertir un pozo productor de crudo a un pozo inyector de agua, es recomendable realizar una caracterización de yacimiento, para determinar su contenido de parafinas y asfáltenos, y de acuerdo a los resultados, realizar un tratamiento que reduzca al mínimo la saturación residual de petróleo en el área crítica alrededor del pozo, por medio de soluciones solventes/surfactantes de muy baja tensión interfacial. De este modo se evita el contacto directo del agua con el crudo, y posibles precipitados por choque térmico.

Si el pozo que va a recibir la inyección de agua ha sido productor, hay la posibilidad de que haya sufrido migración de partículas finas hacia el área, y estas estén bloqueando la permeabilidad a la inyección. En este caso sería recomendable realizar, una estimulación química de eliminación de partículas finas, la cual se explicara en otra sección.

Por último hay que asegurarse de que el agua a inyectarse no contenga hidrocarburos líquidos, ya que estos se acumulan en las cercanías del pozo, resaturando el medio poroso con petróleo, y reduciendo así la permeabilidad relativa al agua.^[16]

2.13. Pozos de Inyección

El análisis de sistema nodal puede ser aplicado a pozos de inyección de agua o gas, como una herramienta para determinar la tasa de inyección óptima, el tamaño exacto de la tubería, las técnicas de completación, así como herramienta de diagnóstico.

2.13.1. Pozos de inyección de agua

Existen cantidades de pozos que son usados para inyectar agua con propósitos de desplazamientos o de distribución (ventas). El diseño apropiado de estos pozos es económicamente muy importante debido a que pozos nuevos pueden ser requeridos para inyectar tasas de agua. En ciertos casos, algunos pozos productores o abandonados podrían convertirse en pozos inyectoros.

Después de cierto periodo de tiempo, estos pozos generalmente comienzan a mostrar un descenso en la tasa de inyección, principalmente causado por el taponamiento parcial de la región cercana al pozo. Por consiguiente provisionalmente se realiza un lavado en reverso en muchos de estos pozos. Generalmente esto se hace mediante la instalación de válvulas de levantamiento artificial por gas y se produce el pozo de una manera normal hasta que se limpie completamente y nuevamente reciba agua como un pozo de inyección.

Si el pozo ha sido completado en una arena no consolidada es posible que se requiera de un empaque con grava para lavarlo apropiadamente en forma reversa y producirlo sin que ocurra una excesiva producción de arena. Por lo tanto no es extraño encontrar un empaque de grava en pozos inyectoros de agua. Este debe de ser diseñado apropiadamente para permitir la inyección de agua a la tasa requerida así

como también para permitir alguna veces el lavado en reverso en vez de utilizar altos diferencial es para remover los sedimentos, partículas, etc., que reducen las tasas de inyección.

2.13.2. Efectos de las variables en un pozo de inyección

A través de sistemas gráficos se puede observar como influye el comportamiento de presión durante la inyección sensibilizando valores de variables como: la presión del cabezal, el diámetro de la tubería, la longitud de la línea de flujo para la inyección en superficie y la densidad de los tiros de perforación en los pozos con o sin empaque con grava. Los sistemas gráficos también pueden ser utilizados como herramientas de diagnóstico para la determinación de cuando un lavado en reverso (retrolavado) o una acidificación en un pozo de inyección incrementa la tasa de inyección.

2.13.2.1. Efecto de la tasa de inyección en la presión de cabezal

Un grafico similar al de la **Figura 2.7** puede ser preparado para mostrar el efecto de la presión de inyección en el cabezal y ayudar en la selección de la presión de descarga y la potencia de la bomba. Esta gráfica se prepara fácilmente asumiendo varias presiones de cabezal para determinar las correspondientes curvas de descarga de la tubería

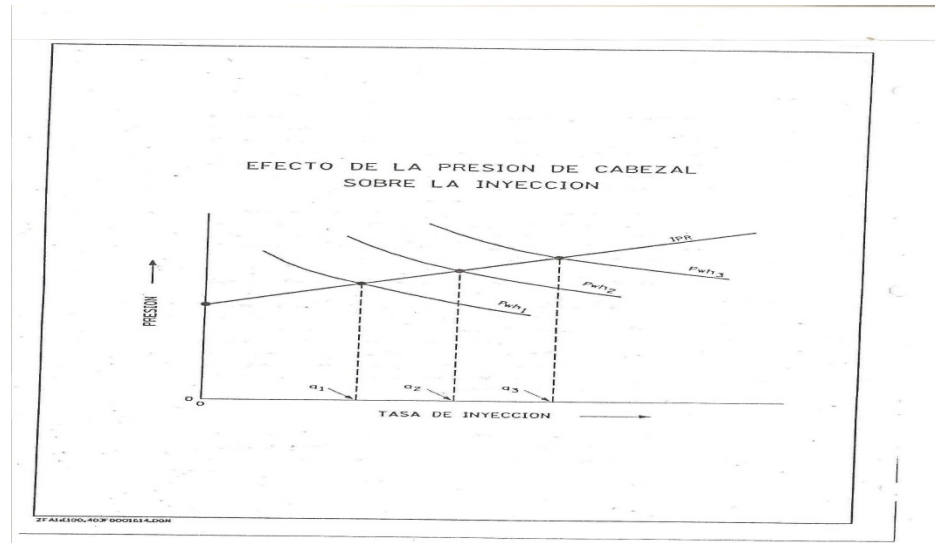


Figura 2.7. Efecto de la Presión de Cabezal Sobre la Inyección

2.13.2.2. Efecto del tamaño de la tubería

El efecto del tamaño de la tubería es mostrado en un grafico similar al de la **Figura 2.8**. Luego la selección correcta del tamaño de la tubería puede realizarse con el propósito de obtener la tasa de flujo deseada.

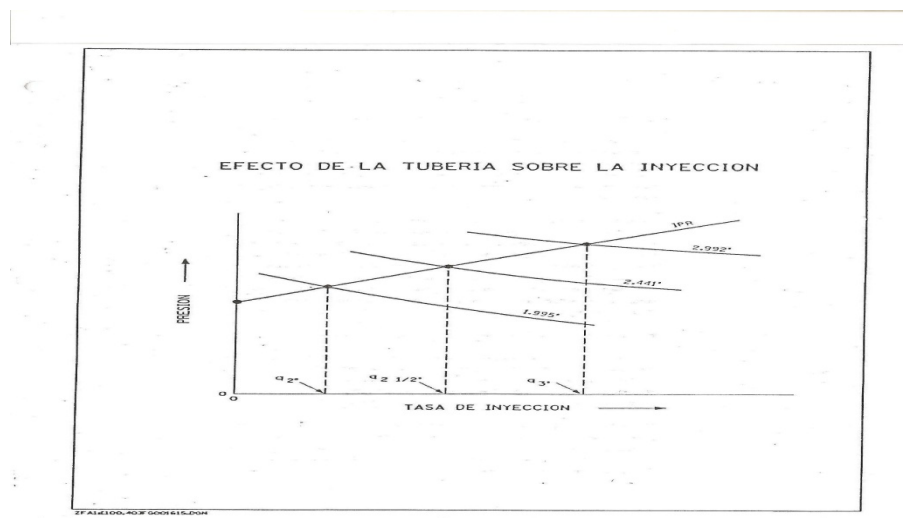


Figura 2.8. Efecto de la tubería sobre la inyección

2.2.13.3. Efecto de la presión estática del yacimiento

Si se inicia un proyecto de desplazamiento de fluidos en un yacimiento agotado con una presión estática relativamente baja, un gráfico de la tasa de inyección en función de la Presión de yacimiento como el que se observa en la **Figura 2.9** puede ser muy importante. Eventualmente en el yacimiento original será penetrado o excedido dependiendo de cómo se haga la producción en el tiempo; con el propósito de construir las curvas de IPR durante estos periodos transitorios, es decir, hasta que la banda de agua haya alcanzado el radio de drenaje, donde un procedimiento interactivo puede ser empleado para considerar adecuadamente todas las variables.

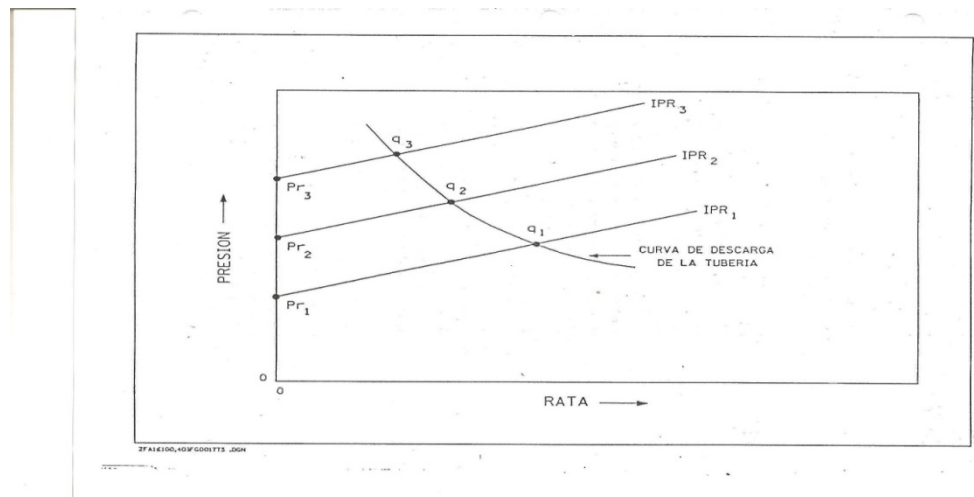


Figura 2.9. Efecto de la presión estática del yacimiento sobre la inyección

2.2.13.4. Efecto del tamaño de la línea de flujo

Si una larga delgada línea de flujo es requerida para traer el agua hasta el pozo de inyección su efecto puede ser significativo al ocasionar una excesiva pérdida de presión causada por la fricción en la línea de flujo.

El efecto de los diámetros de la línea de flujo puede ser evaluado de la misma manera como se evalúa un pozo que fluye por flujo natural, tomando el punto solución en el cabezal del pozo o en el fondo del pozo. ^[17]

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Revisión Bibliográfica.

La revisión bibliográfica consistió en la localización, búsqueda, identificación, selección, análisis crítico y descripción de la información que se realiza en todo inicio de un proyecto, con el propósito de comprender los futuros procesos a desarrollar en el mismo; y se fundamentó en una revisión detallada de libros, referencias de revistas científicas, reportes de informes técnicos, distintas páginas Web, etc. Se elaboró un resumen con las principales ideas de las referencias obtenidas en la búsqueda bibliográfica y que se consideraron pertinentes para el estudio, lo cual permitirá ampliar los conocimientos acerca de la optimización de pozos inyectores de agua, para disposición de este fluido en arenas de agua, creando una base sólida que garantizara el desarrollo del proyecto.

3.2. Cálculo de las propiedades físicas de la roca y del fluido de la arena CS 116-117 LI mediante el uso de correlaciones empírica.

Esta etapa consistió en determinar cada una de las propiedades físicas de las rocas y del fluido de la Arena Cs 116-117 LI. En cuanto a las propiedades de la roca se tiene:

3.2.1. Porosidad

La porosidad fue obtenida a través de métodos indirectos (Registros de pozos).

Los pozos que atraviesan esta arena de agua, no se cuenta con registros de porosidad. Sin embargo, como se observa en la **Figura 3.1** esta arena fue catalogada

como prospecto de petróleo, que posteriormente al cañonear fue probada agua. De igual manera se observa que existen otras acumulaciones de hidrocarburos en la misma arena, permitiendo establecer una correlación del comportamiento de **Porosidad vs Resistividad** de dichas acumulaciones.

Los registros de porosidad con que se contó fueron de Microlog. Se utilizó una ecuación del método Microlog de acuerdo a las cartas de correlación de Schlumberger, bajo un factor de corrección, el cual es la siguiente:

$$\Phi = 0,614 * \left(\frac{R_{mf}^{0,61}}{R_2^{0,75}} \right) * 100 \quad \text{Ec. 3.1}$$

Φ = Porosidad (%)

R_{MF} = Resistividad del filtrado del lodo (ohm.m)

R_2 = Lectura normal corta (ohm.m)

El Rmf fue llevado a un mismo valor de temperatura a través de la siguiente ecuación:

$$R_{mf} \text{ a } T_2 = R_{MF} \text{ a } T_1 * \left(\frac{T_1 + 6,77}{T_2 + 6,77} \right) \quad \text{Ec. 3.2}$$

Se correlacionó la porosidad con los pozos de las otras acumulaciones de la misma arena CS 116-117 LI para luego calcular el valor promedio de porosidad del acuífero y ponderándolo por espesor a través de la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{\sum_{i=1}^n \Phi_i * H}{\sum_{i=1}^n H} \quad \text{Ec. 3.3}$$

Φ = Porosidad (fracción)

H = Espesor de la arena en cada pozo

3.2.2. Permeabilidad

La correlación utilizada para este cálculo, fue la desarrollada por **Timur**, siendo esta ecuación la que mejor se ajusta a las condiciones de los yacimientos en la zona, por lo tanto proporciona mejores resultados.

$$K = 0.136 * \left(\frac{\Phi^{4.4}}{S_{wi}^2} \right) \quad \text{Ec.3.4}$$

Φ: Porosidad Promedio (%)

Sw: Saturación del Agua Irreductible de formación (%)

K: Permeabilidad absoluta, (md)

Para el cálculo de la saturación de agua irreductible se utilizo la **ecuación de Archie**:

$$S_w = \left(\frac{F * R_w}{RT} \right)^{0.5} \quad \text{Ec. 3.5}$$

Rw= Resistividad del agua de formación

RT= Resistividad de la formación

F=Factor de formación

$$F = \frac{0.81}{\Phi^2} \quad \text{Ec. 3.6}$$

La saturación de agua irreducible fue calculada, tomando en consideración el comportamiento de **Resistividad vs Saturación de agua** de cada uno de los pozos pertenecientes a otras acumulaciones de hidrocarburos de la misma arena ya que los pozos que atraviesan el acuífero en estudio, la saturación de agua es 100 %. Por ello se tomo como aproximado el agua inicial promedio de todos las acumulaciones de

hidrocarburos pertenecientes a la arena Cs116-117 LI como se observa en la **Figura (3.1)**

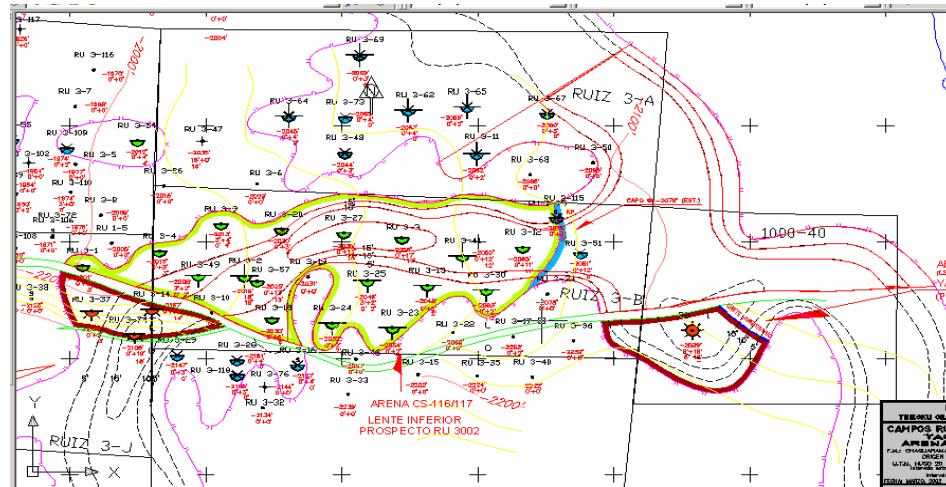


Figura 3.1. Acumulaciones de Hidrocarburos en la Arena Cs 116-117 LI

La **resistividad del agua de formación** fue calculada mediante la siguiente ecuación, establecida por Simandoux, ya que se acopla con las condiciones del campo Ruiz.

$$Rw = Rweq a Ta + 0.131 * 10^{\left(\frac{\frac{1}{\log\left(\frac{Ta}{19.9}\right)} - 2}{-0.6 * Rweq a Ta + 10 \frac{0.0428}{\log\left(\frac{Ta}{50.8}\right)}} \right)} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

$$Rweq a Ta = Rmf eq a Ta * \left(10^{\frac{SSP}{(60+0.155 * Ta)}} \right) \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$Rmf_{eq} \alpha Ta = 0.85 * Rmf \alpha Ta \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$Rmf \alpha Ta = Rmf \alpha Ta * \left(\frac{Tmf+6.77}{Ta+6.77} \right) \quad \text{Ec. 3.10}$$

Ta= Temperatura ambiente

Del registro de potencial espontáneo se tiene lo siguiente

$$SSP = SP \text{ Arena} - SP \text{ Lutita} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Para las propiedades del agua se tiene:

3.2.3. Factor Volumétrico del agua:

Se utilizo la ecuación de **MacCoy, RL** que expresa:

$$Bwp = A + B * P + C * P^2 \quad \text{Ec. 3.12}$$

$$A = 0.9947 + 5.8 * 10^{-6} * T + 1.02 * 10^{-6} * T^2 \quad \text{Ec. 3.13}$$

$$B = -4.228 * 10^{-6} + 1.8376 * 10^{-8} * T - 6.77 * 10^{-11} * T^2 \quad \text{Ec.3.14}$$

$$C = 1.3 * 10^{-10} - 1.3855 * 10^{-12} * T + 4.285 * 10^{-15} * T^2 \quad \text{Ec. 3.15}$$

Para la corrección por salinidad se tiene

$$B_w = \left(1 + S(5.1 * 10^{-8} * P + (5.47 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10} * P) * (T - 60) - (3.23 * 10^{-8} - 8.5 * 10^{-13} * P) * (T - 60^2)) \right) * B_{wp}$$

Ec. 3.16

P= Presión en Lpca

T= Temperatura en °F

S= Salinidad en porcentaje por peso sólidos disueltos (1%=10.000 ppm)

La Presión de la arena fue medida tomando en cuenta el nivel de fluido presente de la columna hidrostática:

$$P = 0.052 * \rho * H$$

Ec. 3.17

ρ =Densidad del agua de formación (lpg)

H =Altura de la columna de fluido presente en el lodo (pie)

3.2.4. Viscosidad del agua

Fue obtenida a partir de la correlación de **MacCoy, RL** el cual es la siguiente:

$$\mu_{wp} = 0.02414 * 10^{\left(\frac{247.5}{T-140}\right)}$$

Ec.3.18

Corrigiendo por salinidad:

$$\mu_w = \left(1 - 1.87 * 10^{-3} * S^{0.5} + 2.18 * 10^{-4} * S^{2.5} + (T^{0.5} - 1.35 * 10^{-2} * T) * (2.76 * 10^{-3} * S - 3.44 * 10^{-4} * S^{1.5}) \right) * \mu_{wp}$$

Ec. 3.19

3.3. Estimación del volumen de disposición de agua en la arena CS 116-117 LI a través del método volumétrico.

Como se observa en la **Figura 3.2** se estableció un límite arbitrario, tomando en cuenta la información proporcionada por los pozos que atraviesan la arena, y estimando un volumen de agua posible de disposición.

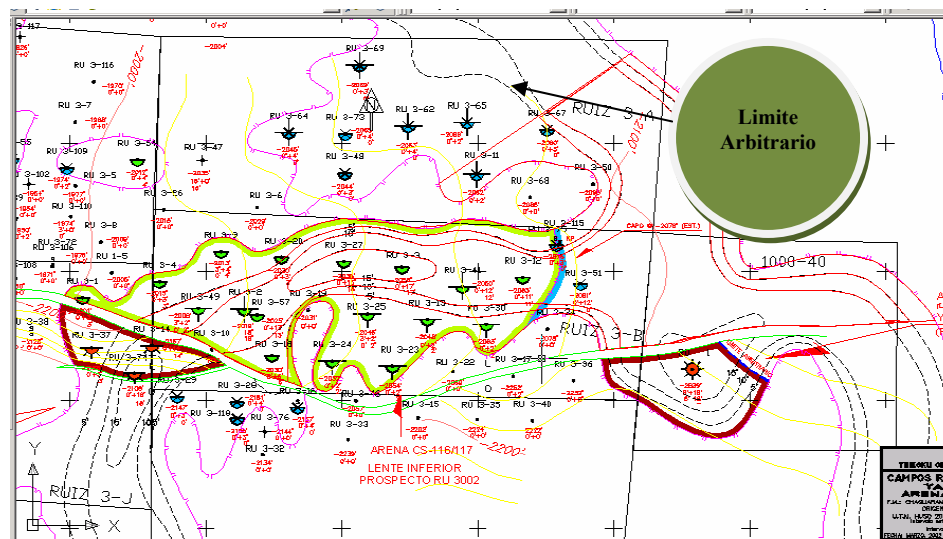


Figura 3.2. Establecimiento del límite arbitrario en la arena Cs116-117 LI.

En primer lugar se determinará el volumen de la arena Cs 116-117 LI a través del planímetro, calculando el área de las curvas isópacas y multiplicándolo por el espesor correspondiente entre ellas, obteniéndose diferenciales de volúmenes que la sumatoria de ellos dan como resultado el volumen total. El cálculo del área de las curvas isópacas se determina mediante el Software Autocad 2005 como se observa en la **Figura 3.3**.

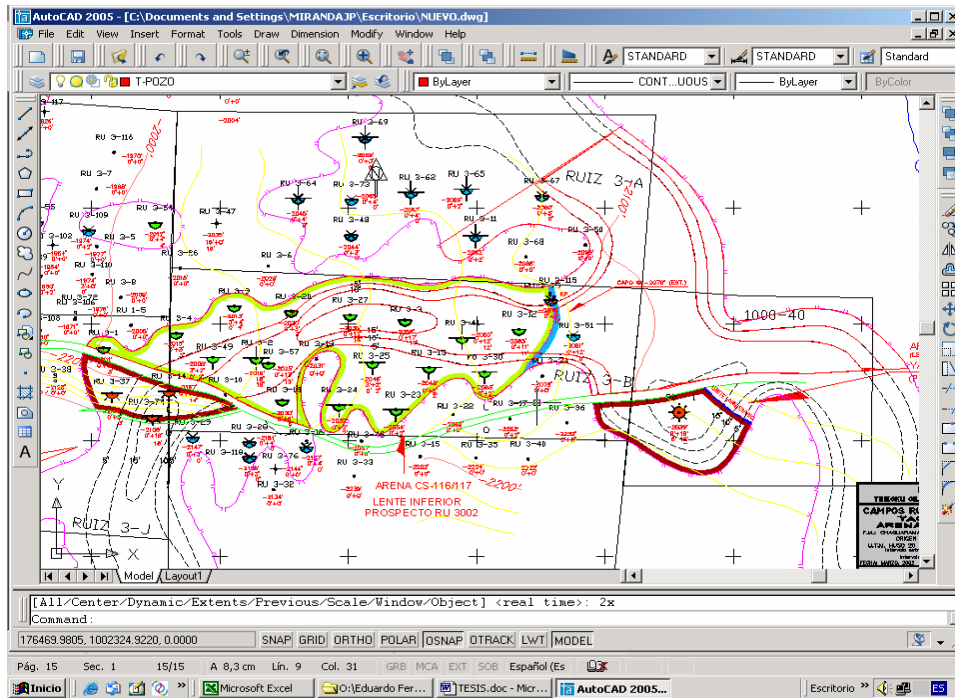


Figura 3.3. Determinación del volumen de la arena Cs116-117 LI, a través del Software Autocad 2005.

El procedimiento es el siguiente:

1. Se incluye inicialmente el comando área, ver **Figura (3.4)**

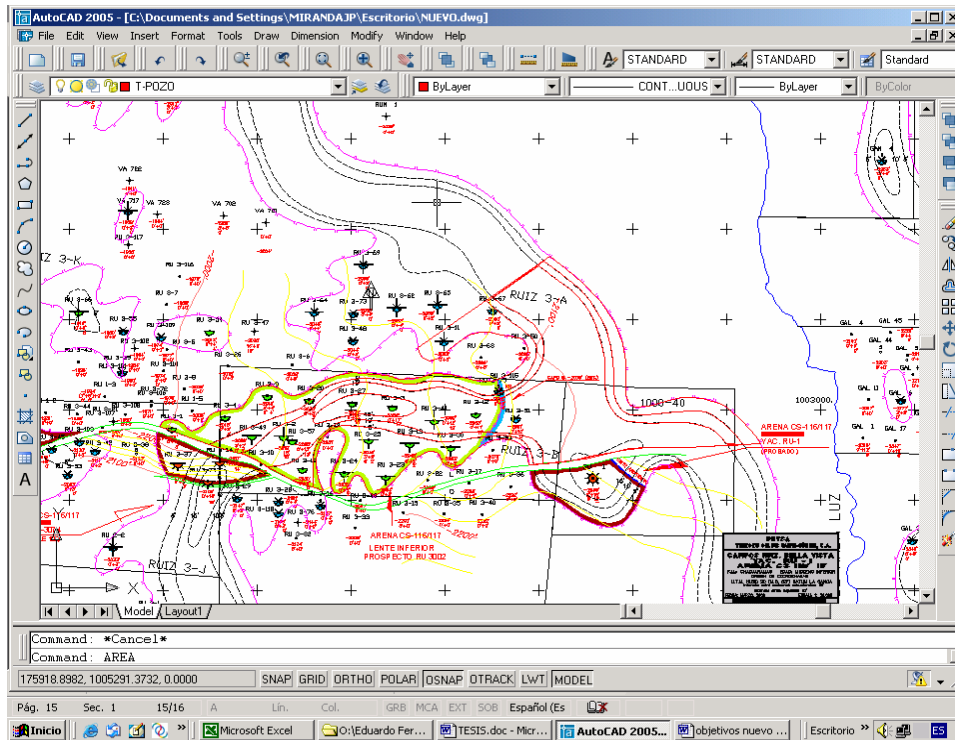


Figura 3.4. Variable ÁREA en la barra de comandos

2. Posteriormente se selecciona el objeto, incluyendo la palabra O en la barra de comando, ver **Figura (3.5)**

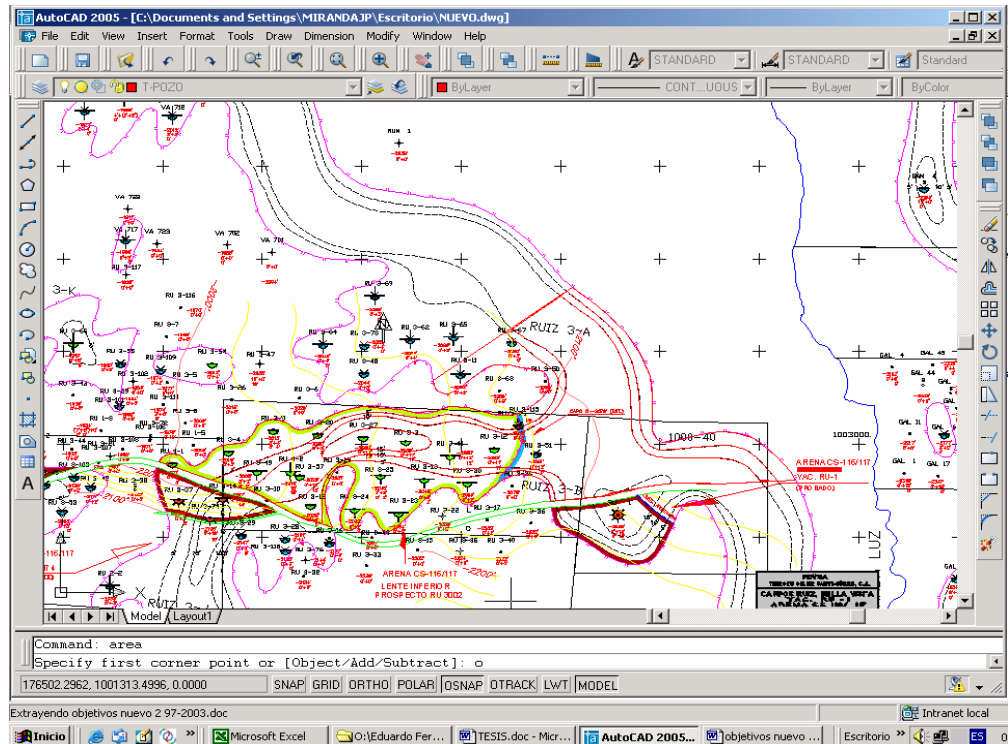


Figura 3.5. Selección del comando objeto

3. Se selecciona la curva isopaca, ver Figura (3.6)

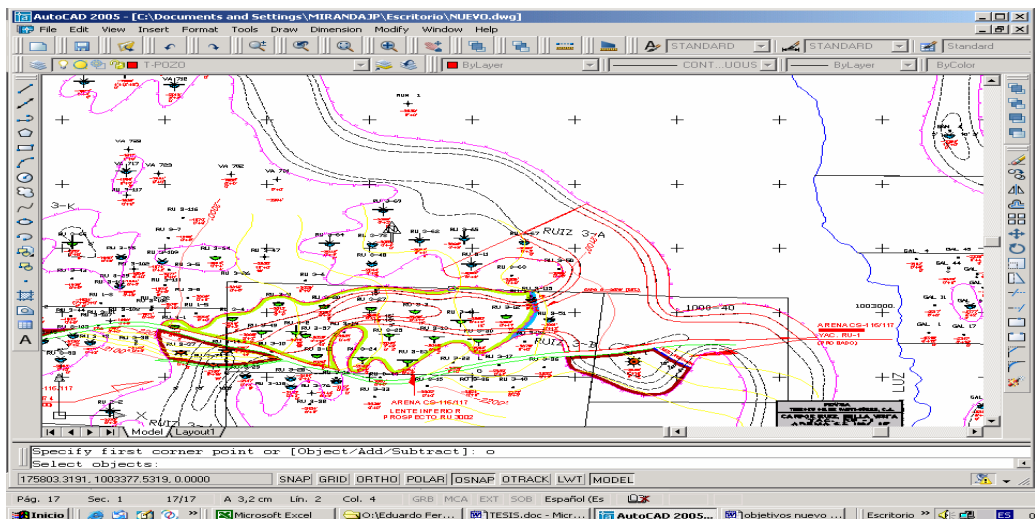


Figura 3.6. Selección de la curva isopaca.

4. Se determina el área de la curva y su perímetro, ver **figura (3.7)**

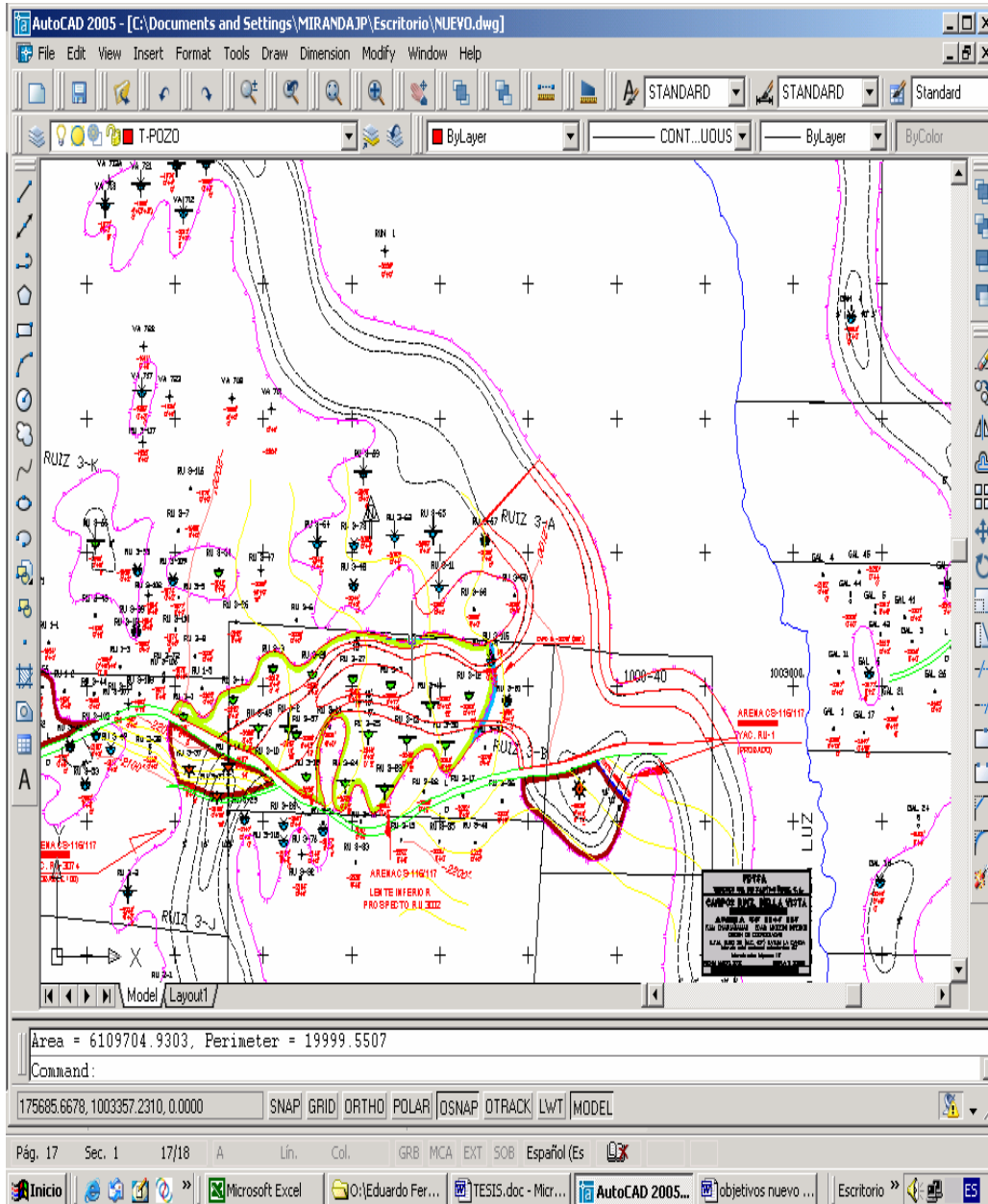


Figura 3.7. Valor del área y del perímetro de la curva isopaca

Obteniendo el volumen del acuífero, mediante la suma de los diferenciales de volumen que existe entre curva y curva, se aplica la ecuación del método volumétrico, donde para este caso 100% agua, dicha ecuación quedaría:

$$V_w = V * \Phi (1 - S_o) \quad \text{Ec. 3.20}$$

Donde:

V_w = El volumen total de agua (BN)

V = El volumen del acuífero (ACRES)

Φ = Porosidad de la acumulación de fluido estudiada (fracción)

S_o = Saturación de petróleo de la acumulación estudiada (fracción)

Como la acumulación estudiada en la Arena Cs 116-117 L es un acuífero, por ende la saturación de petróleo es 0 % y la saturación de agua sería 100%. Entonces la ecuación quedaría expresada de la siguiente manera:

$$V_w = V * \Phi \quad \text{Ec. 3.21}$$

3.4. Revisión del comportamiento de producción de crudo y agua de los pozos activos del campo Ruiz, a través de las curvas de declinación de producción.

A través de las curvas de declinación de producción, revisadas en el programa de monitoreo Oil Field Manager (OFM), se obtuvo la producción actual y un estimado de la producción a futuro de agua y petróleo, tomando en cuenta el límite económico promedio en el campo que es de **10 bbl/d**, obteniéndose como parámetro de restricción el corte de agua de cada uno de los pozos, una vez alcanzado dicho límite

económico, asumiendo como punto crítico que la producción de barriles brutos es constante, con un aumento del corte de agua con el tiempo, creándose una grafica del comportamiento de RAP (Relación Agua-Petróleo) vs. Np (Producción Acumulada de Petróleo), tomando en cuenta la siguiente ecuación:

$$RAP = \frac{C_w}{1-C_w} \quad \text{Ec. 3.22}$$

El corte de agua fue estimado a través del despeje de la siguiente ecuación:

$$Q_o = Bb * (1 - C_w) \quad \text{Ec. 3.23}$$

Despejando:

$$C_w = 1 - \left(\frac{Q_o}{Bb} \right) \quad \text{Ecu. 3.24}$$

Donde:

C_w : Corte de agua una vez alcanzado el límite económico. (%)

Q_o : Tasa de Petróleo alcanzado el límite económico. (bbl/d)

Bb : Barriles Brutos de Petróleo. (bbl/d)

3.5. Determinación de la tasa de inyección optima en el pozo RU 3-57 mediante simulación, tomando en cuenta como parámetro de restricción la presión de fractura de la Arena CS116-117 LI

En primer lugar durante esta etapa, se calculó una presión de fractura posible en la arena Cs116-117 LI, a través de la correlación de **HUBBERT & WILLIS**, en

donde a través de observaciones teóricas y experimentales encontró que el plano de fractura de una formación es normal al plano de mínimo esfuerzo, estableciendo que la presión de sobrecarga es igual en magnitud a la suma de la presión del fluido y del esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca. La ecuación es la siguiente:

$$FP = Pf + \left(\frac{1}{2}\right)(S - Pf) \quad \text{Ec. 3.25}$$

En donde:

FP: Presión de fractura

S: Presión de Sobrecarga (lpc)

Pf: Presión de Formación

Se utilizó el Software de simulación Pipesim 2008, donde a través de la observación del comportamiento de perfil de presión durante la inyección y del análisis nodal, se determinó la tasa de inyección óptima en función de no alcanzar la presión de fractura de la arena para un potencial máximo del pozo (daño de formación=0), y a un daño actual, para cada diámetro de tubería, así como la tasa de inyección para un futuro tomando como referencia la producción de agua en el campo Ruiz. Se determinó de igual manera la presión de descarga de la bomba, para el caudal de producción de agua actual y futuro en el campo Ruiz.

Se procedió a realizar sensibilizaciones del daño en la formación, para cada diámetro de tubería disponible, hasta el punto crítico en el que alcance la presión de fractura. Esto se realizó a condiciones actuales y futuras de producción de agua en el campo Ruiz.

También se determinó de igual manera, el mínimo valor de tasa de inyección, para cada diámetro de tubería disponible, tomando en cuenta el máximo valor de daño en la formación que causaría la presión de fractura.

Es de resaltar que el punto crítico de presión tomado en cuenta durante las sensibilizaciones, es de 100 lpc por debajo de la presión de fractura, como margen de seguridad.

Los pasos en el manejo del simulador fueron los siguientes:

En la **Figura 3.8** se observa la ventana principal del simulador **PIPESIM versión 2008**

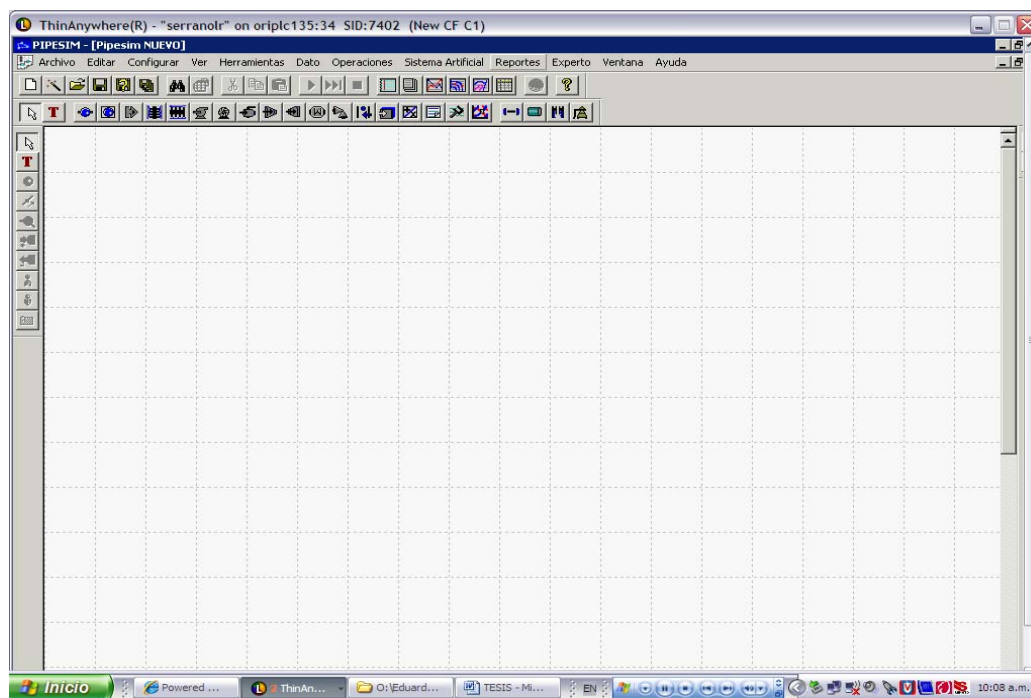


Figura 3.8. Ventana principal del simulador Pipesim Versión 2008

Se selecciono la herramienta **Terminación Vertical**; figura (3.9)

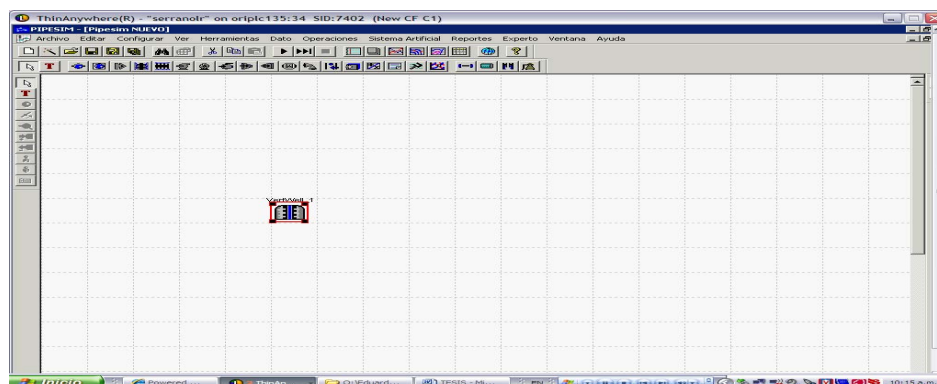


Figura 3.9. Selección de la herramienta Terminación Vertical

Se incluyeron las condiciones del yacimiento, que para este caso es el acuífero perteneciente a la arena Cs116-117 LI. El modelo matemático utilizado fue el de la ley de darcy, ya que es un método directo que fue realizado bajo experimentos científicos, y que en función de esto es la ecuación de mayor aplicación en los actuales simuladores. El tipo de flujo seleccionado fue el de Semiestacionario ya que en un proceso de inyección la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo a una tasa constante **figura (3.10)**

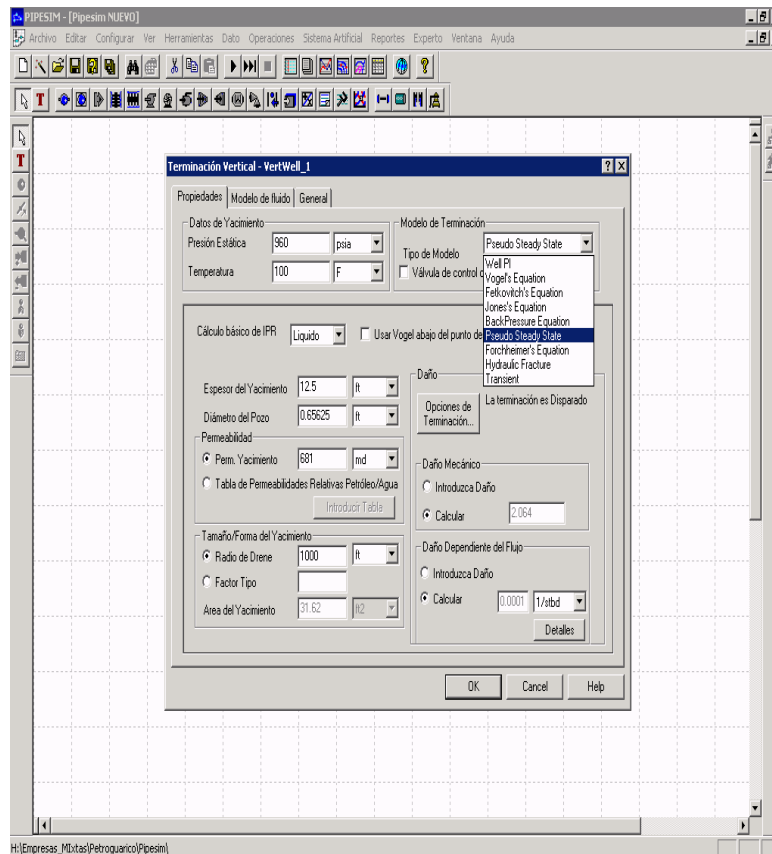


Figura 3.10. Datos de condiciones de yacimiento

Se seleccionó el punto de análisis nodal, con la herramienta **Conector**. Ver **figura (3.11)**

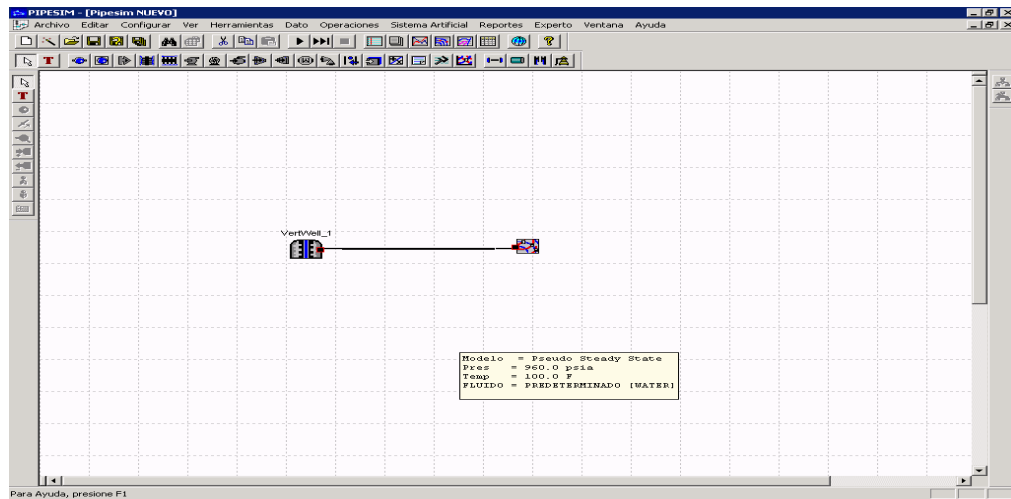


Figura 3.11. Selección del nodo con Conector

Se activó el nodo de tal manera que el sistema tome como nodo de análisis en el fondo del pozo. **Figura (3.12)**

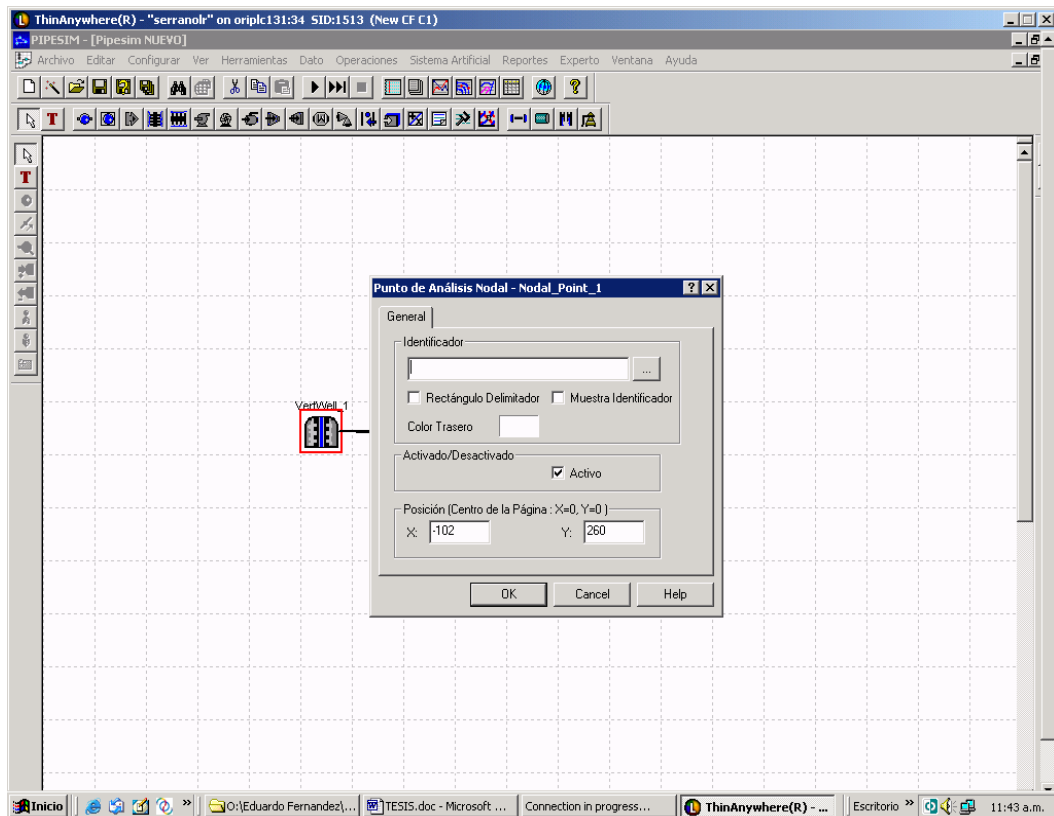


Figura 3.12. Activación del nodo en el fondo del pozo

Se seleccionó el nodo como conector de la línea de flujo, **Figura (3.13)**

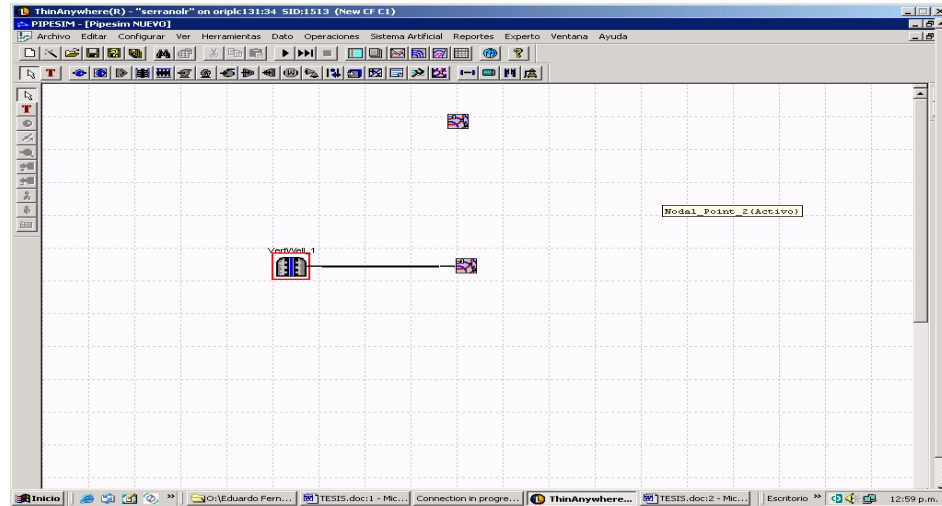


Figura 3.13. Selección del nodo para conectar la línea de flujo

Se seleccionó la tubería de producción. **Figura (3.14)**

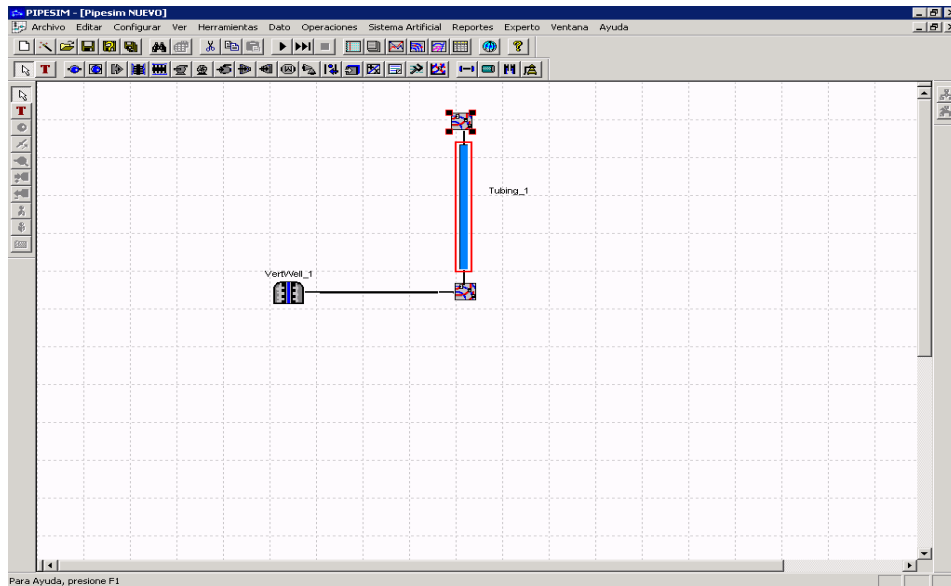


Figura 3.14. Selección de la tubería de producción

Se incluyeron los valores en la herramienta de la tubería de producción. **Figura (3.15)**

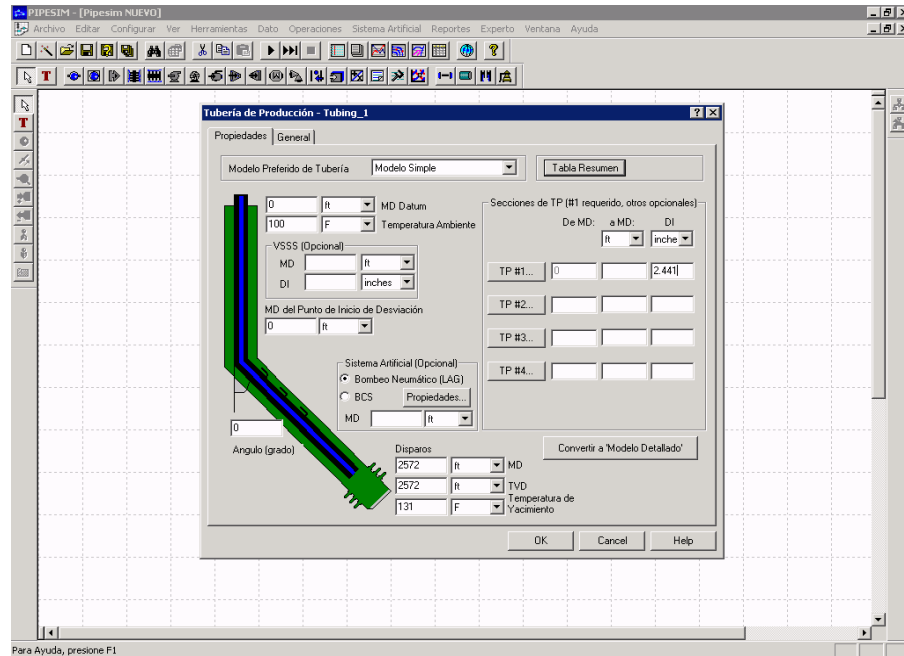


Figura 3.15. Datos en la herramienta Tubería de Producción

Se selecciono el Source (Fuente de donde proviene el fluido, para este caso es la bomba de inyección. **Figura (3.16)**

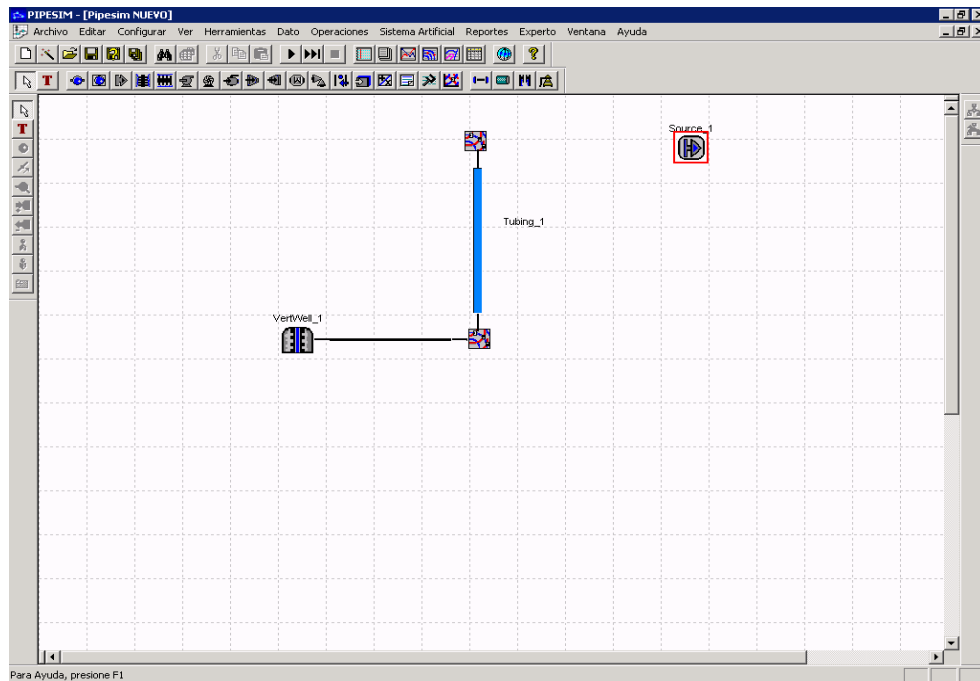


Figura 3.16. Selección de la herramienta Source

Se incluyeron los datos de la herramienta Source (Bomba de inyección).**Figura (3.17)**

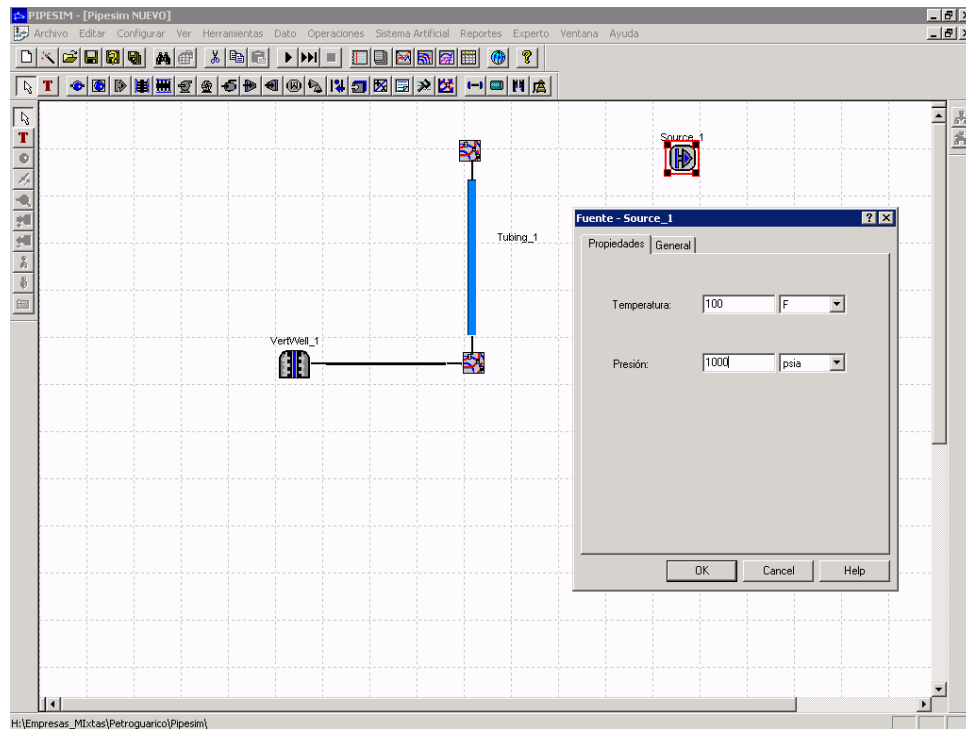


Figura 3.17. Datos de la Bomba de Inyección

Selección de la herramienta Línea de Flujo. **Figura 3.18**

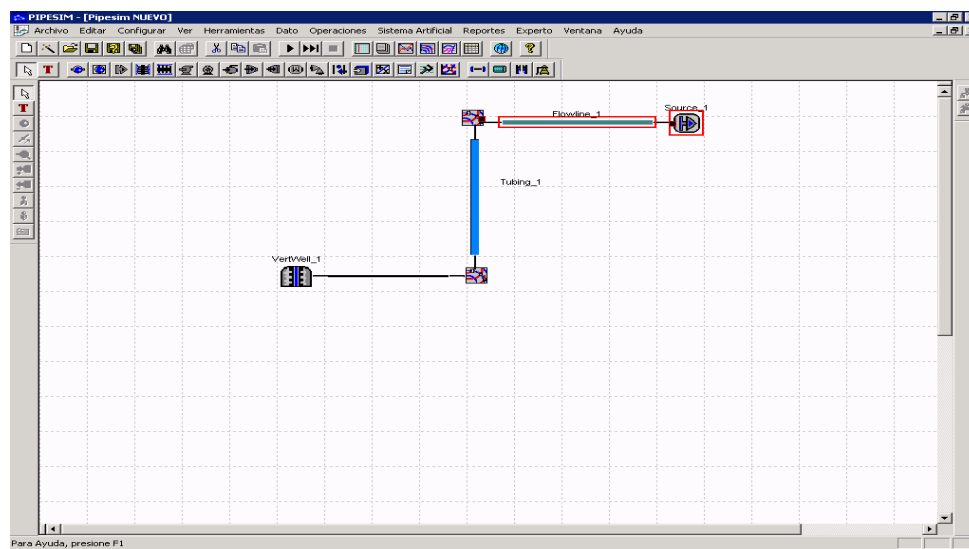


Figura 3.18. Selección de la herramienta Línea de Flujo

Incluir los datos de la línea de flujo. **Figura (3.19)**

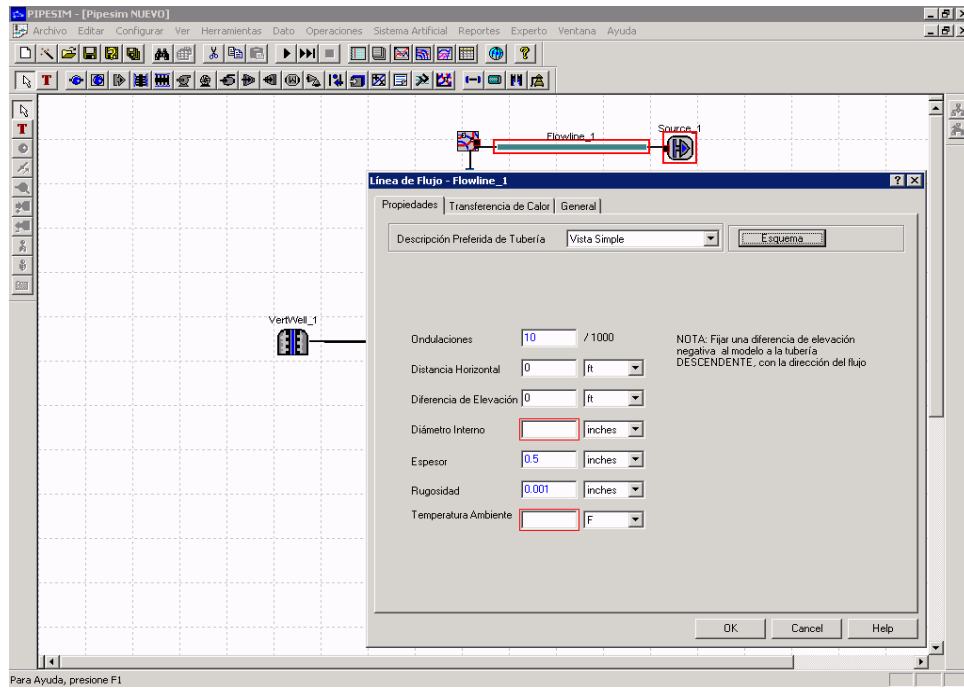


Figura 3.19. Datos de la línea de flujo

Seleccionar el modelo de fluido (Black Oil). **Figura 3.20**

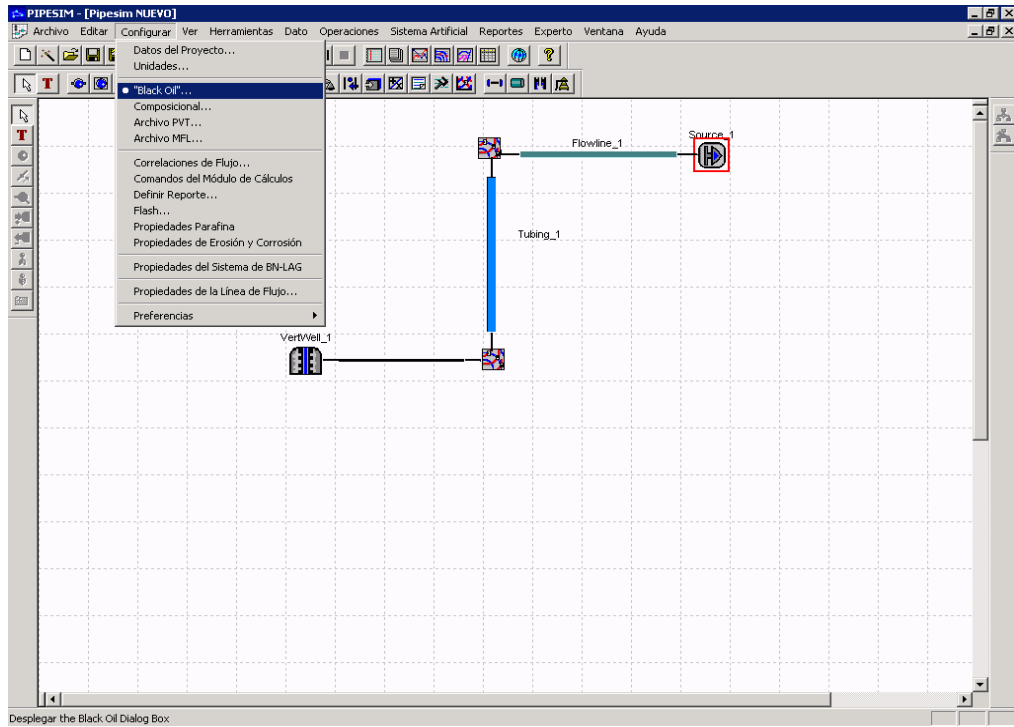


Figura 3.20. Selección del Modelo de Fluido

Incluir las propiedades del fluido. **Figura 3.21**

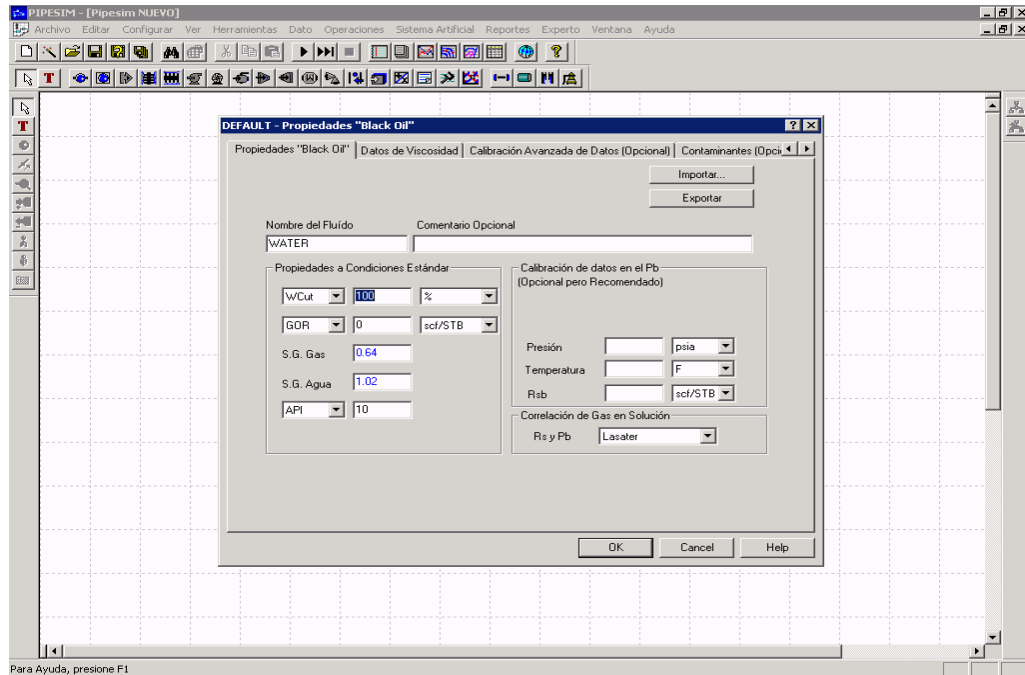


Figura 3.21. Propiedades del Fluido

Seleccionar la correlación de flujo a utilizar. **Figura 3.22**

Se tomara como parámetro de selección de la correlación de flujo, un resultado que de igual o un error menor del 5%, de diferencia con respecto a un dato de campo. Para este caso se tiene la presión de cabezal, el cual los resultados obtenidos para cada una de las correlaciones se compararan con dicho valor.

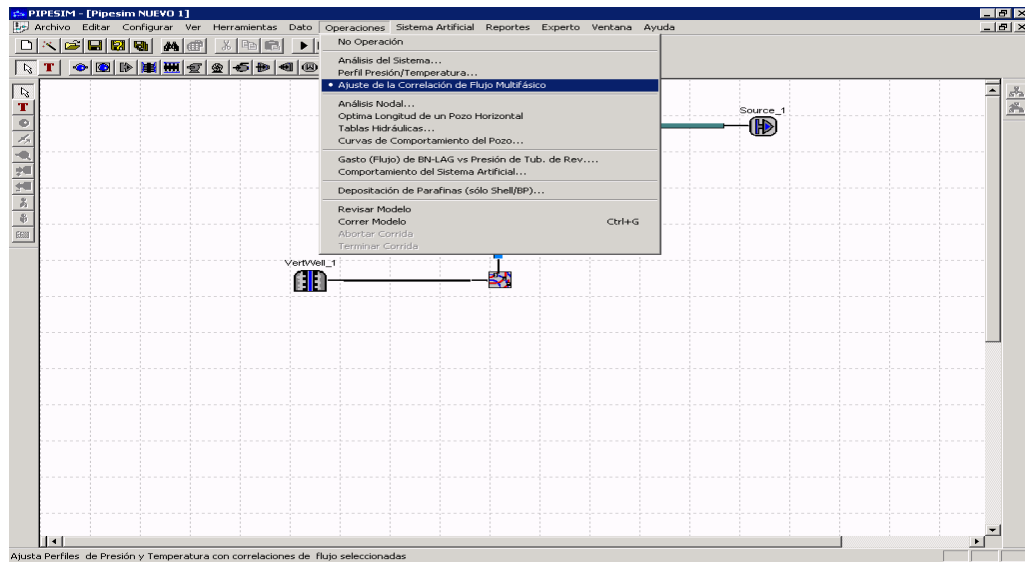


Figura 3.22. Selección de la operación de ajuste de la correlación de flujo

Como se observa en la **Figura 3.23** se selecciona cada una de las correlaciones de flujo vertical, para visualizar gráficamente el comportamiento de perfil de presión de cada una de ellas, y compararlos con el valor de presión de cabezal de campo.

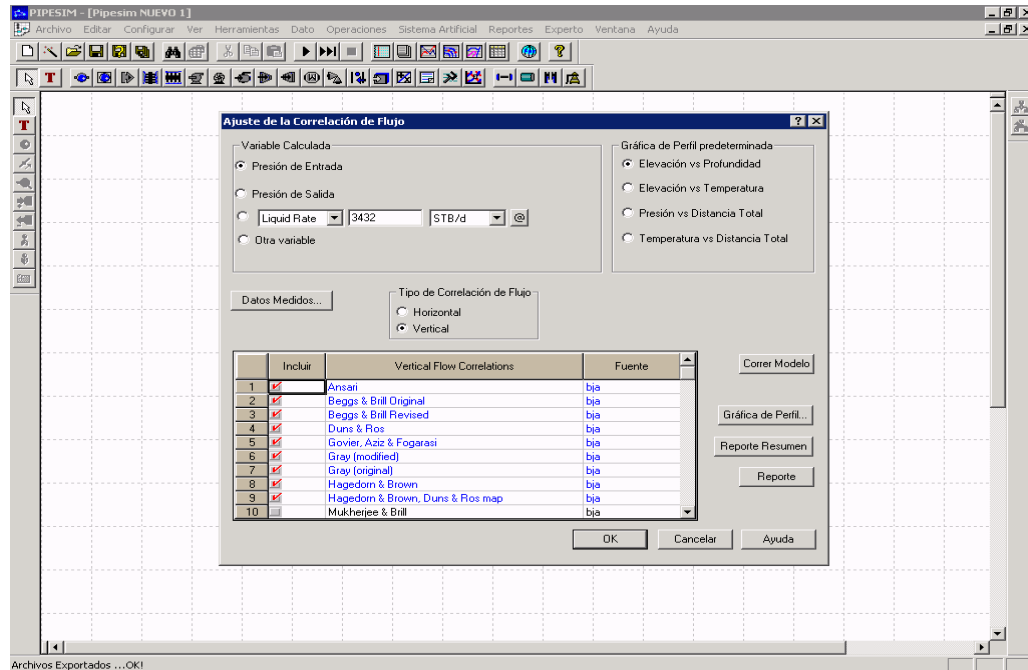


Figura 3.23. Selección de la correlación de flujo vertical

De igual manera se selecciona la correlación para flujo horizontal, **Figura. (3.24)**

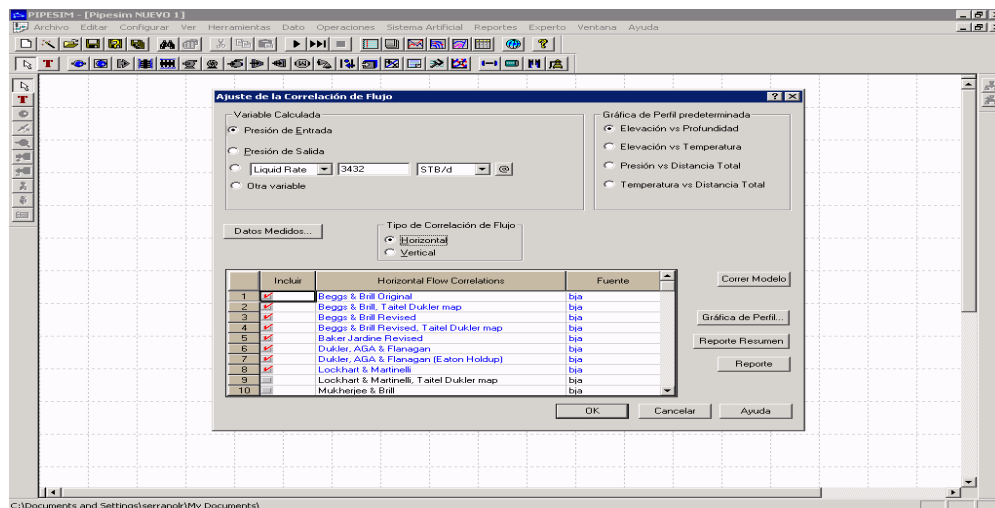


Figura 3.24. Selección de la correlación para flujo horizontal

Selección de la operación a realizar.

Perfil de presión. Figura 3.25.

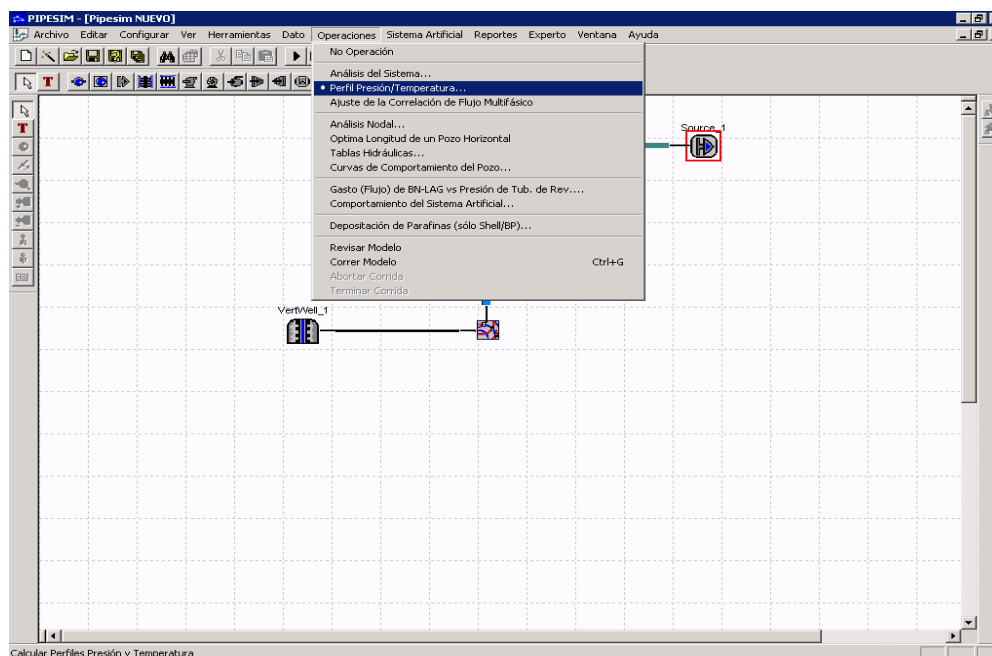


Figura 3.25. Selección de la Operación Perfil de Presión y Temperatura

Como se observa en la **Figura 3.26** se incluyeron los valores de tasa, así como la variable a calcular (presión de entrada) que para este caso es la presión de inyección, es decir, la presión de descarga de la bomba. Además de ello se sensibilizaron diversas variables como lo son: el daño a la formación (S), diámetro de tubería de producción (ID), y el radio de drenaje del pozo (r_e) hasta obtener valores críticos en el que se alcance valores de presión de fondo fluyendo de 100 psi por debajo de la presión de fractura, como margen de seguridad. Todo esto se realizó a una tasa diaria actual de producción de agua y a una estimada tasa futura de producción de este fluido. De igual manera se determinó el valor máximo de tasa de inyección una vez alcanzado el valor de presión de fondo establecido como margen de seguridad para impedir el fracturamiento de la formación, para cada diámetro de

tubería de producción, al daño actual. A cada valor de tasa optima obtenida, se determino cual es la presión de inyección requerida.

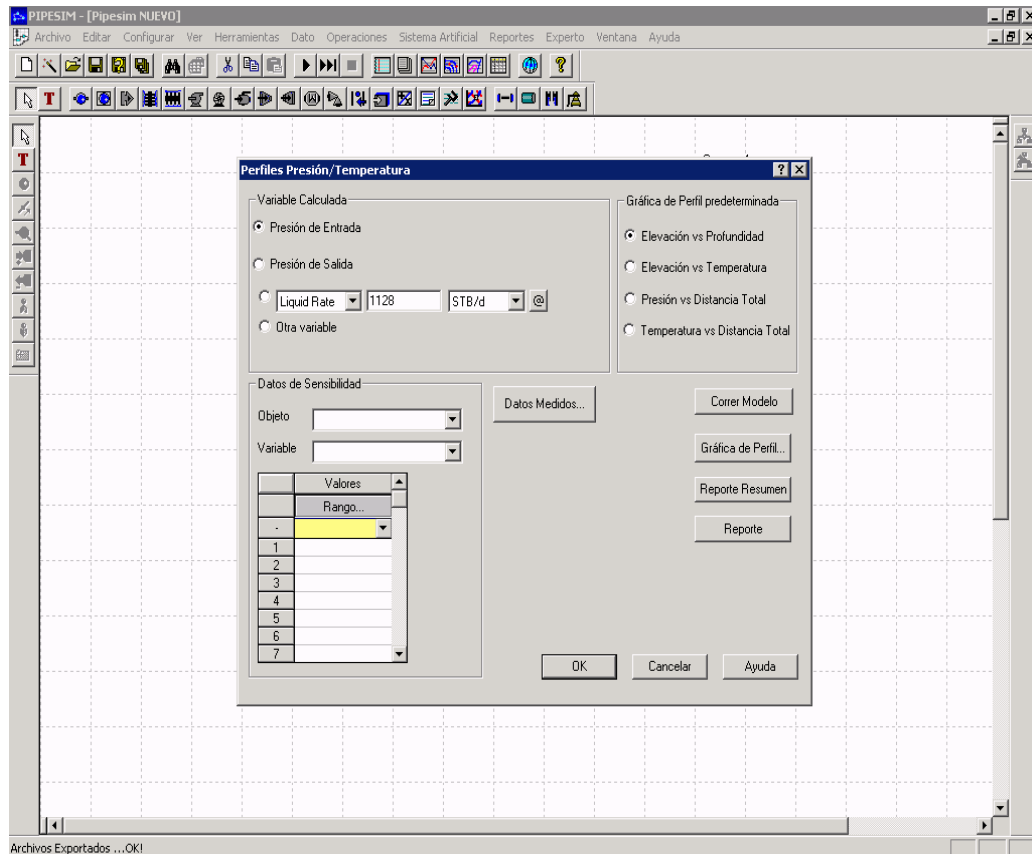


Figura 3.26. Datos de Sensibilidad y Selección de la Variable a Calcular

Selección de la operación de análisis nodal. Figura 3.27

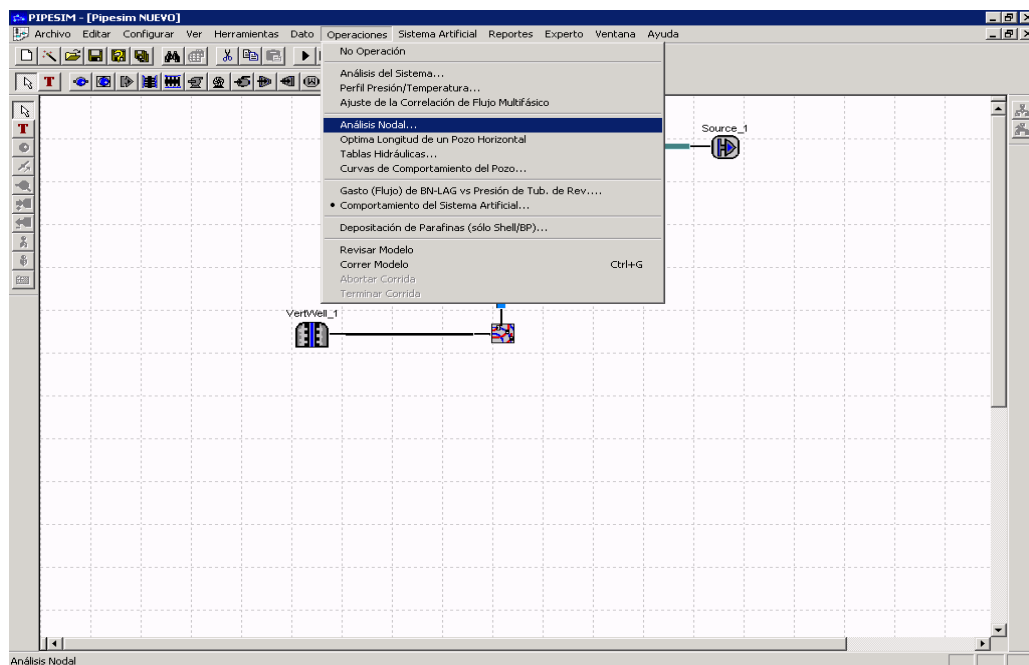


Figura 3.27. Selección de la Operación Análisis Nodal

Como se observa en la **Figura 3.28** en esta operación de análisis nodal se tiene la opción de sensibilizar dos variables y visualizar ambos comportamientos en una misma grafica. Para este caso se sensibilizó a cada diámetro de tubería el daño a la formación, para determinar cual es el máximo valor de tasa una vez alcanzado el máximo valor de daño, que cause el máximo valor de presión de fondo fluyendo requerida por el margen de seguridad para no fracturar la formación.

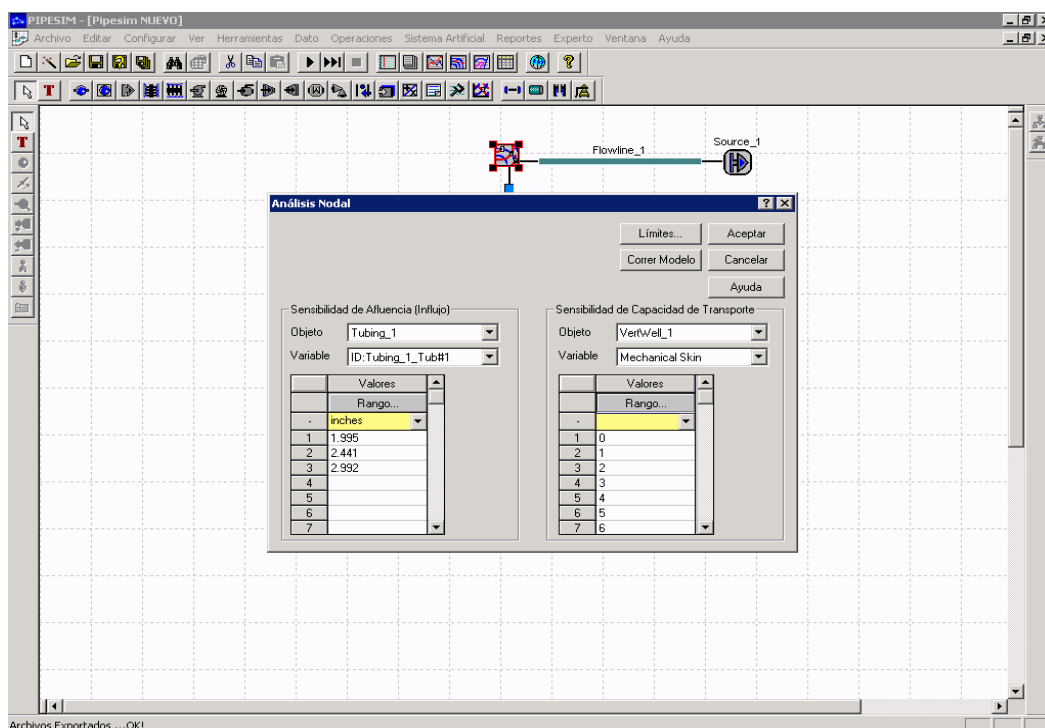


Figura 3.28. Variables de Sensibilización (ID del Tubing; Daño de formación)

3.6. Evaluación económica de la reactivación del pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI.

Se evaluó económicamente el proyecto tomando en cuenta el valor del dinero a través del tiempo. El primer criterio de evaluación fue el VPN (Valor Presente Neto) ya que es de muy fácil aplicación y porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. A través de la herramienta de Excel se determinó el valor presente neto mediante el cual toma en cuenta las siguientes variables:

1. Los ingresos en cada año.
2. La inversión inicial.

3. El costo en cada año.

Teniendo en cuenta estas variables se calculó el **Flujo de Caja** para cada año y es así como finalmente, se calcula el **Valor Presente Neto**, que en este caso depende directamente del Flujo de Caja.

De igual manera se utilizó como método de evaluación la **Tasa Interna de Retorno (TIR)** el cual consiste en encontrar una tasa de interés en la cual se cumplan las condiciones buscadas en el momento de iniciar o aceptar un proyecto de inversión.

Se evaluó tomando en cuenta un VPN a una tasa mínima aceptable de rendimiento y un VPN a una tasa máxima, y de acuerdo a esto calcular la TIR a un VPN igual a 0 ya que esta tasa iguala los ingresos a los egresos descontados del proyecto. Se realizó el método de interpolación de esta manera:

VPN.....	TMAR
0.....	TIR
VPN.....	T Máximo

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Propiedades Físicas de las Rocas y del Fluido

4.1.1. Porosidad

A través de la ecuación del método Microlog establecida por las cartas dinagraficas de Schlumberger se obtuvo la porosidad de otras acumulaciones en la misma arena, por no contar con registros de porosidad en el acuífero estudiado de dicha arena. Los resultados se muestran en la **Tabla N°4. 1**

Tabla 4.1. Porosidad y Resistividad obtenida en otras acumulaciones de la misma arena del acuífero estudiado

Pozos	Φ	RT (ohw-m)
RU 3-74	0,31	50
GAL 27	0,322168232	15
GAL 23	0,232637379	50
GAL 18	0,291220662	18

Se estableció una correlación de acuerdo al comportamiento de Porosidad en función de la Resistividad visualizada en la **Figura (4.1)**.

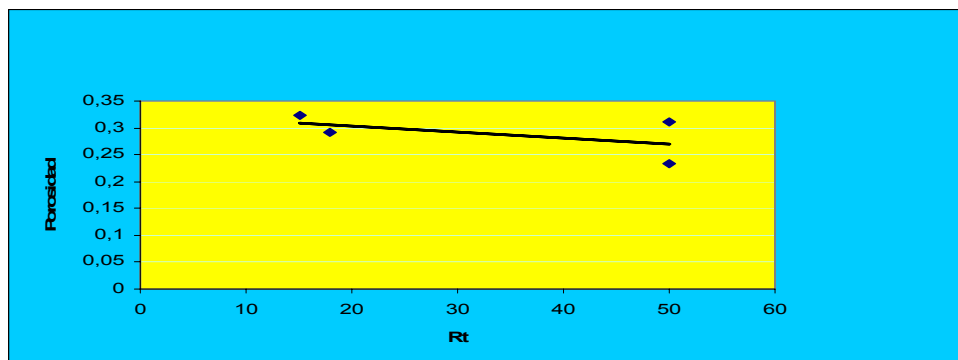


Figura 4.1. Comportamiento de Porosidad en función de Resistividad en otras acumulaciones de la misma arena en donde se encuentra el acuífero estudiado.

La correlación fue la siguiente:

$$\phi = -0.0011 * Rt + 0.3253 \quad \text{Ec. (4.1)}$$

Rt: Resistividad Verdadera de la formación

Ponderando la porosidad por el espesor se obtuvieron los siguientes resultados en el acuífero perteneciente a la arena Cs 116-117 LI. (Tabla N° 4.2)

Tabla 4.2. Porosidad Promedio Total del Acuífero Perteneciente a la Arena Cs 116-117 LI

Pozos	RT (ohw-m)	Φ	H (pie)	$\Phi * H$
RU 3-30	12	0.3121	10	3.121
RU 3-75	17	0.3066	6	1.8396
RU 3-3	15	0.3088	10	3.088
RU 3-41	20	0.3033	15	4.5495
RU 3-9	12	0.3121	5	1.5605
RU 3-13	12	0.3121	13	4.0573
RU 3-20	13	0.311	10	3.11
RU 3-51	17	0.3066	15	4.599
RU 3-23	10	0.3143	10	3.143
RU 3-27	10	0.3143	10	3.143
RU 3-4	10	0.3143	5	1.5715
RU 3-2	13	0.311	10	3.11
RU 3-18	17	0.3066	10	3.066
RU 3-25	10	0.3143	5	1.5715
RU 3-24	20	0.3033	10	3.033
RU 3-57	32	0.2901	13	3.7713
RU 3-11	10	0.3143	5	1.5715
RU 3-17	15	0.3088	15	4.632
ϕ Promedio				0.308122599

De acuerdo al resultado de porosidad se encuentra bajo la modalidad de “BUENA” por lo que el acuífero cumple con uno de los requisitos para disponer agua en el mismo.

4.1.2. Permeabilidad

En la **Tabla N° 4.3** se muestran los resultados de Resistividad en función Saturación de agua irreductible de los pozos pertenecientes a las otras acumulaciones antes mencionada de la arena **Cs116-117 LI**

Tabla 4.3. Saturación de agua y Resistividad de los pozos pertenecientes a otras acumulaciones de hidrocarburos en la Arena Cs116-117 LI

POZO	Sw (%)	RT (OHW-M)
GAL 27	0.362846978	30
GAL 18	0.335931025	35
RU 3-37	0.3142347	40
GAL 23	0.296263317	45
RU 3-14	0.289891318	47
RU 3-56	0.262678592	49
RU 3-74	0.259215645	50
RU 3-52	0.255438792	53

En la **Figura 4.2** se observa el comportamiento de. **Resistividad en función de la Saturación de Agua** de otras acumulaciones de Hidrocarburo de la **Arena Cs116-117 LI**.

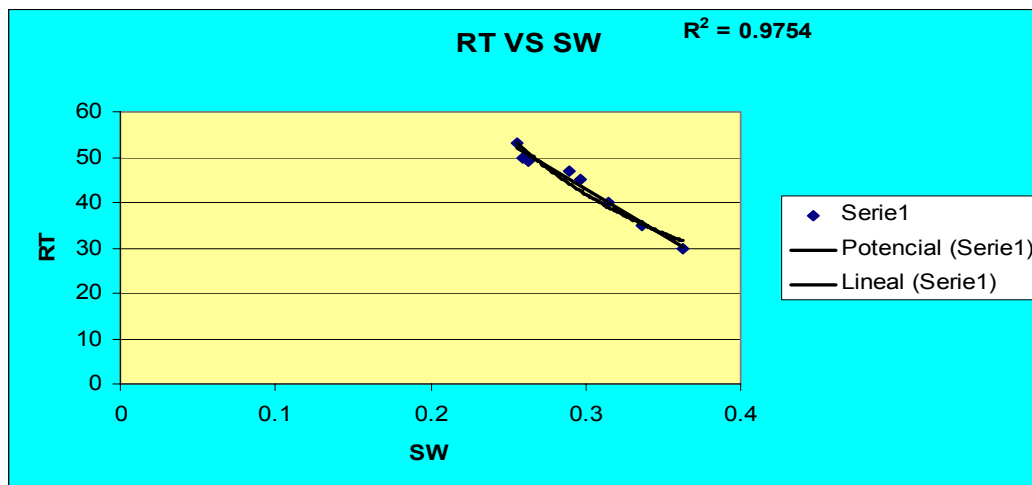


Figura 4.2 Comportamiento de Resistividad vs. Saturación de Agua de las acumulaciones de hidrocarburo de la arena Cs116-117 LI

Se observa que a medida que aumenta la Resistividad, la curva tiende a comportarse asintóticamente vertical en un punto aproximado de saturación de agua de 0,25 %, representando dicho valor como la **Saturación de agua Irreducible**.

Con el valor de **Porosidad Promedio** y el valor de **Saturación de Agua Irreducible** que expresa la ecuación de **Timur** se tiene el resultado del valor de Permeabilidad. (**Tabla N° 4.4**)

Tabla 4.4. Permeabilidad Promedio del acuífero perteneciente a la Arena Cs116-117 LI

Swi (%)	ϕ Promedio (%)	K promedio (md)
0.25	0.308122599	687.0564353

Este valor de permeabilidad es aceptable como parámetro de disposición de agua en este acuífero, ya que el valor de permeabilidad de arenas como medio de disposición de agua debe de poseer un valor mínimo de 400 md.

4.1.3. Propiedades del Fluido

Para las propiedades del agua del acuífero se tienen los siguientes los siguientes resultados como se observa en las Tablas (N° 4.5-N° 4.7)

Tabla 4.5 Compresibilidad del Agua

COMPRESIBILIDAD DEL AGUA, (lpc^{-1})	
A1	1.952988629
B1	0.006342594
C1	-5.38552E-07
Correlación McCOY ,RL	
Rswp	7.71365846
Rsw	7.551506426
Correlación de Dodson,C,R y STANDING M.B	
A2	3.72170282
B2	-0.010046926
C2	3.83942E-05
Cwp lpc^{-1}	2.3914E-06
Cw lpc^{-1}	2.55212E-06
Cw Corregidolpc^{-1}	2.34901E-06

Tabla 4.6. Factor Volumétrico del agua

FACTOR VOLUMETRICO DEL AGUA, (BY/BN)	
CORRELACION DE MACCOY,R.L	
A	1.013095974
B	-2.98225E-06
C	2.19086E-11
Bwp (BY/BN)	1.010159816
Bw (BY/BN)	1.010267712

Tabla 4.7 Viscosidad del agua

VISCOSIDAD DEL AGUA	
CORRELACION DE MACCOY,R.L	
μ_w , (cp)	1.008695439

Se observa que el factor volumétrico del agua es aproximado a 1, por lo que quiere decir que el agua del acuífero no tiene gas en solución y el valor de viscosidad es muy parecido al valor utilizado por darcy en su experimento, por lo que esto da más confiabilidad de utilizar la modificación de su ecuación para flujo semiestacionario.

4.2. Volumen estimado de disposición de agua en la arena CS 116-117 LI

En la **Tabla N° 4.8** se muestra el valor del área de las distintas curvas isopacas, que al multiplicarlas por el espesor promedio entre una y otra, se obtuvieron diferenciales de volumen, que sumándolos finalmente dieron el volumen del acuífero en base al límite arbitrario establecido. Con este volumen al aplicar la ecuación volumétrica se obtiene el volumen poroso donde la saturación de agua es 100%.

Tabla 4.8. Volumen de fluido del Acuífero

Área (m ²)	Área (acre)	Área entre curvas (Acre)	H (pie)	Volumen (Acre-Pie)
6010704.93	1485.277535	472.5380788	2.5	1181.345197
4098411.171	1012.739456	247.2191565	7.5	1854.143674
3097950.74	765.5202994	713.2380248	12.5	8915.47531
211578.8588	52.28227461	52.28227461	15	784.2341192
Volumen del Acuífero (Acre-Pie)				12735.1983
Volumen de fluido del Acuífero (BN)				29639900.52

Este volumen de agua es el posible volumen de agua a desplazar en el acuífero, por ello se considerara como un estimado del volumen de disposición de agua a inyectar en función del límite arbitrario que fue establecido bajo condiciones de información geológica. Con el valor de tasa optima de inyección obtenido y el valor de este volumen se determinara el tiempo de inyección de agua posible en el acuífero.

4.3. Comportamiento de producción de crudo y agua de los pozos activos del campo Ruiz.

En la **Tabla N° 4.9** se observa el comportamiento actual de producción de agua en el campo Ruiz.

Tabla 4.9 Producción de agua Actual en el Campo Ruiz.

Pozo	Producción Bruto de Barriles (bbl/d)	Corte de agua (%)	RAP actual (bbl/bbl)	Producción de Agua (bbl/d)
RU 1	180	50	1	90
RU 3-35	140	65	1.85	91
RU 3-36	1456	65	1.85	946
RU 3-18	37	0.3	0.42	1
Producción de Agua Total (bbl/d)				1128

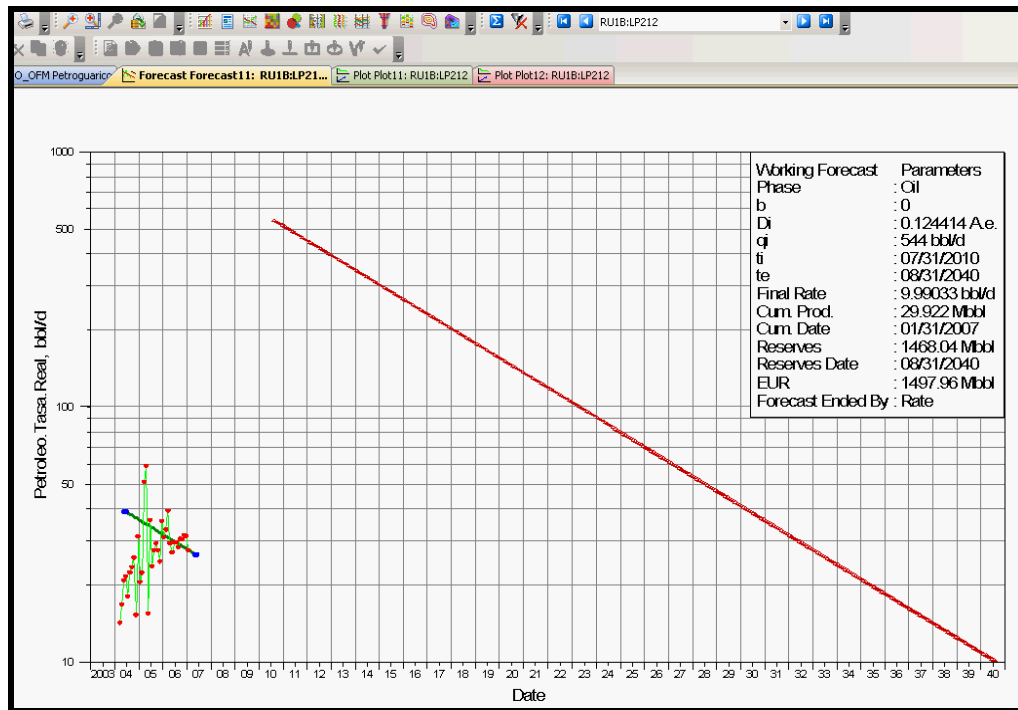
Se asumió como punto crítico de producción de agua a futuro una tasa de barriles brutos constante, en el que aumentara el corte de agua con el tiempo; a excepción de los pozos RU 1 y RU 3-36 en donde son candidatos a RA/RC (Reacondicionamiento de Pozos) que para este caso se empleara un método de levantamiento como los es Bombas Electrosumergibles, aumentando la producción bruta diaria, siendo este el nuevo valor constante con el tiempo, En la **Tabla N° 4.10**

se observa los distintos valores de producción de agua una vez alcanzado el límite económico en el cual son 10 (bbl/d).

Tabla 4.10. Producción de Agua en el campo Ruiz una vez alcanzado el límite económico.

Pozo	Producción Bruto de Barriles (bbl/d)	Corte de Agua (%)	RAP alcanzado en el límite económico (bbl/bbl)	Producción de Agua (bbl/d)
RU 1	1650	99	99	1640
RU 3-35	140	92	11.5	130
RU 3-36	1650	99	99	1640
RU 3-18	37	68	2.125	22
Producción de Agua Total (bbl/d)				3432

En las **Figuras (4.3 - 4.10)** se muestra el comportamiento de producción de la tasa diaria de crudo (Q_o) y el RAP (Relación Agua-Petróleo) de los pozos RU 1, RU 3-35, RU 3-36 y RU 3-18 respectivamente.



**Figura 4.3. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo
RU 1**

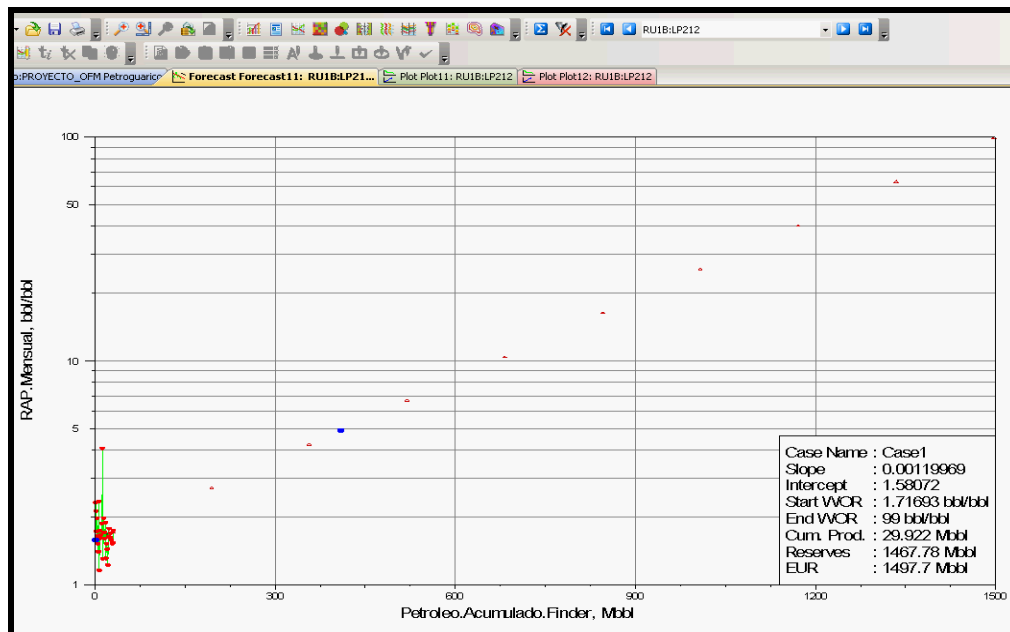


Figura 4.4. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 1

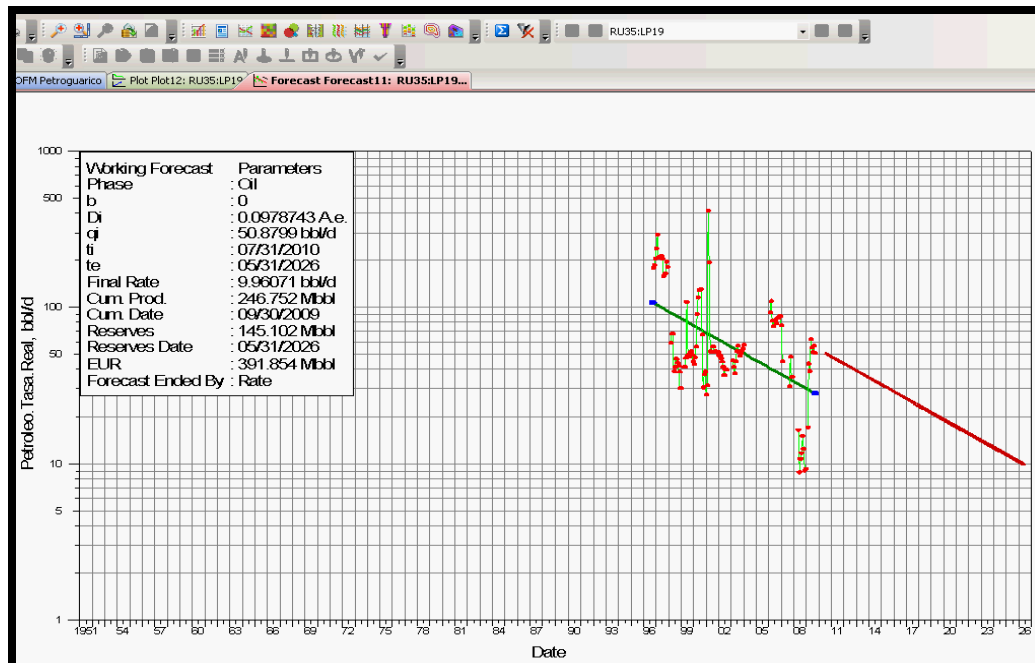
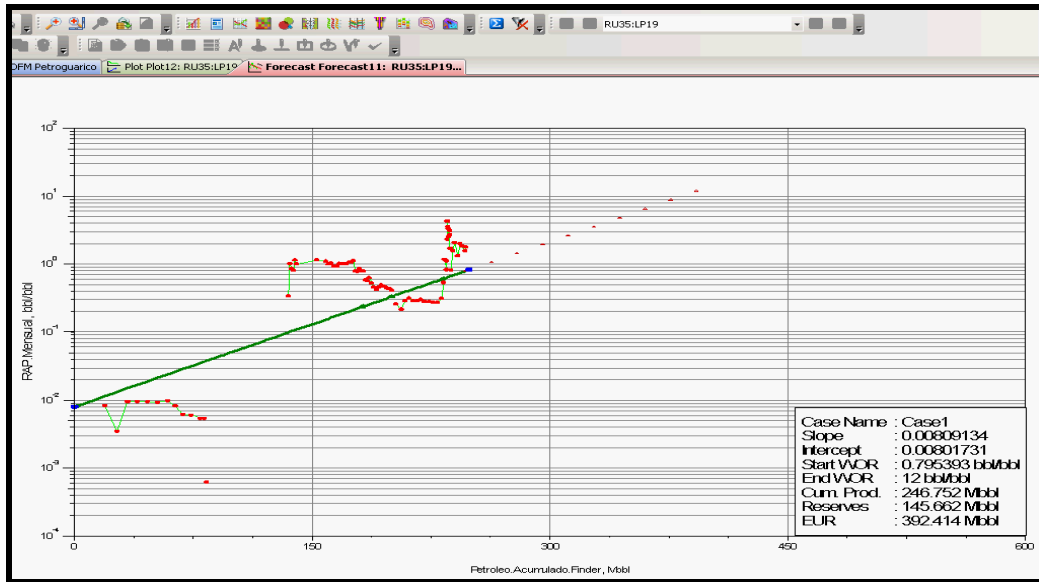


Figura 4.5. Comportamiento de Q_o (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-35



Fig

ura 4.6. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. Np (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-35

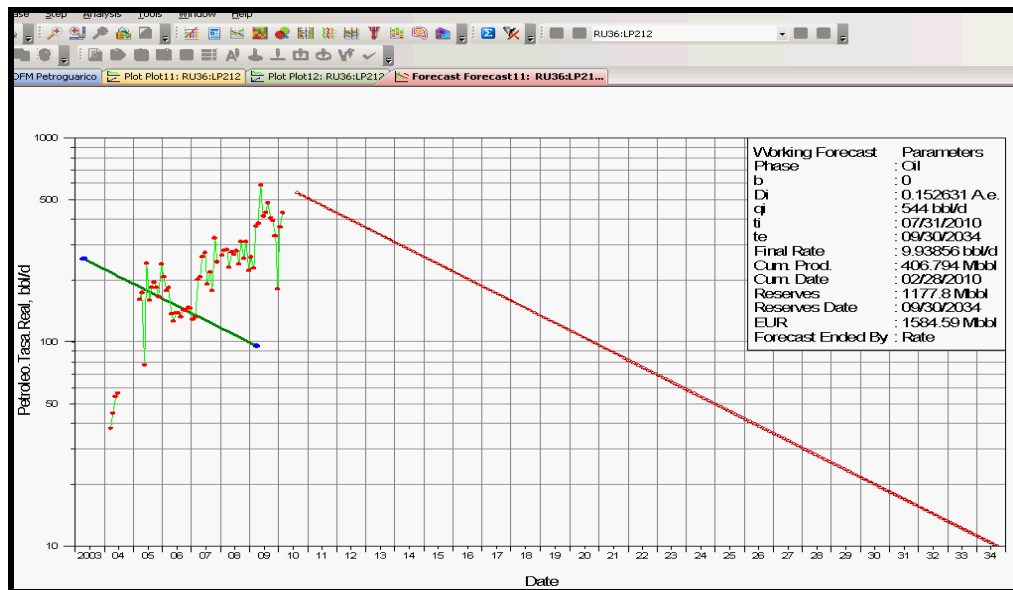


Figura 4.7. Comportamiento de Qo (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-36

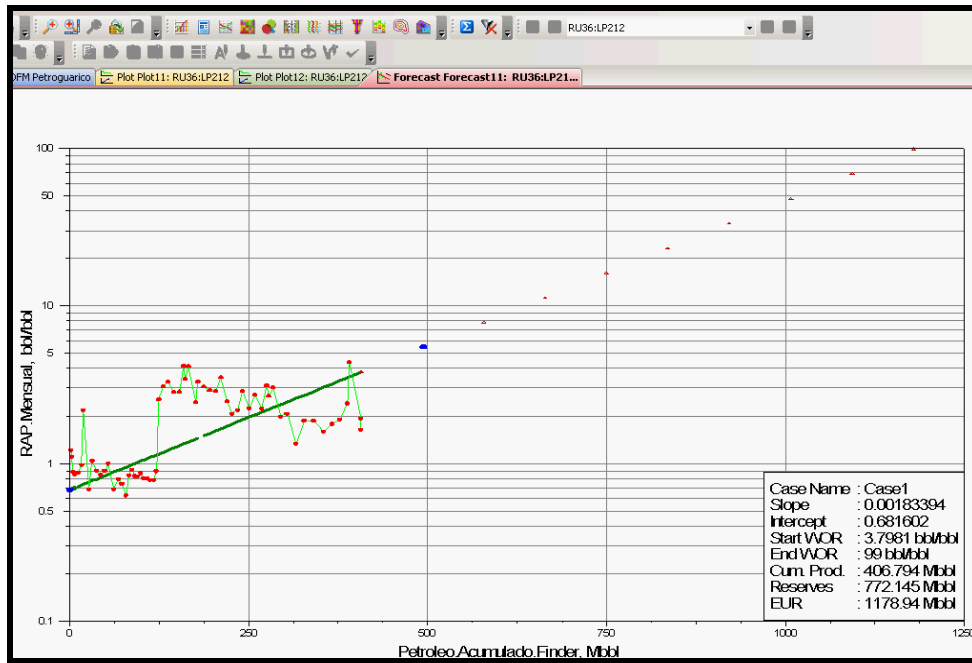


Figura 4.8. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. Np (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-36

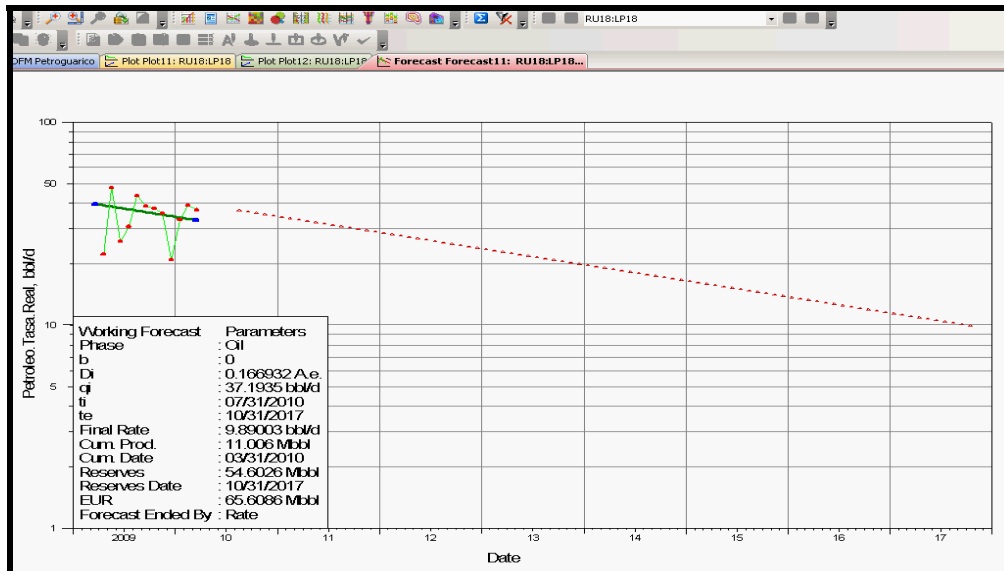


Figura 4.9. Comportamiento de Qo (Tasa de Petróleo) vs. T (Tiempo) del pozo RU 3-18

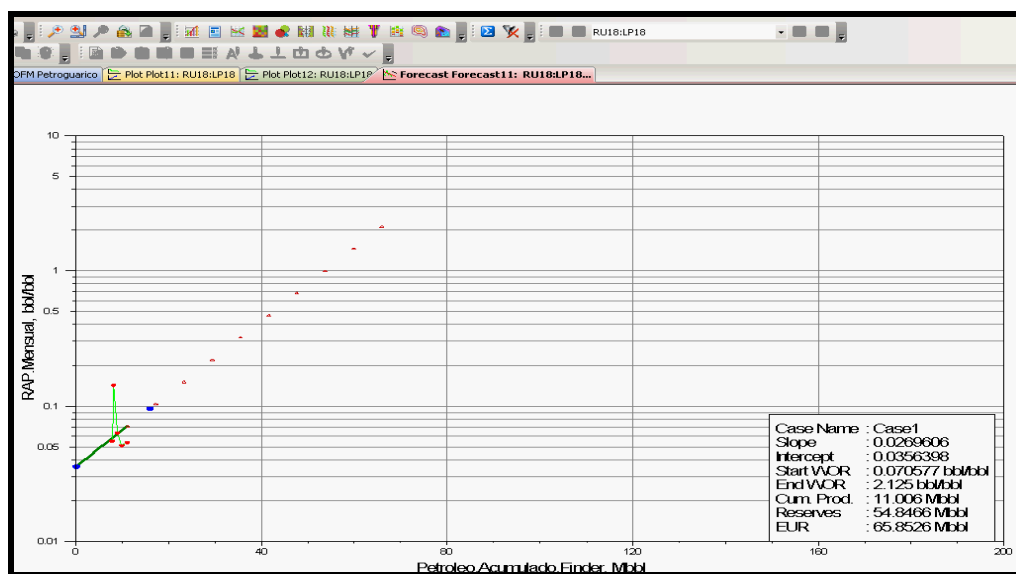


Figura 4.10. Comportamiento de RAP (Relación Agua Petróleo) vs. N_p (Producción Acumulada de petróleo) del pozo RU 3-18.

4.4. Tasa de inyección óptima en el pozo RU 3-57 en función de no alcanzar la presión de fractura del Acuífero perteneciente a la Arena CS116-117 LI

4.4.1. Presión de Fractura del Acuífero

Para el cálculo del valor de presión de fractura del acuífero se tomo en cuenta la presión de formación, la presión de sobrecarga y una relación de esfuerzo en el que indica que el esfuerzo horizontal es 1/3 del esfuerzo vertical, (Tabla N° 4.11).

Tabla 4.11. Presión de Fractura del Acuífero

Presión de Formación (lpc)	Presión de Sobrecarga (lpc)	Presión de fractura (lpc)
960	2370	1665

De acuerdo a los resultados obtenidos, de las diversas variables de optimización, en función de la representación visual del comportamiento del perfil de presión y de las tasas de inyección de agua obtenidas a través del análisis nodal, mediante simulación con el Software PiPesim Versión 2008 se tiene lo siguiente:

4.4.2. Ajuste de las correlaciones de flujo Monofásico

Para la selección de la correlación de flujo Monofásico, todas representan un mismo comportamiento, (Figura 4.11).

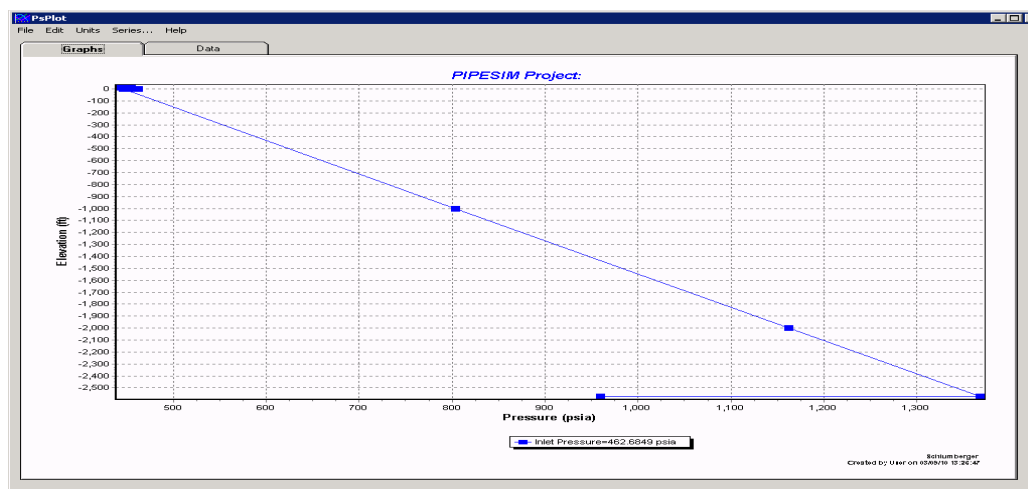


Figura 4.11. Comportamiento del perfil de presión para todas las correlaciones de flujo monofásico

Para este caso se selecciono la correlación establecida por **Moody**

4.4.3. Variación del radio de drenaje del pozo en el área de inyección en el acuífero.

Se realizó sensibilización del radio de drenaje de inyección del pozo **RU 3-57**.

(Figura 4.12)

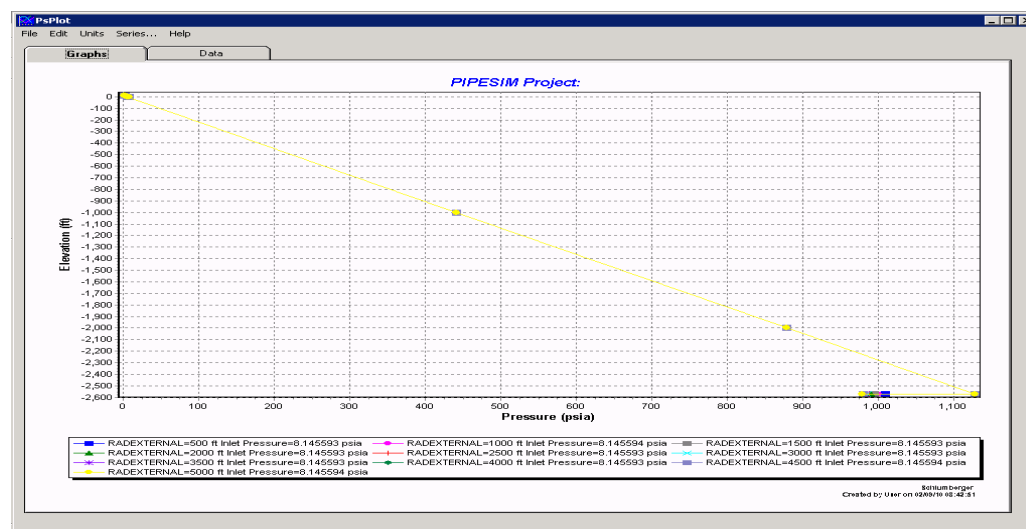


Figura 4.12. Variación del Radio de Drenaje del área de inyección de agua del pozo RU 3-57

Como se puede observar el perfil de presión representa un igual comportamiento para cada valor de radio de drenaje. El valor del radio de drenaje tomado en cuenta del pozo RU 3-57 durante la inyección de agua, fue de **1000 pies**.

4.4.4. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz

Para una tasa de inyección de acuerdo a la producción de agua actual que se tiene en el campo Ruiz, un daño actual y una tubería alternativa de inyección (Tabla N° 4.12) se obtiene la **presión de descarga de la bomba** (Figura 4.13) y la **presión**

de fondo fluyente alcanzada(Figura 4.14).Se observa que para cada tubería de inyección se requiere un mismo valor de presión de descarga de la bomba; y un valor aproximadamente igual de presión de fondo fluyente.

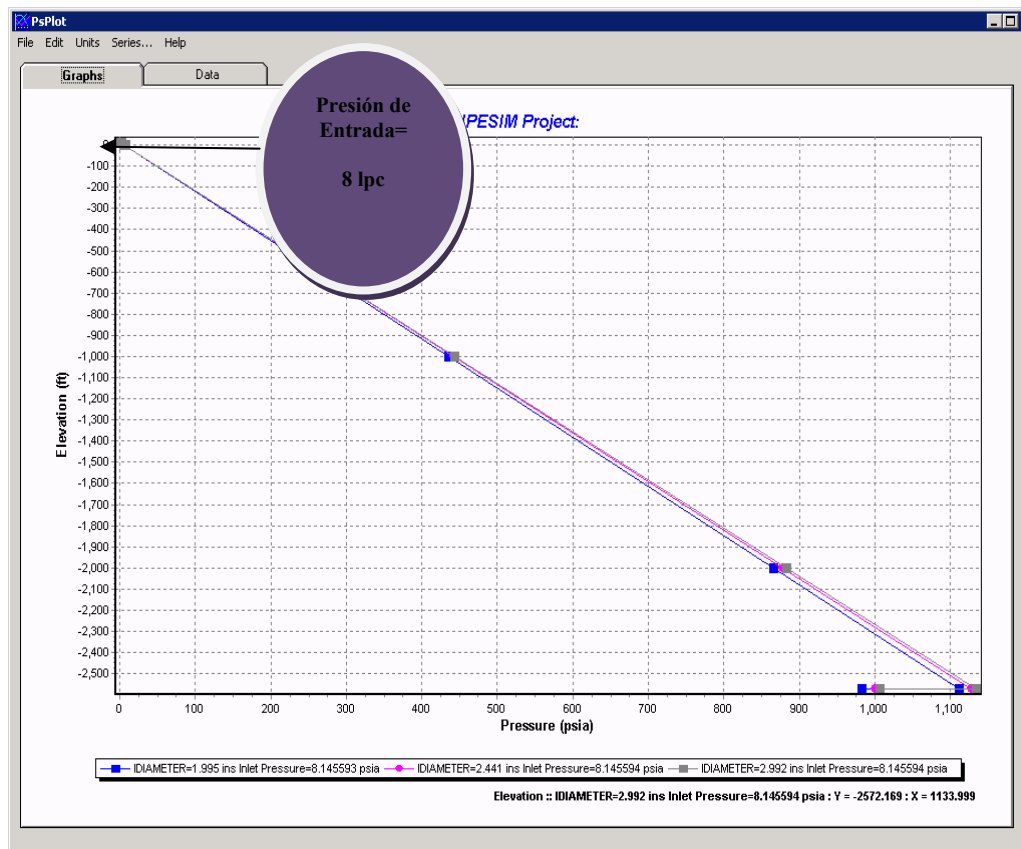


Figura 4.13. Presión de descarga a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz.

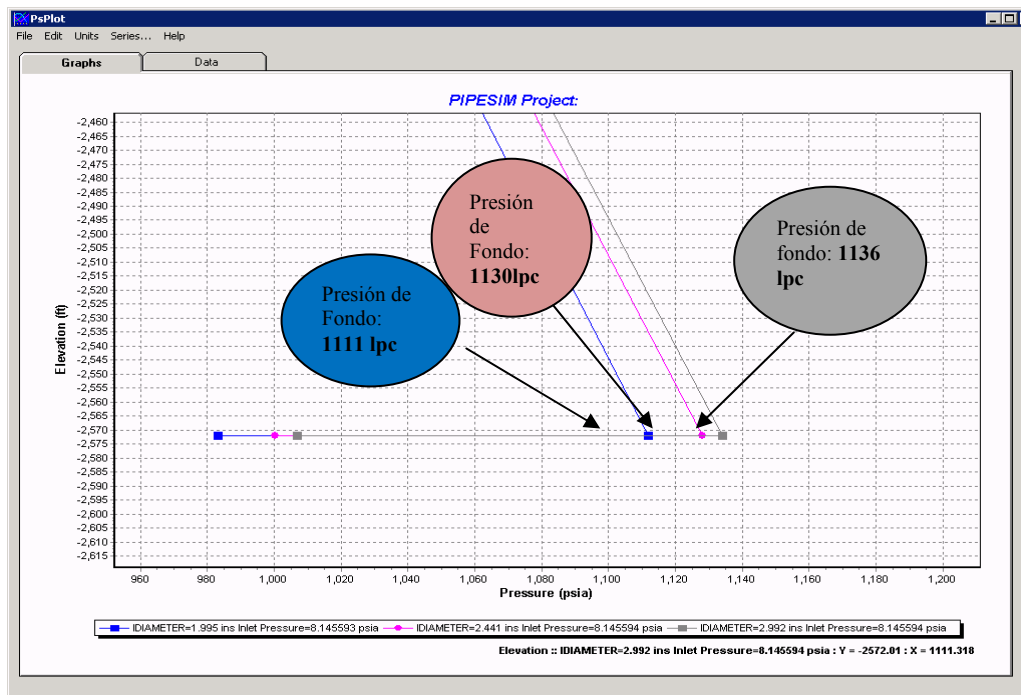


Figura 4.14. Representación visual de la presión de fondo fluyente.

Tabla 4.12. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente alcanzada a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz

Tuberías (ID) (pulg)	S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2-3/8	2	1128	1111	8	6
2-7/8	2	1128	1124	8	6
3-1/2	2	1128	1136	8	6

4.4.5. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación.

Durante la inyección de agua, si no se toman los parámetros necesarios para prevenir el daño en la formación, este aumentará con el tiempo debido a lo siguiente:

cambios de mojabilidad por la presencia de surfactantes en el agua de inyección; taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección; precipitación inorgánica por incompatibilidad del agua inyectada y el agua de formación; disolución del material cementante intergranular; desprendimiento y migración de partículas finas en la formación, entre otros. Es por ello que se realizó sensibilización de esta variable, para cada diámetro de tubería, hasta obtener el máximo valor de daño a un margen de seguridad (100 psi) establecido que no alcance la presión de fractura. **Figuras (4.15-4.17) y Tablas(N°4.13- 4.15)**

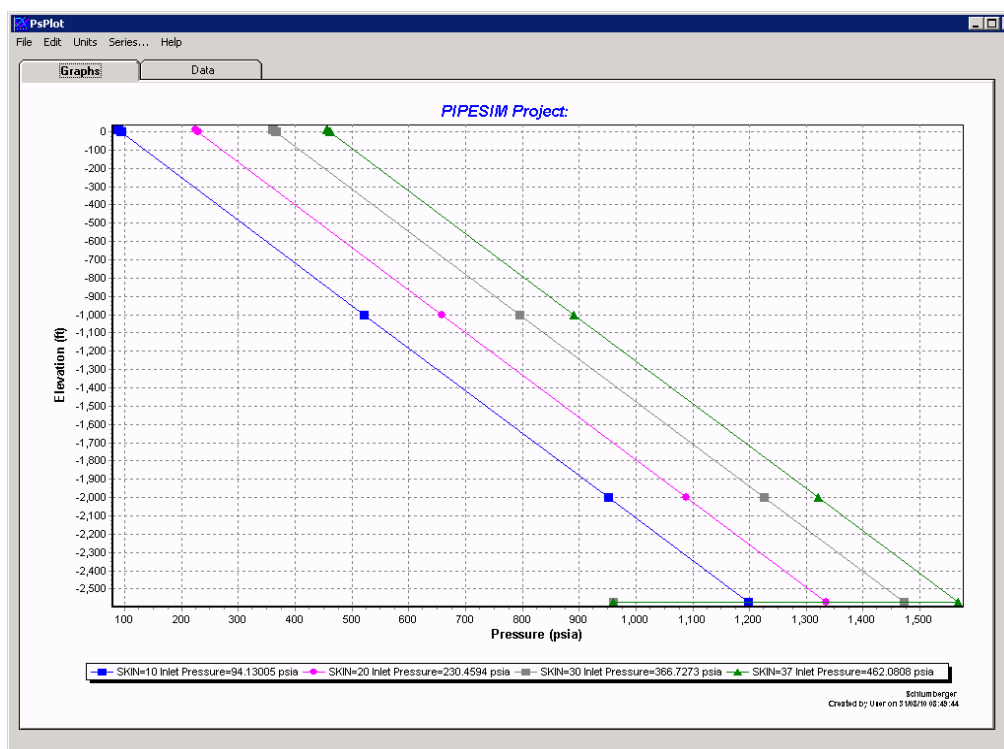


Figura 4.15. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-3/8

Tabla 4.13. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluuyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 2-3/8

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluuyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
10	1128	1197	94	92
20	1128	1335	230	228
30	1128	1477	366	364
37	1128	1569	462	460

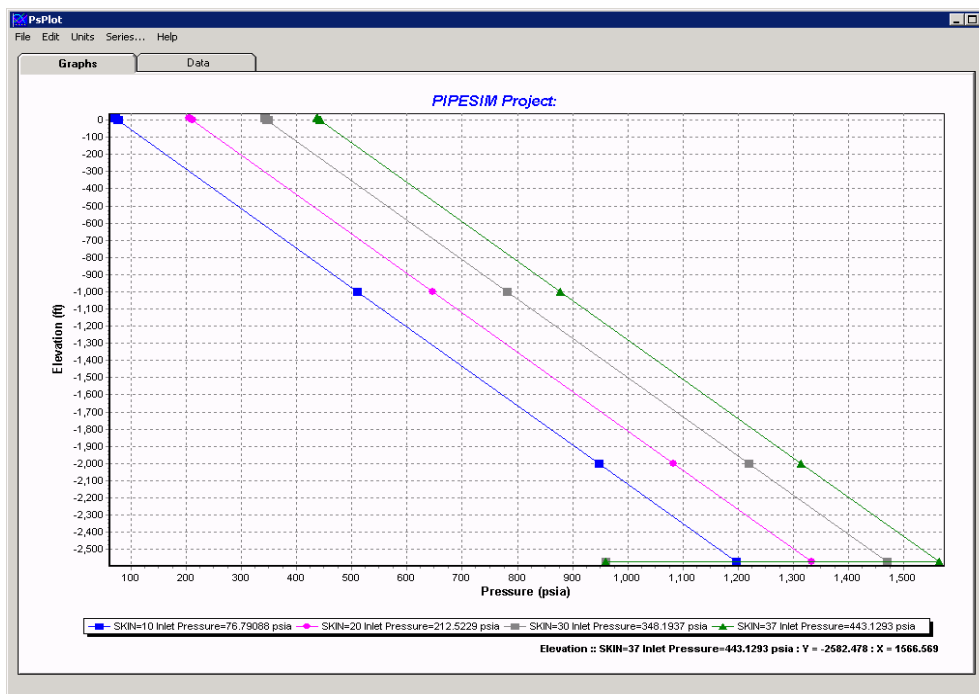


Figura 4.16. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-7/8

Tabla 4.14. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluuyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 2-7/8

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluuyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
10	1128	1195	76	74
20	1128	1333	212	210
30	1128	1469	348	346
37	1128	1566	443	441

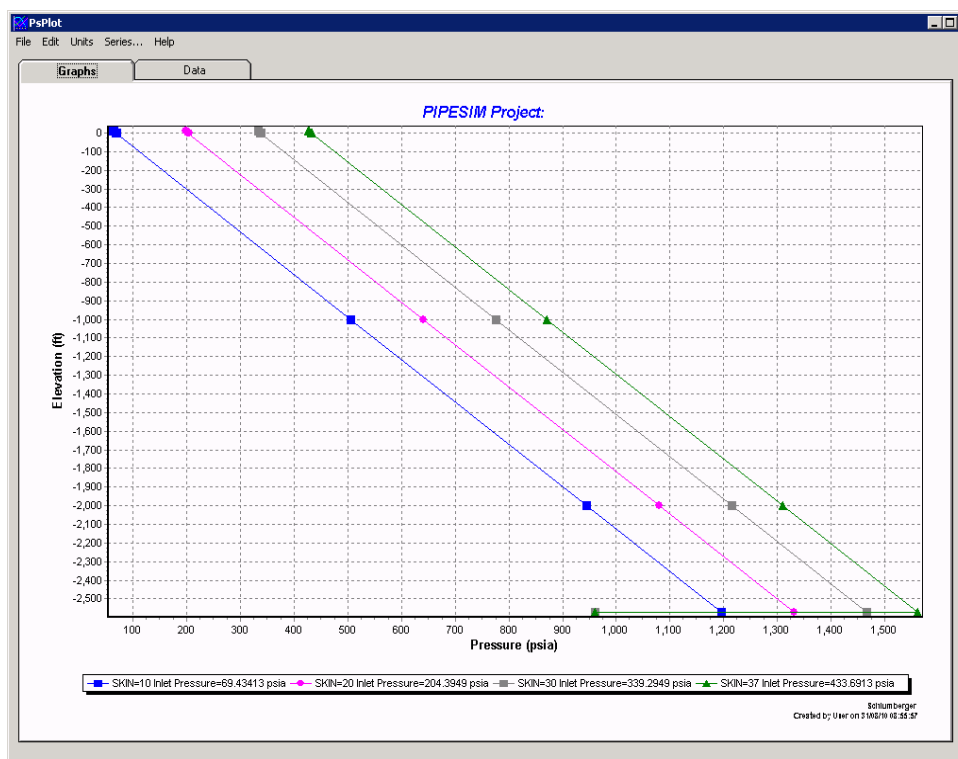


Figura 4.17. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones actuales de producción en el campo Ruiz. Variando el daño a la formación. Tubería 3-1/2

Tabla 4.15 Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones actuales de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería 3-1/2

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
10	3432	1195	69	67
20	3432	1329	204	202
30	3432	1462	339	337
37	3432	1563	433	431

El daño máximo alcanzado para cada tubería es igual; sin embargo en la tubería de 3-½ se requiere menor presión de descarga de la bomba aumentando la eficiencia de la misma, y además de ello se alcanza un valor de presión de fondo fluyente menor a las mismas condiciones, disminuyendo el riesgo de fracturar la formación.

4.4.6. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, en el límite económico.

En la **Figura 4.18** y en la **Tabla N° 4.16** se observa el valor de presión de descarga de la bomba y la presión de fondo fluyente alcanzado para cada tubería, a una producción futura máxima de producción de agua, tomando como parámetro de referencia dicha producción el límite económico de los pozos activos en el campo Ruiz.

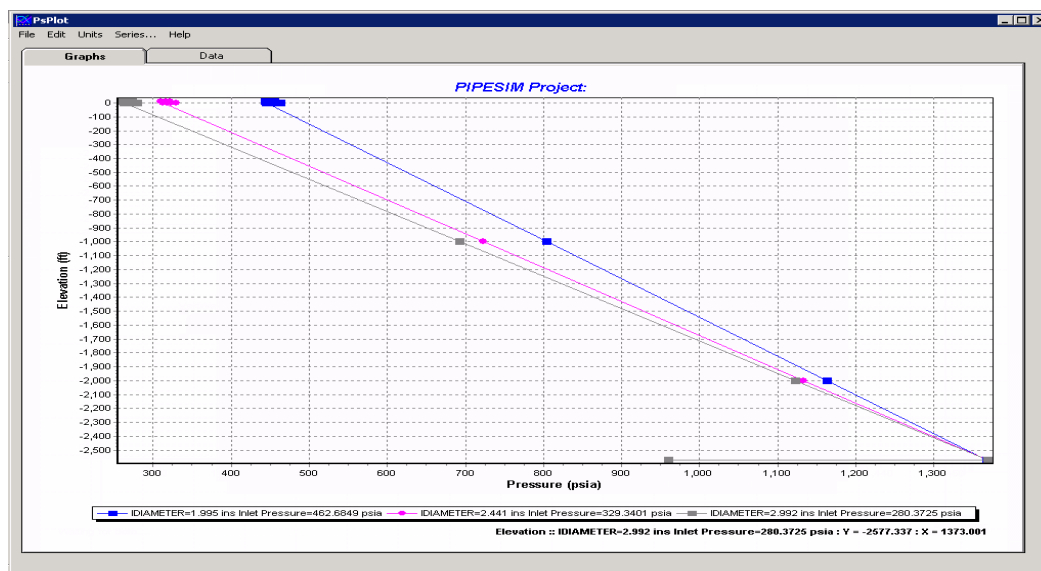


Figura 4.18. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz.

Tabla 4.16. Presión de descarga de la bomba y Presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, en el límite económico.

Tuberías (ID) (Pulg)	S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2-3/8	2	3432	1368	462	446
2-7/8	2	3432	1368	329	312
3-1/2	2	3432	1368	280	263

Como se observa el valor de presión de fondo fluyente alcanzado para cada tubería es aproximadamente igual, no alcanzando la presión de fractura; sin embargo la menor presión de descarga requerida de la bomba es para la tubería de **3-1/2 pulg**, donde es la más óptima para la eficiencia de la misma, a lo largo de su vida útil.

4.4.7. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyentea condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación.

Se realizo sensibilización del daño, debido a su variación con el tiempo, para cada tubería de inyección con una producción de agua a condiciones futuras mucho mayor que las condiciones actuales. **Figuras (4.19-4.21) y Tablas (4.17-4.19)**

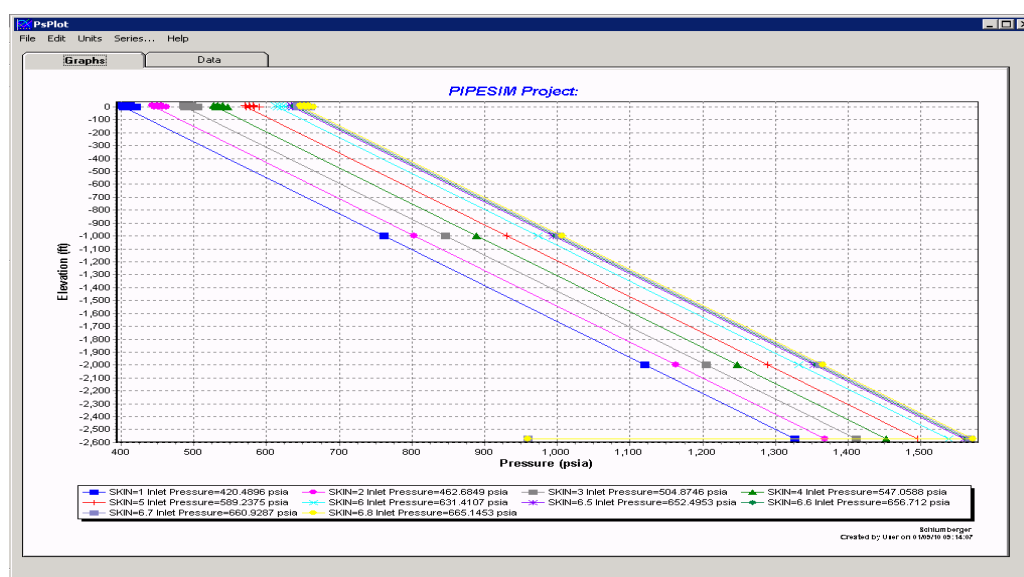


Figura 4.19. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz variando el daño en la formación. Tubería 2-3/8

Tabla 4.17. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería (2-3/8)

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	3432	1368	462	446
3	3432	1408	504	488
4	3432	1451	547	530
5	3432	1496	589	572
6	3432	1536	631	614
6.5	3432	1554	652	635
6.6	3432	1560	656	639
6.7	3432	1564	660	643

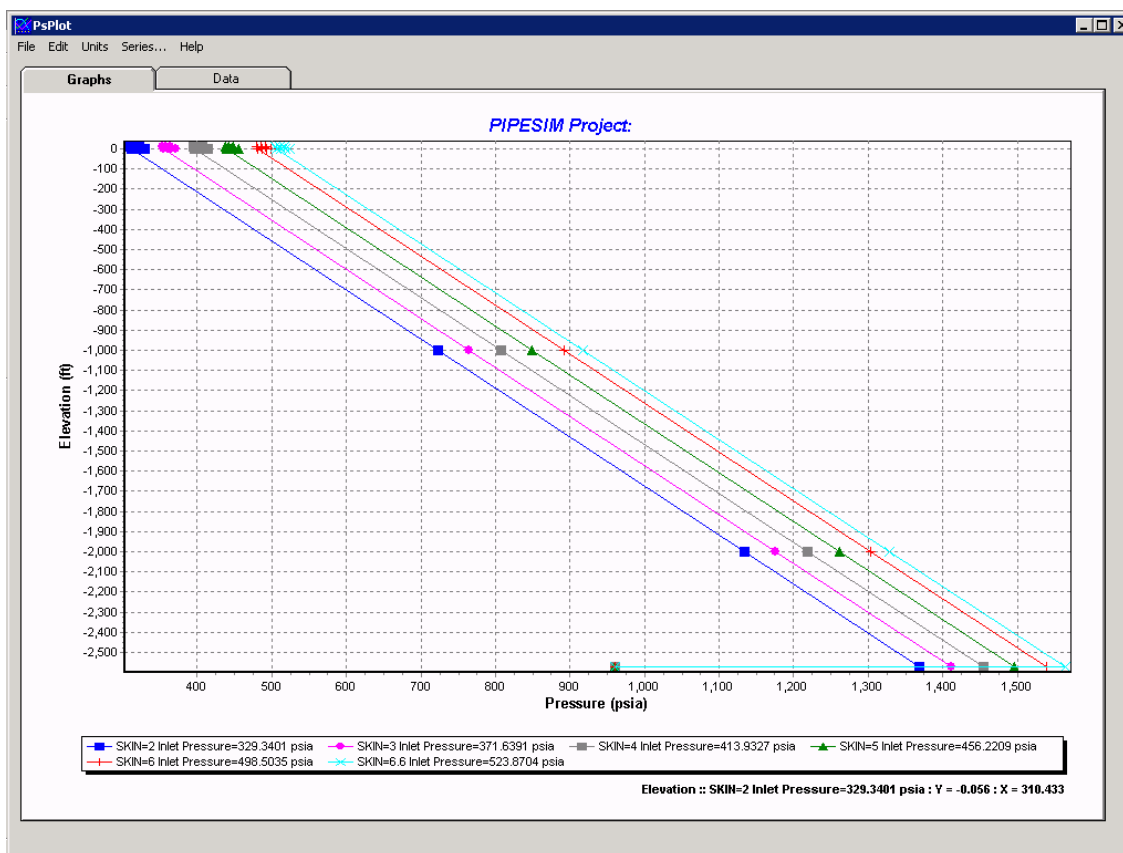


Figura 4.20. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz. Tubería 2-7/8

Tabla 4.18. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluuyente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubería (2-7/8)

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluuyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	3432	1368	329	312
3	3432	1408	371	354
4	3432	1454	413	397
5	3432	1496	456	440
6	3432	1534	498	481
6.6	3432	1564	523	507

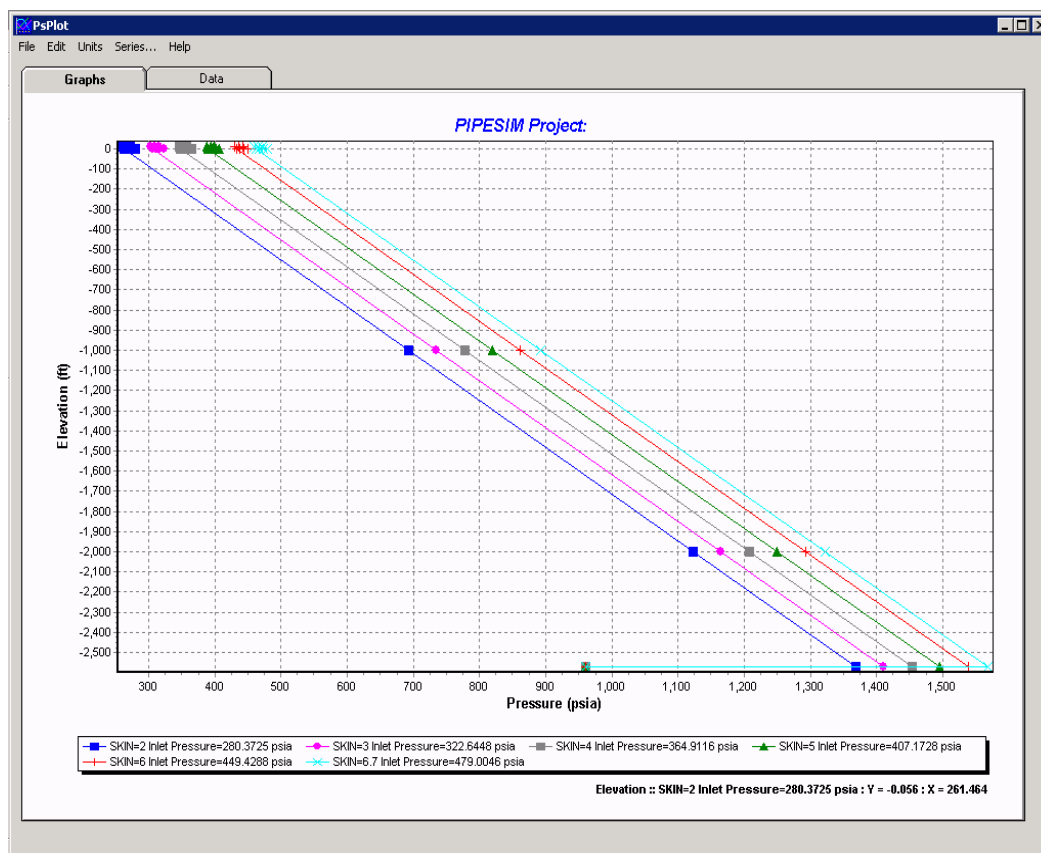


Figura 4.21. Perfil de Presión de Inyección de agua a condiciones futuras de producción en el campo Ruiz. Tubería 3-1/2

Tabla 4.19. Presión de descarga de la bomba y presión de fondo fluente a condiciones futuras de producción de agua en el campo Ruiz, variando el daño en la formación. Tubing (3-1/2)

S	Q (BBL/D)	Presión de Fondo Fluente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	3432	1371	280	263
3	3432	1411	322	305
4	3432	1452	364	348
5	3432	1498	407	390
6	3432	1540	449	432
6.7	3432	1566	479	462

Como se puede observar los valores de Presión de descarga de la bomba al igual que en la producción de agua en el campo Ruiz, son menores para una tubería de **ID: 3-1/2**, para iguales condiciones de daño en la formación, y los valores de presión de fondo fluyente son aproximadamente igual a las demás tuberías, siendo de esta manera la mas optima de utilizar, para aumentar la eficiencia de la bomba, a lo largo del tiempo.

4.4.8. Máximo valor de tasa a un daño actual en la formación en función de la presión de Fractura del acuífero.

Este valor de tasa fue determinado a través de una representación grafica mediante el análisis nodal. **Figuras (4.22-4.24)**

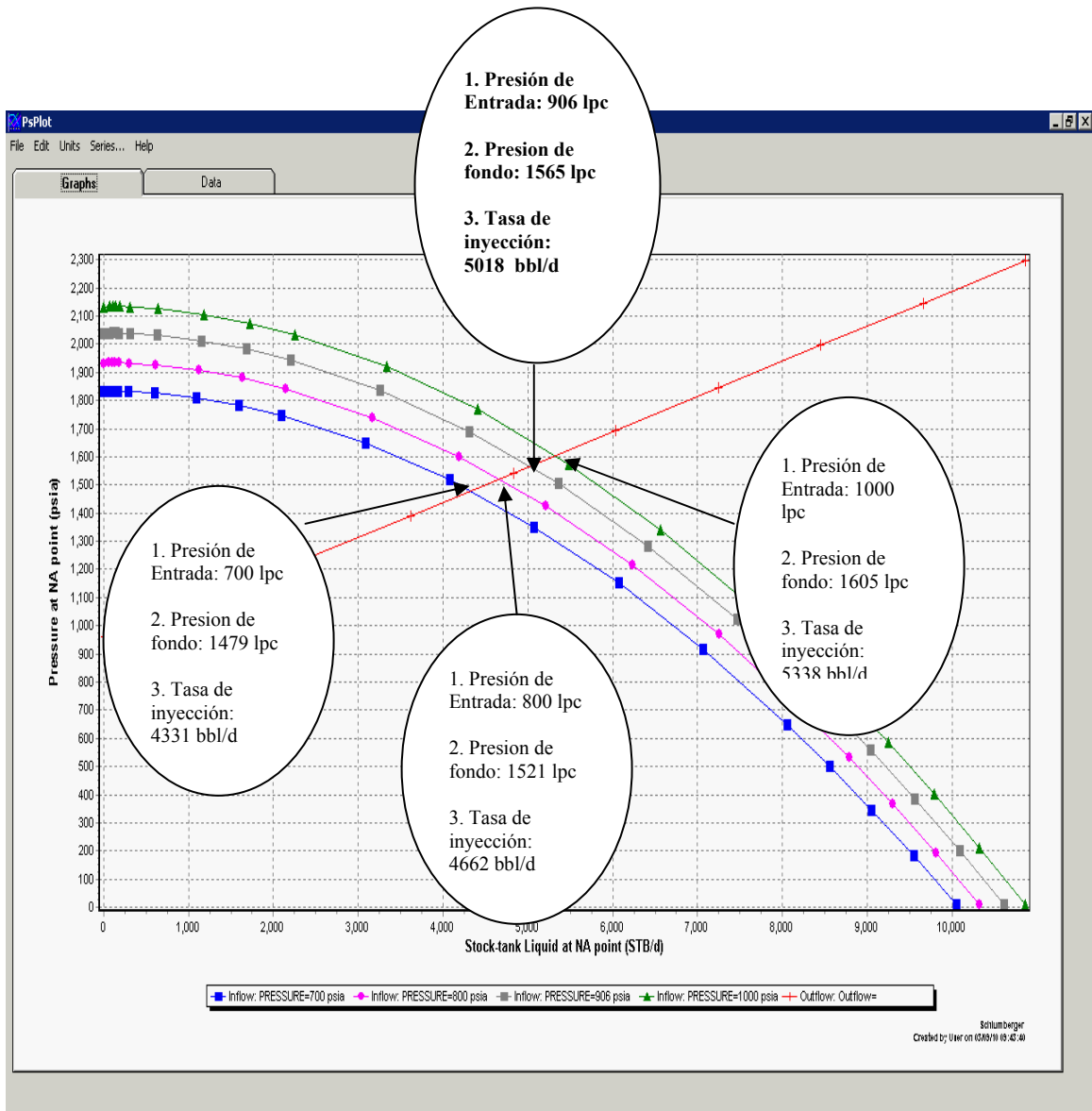


Figura 4.22. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 2-3/8

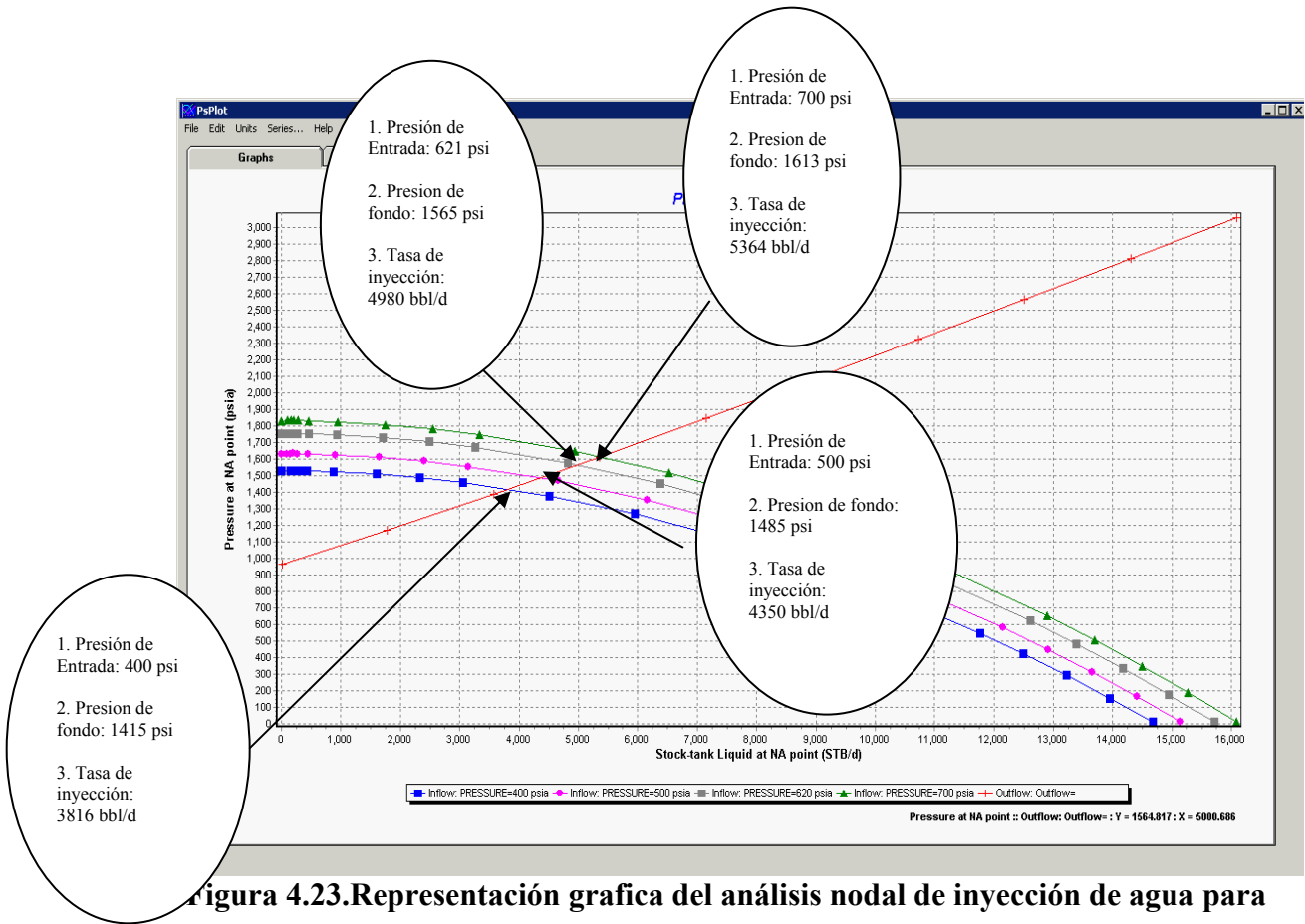


Figura 4.23. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 2-7/8

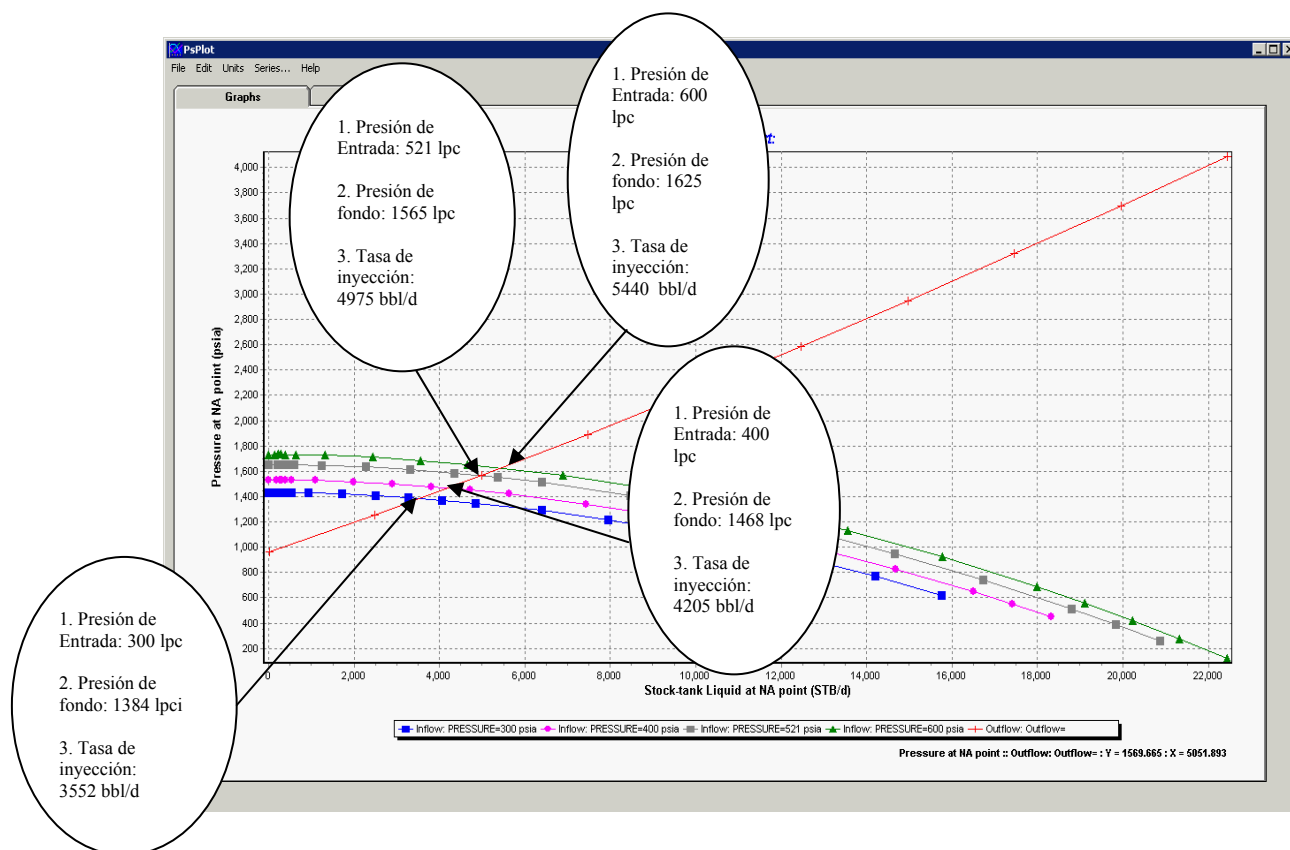


Figura 4.24. Representación grafica del análisis nodal de inyección de agua para una Tubería de 3-1/2

Como se puede observar una vez alcanzado la presión de fractura para cada tubería, los valores de tasas son aproximadamente igual, a diferencia de la presión de descarga de la bomba, en el cual para una tubería de **3-1/2 pulg.** es menor, por lo tanto es la más óptima en cuanto a un mejor aprovechamiento de la vida útil de la bomba. De acuerdo a esto la tasa optima de inyección del pozo RU 3-57 es de **4975 Bbl/d**

En función de esta tasa de inyección y del volumen estimado de disposición de agua se tiene que el tiempo de inyección es de **16 años** aproximadamente.

4.4.9. Sensibilización de tasas y daño en la formación.

Se realizó una sensibilización de tasas y daño en la formación desde una presión mínima de descarga de la bomba a condiciones actuales de producción de agua, hasta una presión máxima de descarga de la bomba a condiciones futuras de producción de agua.

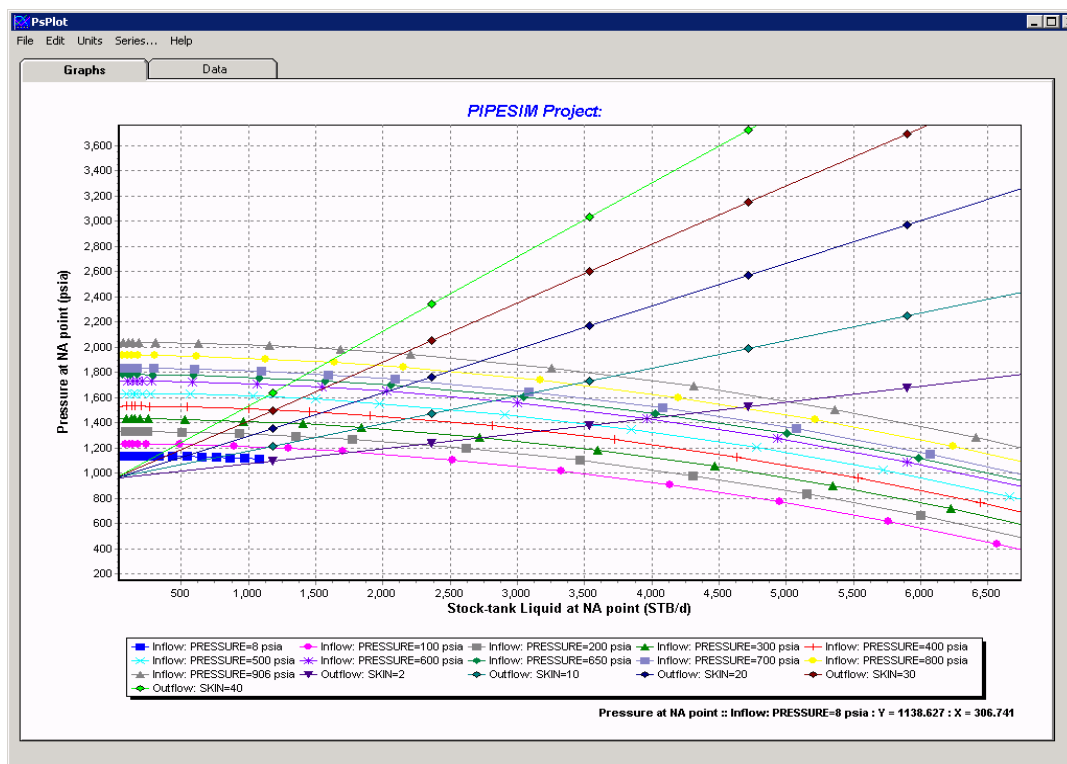


Figura 4.25. Sensibilización de tasas y daño en la formación.

En la **Tabla N° 4.20** se observa los resultados de cada uno de los valores de tasa y de presión de descarga de la bomba a distintos valores de daño en la formación, representado gráficamente en la **Figura (4.25)**.

Tabla 4.20. Valores de tasa y de presión de descarga de la bomba a distintos valores de daño en la formación,

S	Q (BBL/D)	Presión de descarga de la bomba (lpc)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)
2	4975	521	1565
10	2508	500	1504
15	1825	400	1465
20	1309	300	1395
25	663	200	1221
30	584	100	1219
35	345	8	1140
40	306	8	1138

Se observa que a medida que aumenta el daño en la formación la tasa de inyección de agua es menor, debido al aumento de presión por taponamiento y que a su vez aumenta la presión de fondo fluyente.

4.4.10. Variación del Diámetro Interno (ID) de la Línea de Flujo.

En las **Figuras (4.26-4.28)** se observa el comportamiento del perfil de presión de inyección de agua y en las **Tablas (4.21-4.23)** sus respectivos valores de presión a condiciones actuales de producción de este fluido.

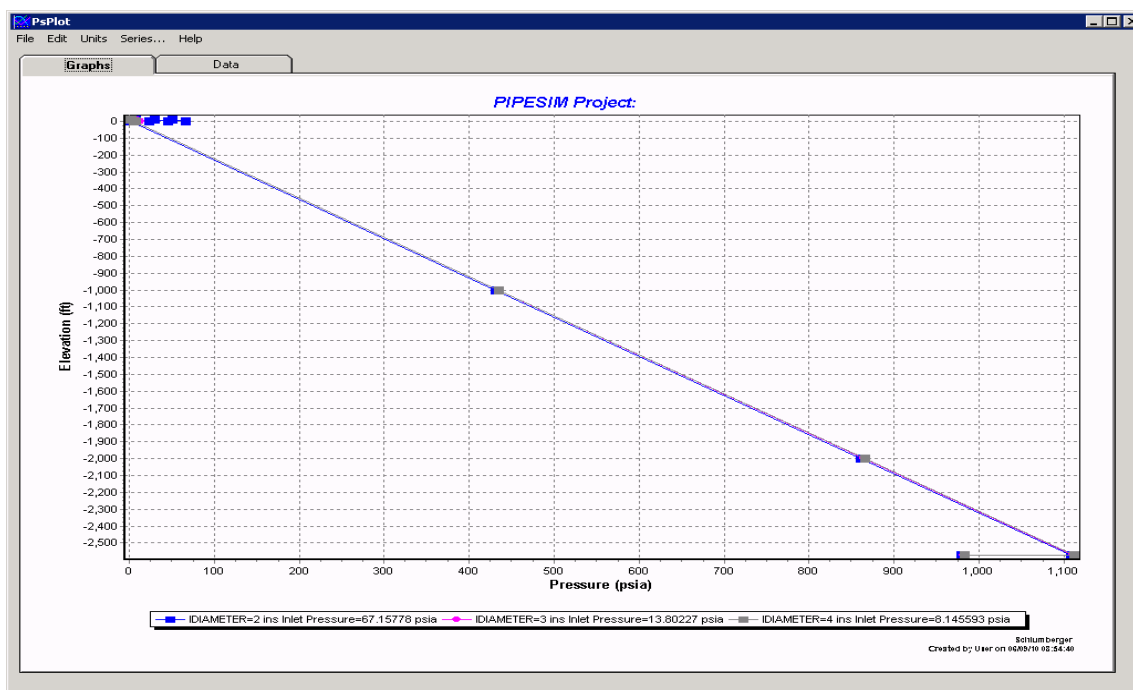


Figura 4.26. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 2-3/8

Tabla 4.21. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-3/8

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg.)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	1128	2	1104	67	1
2	1128	3	1106	13	5
2	1128	4	1114	8	6

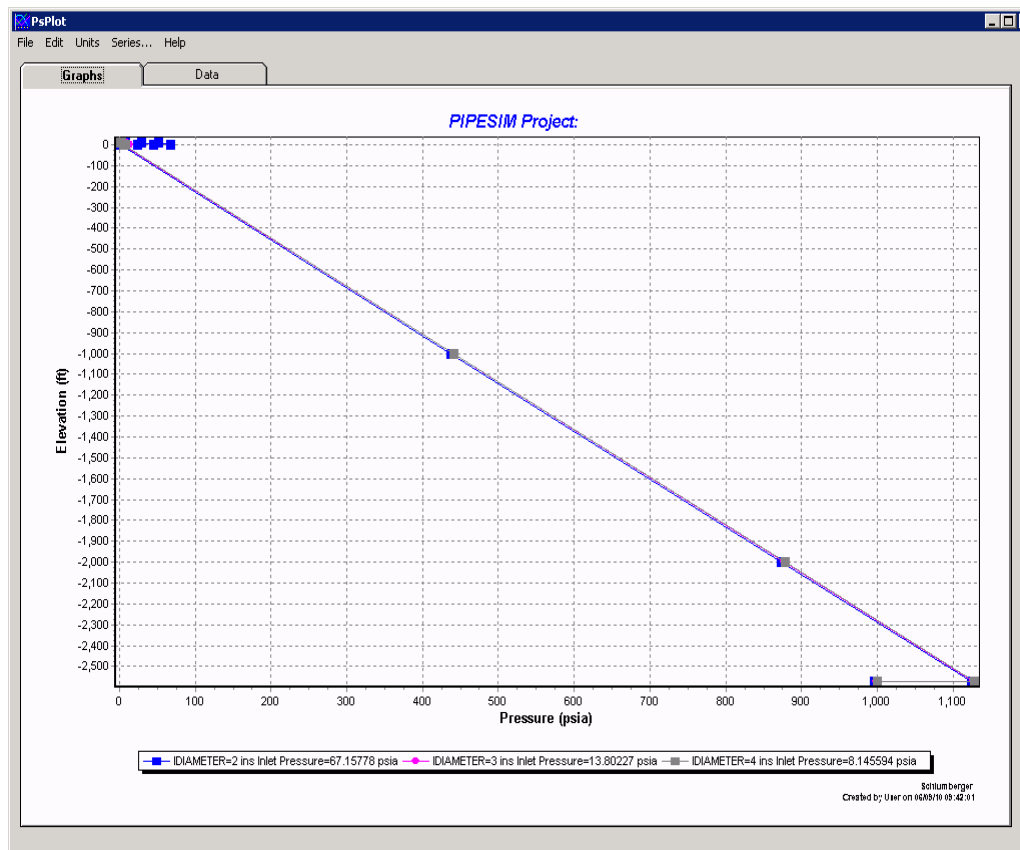


Figura 4.27. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 2-7/8

Tabla 4.22. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-7/8

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	1128	2	1124	67	1
2	1128	3	1126	13	5
2	1128	4	1127	8	6

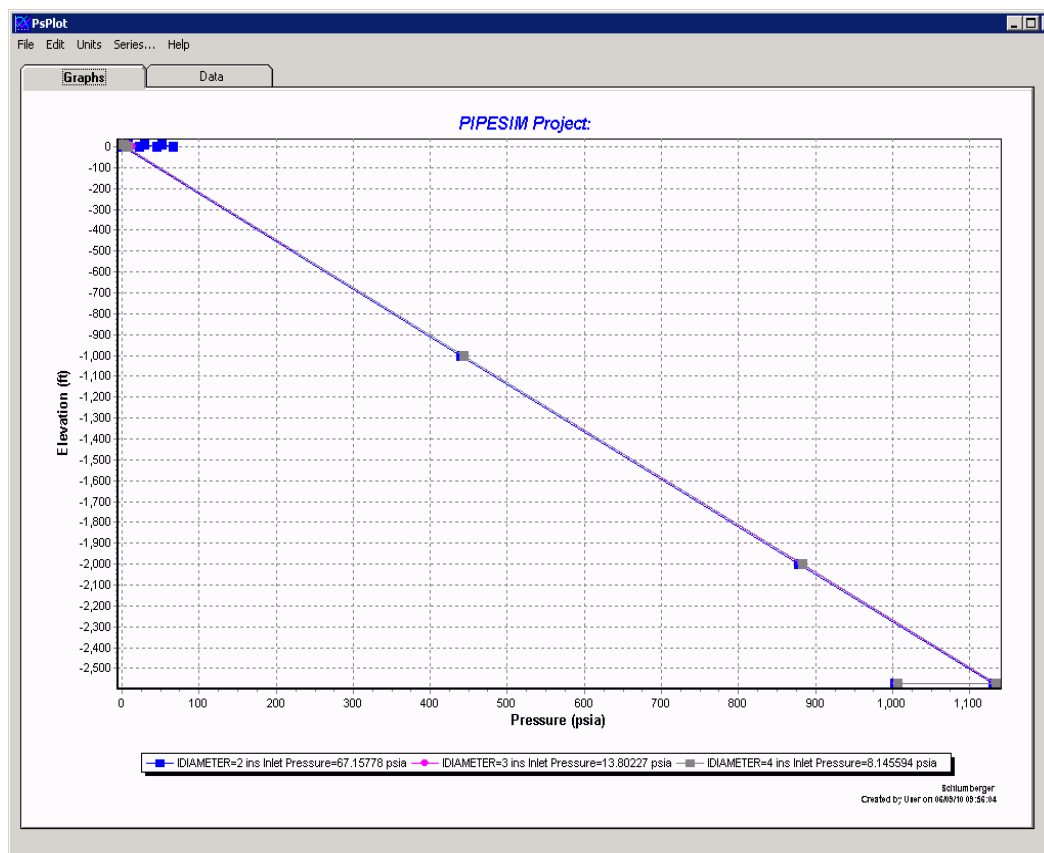


Figura 4.28. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 1128 bbl/d. Tubería 3-1/2

Tabla 4.23. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 3-1/2

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	1128	2	1126	67	1
2	1128	3	1128	13	5
2	1128	4	1130	8	6

En las **Figuras (4.29-4.31)** y en las **Tablas (4.21-4.23)** se observa que a una tasa actual de producción de agua, durante la inyección de este fluido, el comportamiento del perfil de presión es similar para cada tubería, así como sus respectivos valores de presión.

En las **Figuras (4.32-4.34)** se observa el comportamiento del perfil de presión de inyección de agua y en las **Tablas (4.24-4.26)** sus respectivos valores de presión a condiciones futuras de producción de este fluido.

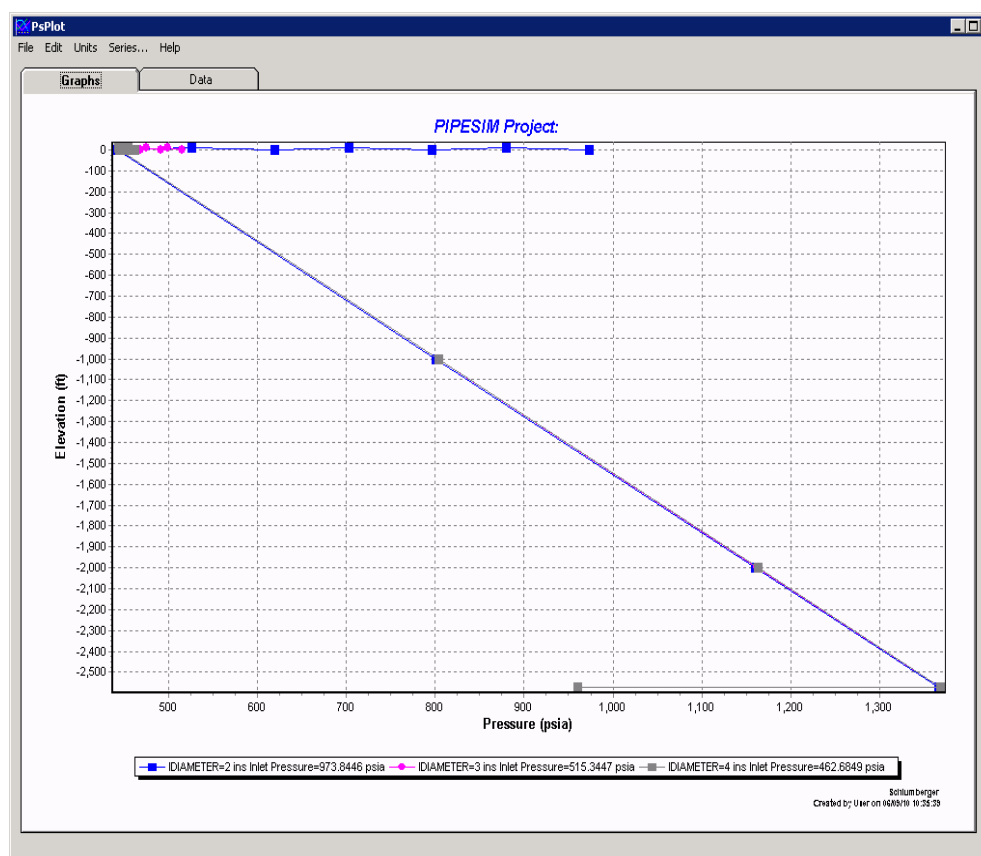


Figura 4.29. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 2-3/8

Tabla 4.24. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-3/8

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg.)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	3432	2	1362	973	443
2	3432	3	1367	515	445
2	3432	4	1368	462	446

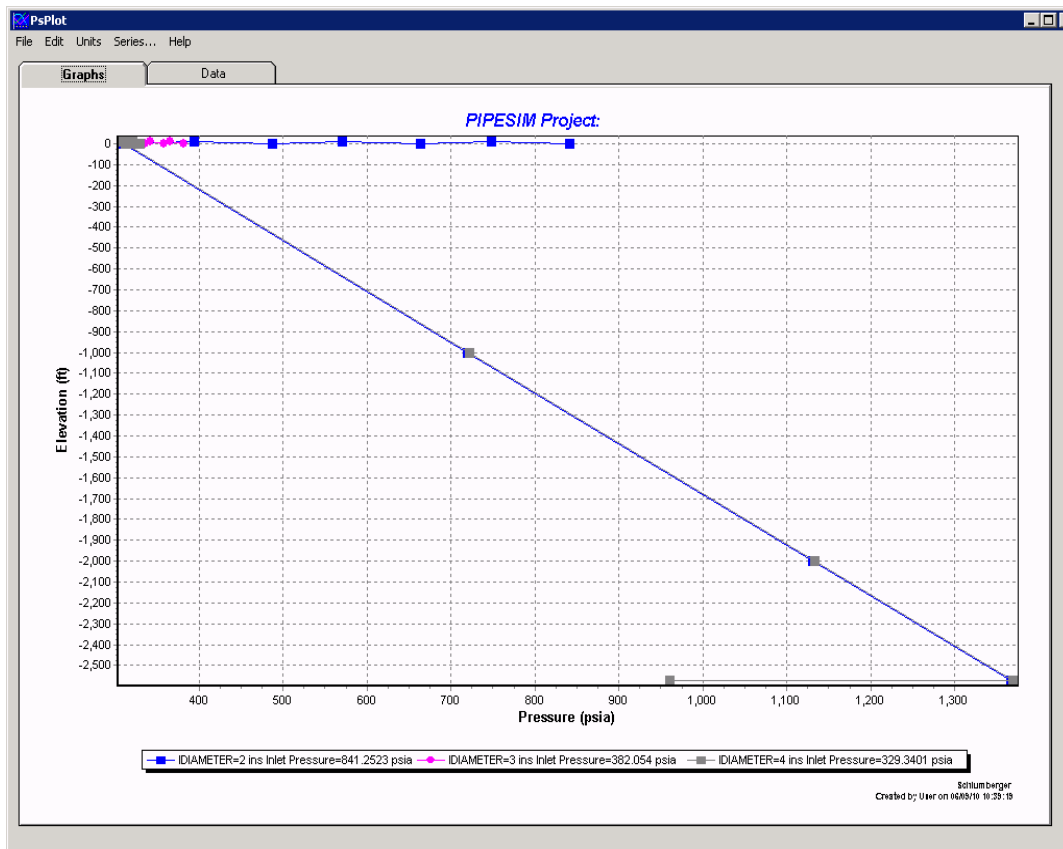


Figura 4.30. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 2-7/8.

Tabla 4.25. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubería 2-7/8.

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg)	Presión de Fondo Fluyente (lpc)	Presión de Descarga (lpc)	Presión de Cabezal (lpc)
2	3432	2	1362	841	310
2	3432	3	1367	382	312
2	3432	4	1368	312	

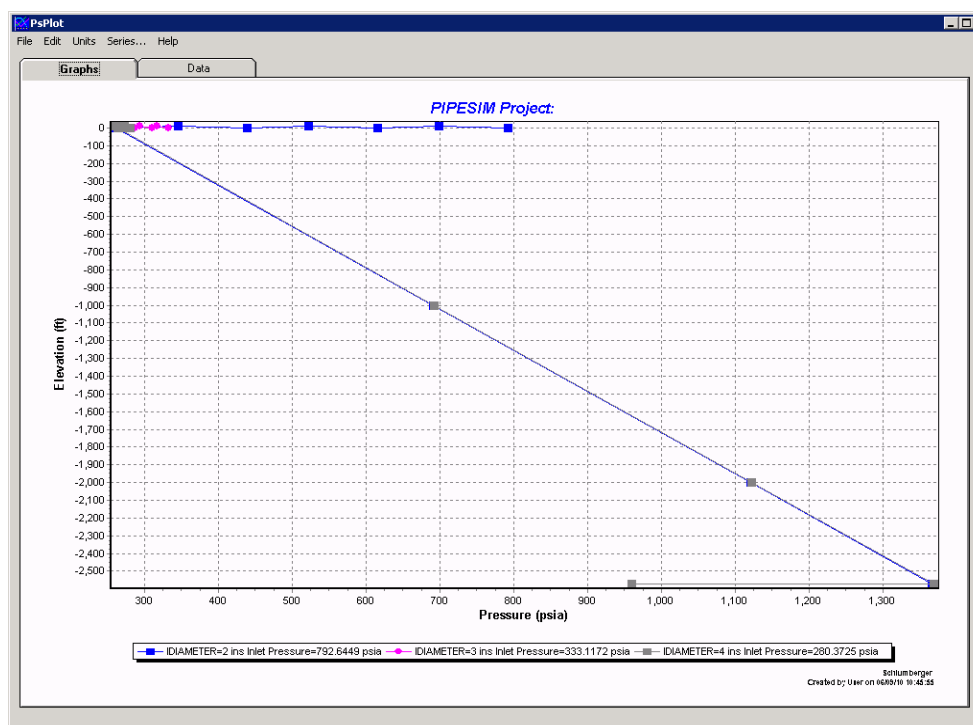


Figura 4.31. Perfil de presión para cada diámetro de línea de flujo a una tasa de inyección de agua de 3432 bbl/d. Tubería 3-1/2.

Tabla 4.26. Valores de Presión a cada diámetro de línea de flujo. Tubing 3-1/2 pulg.

S	Q (BBL/D)	ID Línea de flujo (pulg)	Presión de Fondo Fluyente (psi)	Presión de Descarga (psi)	Presión de Cabezal (psi)
2	3432	2	1363	792	261
2	3432	3	1365	333	263
2	3432	4	1366	280	263

De acuerdo a los valores de presión a condiciones futuras máximas de producción de agua para la inyección de este caudal, sin variar el daño en la formación se tienen distintos valores para la presión de descarga de la bomba, siendo el menor para una tubería de inyección de **3-1/2 pulg.**, y una línea de flujo de diámetro interno de **4 pulg.**, sin embargo los valores de presión de fondo fluyente alcanzados son aproximadamente iguales, por lo que la línea de flujo de **4 pulg.** y la tubería de inyección de **3-1/2 pulg.** son las más óptimas en cuanto al aprovechamiento de la vida útil de la bomba. **De acuerdo a esto se observa en la Figura 4.32 el diagrama final del sistema de inyección de agua en el pozo Ru 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la Arena CS 116-117 LI**

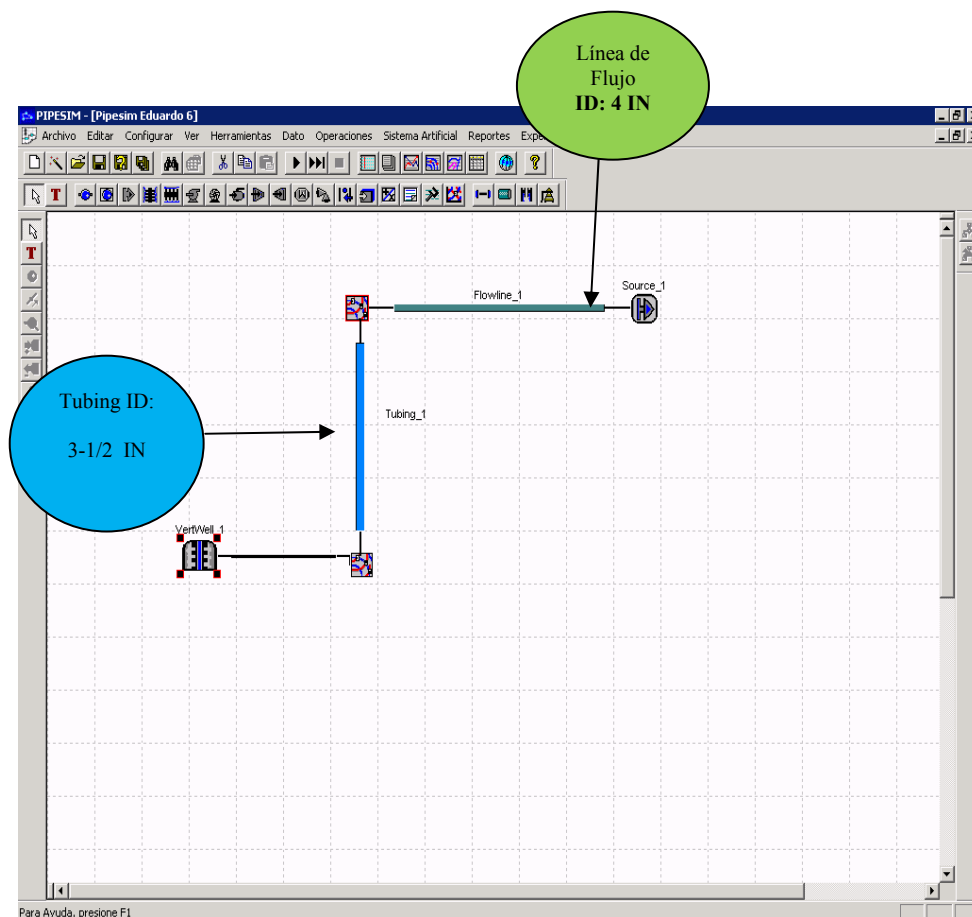


Figura 4.32. Diámetro Interno seleccionado de la línea de flujo y Tubería

4.5. Evaluación económica de la reactivación del pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI.

En las **Tablas (N° 4.27-4.29)** se muestra el costo necesario para la reactivación del pozo **RU 3-57** como inyector de agua para disposición de este fluido en el acuífero perteneciente a la arena **Cs116-117 LI**.

Tabla 4.27. Costos de Reacondicionamiento de Completación del Pozo RU 3-57.

Costos en la aplicación del proyecto. Tubería 2-7/8		
Accesorios	Costos Bs. f	Costos \$
Empacadura Permanente	24,871.2	9,565.84615
3 unidades de sello 40,26	17,569.8	6,757.61538
Localizador 2-3/8 EUE con sellos	27,528.6	10,587.9231
Tubo T flujo 2-3/8 * 5 ft	1,960.8	754.153846
Botella 2-3/8 EUE para 4.7 t/ft*2-7/8 EUE 6.5t/ft caja	2,000	769.230769
Servicio técnico de Operador	3,225	1,240.38462
Tubing 2-7/8	113,682.4	43,724
Servicio de taladro	650,000	2,500.00
TOTAL	840,837.8	323,399.154
Costos en la aplicación del proyecto tubería 3-1/2=10%(Costo tubería 2-7/8)	924,921.58	355,739.069

Tabla 4.28. Costos de Reacondicionamiento a nivel de superficie.

Costos a nivel de superficie		
Accesorios	Costos Bs. f	Costos \$
Línea de Flujo	668,000	256,923.077
Motor Bomba	350,000	134,615,385
Filtro	5,000	1,923.07692
Precipitador	2,600,000	1,000,000
Tratador	3,900,000	1,500,000
Acumulador	2,800,000	1,076,923.
TOTAL	10,323,000	3,970,384.62

Para la mano de obra empleada a nivel de superficie se realizó una estimación de costo a través del Software **SICOS (Sistema de Costos)** que fue un aproximado de **889,472 Bs Flo** que equivale a **342,104.6154 \$**.

En la **Tabla N° 4.29** se tiene el costo total del proyecto como inversión inicial.

Tabla 4.29. Inversión Inicial

COSTOS TOTAL \$	COSTOS TOTAL Bs. F
4,326,123.68	11,247,921.6

En la **Tabla N° 4.30** se observa los costos operacionales principales por año.

Tabla 4.30. Costos operacionales anualmente

VARIABLES DE COSTO	Precio Anual(\$)	Precio Anual Bs F
ACEITE	119.230	310
QUIMICA	70,910	184,368
OPERADOR	13,846	36,000
TOTAL	84,876	220,678

Los ingresos, se observa en la **Tabla N° 4.31**, de acuerdo con la producción estimada en el Campo Ruiz, tomando en cuenta la declinación de los pozos activos en dicho campo.

Tabla 4.31. Producción diaria estimada, ingresos y costos operacionales en cada año.

	POZOS				Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento= 17.43%		
AÑO	RU 1	RU 3-18	RU 3-35	RU 3-36	Producción Promedio (BN/D)	Ingresos (MM\$)	Costos Operacionales (MM\$)
2010	544	37	50	544	1175	9.18	4.67
2011	515,2	34,4	48	508,3	1106	26.28	0,04
2012	456,9	29,3	43,9	437,5	968	23.00	0,04
2013	405,3	25	40,1	376,6	847	20.12	0,04
2014	359,4	21,3	36,6	324,1	741	17.60	0,04
2015	318,8	18,1	33,5	279	649	15.42	0,04
2016	282,7	15,5	30,6	240,1	569	13.52	0,04
2017	250,8	13,2	28	206,7	499	11.86	0,04
2017	0	11,4	0	0	11	0.21	0,04
2018	222,4	0	25,6	177,9	426	10.12	0,04
2019	197,3	0	23,4	153,1	374	8.89	0,04
2020	175	0	21,4	131,8	328	7.79	0,04
2021	155,2	0	19,5	113,4	288	6.84	0,04
2022	137,6	0	17,8	97,6	253	6.01	0,04
2023	122,1	0	16,3	84	222	4.66	0,04
2024	108,3	0	14,9	72,3	196	5.27	0,04
2025	96	0	13,6	62,2	172	4.09	0,04
2026	85,2	0	12,4	53,6	151	3.59	0,04
2026	0	0	11,7	0	12	0.12	0,04
2027	75,5	0	0	46,1	122	2.90	0,04
2028	67	0	0	39,7	107	2.54	0,04
2029	59,4	0	0	34,2	94	2.23	0,04
2030	52,7	0	0	29,4	82	1.95	0,04
2031	46,7	0	0	25,3	72	1.71	0,04
2032	41,5	0	0	21,8	63	1.50	0,04
2033	36,8	0	0	18,5	55	1.31	0,04
2034	32,6	0	0	15,7	48	1.14	0,04
2034	0	0	0	13,8	14	0.25	0,04
2035	28,9	0	0	0	29	0.69	0,04
2036	25,7	0	0	0	26	0.62	0,04
2037	22,7	0	0	0	23	0.55	0,04
2038	20,2	0	0	0	20	0.48	0,04
2039	17,9	0	0	0	18	0.43	0,04

2040	15,9	0	0	0	16	0.38	0,04
2040	14,4	0	0	0	14	0.33	0,04
VPN =49.39 MM \$							

Como se puede observar el periodo neto efectivo (**n**) es igual a **30 años**. Sin embargo el tiempo de inyección de agua en el pozo RU 3-57 es de **16 años** aproximadamente. En función de esto y aplicando la ecuación de **Valor Presente Neto** a una tasa mínima aceptable de rendimiento (**TMAR**) igual a **17.43 %** y a una inversión inicial de **4.67 MMS** como se observa en la **Tabla N° 4.31**, quedaría igual a **49.85 MMS**

En función de lo expuesto anteriormente el **VPN** resulta de sumar los **Flujos Netos Efectivos** descontados en el presente y de restar la inversión inicial. En forma simple representan el beneficio actualizado en términos de su valor equivalente en el momento 0. En síntesis para aceptar un proyecto los beneficios o ganancias deben ser mayores que cero, lo que implica un **VAN o VPN >=0**.

Como se puede observar el VAN es mayor que 0; por ende se cumple la primera condición de aceptación del proyecto.

Para la segunda condición de aceptación del proyecto, se aplica el método de la **Tasa interna de retorno** mediante el cual tiene que ser \geq que la **Tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR)**; de lo contrario el proyecto es rechazado. En la **Tabla N° 4.32** se observa los valores de VPN a una Tasa Mínima Aceptable de rendimiento y a una tasa máxima una vez aplicada la interpolación.

Tabla 4.32. Valores Presentes Netos a distintas Tasas de Interés

VPN (17.43%)	VPN (82.57%)	VPN (100 %)
49.85 MM\$	10.84 MM\$	8.48 MM\$

Se tiene entonces que interpolando el VPN a la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento de 17.43 %, que es 49.85 y un VPN a una Tasa Máxima Aceptable de Rendimiento de 82.57% y calculando la Tasa Interna de Retorno a un VPN=0, (ya que esta tasa es la que iguala los ingresos a los egresos descontados del proyecto) **se tiene que a una Tasa Máxima de Rendimiento incluso a un 100 %, la Tasa Interna de Retorno siempre será mayor que la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento, cumpliéndose de esta manera el segundo criterio de aceptación del proyecto, por lo tanto es rentable.**

CONCLUSIONES

1. La porosidad del Acuífero perteneciente a la arena CS 116-117 LI se cataloga bajo la modalidad de **BUENA (30%)** y por lo tanto cumple con una de las condiciones de disposición de agua en el mismo.
2. La permeabilidad del Acuífero perteneciente a la Arena Cs 116-117 LI es aceptable (**680 md**) para disposición de agua..
3. El factor volumétrico del agua (**Bw**) es igual a **1**, por ello no tiene gas en solución.
4. El volumen de agua que se estima disponer en el Acuífero es de **29, 639,900 BN**.
5. La producción de agua actualmente en el Campo Ruiz es de aproximadamente **1128 bbl/d** y la producción estimada es de aproximadamente **3432 bbl/d**.
6. La presión de fractura del Acuífero es de un valor estimado a través de una correlación de **1665 lpc**.
7. A medida que aumenta la tasa de inyección, la presión de fondo es mayor.
8. La variación del radio de drenaje en el área de inyección, no influye en el comportamiento de la curva de outflow (flujo de fluidos a la salida del nodo).
9. La presión de descarga de la bomba, a condiciones actuales de producción de agua, y para cada diámetro de tubing es de **8 lpc**.
10. La presión de fondo es aproximadamente igual para cada tubing (**2-3/8 pulg.=1111 lpc; 2 7/8 pulg.=1124 lpc; 3-1/2 pulg.=1136 lpc**).

11. El daño máximo alcanzado para cada tubería es el mismo ($S=37$); sin embargo se requiere menor presión de descarga de la bomba en la tubería de **3-1/2 pulg.** con **69 lpc.**
12. A una producción futura de agua, se tiene que la presión de descarga de la bomba es menor para un tubing de **3-1/2pulg.** con **280lpc.**
13. A una misma condición de daño($S=2$), a una futura producción de agua en el campo Ruíz, se requiere menor presión de descarga en la tubería de **3-1/2 pulg.** con **280 lpc.**
14. La tasa óptima de inyección de agua es de **4975 bbl/d** con un tubing de **3-1/2 pulg.**
15. El tiempo de inyección de agua estimado es de **16 años.**
16. A condiciones futuras de producción de agua, la presión de descarga de la bomba es menor para una tubería de **4 pulg.** con un tubing de **3-1/2 pulg.** (**Presión de descarga:280 psi**).
17. La línea de flujo seleccionado fue la de **4 pulg.**, y el tubing seleccionado fue de **3-1/2 pulg.**
18. El Valor Presente Neto es de **49.86 MMS\$**; mediante el cual se cumplió la primera condición de aceptación del proyecto.
19. La Tasa interna de retorno siempre será mayor que la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento, cumpliéndose de esta manera la segunda condición de aceptación del proyecto.

20. Bajo la evaluación de métodos empíricos el proyecto de “Optimización del Pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la Arena Cs 116-117 LI es RENTABLE”

RECOMENDACIONES

1. En primer lugar se requiere el estudio más profundo del mapa Isopaco-Estructural del Acuífero perteneciente a la Arena Cs116-117 LI, ya que no se observa un límite de roca (sello lutítico), ni un límite estructural en dirección Norte; además es necesario otro estudio después del límite arbitrario establecido, para obtener información de mayor confiabilidad en cuanto a las Propiedades de la Roca y del Fluido.
2. Se requiere realizar una corrida de registros sínicos, para determinar una presión de fractura mucho más confiable que la obtenida en este estudio, que fue a través de una correlación. De igual manera un registro de porosidad como FDC (Densidad-Neutrón), el registro sínico mencionado anteriormente, ó Registro Microlog en la zona del acuífero, ya que la porosidad obtenida fue a través de una correlación del comportamiento de Porosidad en función de Resistividad de pozos localizados en otras acumulaciones pertenecientes a la misma arena en el que se encuentra el acuífero estudiado.
3. Ofrecer la propuesta de este proyecto ante el Ministerio de Energía y Petróleo, para su pronta aplicación, debido a la importancia que tiene el mismo en lo que respecta al manejo del agua producida en el campo Ruiz, reinyectandola en el acuífero estudiado.
4. Una vez ejecutado el proyecto, realizar el tratamiento necesario al agua producida, y estudiar la compatibilidad de esta con el agua del acuífero, para evitar un

aumento progresivo del daño a la formación, y evitar alcanzar rápidamente la presión de fractura y además aligerar la presión de descarga de la bomba, optimizando el aprovechamiento de la vida útil de la misma, así como de las Líneas de Flujo y Tubería.

5. Ejecutar los procesos operacionales con vigencia, de tal manera que se monitoree correctamente las presiones en el cabezal y en la descarga de la bomba, comparando las mismas con el perfil de presión obtenido en este estudio, con el objetivo de no alcanzar la presión de fractura del acuífero.

6. Realizar a cada cierto tiempo estudios de simulación con los datos de Campo, para observar el perfil de presión, y estimar el valor de presión de fondo fluyente, para tomar las precauciones necesarias en cuanto a la tasa de inyección de agua, de tal manera que esta presión de fondo fluyente no alcance la presión de fractura.

7. Aplicar la metodología de este estudio en otros campos de la cuadrícula que conforma la empresa mixta PETROGUARICO, para prevenir el problema del volumen de agua que existe en la estación de Tamanaco, aumentando el tiempo de inyección de los pozos que están completados en los yacimientos depletados, que es donde actualmente son tomados como medio de disposición de agua.

8. Antes de aplicar las recomendaciones mencionadas anteriormente, es necesario evaluar económicamente cada estudio, en el que se pueda verificar si son rentables o no realizarlas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Hernández D., **“Reinterpretación del Modelo Geológico de las Arenas P3, R2L, R4U, S3, U5, U6 del Campo Budare, Mediante la Incorporación de los Resultados Obtenidos del Programa de Perforación de Pozos”**. Tesis de grado, Escuela de Ciencias de la Tierra, Ciudad Bolívar (2000).
2. Schlumberger, **“Evaluación de Pozos”**, WEC Venezuela (1997).
3. PDVSA, **“Proyecto Budare-Elotes. Informe sobre Reservas de Petróleo y Gas”**, Editorial Aguasuelos, Puerto la Cruz (1998).
4. Schlumberger, **“Evaluación de Formaciones en Venezuela”**, Venezuela (1980).
5. Fernández E, **“Fuentes Propias”** (2011)
6. Mata S, **“Disposición de Agua en el yacimiento S-6b-418 en el campo Ipire, Municipio Santa María, Edo Guárico”** (2009).
7. Inoue N, **“Evaluación Técnica de los Pozos RU 3-16; RU 3-33; RU 3-57 en el campo Ruiz, Distrito Infante Edo Guárico”** (2008)
8. Paredes, M **“Análisis de la factibilidad de diseñar un sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural en el yacimiento S 1,2 GUE 9 del campo Güere, distrito San Tome, estado Anzoátegui”** (2009)
9. CustodioE, **“Hidrología Subterránea”** Ediciones Omega S.A.Barcelona, España. 1976.

10. Escobar F, **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”** Editorial Universidad Surcolombiana (2005).
11. Sotelo G, **“Hidráulica General”** ISBN 978-968-18-0503-6 (1999). Publicación disponible en:
http://es.wikipedia.org/wiki/Ecuaci%C3%B3n_de_Darcy-Weisbach#Referencias.
12. Maggiolo R, **“Análisis Nodal y Multifásico”** Programa de Adiestramiento.(2005).
13. Universidad Nacional Autónoma de México. **“Geopresiones: Formación (o de poro) y fractura”** Diciembre de 2007. Publicación Disponible en:
www.atlahua.com/contenido/geopresiones.ppt.
14. Lizardo, H. **“Interpretación de Perfiles viejos”**Febrero, Primera Edición. (2005).
15. La Comunidad Petrolera.**“Propiedades de la Roca Yacimiento”**. Curso en Línea. Publicación disponible en:
www.lacomunidadpetrolera.com/.../correlaciones-para-el-calculo-de-la-porosidad.
16. Castillo, J. **“Daños de Formación por migración de finos”**.INT, 02670, 93,1993.Intevep S.A. Los Teques.
17. CIED, **“Optimización de Producción”** Marzo, Primera Edición. (1990).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	OPTIMIZACIÓN DEL POZO RU 3- 57 COMO INYECTOR DE AGUA PARA DISPOSICIÓN DE ESTE FLUIDO EN LA ARENA CS 116-117 LI UBICADO EN EL CAMPO RUIZ DISTRITO INFANTE-EDO GUÁRICO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Eduardo A., Fernández L.	CVLAC: E MAIL: edu.escorp.gol@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

OPTIMIZACIÓN

POZO INYECTOR

CAMPO RUIZ

ARENA

SENSIBILIZACIÓN

PRESIÓN DE DESCARGA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

El objetivo general de este estudio es optimizar el pozo RU 3-57 como inyector de agua para disposición de este fluido en la arena CS 116-117 LI, en un Acuífero perteneciente a dicha arena. Se procedió a la revisión bibliográfica lo cual permitió ampliar los conocimientos acerca de pozos inyectores en arenas de agua. Posteriormente se calcularon las propiedades de las rocas y del fluido tales como: porosidad (ϕ), permeabilidad (K), factor volumétrico del agua (Bw), viscosidad (μ_w), la solubilidad del gas en el agua (Rsw). La porosidad se catalogó bajo la modalidad de “BUENA” cumpliendo con uno de los parámetros de disposición de agua en una formación, al igual que la Permeabilidad que mínimo se requiere de **400 md** y para este caso fue de **680 md**. Luego se procedió a estimar el volumen de agua que se puede disponer en la arena CS 116-117 LI, a través del software Autocad 2005 y aplicando la ecuación del método volumétrico. Para determinar la presión de fondo fluyente y la presión de descarga de la bomba, se tomó en cuenta las curvas de declinación de producción, a través del programa de monitoreo OFM (OIL FIELD MANAGER). Se evaluó económicamente el proyecto a través de métodos empíricos, como lo fueron: el Valor Presente Neto (VPN) que dio mayor que 0 y la Tasa Interna de Retorno (TIR) que fue mayor que la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR) por lo tanto la aplicación de este estudio es **RENTABLE**.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
ULACIO, IVÓN	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	12.337.648			
	E_MAIL	ivonulacio@gmail.com			
	E_MAIL				
RODRÍGUEZ, JOSE	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.275.225			
	E_MAIL	jrodriguez@anz.udo.edu.ve			
	E_MAIL				
VELÁSQUEZ, CARMEN	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	9.977.235			
	E_MAIL	velasquezci@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	02	01
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Optimización del Pozo RU 3- 57 como Inyector de Agua para Disposición de este Fluido en la Arena CS 116-117 LI ubicado en el Campo Ruiz Distrito Infante-Edo Guárico.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P
Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Eduardo A. Fernández L.

TUTOR

Prof. Ivón Ulacio

JURADO

Prof. José Rodríguez

JURADO

Prof. Carmen Velásquez

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño