

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR
INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE EN UN YACIMIENTO DE
CRUDOS PESADOS DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

MAIQUIZA PALATE KLEVER ORLANDO

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc

Quito, Febrero del 2008

DECLARACIÓN

Yo, Maiquiza Palate Klever Orlando, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Klever Maiquiza

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Klever Orlando Maiquiza Palate, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, Msc
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

A la persona que ha sido mi apoyo incondicional, fuente de sabiduría y consejos, quien ha sacrificado hasta sus sueños para ayudarme a cumplir los míos y a quien admiro y respeto profundamente,

Mi Padre
Klever Maiquiza

ÍNDICE

CAPITULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS	1
1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO SEGÚN EL GRADO °API	1
1.1.1 RESERVAS DE CRUDOS PESADOS EN EL PAÍS.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO	2
1.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	3
1.3 GEOLOGÍA.....	3
1.3.1 ESTRUCTURAL.....	3
1.3.2 LITOLOGÍA.....	5
1.3.2.1 Formación Napo.....	5
1.3.2.1.1 Arenisca U	5
1.3.2.1.2 Arenisca T	5
1.3.2.2 Formación Hollín	5
1.3.2.2.1 Arenisca Hollín Superior.....	5
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS	6
1.4.1 POROSIDAD	6
1.4.1.1 Clasificación de la Porosidad	6
1.4.2 PERMEABILIDAD	7
1.4.2.1 Permeabilidad absoluta.....	7
1.4.2.2 Permeabilidad efectiva	7
1.4.2.3 Permeabilidad relativa.....	7
1.4.3 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	10
1.4.4 VISCOSIDAD.....	10
1.4.5 DENSIDAD.....	11
1.4.6 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO.....	11
1.4.7 SOLUBILIDAD DEL GAS	11
1.4.8 PRESIÓN DE BURBUJA.....	11
1.4.9 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	12
1.4.10 SATURACIÓN.....	12
1.4.11 TENSIÓN SUPERFICIAL Y TENCIÓN INTERFACIAL	13
1.4.12 HUMECTABILIDAD	14
1.4.13 PRESIÓN CAPILAR	14
1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	16
1.6 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU POES.	17
1.6.1 FACTOR DE RECOBRO.....	17
1.6.2 RESERVAS ORIGINALES Y REMANENTES	17
CAPITULO II	18
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE	18
2.1 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE.	18
2.1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN.....	18
2.1.2 CÁLCULO DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.....	20
2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS	21
2.2.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO.....	21
2.2.2 VISCOSIDAD DEL AGUA.....	22
2.2.3 TEMPERATURA DE EBULLICIÓN DEL AGUA	22
2.2.4 CALOR ESPECÍFICO.....	22
2.2.4.1 Calor específico del petróleo:	24
2.2.4.2 Calor específico del agua.....	24
2.2.4.3 Calor específico de la roca.....	24
2.2.5 CAPACIDAD CALORÍFICA DE LAS ROCAS SATURADAS.....	24
2.2.6 DENSIDAD.....	25
2.2.6.1 Densidad del petróleo.....	25
2.2.6.2 Densidad del agua	25
2.2.7 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA (Kh)	25

2.2.7.1	Conductividad térmica de los líquidos.....	26
2.2.7.2	Conductividad térmica del petróleo.....	26
2.2.7.3	Conductividad térmica de las rocas.....	26
2.3	CALENTAMIENTO DE LA FORMACIÓN.....	27
2.3.1	MECANISMOS DE TRANSFERENCIAS DE CALOR.....	27
2.3.1.1	Conducción.....	27
2.3.1.2	Radiación.....	27
2.3.1.3	Convección.....	28
2.3.2	DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO.....	28
2.3.2.1	Modelo de Lauwerier.....	28
2.4	PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO.....	30
2.5	FACTORES DE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA.....	34
2.5.1	HUMECTABILIDAD.....	34
2.5.2	PRESIÓN CAPILAR.....	34
2.5.3	PERMEABILIDAD RELATIVA.....	35
2.5.4	VISCOSIDAD.....	35
2.5.5	MOVILIDAD DEL PETRÓLEO.....	35
2.5.6	HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.....	35
2.6	ESTIMACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO.....	36
2.6.1	TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO.....	36
2.6.1.1	Ecuación de flujo fraccional.....	36
2.6.1.2	Efecto de las variables del reservorio sobre la eficiencia de desplazamiento.....	38
2.6.1.2.1	Efecto de Humectabilidad.....	38
2.6.1.2.2	Efecto del grado buzamiento de la formación y de la dirección del desplazamiento.....	39
2.6.1.2.3	Efecto de la presión capilar.....	39
2.6.1.2.4	Efecto de las movilidades de petróleo y de agua.....	39
2.6.1.3	Ecuación de avance frontal.....	40
2.6.1.4	Distribución de la saturación de agua.....	41
2.6.1.4.1	Antes de la ruptura.....	41
2.6.1.4.2	Después de la ruptura.....	42
2.7	MODELOS DE INYECCIÓN.....	43
2.7.1	MODELOS DE INYECCIÓN IRREGULAR.....	44
2.7.1.1	Modelos de inyección perimetral.....	45
2.7.1.2	Modelos de inyección en la cresta o basa de una estructura.....	45
2.7.2	MODELO DE INYECCIÓN REGULAR.....	45
2.7.2.1	Modelos geométricos en línea recta.....	45
2.7.2.1.1	Línea directa.....	45
2.7.2.1.2	Lineal escalonado.....	46
2.7.2.2	Modelos geométricos en redondo o periféricos.....	47
2.7.2.2.1	Modelo de cinco pozos.....	47
2.7.2.2.3	Modelo de nueve pozos.....	48
2.8	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA.....	50
2.8.1	EFICIENCIA AREAL DE BARRIDO E_A	50
2.8.1.2	Eficiencia de barrido areal en la ruptura.....	50
2.8.1.3	Eficiencia de barrido areal después de la ruptura.....	50
2.8.2	EFICIENCIA VERTICAL DE BARRIDO E_V	51
2.8.3	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO E_D	51
2.8.4	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VOLUMÉTRICA E_S	51
2.9	ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO.....	52
2.9.1	ETAPA INICIAL.....	52
2.9.2	FASE SUBORDINADA.....	53
CAPITULO III.....		54
APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO		54
3.1	CONTINUIDAD DE LAS ARENAS.....	54
3.2	PRESIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO.....	56
3.4	MODELO DE INYECCIÓN.....	58
3.5	ESTUDIO DE HOMOGENEIDAD DEL MODELO DE INYECCIÓN.....	60
3.6	SATURACIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO.....	61
3.7	DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO.....	62

3.8 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA.....	66
3.9 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.....	66
3.9.1 PROCEDIMIENTO.....	67
3.9.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA.....	71
3.9.2.1 FASE INICIAL.....	71
3.9.2.2 FASE SUBORDINADA.....	73
CAPITULO IV	83
ANALISIS TECNICO ECONÓMICO.....	83
4.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	83
4.1.1 FLUJO DE CAJA.....	83
4.1.2 EL VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	83
4.1.3 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR).....	84
4.1.4 COSTO/BENEFICIO (B/C).....	85
4.1.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI).....	85
4.2 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO.....	85
4.2.1 INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	85
4.2.2 REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR.....	85
4.2.3 REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR.....	86
4.3 INGRESOS DEL PROYECTO.....	86
4.3.1 TASA DE DESCUENTO.....	88
4.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	88
4.4.1 COSTOS DE OPERACIÓN.....	88
4.4.2 COSTOS DE DEPRECIACIÓN.....	88
4.5 DETERMINACIÓN DEL VAN, TIR, B/C, PPI.....	89
CAPITULO V	92
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92
5.1 CONCLUSIONES.....	92
5.2 RECOMENDACIONES.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA.....	96
ANEXOS	99
MAPAS.....	130

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Para finalizar se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo del presente estudio.</i>	X
<i>Tabla 1.1: Clasificación Del Crudo Según ARPEL</i>	1
<i>Tabla 1.2: Porosidad y Permeabilidad Promedias de los Yacimientos</i>	8
<i>Tabla 1.3: Permeabilidad Relativa Vs Saturación de Agua del pozo Yuca 17 de la Arena U.</i>	9
<i>Tabla 1.4: Permeabilidad Relativa Vs Saturación de Agua del pozo Yuca 13 de la Arena T.</i>	10
<i>Tabla 1.5: Propiedades de los Fluidos</i>	12
<i>Tabla 1.6. Saturación Inicial de Agua</i>	13
<i>Tabla 1.7 Presión Capilar Vs Saturación del agua del pozo Yuca 17</i>	15
<i>Tabla 1.8 Presión Capilar Vs Saturación del agua del pozo Yuca 17</i>	15
<i>Tabla 1.9. Reservas Originales y Remanentes del Campo Yuca</i>	17
<i>Tabla 2.1. Efectos de la Humectabilidad en la Saturación</i>	34
<i>Tabla 3.1 Condiciones Actuales de los Pozos Seleccionados</i>	59
<i>Tabla 3.2: Distancia entre Pozos del Área de Estudio</i>	59
<i>Tabla 3.3 Homogeneidad del Yacimiento</i>	60
<i>Tabla 3.4 Porosidad, Espesor y Área del Modelo de Inyección</i>	61
<i>Tabla 3.5 Saturación de Agua Inicial</i>	61
<i>Tabla 3.6 Condiciones del Fluido de Inyección</i>	63
<i>Tabla 3.7: Propiedades Termodinámicas de la arena U</i>	64
<i>Tabla 3.8: Distribución de la Temperatura en el Yacimiento</i>	66
<i>Tabla 3.9: Variación de la Viscosidad con la Temperatura</i>	66
<i>Tabla 3.10: Datos para la construcción de las curvas fw vs Sw y (dfw/dSw) vs Sw por inyección de agua caliente</i>	67
<i>Tabla 3.11: Datos para la construcción de las curvas fw vs Sw y (dfw/dSw) vs Sw por inyección convencional de agua.</i>	68
<i>Tabla 3.12: Relación de Movilidades</i>	70
<i>Tabla 3.13: Eficiencia de Desplazamiento al Momento de la Ruptura</i>	71
<i>Tabla 3.14: Producción de Agua y Petróleo Antes de la Ruptura.</i>	73
<i>Tabla 3.15: Incrementos de Petróleo y Agua Recuperado de la Zona Virgen por inyección de agua caliente.</i>	74
<i>Tabla 3.16 Incrementos de Petróleo y Agua Recuperado de la Zona Virgen por inyección convencional de agua</i>	75
<i>Tabla 3.17: Incrementos de Volumen poroso Nuevamente Invasado por Inyección de Agua Caliente.</i>	75
<i>Tabla 3.18: Incrementos de Volumen poroso Nuevamente Invasado por Inyección Convencional de Agua</i>	76
<i>Tabla 3.19 dfw/dSw y fw para la Inyección de Agua Caliente</i>	77
<i>Tabla 3.20 dfw/dSw y fw para la Inyección Convencional de Agua</i>	77
<i>Tabla 3.21, Producciones de Petróleo y Agua de la Zona Invasada por Inyección de Agua Caliente</i>	78
<i>Tabla 3.22; Producciones de Petróleo y Agua de la Zona Invasada por Inyección Convencional de Agua</i>	79
<i>Tabla 3.23: Producción de Petróleo Vs Tiempo y Volumen de Agua Caliente Inyectado</i>	80
<i>Tabla 3.24: Producción de Petróleo Vs Tiempo y Volumen de Agua Inyectado</i>	80
<i>Tabla 4.1: Costos de Facilidades de Superficie</i>	86
<i>Tabla 4.2: Costos de Reacondicionamiento de un Pozo para ser Reinyector</i>	86
<i>Tabla 4.3 Precio del Crudo Napo</i>	87
<i>Tabla 4.4: Ingresos del Proyecto</i>	87
<i>Tabla 4.5: Costos de Producción por Barril de Petróleo</i>	88
<i>Tabla 4.6. Costos de Producción del Proyecto</i>	89
<i>Tabla 4.7 Cálculo de Flujo Netos de Fondos</i>	90
<i>Tabla 4.8: Análisis Económico del Proyecto</i>	90
<i>Tabla 5.1 Producciones Hasta el Punto de Ruptura</i>	94
<i>Tabla 5.2, Rentabilidad del Proyecto</i>	94

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.1: Ubicación del Campo Yuca</i> -----	4
<i>Figura 1.2: Curva de Permeabilidades Relativas del Pozo YUC-17, Arena U inferior.</i> -----	8
<i>Figura 1.3: Curva de Permeabilidades Relativas del Pozo YUC-13, Arena T.</i> -----	9
<i>Figura 1.4: Curva de Presión Capilar del Pozo YUC-17, Arena U inferior.</i> -----	15
<i>Figura 1.5: Curva de Presión Capilar del Pozo YUC-17, Arena U inferior</i> -----	16
<i>Figura. 2.1: Contribuciones Relativas de los Mecanismos a la Eficiencia de Desplazamiento del Petróleo por Agua Caliente</i> -----	19
<i>Figura. 2.2: Correlación generalizada de viscosidad - temperatura</i> -----	23
<i>Fig. 2.3: Comparación de las Curvas de Flujo Fraccional para Yacimientos Humectados al Petróleo y Humectados al Agua.</i> -----	38
<i>Fig. 2.4: Efecto del Ángulo de Inclinación en el Flujo Fraccional</i> -----	39
<i>Figura 2.5. Efecto de la Viscosidad del Petróleo en la Curva de Flujo Fraccional</i> -----	40
<i>Figura 2.6: Pendiente de la Curva de Flujo Fraccional</i> -----	42
<i>Figura 2.7: Saturación Promedia de Agua Luego de la Ruptura.</i> -----	43
<i>Figura 2.8: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Línea Recta</i> -----	46
<i>Figura 2.9: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Línea Escalonado</i> -----	47
<i>Figura 2.10: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Cinco Pozos.</i> -----	47
<i>Figura 2.11: Disposición de un Modelo de Siete Pozos Normal</i> -----	48
<i>Figura 2.12: Disposición de un modelo de Siete Pozos Invertidos</i> -----	48
<i>Figura 2.13: Disposición de un Modelo de Nueve Pozos Normal</i> -----	49
<i>Figura 2.14: Disposición de un modelo de nueve pozos invertidos.</i> -----	49
<i>Figura 3.1: Mapa Isópaco de la Arena “U inferior” del Campo Yuca.</i> -----	55
<i>Figura 3.2: Mapa Isópaco de la Arena “U superior” del Campo Yuca.</i> -----	55
<i>Figura 3.3: Mapa Estructural a la Base de la Arena U del Campo Yuca.</i> -----	56
<i>Figura 3.4 Modelo de Inyección Seleccionada Para el Proyecto.</i> -----	57
<i>Figura 3.5: Curvas de Flujo Fraccional Vs Saturación de agua</i> -----	68
<i>Figura 3.6: Curva de flujo fw vs Sw para la Inyección de Agua Caliente.</i> -----	69
<i>Figura 3.7 Curvas de kr vs Sw de la Arena U del Campo Yuca.</i> -----	70
<i>Figura 3.8 Derivada de la Curva de Flujo Fraccional Vs Saturación de Agua</i> -----	76
<i>Figura 3.9: Comportamiento de la Producción de Petróleo</i> -----	81
<i>Figura 3.10: Comportamiento de la Producción de Agua.</i> -----	81
<i>Figura 3.11: Volumen de Agua Inyectada</i> -----	82
<i>Figura 4.1: Valor Actual Neto del Proyecto</i> -----	91

RESUMEN

En el proyecto de titulación con tema **“ESTUDIO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE EN UN YACIMIENTO DE CRUDOS PESADOS DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO”** se han analizado diferentes aspectos del área de reservorios, así:

Se inicia con la clasificación del crudo considerando el grado API, estimación de reservas en el país, ubicación del Campo Yuca y sus características litológicas y estratigráficas generales, la caracterización de reservorios considerando las propiedades de los fluidos obtenidos por medio de análisis PVT y las propiedades de la roca con datos de núcleos, además se describe los mecanismos de producción del Campo y se cuantifica las reservas originales y remanentes.

Se presenta el método de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente, además se incluyen las propiedades térmicas de las rocas y de los fluidos los cuales se requieren para determinar el calentamiento de la formación. Posteriormente se expone conceptos básicos sobre el desplazamiento del petróleo por el agua y los diferentes modelos de inyección.

Se realiza la selección de un modelo de inyección luego de realizar un análisis de las presiones actuales del yacimiento, continuidad de los cuerpos arenosos e historiales de los pozos. Finalmente se cuantifica el petróleo que podría producirse con la inyección de agua caliente y con la inyección convencional de agua.

En el análisis técnico-económico se utilizan los métodos de evaluación de proyectos más comunes y aplicables al proyecto.

Para finalizar se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo del presente estudio.

PRESENTACIÓN

La idea de desarrollar este trabajo de investigación surge de la voluntad de aportar con ideas en el área de la recuperación de crudos pesados mediante la inyección de agua caliente, considerando que los crudos pesados constituyen un gran potencial dentro de los recursos hidrocarburíferos del país.

Las ideas y recomendaciones que se generan de este trabajo son consecuencia de la recolección, clasificación y análisis de la información obtenida.

Además Petroproducción tiene como misión mantener una adecuada relación reservas-producción para garantizar al país la producción de hidrocarburos a largo plazo y al menor costo, minimizando el impacto al ecosistema; es por ello que es la principal interesada en realizar estudios que permitan incrementar las reservas probadas por este motivo el presente proyecto está orientado a la recuperación de crudos pesados mediante un método térmico.

Conociendo que en los campos de Petroproducción se precisó un total de 1500 millones de barriles de reservas remanentes y reservas probadas aún no explotadas de crudo pesado que varía entre 10^o y 20^o API.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS

1.1 CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO SEGÚN EL GRADO °API

La clasificación de reservas en el país se lo realiza de acuerdo a la definición realizada por ARPEL la misma que considera el ° API, la clasificación realizada por ARPEL es la que más se asemeja a la realidad del crudo Ecuatoriano.

Tabla 1.1: Clasificación Del Crudo Según ARPEL

Petróleo	° API
Livianos	Mayores de 30
Medianos	20 - 30
Pesados	10 - 20
Extra-Pesados	Menores de 10

Fuente: DNH.

Elaborado por: Klever Maiquiza

1.1.1 RESERVAS DE CRUDOS PESADOS EN EL PAÍS.

Actualmente el país esta experimentando decrecimientos en cuanto a la producción de crudos livianos y medianos; razón por la cual, hay la tendencia a los estudios sobre métodos de recuperación mejorada de crudos pesados, los mismos que podrían representar una gran alternativa para incrementar la recuperación de petróleos pesados, la cantidad es considerable tanto en reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, cuya producción podría cubrir las demandas internas y externas.

En los Campos de Petroproducción se precisó según los datos de la Dirección Nacional de Hidrocarburos un total de 1500 millones de barriles en reservas

remanentes y reservas probadas aún no explotadas de crudo pesado que varía entre 10° - 20° API, como se indican en los ANEXOS 1.1 y 1.2 y en el ANEXO 1.3 se presenta las reservas posibles de proyectos exploratorios con un 100, 75 y 50 por ciento de éxito en su recuperación.

Los yacimientos de crudos pesados del país se encuentran en la etapa de exploración, razón por la cual la falta de información es evidente, sin embargo durante el proceso de selección del campo para la realización del presente estudio se consideraron los siguientes factores:

- Viscosidad del crudo a la temperatura del yacimiento.
- Estudios de continuidad del yacimiento.
- Localización de los pozos.
- Curvas de permeabilidad relativa
- Curvas de presión capilar.

El campo que ha sido escogido para el estudio de recuperación mejorada por inyección de agua caliente es el Campo Yuca, pues cumple con las características que se requiere para el estudio y además se dispone de la información requerida.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

El Campo Yuca fue descubierto por la compañía Texaco con la perforación del pozo exploratorio Yuca 01 el 23 de noviembre de 1970, alcanzando una profundidad de 10.423 pies y fue completado el 6 de diciembre de 1970, el cual atravesó los yacimientos U y T de la formación Napo y la formación Hollín.

Las pruebas iniciales dieron como resultado un tipo de crudo de 21.4° API, para la arena U, 29.7° API, para la arena T y 23.6° API, para la Hollín Superior, su etapa de producción inicia en 1980 y desde entonces continua produciendo hasta el momento.

Se han perforado un total de 18 pozos de los cuales dos fueron secos los pozos Yuca 06 y Yuca 10 que fueron abandonados, dos pozos han sido abandonados por problemas mecánicos los pozos Yuca 01 y Yuca 02.

1.2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Yuca se encuentra ubicado en la provincia de Francisco de Orellana, a unos 80 Km. aproximadamente de la ciudad de Nueva Loja, tiene como límites; al norte el río Napo, al sur el Campo Yuca sur, al Este el Campo Primavera y al Oeste los Campos Culebra - Yulebra, como se puede observar en la figura 1.1

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 ESTRUCTURAL

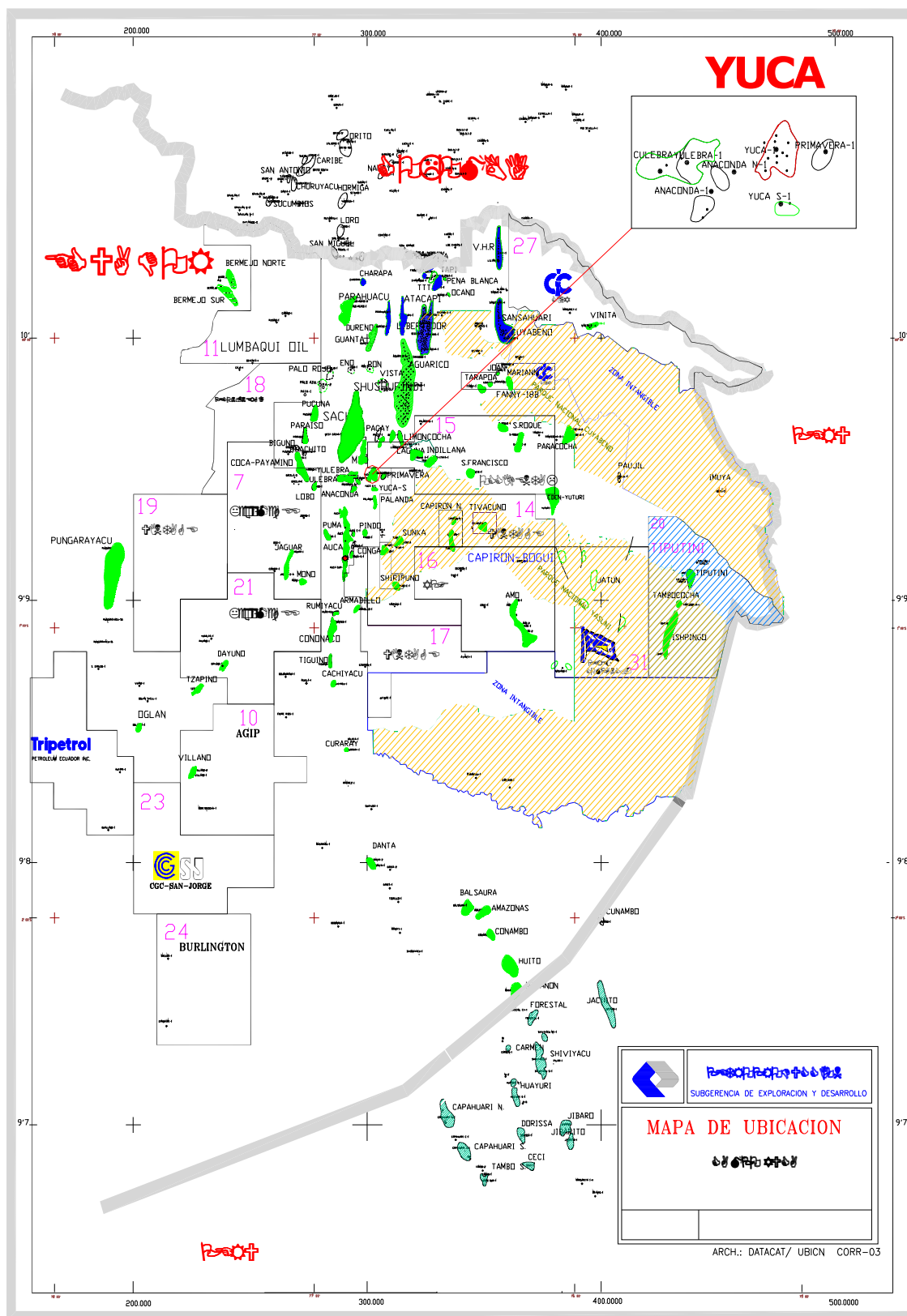
El campo Yuca es un anticlinal fallado en dirección Norte - Sur de aproximadamente 6 Km. de largo y 3 Km. de ancho con un cierre vertical de 110 pies, los espesores de los diferentes yacimientos productores son de 35 pies para la arena U, 25 pies para la arena T y 18 pies para la formación Hollín.

El Campo Yuca se encuentra separada de dos altos estructurales, el uno comprobado con el pozo Yuca 3 y el otro con el pozo Yuca - Sur 1, con su eje principal en sentido Norte - Sur fallado al Norte.

El pozo Yuca 3 esta formando parte de una pequeña estructura separada de la principal por la presencia de una falla como se puede observar en el mapa estructural del ANEXO A, el pozo Yuca - Sur 1 es una estructura completamente independiente del Campo Yuca.

El punto más alto se encuentra localizado en el pozo Yuca 14 a 8.648 pies y el más bajo en el pozo Yuca 10 a 8.738 pies, la estructura se halla limitada por dos fallas al flanco Oeste .

Figura 1.1: Ubicación del Campo Yuca



Fuente: Departamento de Yacimientos Petroproducción

1.3.2 LITOLOGÍA.

1.3.2.1 Formación Napo

Es la más importante debido a las posibilidades de acumulación de hidrocarburos, en esta zona el espesor varia de aproximadamente de 40 pies de Oeste a Este.

1.3.2.1.1 Arenisca U

De núcleos de pozos se ha identificado que corresponde a areniscas cuarzosas, con buena clasificación, con escasas intercalaciones de lutita, matriz arcillosa, ligeramente calcárea, de grano fino a medio, subangular y, de subredondeada a redondeada, con buena saturación de hidrocarburos.

1.3.2.1.2 Arenisca T

Para ésta arena se han tomado estudios sedimentológicos y litológicos recientes como del pozo Yuca 1 B y se ha logrado correlacionar con los disponibles de los archivos de pozos, en este reservorio tenemos una arenisca cuarzosa blanca un tanto café obscura de grano fino subredondeada, bien clasificada, cemento calcáreo y silicio ocasionalmente con matriz arcillosa, saturada de hidrocarburos, fluorescencia natural amarillo limón, corte rápido correntoso blanco amarillento, residuo café claro.

1.3.2.2 Formación Hollín

Subyacente a la formación Napo, fue atravesada por el pozo Yuca 1, es una formación compuesta de arenisca blanca. Esta formación se deposito en un ambiente fluvial a marino de poca profundidad, su espesor es de aproximadamente 301 pies.

1.3.2.2.1 Arenisca Hollín Superior

Este yacimiento esta formado por areniscas cuarzosas de color café claro, de grano fino a medio, subangular y subredondeado, medianamente clasificada, friable cemento silicio menormente calcáreo, presencia de glaucomita al tope, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo dorado, corte rápido blanquecino sin residuo, su desarrollo es bastante irregular en el campo Yuca.

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS

1.4.1 POROSIDAD

Se define como el espacio vacío que se encuentra presente en la roca disponible para almacenar fluidos y se expresa como fracción o porcentaje entre el volumen del espacio poroso y el volumen de la roca del yacimiento. Se la representa con el símbolo ϕ . La porosidad es uno de los parámetros fundamentales para la evaluación de todo reservorio, esta se obtienen de forma directa de muestras de laboratorio de análisis de núcleos y de forma indirecta de registros eléctricos.

1.4.1.1 Clasificación de la Porosidad

La clasificación de la porosidad se realiza en base a dos criterios, considerando el tiempo geológico en el que fue depositado el material y a la conectividad que existe entre los espacios porosos. Si se considera el tiempo geológico en el cual se fueron depositando las rocas la porosidad se clasifica en:

- **Primaria.**- Es aquella que se origina durante el período de depositación del material. Los yacimientos que tienen este tipo de porosidad presentan uniformidad a lo largo del yacimiento.
- **Secundaria.**- Es la desarrollada mediante varios procesos geológicos o químicos subsecuentes a la depositación de la roca, tales como: lixiviación, fracturamiento y fisuramiento.

Si se considera la conectividad que existe entre los espacios porosos, la porosidad se clasifica:

- **Absoluta.**- Considera a todos los espacios porosos, aquellos que se encuentran interconectados entre sí y aquellos que no lo están.
- **Efectiva.**- Es la que considera únicamente a aquellos espacios porosos que se encuentran interconectados entre sí. Es el más importante debido a que es la que se utiliza en los cálculos de ingeniería de reservorios y representa el espacio poroso que contiene hidrocarburos recuperables.

Los valores de porosidad que se presentan en la tabla 1.2 fueron determinados para cada pozo y su respectiva arena, luego promediados para obtener un valor representativo para cada arena los mismos que se presentan en el ANEXO 1.4.

1.4.2 PERMEABILIDAD

Es una propiedad de la roca que representa la facilidad que presenta la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella; cuando se la aplica un gradiente de presión sin deteriorar la estructura interna o desplazar las partículas. Los factores que afectan la permeabilidad son: la presión, el tamaño y distribución de las partículas; y la porosidad efectiva de las rocas. Se la expresa en milidarcis y se la simboliza k .

Los valores de permeabilidad de las arenas T y U se procedió a seleccionar de los análisis de las pruebas de B`UP, los mismos que se presentan en el ANEXO 1.5.

1.4.2.1 Permeabilidad absoluta.

La permeabilidad absoluta considera que en el medio poroso esta presente un solo fluido que se encuentra fluyendo a través de ella y representa la facilidad que presenta la roca para permitir el paso del fluido, se la simboliza k , y esta definida por la ley de Darcy.

1.4.2.2 Permeabilidad efectiva

La permeabilidad efectiva considera que en el medio poroso existe más de un fluido y se la define como la facilidad que presenta al flujo el medio poroso a un determinado fluido en presencia de otros fluidos inmiscibles bajo ciertas condiciones de saturación del mismo, se considera la permeabilidad de un fluido completamente independiente del resto. Se simboliza k_i .

Esta permeabilidad es una función de la saturación de los fluidos, la humectabilidad de la roca y de la geometría del medio poroso.

1.4.2.3 Permeabilidad relativa

Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad base o absoluta. Se simboliza K_{ri} ; la permeabilidad relativa es adimensional, positiva y siempre será menor o igual a la unidad.

Tabla 1.2: Porosidad y Permeabilidad Promedias de los Yacimientos.

Arena	ϕ , %	Permeabilidad Ko. md.
U	18,5	368
T	14,2	257
Hollín	13,68	64.6

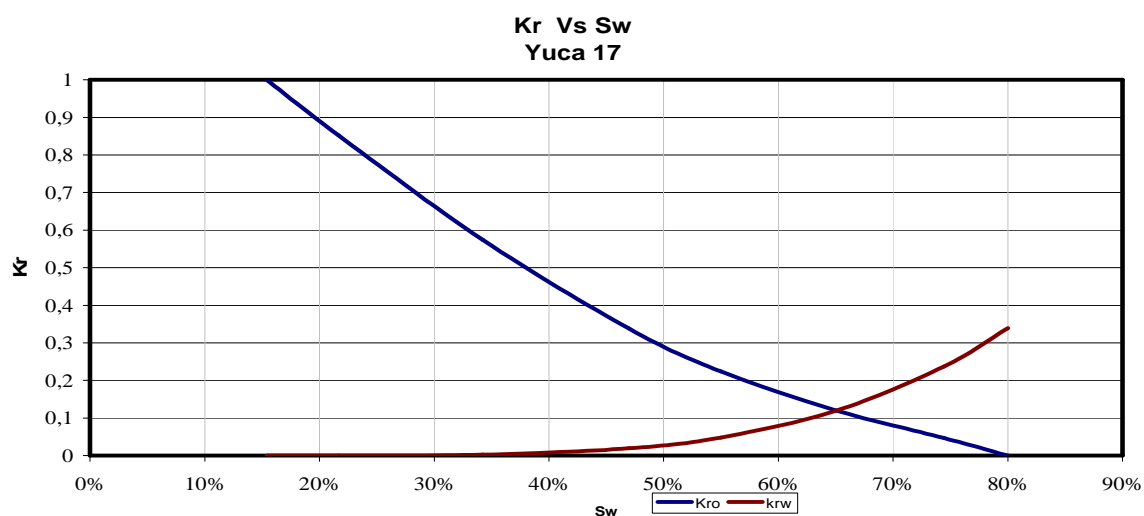
Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

Para cualquier medio poroso donde se tiene un proceso de desplazamiento es necesario determinar las curvas de permeabilidad relativa para cada par de fluidos. La permeabilidad relativa está controlada por los siguientes factores:

- Geometría del poro.
- Humectabilidad
- Distribución de fluidos
- Saturaciones e historia de saturación.

Las curvas de permeabilidad relativa que se presenta para el estudio son las de los pozos Yuca 17 para la arena U inferior y Yuca 13 para la arena T que son los pozos en los cuales se realizo los análisis de núcleos para la obtención de dichas curvas, en los otros pozos no ha sido posible la obtención de las curvas de permeabilidad relativa debido a la falta de núcleos.

Figura 1.2: Curva de Permeabilidades Relativas del Pozo YUC-17, Arena U inferior.

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

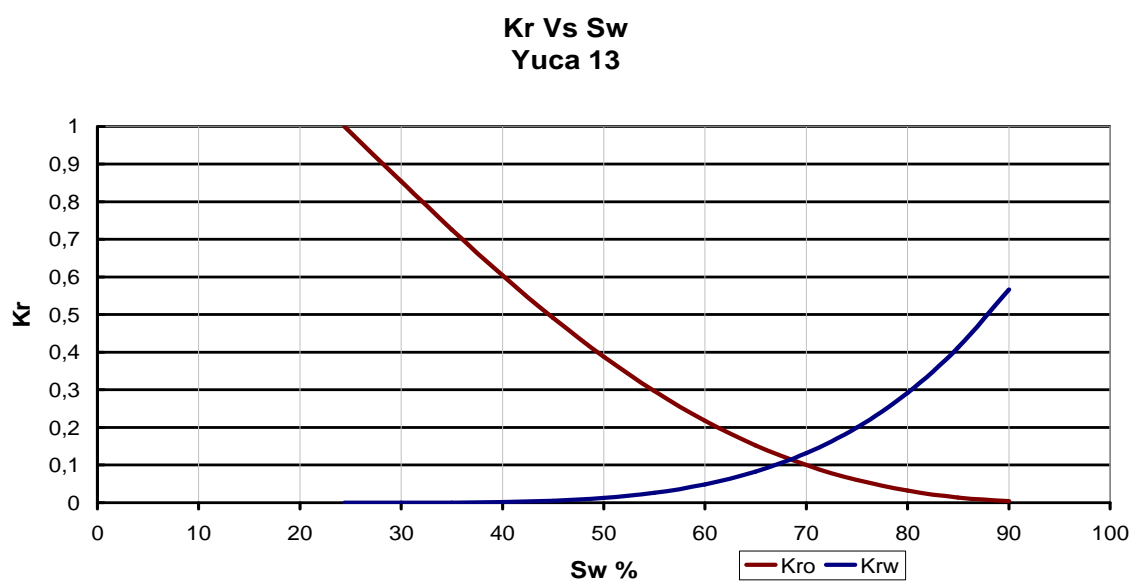
Tabla 1.3: Permeabilidad Relativa Vs Saturación de Agua del pozo Yuca 17 de la Arena U.

Sw	kro	krw
0,16	0,988	0,0001
0,20	0,887	0,0003
0,24	0,792	0,0004
0,28	0,701	0,0007
0,32	0,616	0,0016
0,36	0,536	0,0035
0,40	0,461	0,0071
0,44	0,392	0,0131
0,48	0,328	0,0221
0,52	0,269	0,0353
0,56	0,216	0,0535
0,60	0,168	0,0779
0,64	0,125	0,1097
0,68	0,087	0,1502
0,72	0,055	0,2009
0,76	0,028	0,2633
0,80	0,007	0,3391

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

Figura 1.3: Curva de Permeabilidades Relativas del Pozo YUC-13, Arena T.



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 1.4: Permeabilidad Relativa Vs Saturación de Agua del pozo Yuca 13 de la Arena T.

Sw	Krw	Kro
0.2444	0	1
0.30	0.0000292	0,854
0.35	0,000381	0,726
0.40	0,001797	0,604
0.45	0,005479	0,491
0.50	0,0130	0,388
0.55	0,0267	0,297
0.60	0,0490	0,218
0.65	0,0830	0,153
0.70	0,1321	0,1003
0.75	0,200	0,0605
0.80	0,292	0,0322
0.85	0,413	0,0141
0.90	0,567	0,0043

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

1.4.3 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

La compresibilidad del volumen poroso C_f , para cualquier cambio entre las presiones internas y externas se la define como el cambio en volumen poroso por unidad de volumen poroso por cambio unitario de la presión.

1.4.4 VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión, se simboliza con μ y se la expresa en cp.

La clave de los procesos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente es mejorar la relación de movilidad durante el desplazamiento disminuyendo la viscosidad del petróleo con el incremento de la temperatura debido a que la actividad intermolecular se incrementa con el calor.

Los valores de viscosidad que se presentan en la tabla 1.5, fueron obtenidos de los análisis PVT disponibles que se presentan en el ANEXO 1.6.

1.4.5 DENSIDAD

Expresa la cantidad de masa contenida por unidad de volumen. Depende de varios parámetros como son la presión, temperatura. Se la simboliza con ρ . Dentro de la industria petrolera se mide en $^{\circ}$ API. La densidad de un crudo es de vital importancia en los procesos de refinación más no en los procesos de extracción y transporte, no existe una relación directa entre la densidad de un crudo y su viscosidad, sin embargo es una medida para caracterizar al tipo de crudo que se tiene y determinar si se tiene un crudo liviano, pesado o ultrapasado.

1.4.6 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO.

La compresibilidad es una propiedad debido a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constante otros parámetros. El petróleo es un fluido ligeramente compresible, su volumen varía con el cambio de la presión.

1.4.7 SOLUBILIDAD DEL GAS

La solubilidad del gas R_s se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se encuentra disuelto en un barril de petróleo a cierta presión y temperatura. La solubilidad del gas natural en el petróleo crudo es una fuerte función de la presión, temperatura, gravedad API, y gravedad del gas. Mientras menor sea la gravedad $^{\circ}$ API de un crudo menor es la solubilidad del gas en el crudo.

1.4.8 PRESIÓN DE BURBUJA

La presión de burbuja P_b de un hidrocarburo se define como presión a la cual se libera la primera burbuja de gas que se encuentra disuelto en el petróleo, esta propiedad del petróleo puede ser medida experimentalmente o a partir de diferentes correlaciones matemáticas, los valores que se presentan en la tabla 1.5 se obtuvieron de los análisis PVT que se presenta en el ANEXO 1.6.

1.4.9 FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO

El factor volumétrico del petróleo β_o se define como la relación que existe entre el volumen del petróleo que se encuentra a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen de petróleo a condiciones de estándar. El factor volumétrico de petróleo siempre es mayor o igual que la unidad.

Las propiedades físicas de los fluidos del Campo Yuca se han definido en base a los análisis PVT disponibles que se presentan en el ANEXO 1.6, para la arena U del pozo Yuca 2B, para arenas T y Hollín del pozo Yuca 1, y se presenta en la tabla 1.5, se puede concluir que el yacimiento en el cual se realizará el presente estudio es en el yacimiento "U", donde se tiene un alto valor de viscosidad, que es condición necesaria para el presente estudio.

Tabla 1.5: Propiedades de los Fluidos

Yacimiento	U	T	Hollín
Parámetros			
Nivel de referencia, ft.	8750	9000	9130
Presión Inicial P_i , Psi.	4050	4180	4290
Presión de burbuja, P_b , Psi.	860	819	160
Temperatura de Yacimiento, ° F	199	202	204
Factor volumétrico a P_i , β_{oi}	1.095	1.09	1.08
Factor volumétrico a P_b , β_o	1.12	1.164	1.105
Viscosidad del petróleo, μ_o , cp	31.5	3.1	6.1
Solubilidad del gas R_s , PCs/bl	131	197	50
Compresibilidad del petróleo, C_o	6E-6	7E-6	6E-6
Compresibilidad de agua, C_w	3E-6	3E-6	3E-6

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

1.4.10 SATURACIÓN

El espacio vacío de un medio poroso puede estar ocupado por uno o más fluido lo importante es conocer que fracción del espacio poroso está ocupada por cada

fluido. La saturación de un fluido se define como la fracción del volumen poroso ocupado por el fluido. Se lo representa por S.

La sumatoria de todas las saturaciones parciales de los fluidos que se encuentran presente en un medio poroso es igual a la unidad.

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad 1.1$$

El valor de la saturación inicial del agua se puede obtener de:

- Núcleos.
- Registros eléctricos de los pozos.
- Curvas de presión capilar.

Los valores de saturación de agua que se presentan a continuación se obtuvieron de los archivos de Petroproducción los cuales se presentan en el ANEXO 1.4.

Tabla 1.6. Saturación Inicial de Agua.

Arena	Saturación de agua fracción.
U	0.1759
T	0.2652
Hollín	0.4031

Fuente: Archivos Técnicos Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

1.4.11 TENSIÓN SUPERFICIAL Y TENCIÓN INTERFACIAL.

La tensión superficial se define como la fuerza ejercida en el límite de las superficies entre una fase líquida y una fase de vapor por unidad de longitud. Esta fuerza es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares del vapor y de la fase líquida, y también por el desequilibrio de estas fuerzas en la interfase.

El termino tensión superficial es utilizado para el caso en el cual la superficie esta entre un líquido y su vapor o aire. Si la superficie esta entre dos diferentes líquidos o entre un líquido y un sólido es utilizado el término tensión interfacial. La tensión superficial entre el agua y el aire a temperatura ambiente esta alrededor

de 73 dinas/cm. La tensión interfacial entre el agua e hidrocarburos puros esta ha temperatura ambiente alrededor de 30 a 50 dinas/cm¹.

1.4.12 HUMECTABILIDAD

La humectabilidad es la tendencia de un fluido a expandirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido. Cuando dos fases inmiscibles están en contacto con una superficie sólida, una fase es usualmente atraída fuertemente a la superficie sólida. La fase más fuertemente atraída se conoce como la fase humectante.

La definición clásica de humectabilidad se basa en la medida del ángulo de contacto entre la gota de un fluido y la superficie sólida, basándose en éste criterio se tiene las siguientes definiciones de humectabilidad para las rocas reservorios;

- $\theta < 90^\circ$ = humectable al agua.
- $\theta = 90^\circ$ = humectabilidad intermedia.
- $\theta > 90^\circ$ = humectable al petróleo.

1.4.13 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar en un yacimiento de petróleo es el resultado combinado de los efectos de la tensión superficial e interfacial entre la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros, y la humectabilidad del sistema. En los procesos de recuperación mejorada se tiene un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles en los cuales existe una diferencia de presión entre las fases, esta diferencia de presión se conoce como presión capilar. De las curvas de presión capilar se obtienen los valores de saturación de agua irreductible de un yacimiento. La curva de presión capilar que se utilizará para el estudio es la del pozo Yuca 17 para la arena U.

¹ Willie Paul y Green Don; (1998) Enhanced oil Recovery.

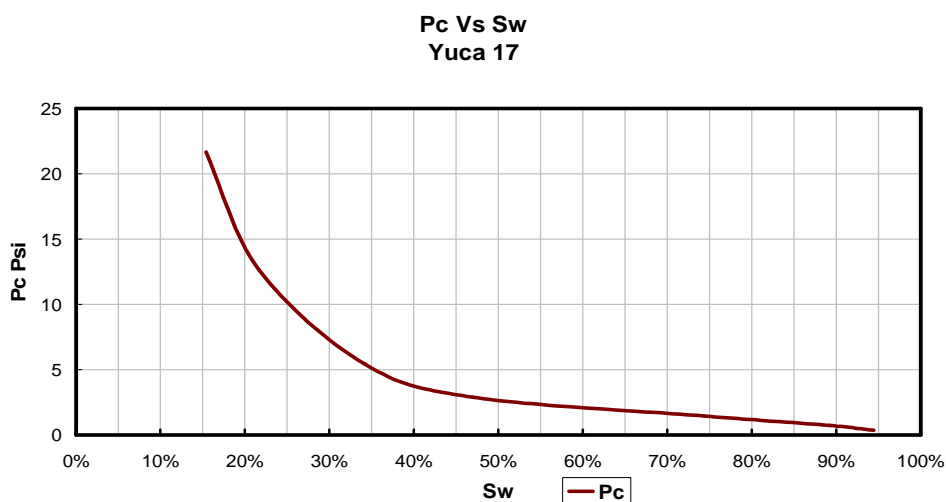
Tabla 1.7 Presión Capilar Vs Saturación del agua del pozo Yuca 17

Presión Capilar (psi)	Saturación de agua (%)
0,361	0.9442
0,722	0.8922
1,444	0.7442
2,888	0.4697
5,415	0.3422
12,635	0.2167
21,66	0.1539

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

Figura 1.4: Curva de Presión Capilar del Pozo YUC-17, Arena U inferior.



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza

Y la del pozo Yuca 13 para la arena T, siendo las cuales se disponen.

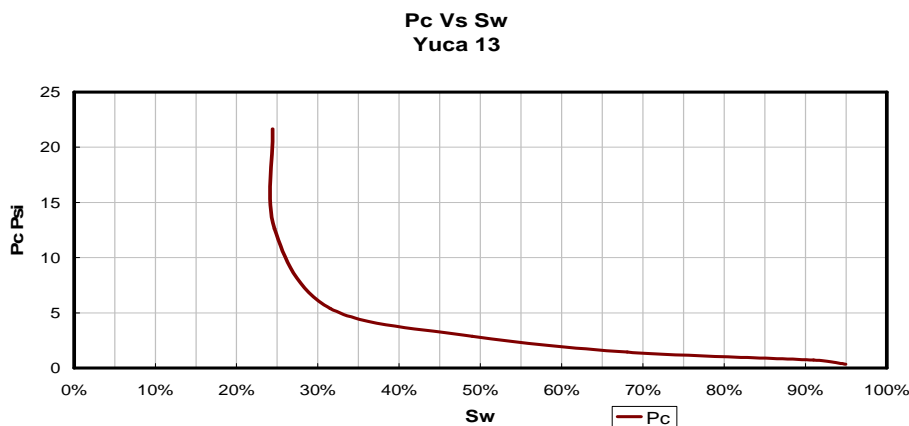
Tabla 1.8 Presión Capilar Vs Saturación del agua del pozo Yuca 17

Presión Capilar (psi)	Saturación de agua (%)
0,361	94,95%
0,722	91,00%
1,444	68,07%
2,888	49,02%
5,415	31,50%
12,635	24,68%
21,66	24,44%

Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

Figura 1.5: Curva de Presión Capilar del Pozo YUC-17, Arena U inferior



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas Quito – Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

1.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

El comportamiento primario de los yacimientos de petróleo es regido por fuerzas naturales de viscosidad, gravedad y capilares. Es importante conocer las variaciones en la presión del yacimiento, tasas de producción, relaciones agua petróleo ya que estos factores influyen en el comportamiento del reservorio, propiedades del fluido y de la roca. Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de flujo y de la roca
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidráulico
- Segregación gravitacional

Arenisca U.-El mecanismo de producción para la arena U se debe a un empuje lateral de agua proveniente del flanco Nor. - Oeste.

Arenisca T.-El mecanismo de producción para la arena T se debe a un empuje lateral de agua por el flanco Sur-Este.

1.6 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU POES.

El volumen de petróleo original es uno de los más importantes parámetros en cualquier campo de petróleo, ya que la importancia de un proyecto está estrechamente relacionada con las reservas presentes en un campo.

1.6.1 FACTOR DE RECOBRO.

El factor de recobro es un parámetro importante para el cálculo de reservas, pues se trata del porcentaje del volumen de petróleo original que puede ser recuperado. De esta manera, su valor depende de las características petrofísicas y de fluidos del yacimiento, del mecanismo de producción y del método de recuperación ya sea en condiciones primarias, secundarias o mejoradas.

1.6.2 RESERVAS ORIGINALES Y REMANENTES

El volumen de reservas originales del Campo Yuca son valores obtenidos de los archivos historiales de producción, en la tabla 1.9 se presentan resultados de estudios previos de actualización de reservas; las reservas remanentes se obtienen de la diferencia entre las reservas probadas y la producción acumulada a diciembre del 2006, las cuales se presentan en el ANEXO 1.7.

Tabla 1.9. Reservas Originales y Remanentes del Campo Yuca

Yacimiento	POES bbls.	Fr %	Reservas probadas bbls	Producción acumulada bbls	Reservas remanentes bbls
U	57'887.139	45	26'049.213	23'593.435	2'455.778
T	59'765.074	45	26'894.283	19'507.385	7'386.898
Hollín Superior	10'067.786	27	2'718.302	1'898.210	820.092

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos, Diciembre del 2006

Elaborado por: Klever Maiquiza

CAPITULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE.

2.1 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE.

La inyección de agua caliente es un proceso térmico de desplazamiento, el proceso consiste en inyectar agua caliente a través de un cierto número de pozos y producir el petróleo por otros. Los pozos de inyección y producción se perforan en arreglos, tal como en los procesos de inyección convencional de agua (waterflooding).

La inyección de agua caliente involucra el flujo de dos fases, agua y petróleo. En este sentido, los elementos de la inyección de agua caliente son relativamente fáciles de describir, ya que se trata básicamente de un proceso de desplazamiento en el cual el petróleo es desplazado inmisciblemente tanto por agua caliente como fría.

Exceptuando los efectos de temperatura y el hecho que generalmente se aplican a crudos relativamente viscosos, la inyección de agua caliente tiene varios elementos comunes con la inyección convencional de agua.

2.1.1 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN.

Cuando se inyecta agua caliente a través de un pozo, la formación en la vecindad del pozo es calentada, mientras que al mismo tiempo parte del calor inyectado se pierde hacia las formaciones adyacentes. El agua caliente inyectada suministra el calor necesario y como resultado su temperatura disminuye. Además, como el agua caliente se mueve alejándose del pozo de inyección, ésta fluye con los fluidos del yacimiento formando una zona calentada en la cual la temperatura

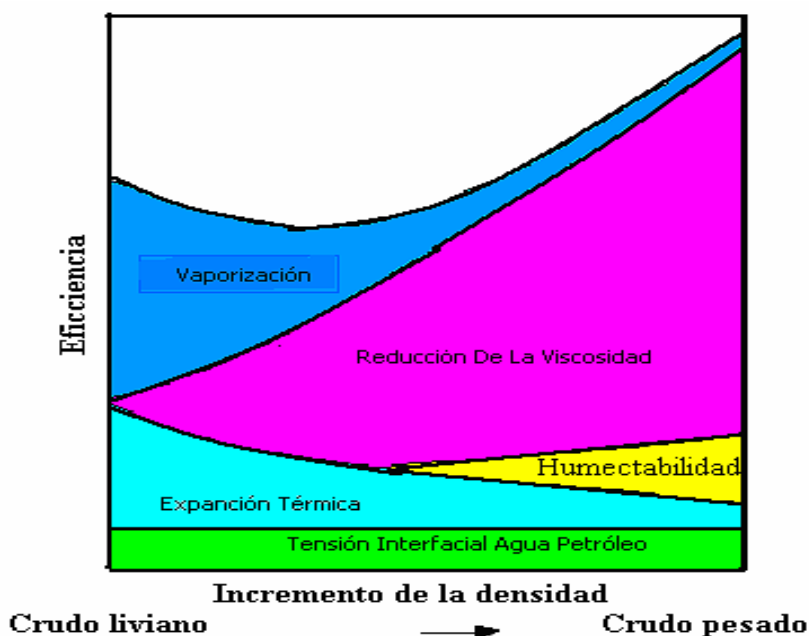
varía desde la temperatura de inyección en el pozo inyector hasta la temperatura del yacimiento a una cierta distancia del pozo inyector.

La recuperación de petróleo mediante el desplazamiento con agua caliente se debe principalmente a los siguientes mecanismos:

- Mejoramiento de la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de su viscosidad debido al incremento de la temperatura.
- Reducción del petróleo residual a altas temperaturas.

La reducción del petróleo residual se debe a la expansión térmica del petróleo a altas temperaturas y a los cambios de las fuerzas superficiales de los fluidos. Estas fuerzas incluyen fuerzas interfaciales entre los fluidos y los fluidos y las rocas. Los cambios en las fuerzas superficiales no reducen necesariamente las fuerzas capilares.

Figura. 2.1: Contribuciones Relativas de los Mecanismos a la Eficiencia de Desplazamiento del Petróleo por Agua Caliente



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo. Douglas A

Otro factor que ayuda a la recuperación de petróleo por inyección de agua caliente son los cambios en las permeabilidades relativas con la temperatura, sin

embargo hasta el momento no está claro cuál es el mecanismo que induce a estos cambios².

La Figura 2.1, muestra esquemáticamente cómo la expansión térmica, la reducción de la viscosidad, cambios en la humectabilidad, y la tensión interfacial petróleo-agua, afectan la eficiencia de desplazamiento de crudos de diferentes densidades. Cualitativamente, se puede observar que la expansión térmica es más importante para los crudos livianos, mientras que para los crudos pesados son más importantes la reducción de la viscosidad y los cambios de humectabilidad.

2.1.2 CÁLCULO DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.

Para estimar el comportamiento de la inyección de agua caliente se han propuesto tres enfoques. El primero propuesto por Van Heiningen y Schwarz, los cuales utilizan el efecto de la viscosidad del petróleo en los procesos isotérmicos, se ignoran, los efectos de la temperatura sobre la expansión térmica y en las fuerzas de superficie. En la aplicación de este procedimiento, los principales elementos requeridos son: la relación de viscosidad petróleo/agua en función de la temperatura, y la temperatura promedio del yacimiento en función del tiempo.

El segundo enfoque es también prestado de la tecnología de la inyección convencional de agua, y se basa en la ecuación de Buckley y Leverett para el desplazamiento isotérmico en los procesos de extracción. Los cuales se realizan las modificaciones correspondientes en la ecuación de flujo fraccional.

$$f_w(S_w, T) = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w(T) k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad 2.1$$

La curva de flujo fraccional es una función de la saturación debido a las permeabilidades relativas y de la temperatura debido a la viscosidad³. Y es utilizada frecuentemente como una manera sencilla de estimar el comportamiento

² Supri Heavy Oil Research Program.

³ Revista SPE 102266

de la extracción mediante la inyección de agua caliente en sistemas lineales y radiales, el cual se aplicará en el presente estudio.

El tercer enfoque para estimar el comportamiento de la inyección de agua caliente es mediante el uso de simuladores térmicos numéricos. Los simuladores son capaces de calcular con mayor exactitud el comportamiento de extracción de lo que se puede lograr con los dos métodos sencillos que se acaban de exponer. Sin embargo, los simuladores tienen dos limitaciones: el alto costo especialmente de preparar los datos requeridos para alimentar el modelo y la calidad de los datos de alimentación.

2.2 PROPIEDADES TÉRMICAS DE LAS ROCAS Y LOS FLUIDOS

En cálculos de la inyección de agua caliente, se requieren conocer ciertas propiedades térmicas de las rocas y fluidos. Aunque en muchos cálculos éstas propiedades se consideran constantes, la realidad es que ellas dependen de la temperatura. Las propiedades térmicas más importantes de los fluidos desde el punto de vista de recuperación térmica son: la viscosidad, el calor específico y la conductividad térmica, ésta última en menor grado.

2.2.1 VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO

En general, la viscosidad del petróleo disminuye con aumento de temperatura, la reducción es mayor cuanto más viscoso es el petróleo. En operaciones de recuperación térmica, el propósito es disminuir la viscosidad y así mejorar su movilidad por lo que se requiere de una correlación que nos permita obtener la viscosidad en función de la temperatura.

A menudo es necesario estimar la viscosidad de un petróleo a alta temperatura teniendo solamente un valor de viscosidad a baja temperatura. Una de las técnicas disponibles bajo estas condiciones es la de Lewis y Squires, en la cual se utiliza la gráfica presentada en la figura 2.2., denominada correlación generalizada de viscosidad-temperatura.

2.2.2 VISCOSIDAD DEL AGUA

La viscosidad del agua en función de temperatura puede estimarse mediante la siguiente ecuación presentada por Gottfried:

$$\mu_w = \frac{1776 - T}{26.5T - 89} \quad 2.2$$

Donde:

μ_w = viscosidad del agua en cp.

T = temperatura en °F.

2.2.3 TEMPERATURA DE EBULLICIÓN DEL AGUA

Es la temperatura a la cuál se produce la ebullición del agua a una determinada presión, también se le denomina punto de ebullición y aumenta al aumentar la presión. Al igual que otras propiedades térmicas del agua, la temperatura de saturación puede obtenerse de valores tabulados en tablas de uso común, o a partir de una ecuación muy sencilla presentada por Farouq Ali.

$$T_s = 115.1 p_s^{0.225} \quad 2.3$$

Donde:

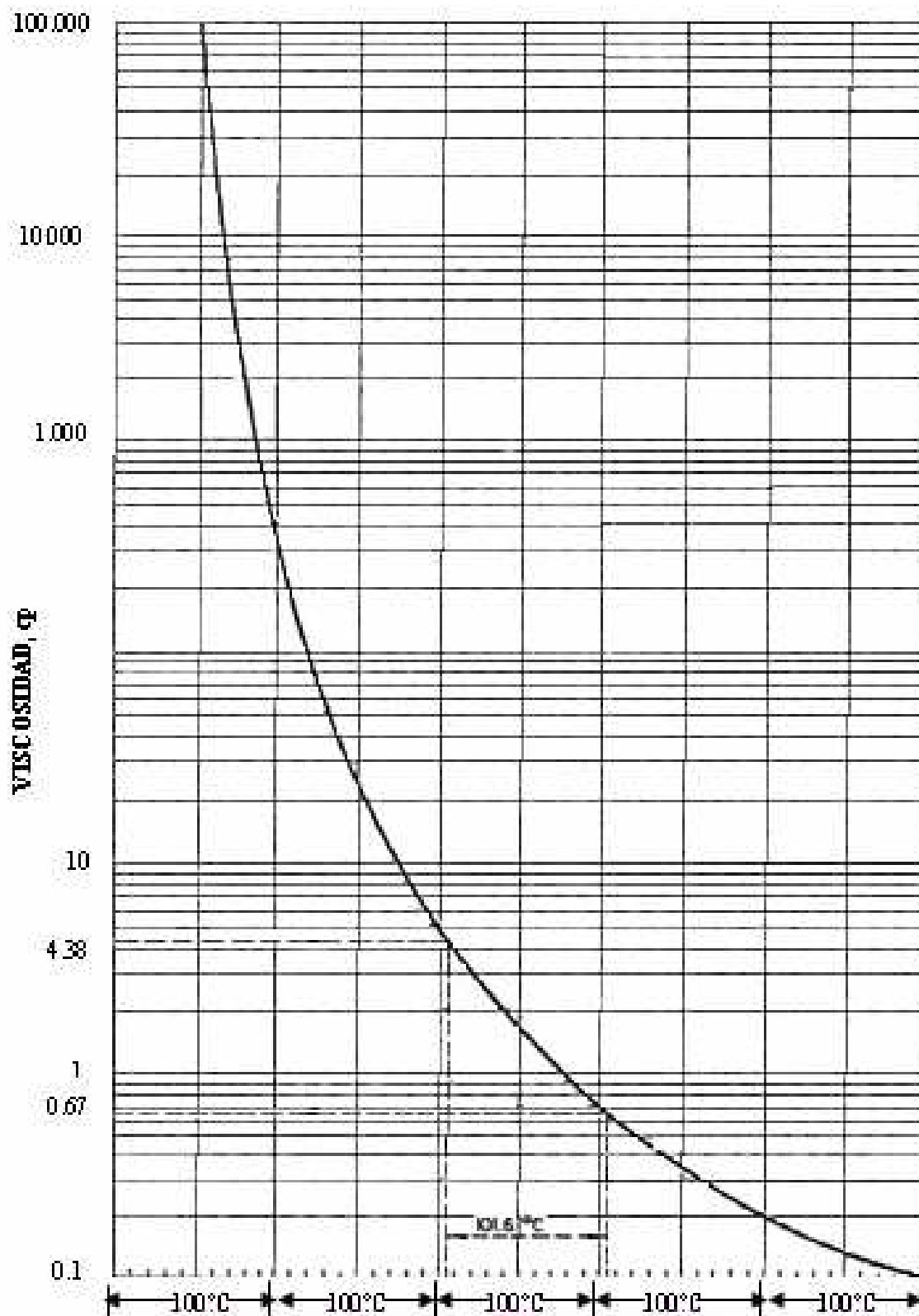
T_s = temperatura de ebullición, °F

P_s = presión de ebullición, Psi.

2.2.4 CALOR ESPECÍFICO.

Se define por calor específico a la capacidad que tiene una sustancia para absorber calor y se mide como el número de BTU necesarios para aumentar la temperatura de una libra de una sustancia en 1 °F, es evidente que entre mayor sea el calor específico de una sustancia, mayor será la cantidad de calor que debe absorber para que se produzca un determinado aumento de temperatura y por lo tanto mayor será la cantidad de calor liberado al enfriarse. En general, el calor específico de una sustancia no es constante, al contrario depende de la temperatura a la cual se mide, el agua es el fluido capaz de contener y transportar más calor que cualquier otro líquido a la misma temperatura, varían muy poco con temperatura por lo que para propósitos prácticos puede considerarse constante.

Figura. 2.2: Correlación generalizada de viscosidad - temperatura



Fuente: Recuperación Térmica de Petróleo. Douglas A.

2.2.4.1 Calor específico del petróleo:

$$c_o = \frac{(0.388 + 0.00045T)}{\sqrt{\gamma_o}} \quad 2.4$$

Donde:

C_o = calor específico, BTU/lb-°F.

γ_o = gravedad específica del petróleo.

T = temperatura, °F.

2.2.4.2 Calor específico del agua

$$c_w = 1.0504 - 6.05 \times 10^{-4}T + 1.79 \times 10^{-6} T^2 \quad 2.5$$

Donde:

C_w = calor específico, BTU/lb-°F

T = temperatura, °F ($T \leq 500$ °F)

2.2.4.3 Calor específico de la roca:

$$c_r = 0.18 + 0.00006T \quad 2.6$$

Donde:

C_r = calor específico, BTU/lb-°F

T = temperatura, °F

2.2.5 CAPACIDAD CALORÍFICA DE LAS ROCAS SATURADAS.

Una propiedad térmica de gran interés es la capacidad calorífica de las rocas saturadas con uno o varios fluidos, ya que de su valor depende cuanto calor se debe suministrar para elevar la temperatura de la roca y los fluidos que la contiene. La capacidad calorífica de una roca saturada con petróleo, agua y gas, está dada por:

$$M = (1 - \phi)\rho_r c_r + \phi(S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \quad 2.7$$

Donde:

M = capacidad calorífica, BTU/pie³-°F.

S = saturación de fluidos, fracción.

c = calor específico, BTU/lb-°F.

ρ = densidad. lb/pie³.

o, w, r, g = subíndices referentes al petróleo, agua, roca y gas respectivamente.

2.2.6 DENSIDAD

La densidad se define como la masa por una unidad de volumen a una presión y temperatura específica, usualmente se expresa en libras por pie cúbico.

2.2.6.1 Densidad del petróleo.

Se han propuesto varias correlaciones para el cálculo de la densidad, las cuales utilizan los datos PVT como la gravedad del gas, gravedad del petróleo y solubilidad del gas.

$$\rho_o = \frac{62.4 * \gamma_o + 0.00136 * R_s * \gamma_g}{B_o} \quad 2.8$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo tomada en el tanque de lavado.

γ_g = gravedad específica del gas.

R_s = solubilidad del gas, scf/CTB

B_o = factor volumétrico del petróleo.

ρ_o = Densidad del petróleo, lbs/pies³

2.2.6.2 Densidad del agua.

La densidad del agua a la temperatura de saturación T, esta dada por:

$$\rho_w = \frac{1}{0.01602 + 0.000023G} \quad 2.9$$

Con:

$$G = -6.6 + 0.0325T + 0.000657T^2 \quad 2.10$$

Donde:

ρ_w = densidad del agua, lbs/pie³ y

T = temperatura °F.

2.2.7 CONDUCTIVIDAD TÉRMICA (Kh)

La conductividad térmica k_h , es una propiedad del material que indica la cantidad de calor transferido por unidad de área transversal normal a un gradiente unitario de temperatura bajo condiciones de estado estacionario y en la ausencia de

cualquier movimiento de fluido o partículas. En general, la conductividad térmica varía con la presión y temperatura.

2.2.7.1 Conductividad térmica de los líquidos

La conductividad térmica de la mayoría de los líquidos, especialmente líquidos orgánicos, varía entre 0,05 y 0,2 BTU/h-pie-°F y normalmente su valor disminuye con aumento de temperatura. El agua es una excepción, la conductividad térmica sube al subir la temperatura, hasta 130 °C, para el agua se puede usar la siguiente ecuación.

$$K_w = 0.004T + 0.228 \quad 2.11$$

Donde:

k_h = conductividad térmica, BTU/h-pie-°F .

T = temperatura, °K.

2.2.7.2 Conductividad térmica del petróleo.

Para fracciones de petróleos y mezclas de hidrocarburos en general, Cragoe propone la siguiente relación:

$$K_h = \frac{0.0677(1.0 - 0.0003(T - 32))}{\sqrt{\gamma_o}} \quad 2.12$$

Donde:

K_h : conductividad térmica, BTU/hr-pie-°F.

T : temperatura, °F.

γ_o : gravedad específica del petróleo.

2.2.7.3 Conductividad térmica de las rocas.

La conductividad térmica de un medio poroso depende de un gran número de factores, algunos de los cuales son: densidad, porosidad, temperatura, saturación de fluidos, tipos de fluidos y movimiento de los fluidos en la roca. Es una propiedad difícil de medir y se ha observado que disminuye con temperatura,

mientras que aumenta con saturación de agua, densidad de la roca, presión y conductividad térmica del fluido saturante. En el ANEXO 2.1 se presenta las propiedades térmicas de las rocas que se utilizarán para los cálculos.

2.3 CALENTAMIENTO DE LA FORMACIÓN

El propósito de los métodos térmicos es aumentar la temperatura del crudo en el yacimiento, de manera que éste pueda fluir más fácilmente. Por lo tanto, es deseable calentar el yacimiento eficientemente tomando en cuenta que no todo el calor inyectado en el yacimiento permanece en él, ya que parte de este calor se pierde con los fluidos producidos, y parte se pierde hacia las formaciones adyacentes.

2.3.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIAS DE CALOR

Por definición, calor es la energía que se transfiere como resultado de una diferencia o gradiente de temperatura. Matemáticamente es una cantidad vectorial, que fluye en el sentido de regiones de altas temperaturas a regiones de bajas temperaturas. Los mecanismos básicos de transferencia de calor son: conducción, radiación, convección, aunque un análisis detallado del mecanismo de convección revela que este es una combinación de los mecanismos de conducción y radiación.

2.3.1.1 Conducción

Es la transferencia de calor de una parte o de un cuerpo de mayor temperatura, a otra parte del mismo o a otro cuerpo a menor temperatura en contacto físico con él. Si las temperaturas de los cuerpos no cambian con el tiempo, el proceso ocurre bajo condiciones de flujo continuo.

2.3.1.2 Radiación

El calor es transferido por ondas electromagnéticas. La ecuación básica fue descubierta empíricamente por Stefan en 1879 y derivada teóricamente por Boltzmann.

2.3.1.3 Convección

La transferencia de calor se da desde una superficie hacia un fluido en movimiento ó del fluido en movimiento hacia la superficie en contacto con él, o de una parte de fluido en movimiento a mayor temperatura hacia otra parte del mismo fluido a menor temperatura. Si el movimiento del fluido se debe a la aplicación de alguna fuerza (bomba, abanico, etc.), se dice que existe convección forzada. Si el fluido se mueve por diferencia de densidades debido a diferencias de temperaturas, se dice que hay convección libre.

2.3.2 DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO

Cuando un fluido caliente tal como el agua, caracterizados solamente por su calor sensible, es inyectado en un medio poroso se crea una distribución de temperatura en el medio. A cualquier tiempo dado, la temperatura en el punto de inyección es igual a la temperatura del fluido. A medida que el fluido se mueve del punto de inyección la temperatura cae alcanzando eventualmente la temperatura del yacimiento. Esta distancia, y por lo tanto el tamaño de la zona calentada por el fluido aumentará a medida que aumenta el tiempo de inyección, pero la temperatura de la zona calentada siempre estará por debajo de la temperatura del fluido.

2.3.2.1 Modelo de Lauwerier

Lauwerier, ha sido reconocido como el primero en establecer firmemente los cálculos aproximados de la distribución de temperatura en el yacimiento. Lauwerier consideró la inyección de agua caliente a un flujo constante en un yacimiento ideal, horizontal de propiedades uniformes y constantes, además supone que la transferencia de calor hacia las formaciones adyacentes se efectúan por conducción vertical solamente, y que la distribución de temperatura en el yacimiento es independiente de la posición vertical, y el flujo de calor dentro del yacimiento se realiza únicamente por convección.

La distribución de temperatura en el yacimiento y en las formaciones adyacentes a cualquier distancia del punto de inyección está, dada por la siguiente ecuación:

$$T = T_y + (T_F - T_y) \operatorname{erfc}\left(\frac{x_D}{2\sqrt{t_D - x_D}}\right) \quad \text{Para } t_D > x_D \quad 2.13$$

Y

$$T = T_y \quad \text{para } t_D < x_D \quad 2.14$$

Donde:

x_D = La distancia adimensional dada por:

$$x_D = \frac{(4)(24)k_{hob} M_{ob} A}{(5.615)M_S \rho_F c_F q_{iny} h_t} \quad 2.15$$

Donde:

t_D = tiempo adimensional.

T_y = temperatura del yacimiento, °F

T_F = temperatura del fluido, °F

A = área, pies²

Flujo lineal: $A = b \times x$

b = espesor, pies

x = distancia lineal, pies

q_{iny} = tasa de inyección de fluido, bls/día

ρ_F = densidad del fluido inyectado, lbs/pie³

c_F = calor específico del fluido inyectado, BTU/lbs-°F

El valor de la función error complementario, $\operatorname{erfc}(x)$, se obtiene a partir de los siguientes cálculos.

$$\operatorname{erfc}(x) = 1 - \operatorname{erf}(x) \quad 2.16$$

Siendo $\operatorname{erfc}(x)$ la función error del mismo número. Una aproximación dada por Abramowitz y Stegun para el cálculo de $\operatorname{erfc}(x)$ es la siguiente:

$$\operatorname{erfc}(x) = (a_1 u + a_2 u^2 + a_3 u^3) e^{-x^2} + \varepsilon(x) \quad 2.17$$

Donde,

$$u = \frac{1}{1 + Px}$$

Con:

$$P = 0.47047$$

$$a_1 = 0.3480242$$

$$a_2 = -0.0958798$$

$$a_3 = 0.07478556$$

$$\text{Y el error, } |\varepsilon(x)| \leq 2.5 \times 10^{-5}$$

Y t_D el tiempo adimensional, dado por:

$$t_D = \frac{4k_{hob}M_{ob}}{M_S^2} \frac{t}{h_t^2} \quad 2.18$$

Donde:

k_{hob} = conductividad térmica de las formaciones adyacentes, BTU/hr-pie- F .

M_{ob} = capacidades calorífica de las formaciones adyacentes, BTU/pie³- F .

M_S = capacidad calorífica de la arena en BTU/pie³- F ,

t = tiempo en horas, y

h_t = espesor total de la arena, pies.

2.4 PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO

Otro factor que se debe tener en cuenta en un proyecto de inyección de agua caliente es la pérdida de calor en el pozo, esto se debe a la diferencia de temperatura que existente entre el agua caliente en la tubería de inyección y el espacio anular en el pozo, parte del contenido del calor del fluido se pierde antes de llegar a la formación. Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son:

- Tiempo de inyección,
- Tasa de inyección,
- Profundidad del pozo, y

- Presión y temperatura de inyección.

En los procesos de inyección de agua caliente, se hace necesario estimar la distribución de temperatura del fluido con la profundidad del pozo.

$$T(Z, t) = a Z + T_a - a A + (T_0 + a A - T_a) e^{-Z/A} \quad 2.19$$

Con;

$$A = \frac{q_{iny} c_p (k_{he} + r_{to} U_{to} f(t))}{2 \pi r_{to} U_{to} k_{he}} \quad 2.20$$

Donde:

$T(Z, t)$ = temperatura del líquido con profundidad y tiempo, $^{\circ}\text{F}$

a = gradiente geotérmico, $^{\circ}\text{F}/\text{pie}$

T_a = temperatura ambiente en la superficie, $^{\circ}\text{F}$

T_0 = temperatura del líquido en la superficie, $^{\circ}\text{F}$

q_{iny} = tasa de inyección del líquido, bls/día

c_p = calor específico, BTU/lb- $^{\circ}\text{F}$

k_{he} = conductividad térmica de la tierra, BTU/hr-pie- $^{\circ}\text{F}$

U_{to} = coeficiente de transferencia de calor de la tubería de inyección, BTU/día-pie²- $^{\circ}\text{F}$

r_{to} = radio externo de la tubería de inyección, pies

$f(t)$ = función transitoria de calor, adimensional

Z = profundidad del intervalo considerado, pies

La función transitoria de calor esta dada por:

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h} - 0,29 \quad 2.21$$

Donde:

α = Difusividad térmica de la tierra (0.02869), pie^2/h

t = tiempo de inyección, [horas].

r_h = radio del hoyo del pozo, pie

El coeficiente de transferencia de calor de la tubería de inyección esta dada por:

$$U_{to} = \left[\frac{1}{hc + hr} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{khcem} \right]^{-1} \quad 2.22$$

Donde:

r_{to} = radio externo de la tubería de inyección, pies

r_{co} = radio externo de de la tubería de revestimiento, pies

r_h = radio del pozo, pies

k_{hcem} = conductividad térmica del cemento, $BTU/hr - pie - ^\circ F$.

h_c = coeficiente de transferencia de calor por convección entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento, $BTU/hr - pie - ^\circ F$.

h_r = coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento, $BTU/hr - pie - ^\circ F$.

Los coeficientes de transferencia de calor por convección natural h_c se pueden evaluar con las siguientes correlaciones:

$$h_c = \frac{0.049 k_{han} (Gr Pr)^{0.333} (Pr)^{0.074}}{r_{to} \ln \left(\frac{r_{ci}}{r_{to}} \right)} \quad 2.23$$

$$Gr = \frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g^* \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \quad 2.24$$

$$Pr = \frac{c_{pan} \mu_{an}}{k_{han}} \quad 2.25$$

Donde:

k_{han} = conductividad térmica del fluido en el espacio anular aire, $BTU/hr - pie - ^\circ F$.

μ_{an} = viscosidad del fluido en el espacio anular, lbs/pie-hr.

β_{an} = coeficiente de expansión térmica del fluido en el espacio anular, $^\circ F^{-1}$

ρ_{an} = densidad del fluido en el espacio anular, lbs/pie^3 .

c_{pan} = calor específico del fluido en el espacio anular, $BTU/hr - pie - ^\circ F$.

g = constante de gravedad, $4,17 \times 10^8 \text{ pie/hr}^2$

Las propiedades termodinámicas del aire que se encuentra en el espacio anular están en el ANEXO 2.3.

El coeficiente de transferencia de calor por radiación h_r se evalúa de acuerdo a la ecuación de Stefan-Boltzmann:

$$h_r = \sigma \varepsilon \left(T_{to}^2 + T_{ci}^2 \right) \left(T_{to} + T_{ci} \right) \quad 2.26$$

Donde:

σ = constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma = 0.1713 \times 10^{-8} \text{ BTU/hr} - \text{pie}^2 - ^\circ R$).

ε = factor de forma, el cual depende de la geometría de los cuerpos, y viene dada por:

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad 2.27$$

Donde

ε_{to} y ε_{ci} = emisividades de la superficie externa de la tubería de inyección e interna de revestimiento, los valores de emisividades se encuentran en el ANEXO 2.2.

r_{ci} = radio interno de la tubería de revestimiento.

r_{to} = radio externo de la tubería de inyección.

T_{ci} = temperatura interna de la tubería de revestimiento, $^\circ R$

T_{to} = temperatura de la tubería de inyección, ° R

$$T_{ci} = \frac{T_f + T_y}{2} \quad 2.28$$

Y la temperatura promedio en el espacio anular esta dada por:

$$T_{avg} = \frac{(T_{ci} + T_f)}{2} \quad 2.29$$

2.5 FACTORES DE AFECTAN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE AGUA.

2.5.1 HUMECTABILIDAD

La humectabilidad de la roca afecta las saturaciones del fluido y las características de permeabilidad relativa de un sistema fluido - roca. Considerando el efecto de la humectabilidad en la distribución de los fluidos, es fácil justificar que las curvas de permeabilidad relativa están en función de la humectabilidad.

Tabla 2.1. Efectos de la Humectabilidad en la Saturación.

Humectabilidad	Saturación de agua irreductible	Saturación de petróleo residual	Intersección de las curvas de permeabilidad relativa
Petróleo	<15% VP	>50%	<50% de Sw
Agua	>25% VP	<30%	>50% de Sw

Fuente: Aspectos de Ingeniería de Inyección de agua. Craig

2.5.2 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar en los yacimientos de petróleo son el resultado de la combinación de las tensiones interfaciales y superficiales entre la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros y la humectabilidad del sistema. Las curvas de presión capilar nos da información sobre la saturación de agua irreducible del yacimiento, el valor de la presión capilar nos determina el tamaño de de zona de transición agua petróleo.

2.5.3 PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa indica la habilidad relativa del petróleo y el agua para fluir simultáneamente en un medio poroso en un sistema petróleo – agua. Estos datos expresan los efectos de humectabilidad, saturación de fluido, historia de saturación, geometría del poro y distribución del fluido, sobre el comportamiento de un sistema del yacimiento.

Para cualquier medio poroso, dos juegos de curvas de permeabilidad relativa son determinados para cada par de fluidos, esto se obtiene incrementando la saturación de la fase humectante (IMBIBICIÓN) o disminuyéndola (DRENAJE).

2.5.4 VISCOSIDAD

La clave de los procesos de recuperación mejorada por inyección de agua caliente es mejorar la relación de movilidad, para conseguir esto el objetivo es disminuir la viscosidad del petróleo, la viscosidad es probablemente la propiedad de los líquidos que ha sido más investigada. No obstante, hasta el día de hoy no hay una sola teoría que permita calcular la viscosidad de un líquido a cualquier presión y temperatura.

2.5.5 MOVILIDAD DEL PETRÓLEO

El grado movilidad del petróleo en el yacimiento nos indica la capacidad que tiene para fluir hacia los pozos productores, algunos tipos de petróleo son inmóviles en el yacimiento, cuando esto ocurre, es difícil, sino imposible el iniciar un frente móvil de petróleo y la única forma es la de calentar un área considerable del yacimiento. El incremento de temperatura hace que el petróleo se haga móvil en el yacimiento, mientras que en otros yacimientos, el petróleo tiene alguna movilidad, pero no la suficiente para permitir tasas de producción de la magnitud de las alcanzadas en procesos térmicos.

2.5.6 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO

La estratificación y/o lenticularidad severa en un yacimiento hace difícil correlacionar propiedades de pozo a pozo. Esto puede resultar en cálculos

erróneos del petróleo in situ, al mismo tiempo que dificulta la predicción de la eficiencia areal y vertical de desplazamiento. Cuando la estratificación y la lenticularidad están presentes en un grado extremo, se pierde confianza en las predicciones del comportamiento del proceso térmico que se realicen. Estas variables, aunque difíciles de estimar no se deben ignorar.

2.6 ESTIMACIÓN DEL DESPLAZAMIENTO

2.6.1 TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO

Se define como el proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro fluido en un medio poroso, en el caso de un proceso de inyección de agua, el petróleo es desplazado por el agua y conforme pasa el tiempo se sigue incrementándose la saturación promedio de agua en el yacimiento.

2.6.1.1 Ecuación de flujo fraccional

La ecuación de flujo fraccional en un proceso de desplazamiento de fluidos inmiscibles de inyección de agua se define como el caudal de agua dividido para el caudal total durante el proceso.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad 2.30$$

Donde:

f_w = Flujo fraccional de agua

q_w = caudal de agua

q_o =caudal de petróleo

La ecuación de flujo fraccional es una relación muy importante debido a que hace posible la determinación de las tasas relativas de flujo de petróleo y agua en cualquier punto en un sistema de flujo en un medio poroso.

Incorpora todos los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento de un proyecto de inyección de agua; esto es, propiedades del fluido, propiedades de la

roca, rata de flujo, gradiente de presión, y propiedades estructurales del reservorio. Se tiene la siguiente expresión matemática.

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o \cdot A}{u_o \cdot q_t} \cdot \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - (\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad 2.31$$

Si se expresa en unidades de campo y en valores de permeabilidades relativas se tiene:

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \cdot \frac{k_o \cdot A}{u_o \cdot q_t} \cdot \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0.00694(\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad 2.32$$

Donde:

q_o = rata de flujo de petróleo a las condiciones de reservorio, bbl/día

q_w = rata de flujo de agua a las condiciones de reservorio, bbl/día

p_o = presión en la fase de petróleo, Psia

p_w = presión en la fase de agua, Psia

μ_o = viscosidad de petróleo, cp

μ_w = viscosidad de agua, cp

k_w, k_o = permeabilidades efectivas de agua y petróleo a la saturación de agua, md.

A = área de la sección transversal del reservorio, pies²

ρ_w, ρ_o = densidad del agua y del petróleo a condiciones de reservorio, lbm/pie³

α = ángulo de buzamiento del yacimiento.

Existen muchas situaciones donde se obtiene poca información disponible para evaluar el gradiente de presión capilar. En otros casos, el efecto de la presión capilar es despreciable.

La ecuación de flujo fraccional se reduce a la siguiente forma:

$$f_w = \frac{1 - \frac{7.83 \times 10^{-6} k_o A (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha}{\mu_o q_t}}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}} \quad 2.33$$

Si se asume que los efectos de la gravedad son despreciables:

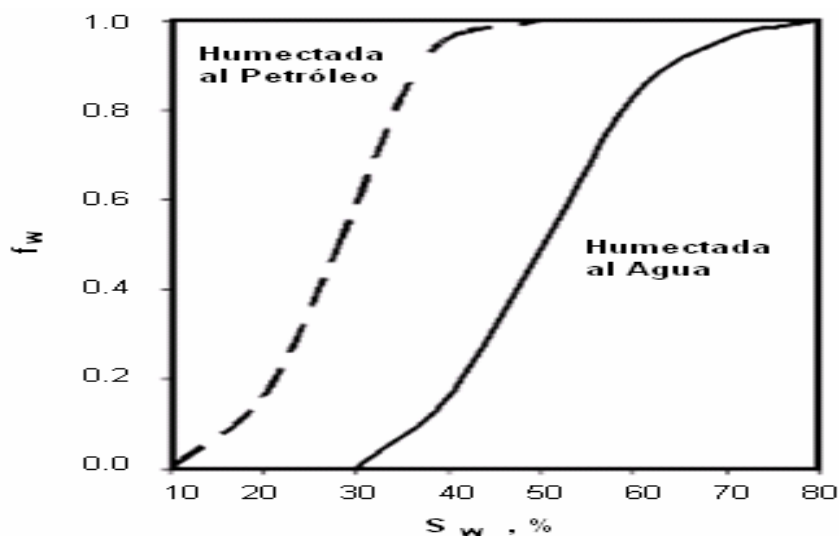
$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad 2.34$$

2.6.1.2 Efecto de las variables del reservorio sobre la eficiencia de desplazamiento

2.6.1.2.1 Efecto de Humectabilidad

Para una saturación de agua en particular, la permeabilidad efectiva al agua, k_w , será más pequeña en una roca humectada al agua que en una roca humectada al petróleo. Los yacimientos humectados al agua producirán a una alta eficiencia de desplazamiento y un alto recobro de petróleo recuperable que los yacimientos humectados al petróleo.

Fig. 2.3: Comparación de las Curvas de Flujo Fraccional para Yacimientos Humectados al Petróleo y Humectados al Agua.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

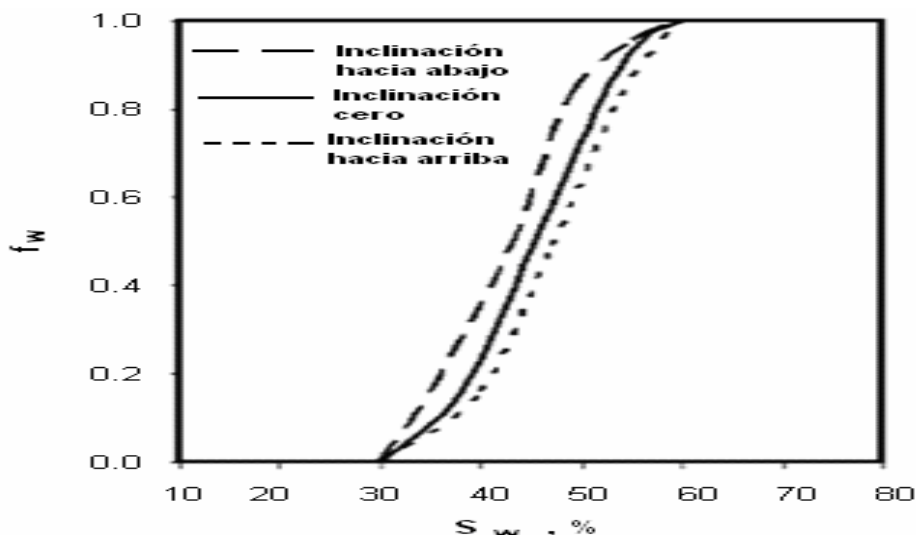
2.6.1.2.2 Efecto del grado buzamiento de la formación y de la dirección del desplazamiento.

Cuando se inyecta agua en un reservorio con un ángulo de inclinación significativo, la magnitud del ángulo y la dirección de la inyección de agua relativa al ángulo de inclinación puede tener una considerable influencia en el recobro de petróleo. El efecto del ángulo de inclinación o buzamiento de la formación afecta en la gravedad. La cual se presenta en la figura 2.4.

2.6.1.2.3 Efecto de la presión capilar

Sería deseable en una inyección de agua disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar. Esto puede obtenerse alterando la humectabilidad de la roca o disminuyendo o eliminando, la tensión interfacial entre petróleo y agua. Los métodos de recuperación mejorada que permiten disminuir la presión capilar son los métodos químicos.

Fig. 2.4: Efecto del Ángulo de Inclinación en el Flujo Fraccional



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

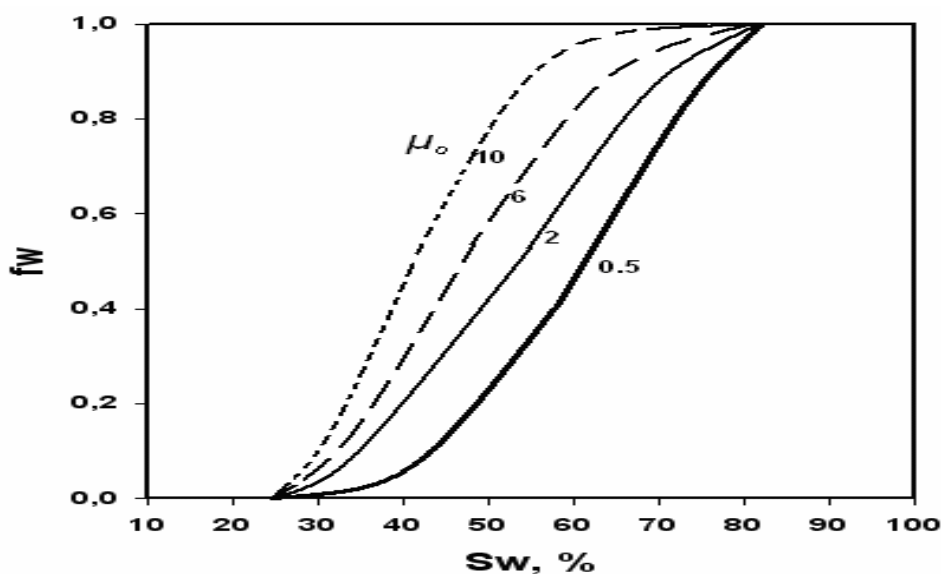
2.6.1.2.4 Efecto de las movilidades de petróleo y de agua

El mejoramiento de la recuperación de petróleo resulta de disminuir la movilidad del agua, o incrementar la movilidad del petróleo. Las permeabilidades efectivas para el petróleo y agua son afectadas principalmente por las saturaciones de

fluido existente en el reservorio, mientras que las viscosidades son afectadas por la temperatura, la cual disminuye durante un proceso térmico como es el caso del presente estudio

El efecto de la viscosidad del petróleo en la curva de flujo fraccional es descrita por la figura 2.5, para un conjunto en particular de condiciones de reservorio.

Figura 2.5. Efecto de la Viscosidad del Petróleo en la Curva de Flujo Fraccional



Fuente Apuntes de Recuperación Secundaria.

2.6.1.3 Ecuación de avance frontal

La ecuación de avance frontal nos permite conocer la distribución de la saturación de los fluidos como una función de la posición y del tiempo, durante un proceso de desplazamiento de dos fases inmiscibles en sistemas lineales, la cual fue presentada por Buckley y Leverett.

$$(v)_{S_w} = \left(\frac{dx}{dt} \right)_{S_w} = \frac{5.615 * q_t}{A * \phi} \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} = \frac{5.615 * q_{iny}}{A * \phi} \left(\frac{dfw}{dS_w} \right)_{S_w} \quad 2.35$$

Donde:

$$(v)_{S_w} = \text{velocidad del frente de saturación.}$$

A = sección transversal

ϕ = porosidad

q_t = rata total de flujo

q_{iny} = rata de inyección de agua

$\left(\frac{dfw}{dS_w}\right)_{S_w}$ = pendiente de la curva de fw vs Sw a una determinada Sw.

Para determinar la distancia del frente de saturación a un determinado tiempo se procede a integrar la ecuación de avance frontal.

$$\int_0^x dx = \frac{5.615 \cdot q_t}{A \cdot \phi} \left(\frac{dfw}{dS_w}\right) \int_0^t dt$$

Y se tiene la ecuación que permite obtener la posición del frente de saturación como una función del tiempo.

$$x = \frac{5.615 \cdot q_t \cdot t}{A \cdot \phi} \left(\frac{dfw}{dS_w}\right) \quad 2.36$$

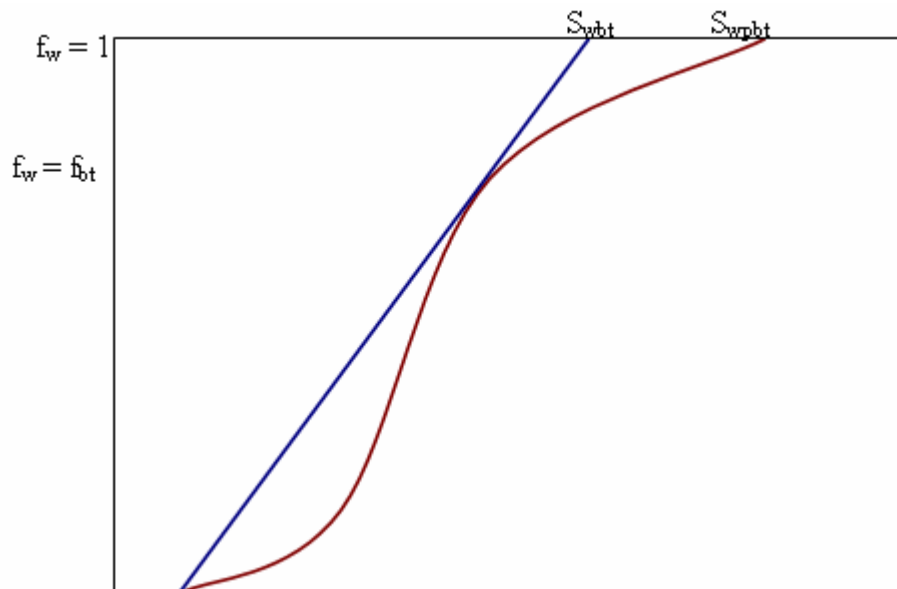
2.6.1.4 Distribución de la saturación de agua.

2.6.1.4.1 Antes de la ruptura

Terwilliger encontró que la saturación que va desde la S_{wc} a S_{wf} se mueve a una misma velocidad como una función de la posición y del tiempo. El resultado es que el perfil de saturación de agua permanece constante dentro del rango de saturación S_{wc} y S_{wbt} con el tiempo.

Para un tiempo dado se puede graficar el perfil de saturación de agua, a partir de la curva de flujo fraccional, de la cual se obtiene el valor de la pendiente y se calcula la posición y el valor de la saturación detrás del frente de ruptura.

Figura 2.6: Pendiente de la Curva de Flujo Fraccional



Fuente: Desplazamientos Inmiscibles. Lucio Carrillo.

La saturación promedio antes de que ocurra la ruptura se puede determinar a partir del gráfico de la curva de flujo fraccional o a partir de la siguiente relación, en la cual se necesita el valor de la pendiente de la curva de flujo fraccional:

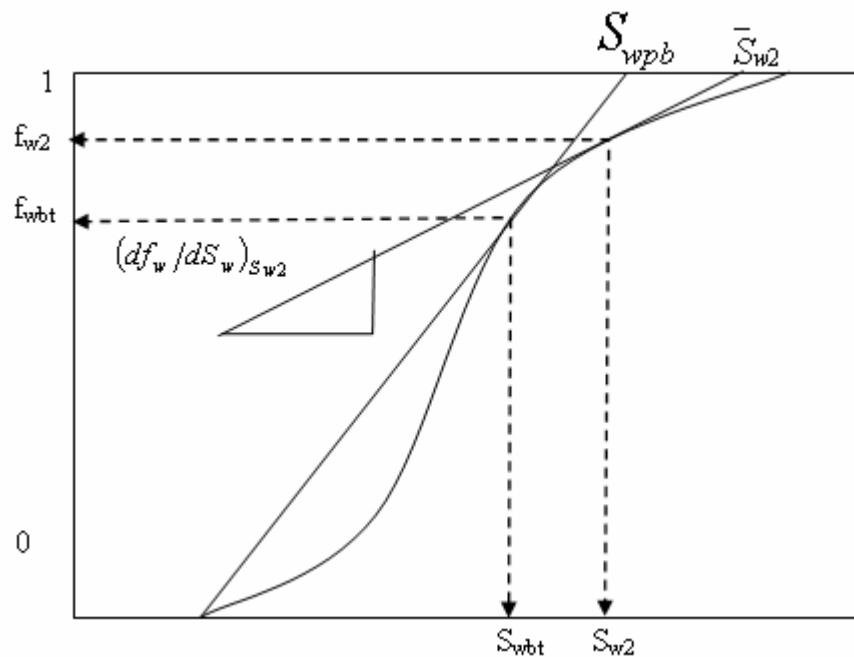
$$S_{wpb} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wbt}}} \quad 2.37$$

2.6.1.4.2 Después de la ruptura

Después que el agua de inyección alcanza el pozo productor la velocidad de la saturación del agua es variable, por lo que la saturación promedio de agua varía constantemente con el tiempo.

Welge demostró que cuando el frente de saturación alcanza al pozo productor la saturación de agua promedio se puede obtener a partir de la curva de flujo fraccional.

Figura 2.7: Saturación Promedia de Agua Luego de la Ruptura.



Fuente: Reservoir Engineering Handbook. Tarek Ahmed.

Como se puede observar el procedimiento para determinar el valor de la saturación promedio de agua antes y después de la ruptura son similares, se puede obtener a partir de la siguiente relación o de la curva de flujo fraccional.

$$\bar{S}_{w2} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{w2}}} \quad 2.38$$

2.7 MODELOS DE INYECCIÓN

Uno de los primeros pasos de un proyecto de inyección de agua es la selección del modelo de inyección, el objetivo es seleccionar un modelo apropiado que mejore la inyección del fluido contactando la mayor cantidad de petróleo posible en el yacimiento.

Cuando se realiza la selección del modelo de inyección se debe considerar los siguientes factores:

- Proporcionar una capacidad productiva deseada.
- Proporcionar la suficiente rata de inyección de agua para un adecuado rendimiento en la productividad del petróleo.
- Maximizar el recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua.
- Tomar ventajas de las anomalías conocidas en el yacimiento como: permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas, etc.
- Ser compatible con el patrón de pozos existentes y requerir un mínimo de nuevos pozos.
- Ser compatibles con los modelos de inyección ya existentes en el yacimiento.

En general la selección de un modelo de inyección para el reservorio depende del número y la localización de pozos existentes, en algunos casos los pozos productores pueden convertirse en pozos inyectores mientras que en otros casos puede ser necesaria la perforación de pozos inyectores.

2.7.1 MODELOS DE INYECCIÓN IRREGULAR

La inyección irregular se debe a la topología en la superficie y bajo ella, así como el uso de técnicas de perforación direccional puede provocar que los pozos de producción e inyección se encuentren localizados de manera no uniforme en el yacimiento. En estas condiciones, la región afectada por la influencia de los pozos inyectores resulta diferente para cada pozo.

Algunos reservorio pequeños son desarrollados para la recuperación primaria con un número limitado de pozos, a medida que pasa el tiempo solo pocos pozos se encuentran en producción mientras que otros pozos se convierten en inyectores en un modelo no uniforme, cuando se localiza fallas y variaciones en la porosidad y permeabilidad también se tiene modelos irregulares.

2.7.1.1 Modelos de inyección perimetral

En la inyección perimetral los pozos se encuentran localizados en el límite del yacimiento y el petróleo es desplazado hacia el interior del yacimiento.

2.7.1.2 Modelos de inyección en la cresta o basa de una estructura.

La inyección en la cresta, como el nombre lo indica, la inyección es a través de pozos localizados en el tope de la estructura, los proyectos de inyección de gas utilizan un típico modelo de inyección en la cresta. La inyección basal, el fluido es inyectado en el fondo de la estructura, algunos de los proyectos de inyección de agua utilizan un modelo de inyección en la base de la estructura que tiene algunos beneficios adicionales provenientes de la segregación gravitacional.

2.7.2 MODELO DE INYECCIÓN REGULAR

Existe una amplia variedad de arreglos entre pozos productores e inyectores que han sido utilizados en los proyectos de inyección.

2.7.2.1 Modelos geométricos en línea recta

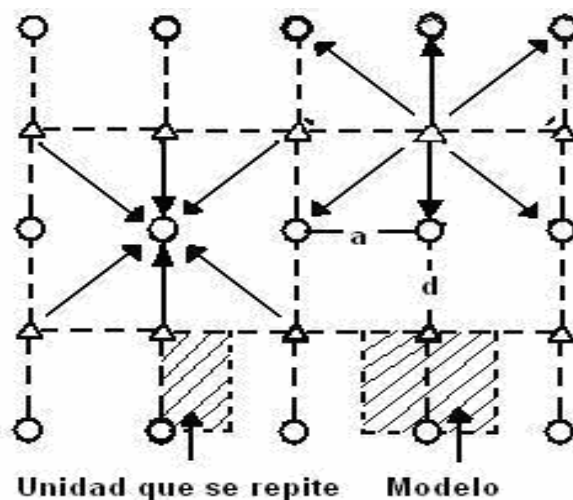
En los modelos de inyección en línea recta se tiene la siguiente nomenclatura:

- “o” Pozo productor.
- “Δ” Pozo inyector
- “a” Representa la distancia más corta entre dos pozos del mismo tipo que se encuentra en una misma fila.
- “d” Representa la distancia más corta entre dos pozos de diferente tipo que se encuentra en una misma columna.
- “unidad” Es la porción sobre la que se realiza todos los estudios.

2.7.2.1.1 Línea directa

La línea de los pozos de inyección y producción se encuentran directamente opuestos el uno hacia el otro como se presenta en la figura 2.8.

Figura 2.8: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Línea Recta



Fuente: Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci.

$\frac{PRI}{PP}$ = razón de pozos de inyección a pozos de producción.

$\frac{PRI}{PP} = \frac{N^{\circ} \text{ de pozos de inyección que alimentan a un pozo productor}}{N^{\circ} \text{ de pozos de producción que alimentan a un pozo inyector}}$

$$\frac{RPI}{PP} = \frac{6}{6} = 1$$

La razón a/d puede variar y la unidad que se repite se muestra rayada en la figura.2.8.

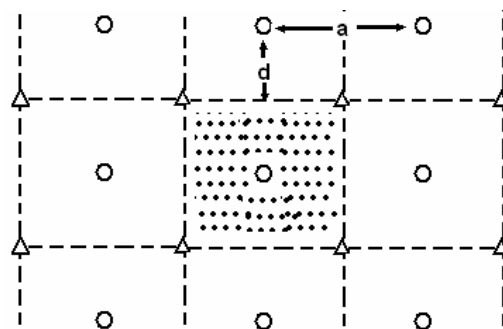
2.7.2.1.2 Lineal escalonado

Los pozos se encuentran ubicados en líneas como en el caso de líneas directas, pero los pozos inyectores y productores no están directamente opuestos si no que se encuentran lateralmente opuestos a una distancia a/2, como se indica en la figura 2.9.

La relación de los pozos de producción e inyección es:

$$\frac{RPI}{PP} = \frac{4}{4} = 1$$

Figura 2.9: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Línea Escalonado



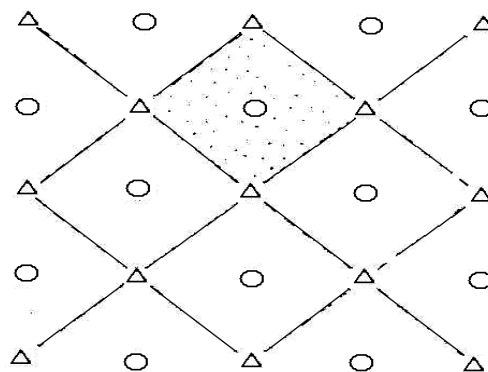
Fuente. Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. J. Menucci.

2.7.2.2 Modelos geométricos en redondo o periféricos.

2.7.2.2.1 Modelo de cinco pozos

Es un caso especial del empuje lineal escalonado donde la relación de $d/a = 1/2$. Este modelo es el más utilizado en la actualidad, es mucho más eficiente que los dos anteriores debido a que sus pozos son equidistantes, ya que se perforan los cuatro pozos de inyección en los vértices de un cuadrado y el pozo productor en el centro como se indica en la figura. 2.10

Figura 2.10: Disposición de los Pozos en un Arreglo de Cinco Pozos.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

La relación de los pozos inyectora a pozos productores es:

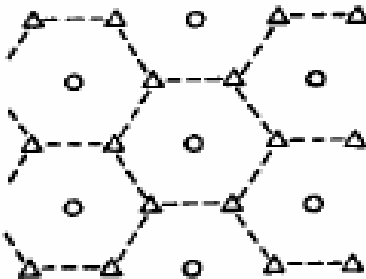
$$\frac{RPI}{PP} = \frac{4}{4} = 1$$

2.7.2.2.2 Modelo de siete pozos

2.7.2.2.2.1 Modelo de siete pozos normal

Se colocan los pozos inyectora en el vértice del hexágono y el pozo productor en el centro.

Figura 2.11: Disposición de un Modelo de Siete Pozos Normal.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

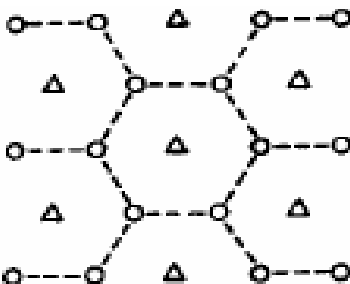
La relación de los pozos inyectores a los pozos reproducción es:

$$\frac{RPI}{PP} = \frac{6}{3} = 2$$

2.7.2.2.2 Modelo de siete pozos invertido

Los pozos inyectores se colocan en el centro del hexágono y los pozos de producción en los vértices.

Figura 2.12: Disposición de un modelo de Siete Pozos Invertidos.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

La relación de los pozos inyectores a los pozos reproducción es:

$$\frac{RPI}{PP} = \frac{3}{6} = 1/2$$

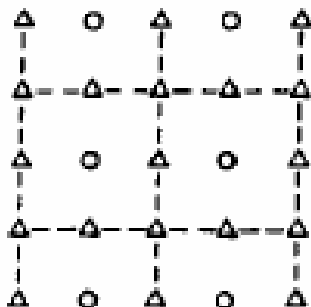
2.7.2.2.3 Modelo de nueve pozos.

2.7.2.2.3.1 Modelo de nueve pozos normal

Los pozos forman un cuadrado, con pozos de inyección en los vértices y en los puntos medios de los lados y el pozo productor en el centro del cuadrado. Los

pozos de los vértices del cuadrado influyen a cuatro pozos de producción mientras que los pozos de los puntos medios influyen a dos pozos de producción.

Figura 2.13: Disposición de un Modelo de Nueve Pozos Normal



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

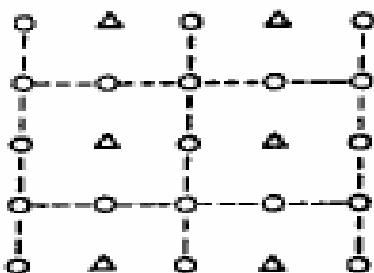
La relación de los pozos inyectores a los pozos de producción es:

$$\frac{RPI}{PP} = R_{\text{vértice}} + R_{\text{ptos.medios}} = \frac{4}{4} + \frac{4}{2} = 3$$

2.7.4.2.3.2 Arreglo de nueve pozos invertido

El pozo inyector va en el centro, en los vértices y puntos medios de los lados del cuadrado van los pozos productores.

Figura 2.14: Disposición de un modelo de nueve pozos invertidos.



Fuente: Apuntes de Recuperación Secundaria.

La relación de los pozos inyectores a los pozos reproducción es:

$$\frac{RPI}{PP} = \frac{1}{4 \frac{1}{4} + 4 \frac{1}{2}} = \frac{1}{3}$$

2.8 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA

La eficiencia de desplazamiento se define como la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida en un determinado tiempo.

2.8.1 EFICIENCIA AREAL DE BARRIDO E_A

La eficiencia areal de barrido se define como la fracción del área total del modelo de inyección que es contactada por el fluido desplazante. Esta se incrementa rápidamente desde que se inicia la inyección hasta antes que ocurra la ruptura, después de lo cual la EA continua creciendo muy lentamente.

La eficiencia areal de barrido depende básicamente de tres factores principales.

- Relación de movilidad.
- Modelo de inyección.
- Acumulación del agua inyectada.

2.8.1.2 Eficiencia de barrido areal en la ruptura

La eficiencia areal de barrido durante la ruptura puede determinarse por la siguiente ecuación.

$$E_{ABT} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M} + \frac{0.30222997}{e^M} - 0.00509693M \quad 2.39$$

Donde:

M = relación de movilidad.

2.8.1.3 Eficiencia de barrido areal después de la ruptura

La eficiencia de barrido areal después de la ruptura se puede determinar a partir de la relación entre el volumen de agua inyectada después de la ruptura y el volumen de agua inyectada en la ruptura.

$$E_A = E_{ABT} + 0.633 \log \left(\frac{W_{iny}}{W_{iBT}} \right) \quad 2.40$$

Donde:

W_{iBT} = Volumen de agua inyectada hasta la ruptura.

W_{INY} = Volumen de agua inyectada.

2.8.2 EFICIENCIA VERTICAL DE BARRIDO E_V .

La eficiencia vertical de barrido E_V , se define como la fracción de la sección vertical que ha sido invadida por el fluido desplazante, y depende de:

- La relación de movilidad.
- Volumen total de agua inyectado.

2.8.3 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO E_D :

Es la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida a un tiempo dado. Matemáticamente se expresa.

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{w2}}{1 - S_{w2}} \quad 2.41$$

Donde:

\bar{S}_w = saturación de agua promedia durante la inyección.

S_{wi} = saturación de agua inicial

La eficiencia de desplazamiento continúa incrementándose durante el proceso de desplazamiento mientras se siga incrementándose la saturación de agua promedia.

2.8.4 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO VOLUMÉTRICA E_S

La eficiencia volumétrica indica la fracción del volumen total del yacimiento que esta en contacto con el agua.

$$E_S = E_A * E_V \quad 2.42$$

Para yacimientos homogéneos la eficiencia volumétrica es igual a la eficiencia de barrido areal.

2.9 ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO

Para realizar la predicción del comportamiento de un proceso de inyección de agua se tiene las siguientes ecuaciones.

2.9.1 ETAPA INICIAL

Producción de agua y petróleo.

Volumen poroso V_p

$$V_p = \phi h A \quad 2.43$$

Producción de agua

$$W_{pbt} = E_{asbt} (S_{wc} - S_{wr}) V_p \quad 2.44$$

Producción de petróleo:

$$N_{pbt} = E_{asbt} (S_{wpbt} - S_{wac}) V_p / B_o \quad 2.45$$

Volumen inyectado de agua

$$W_{inybt} = E_{asbt} (S_{wpbt} - S_{wac}) V_p \quad 2.46$$

Tiempo de ruptura

$$t_{bt} = \frac{N_{pbt}}{q_o} \quad 2.47$$

Tasa de producción de agua y fluidos a condiciones de reservorio

Producción de agua

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} \quad 2.48$$

Producción total de fluidos

$$q_t = q_o \cdot B_o + q_w \quad 2.49$$

Corte de agua en superficie:

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} \quad 2.50$$

2.9.2 FASE SUBORDINADA

Producciones de petróleo y agua de la zona virgen:

Petróleo

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wpbt} - S_{wac})V_p \quad 2.51$$

Agua

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})V_p \quad 2.52$$

Fracción del volumen poroso nuevamente invadido.

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta W_{iny}}{E_{as} V_p} \quad 2.53$$

Pendiente de la curva de flujo fraccional

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i} \quad 2.54$$

Producción de petróleo y agua de la zona invadida.

Petróleo

$$\Delta N_{pp} = (1 - f_w) [\Delta W_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})] \quad 2.55$$

Agua

$$\Delta W_{pp} = f_w [\Delta W_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})] \quad 2.56$$

Producciones totales de petróleo y agua

Petróleo

$$\Delta N = (\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp}) / B_o \quad 2.57$$

Agua

$$\Delta W = (\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}) \quad 2.58$$

CAPITULO III

APLICACIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

3.1 CONTINUIDAD DE LAS ARENAS

En los proyectos de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente se debe tener un estudio completo de continuidad de las arenas antes de realizar la selección de un modelo de inyección.

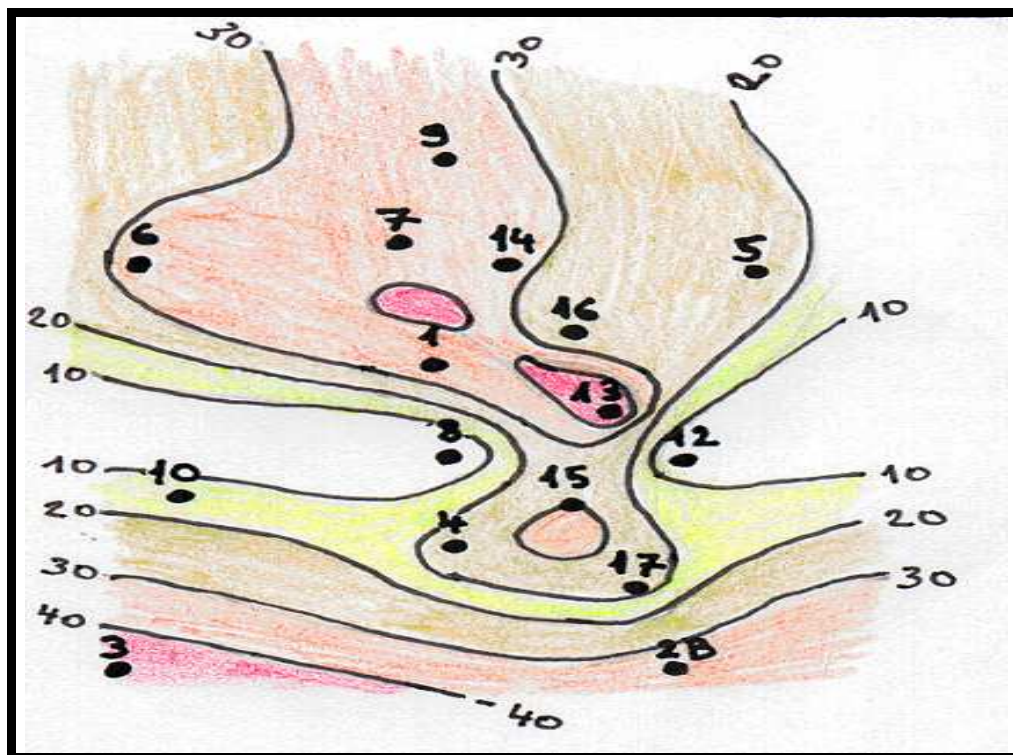
El estudio de continuidad se realiza en la arena “U” que es donde se realizará el estudio, debido a que el petróleo que se encuentra en este yacimiento tiene una viscosidad relativamente alta que es una condición necesaria para el presente estudio lo que no sucede con el petróleo que se encuentra en las arena “T” y “Hollín”.

Durante los estudios de continuidad de la arena “U” realizado por Petroproducción se determinó la existencia de las arenas “U inferior” y “U superior”, las mismas que fueron correlacionadas con los datos de espesores de las arenas en los diferentes pozos a partir de los registros eléctricos y los estudios de sísmica.

El estudio de continuidad se realizó entre los pozos que se encuentran en una misma línea de Norte a Sur y de Este a Oeste.

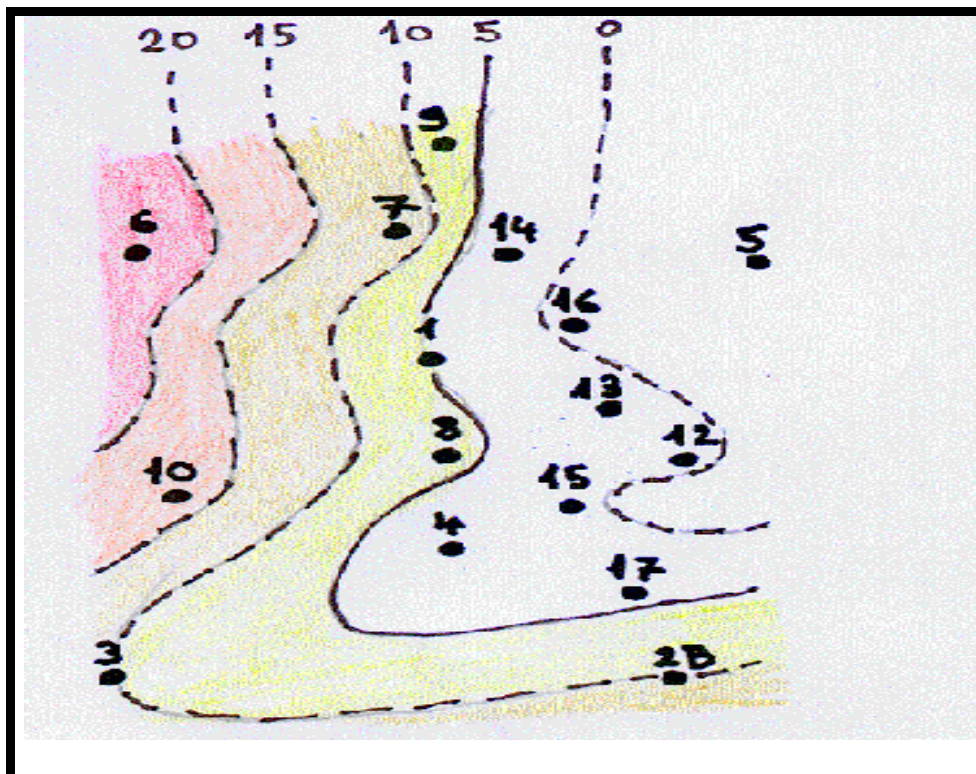
Luego de realizar las correlaciones entre los pozos cercanos en sentido norte-sur y este-oeste los cuales se presentan en el ANEXO 3.1. Se realizan los mapas isópacos de las arenas “U superior” figura 3.1, y “U Inferior” figura 3.2, los mismos que nos permiten identificar el espesor de las arenas en los diferentes yacimientos; para posteriormente realizar la selección del modelo de inyección aplicable a este yacimiento en los pozos que tienen una comunicación de las arenas.

Figura 3.1: Mapa Isópaco de la Arena "U inferior" del Campo Yuca.



Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

Figura 3.2: Mapa Isópaco de la Arena "U superior" del Campo Yuca.

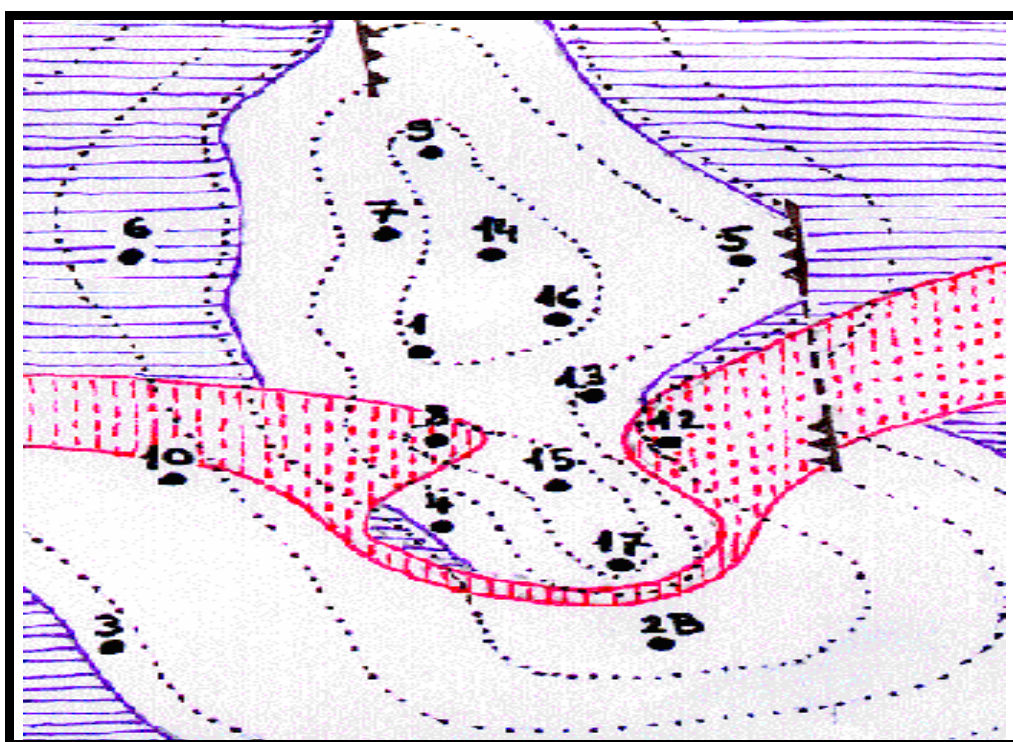


Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

Al analizar los mapas isópacos de las arenas “U superior” y “U inferior” del Campo Yuca se determinó que es en el yacimiento “U inferior” es donde se realizará el estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente debido a que tiene un buen espesor y continuidad de arena.

En la figura 1.3 se presenta el mapa estructural a la base de la arenisca U, donde se identifica con claridad la presencia de las barreras entre los yacimientos.

Figura 3.3: Mapa Estructural a la Base de la Arena U del Campo Yuca.



Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

El mapa estructural nos indica la presencia de una barrera la cual divide al yacimiento en dos partes quedando una hacia el lado norte y la otra hacia el sur, la presencia de esta barrera nos indica que nuestro estudio debe concentrarse al lado norte de la barrera, debido a que es donde se encuentran casi la totalidad de los pozos.

3.2 PRESIÓN ACTUAL DEL YACIMIENTO

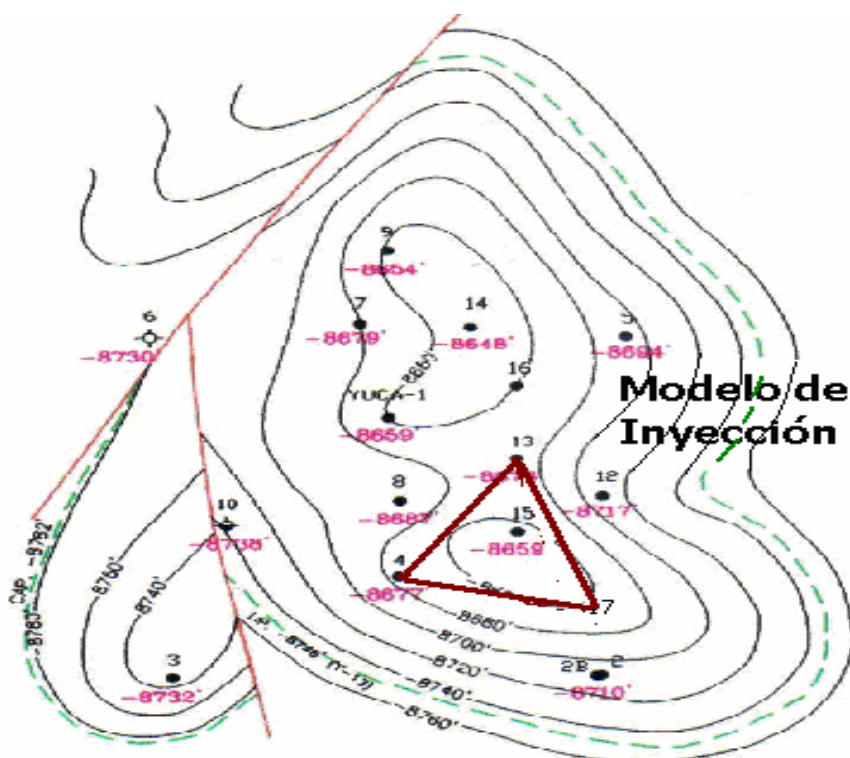
La presión es un parámetro muy importante dentro de la vida productiva de un campo petrolero ya que de ella depende la producción primaria del campo y el

tipo de mecanismo de producción presente en el yacimiento. Nuestro análisis de las presiones actuales del yacimiento se concentra únicamente en el yacimiento “U inferior” en el lado Norte de la Barrera, para ello se utilizó los datos de las pruebas de B´UP, las cuales se presentan en el ANEXO 3.2.

Los valores de las presiones del yacimiento de algunos pozos fueron extrapolados al tiempo presente, debido a la falta de información de las presiones actuales del yacimiento. Al realizar la extrapolación se consideró en algunos pozos la presión del yacimiento en el tiempo en el cual fue cerrado el pozo y ese valor se considera como la presión actual de yacimiento, los cuales se presentan en el ANEXO 3.2.

Con el análisis de los estudios de continuidad de las arenas, presión del yacimiento y la viscosidad del crudo en el yacimiento se selecciona el modelo y los pozos de inyección para el estudio.

Figura 3.4 Modelo de Inyección Seleccionada Para el Proyecto.



Los pozos seleccionados para el estudio de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente son los pozos: Yuca 4, Yuca 13, Yuca 15 y Yuca 17, con lo cual se tiene un modelo de inyección de cuatro pozos el cual se presenta en la figura 3.4, se procede a analizar los historiales de producción, y un estudio de las condiciones actuales de los pozos.

3.3 ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL MODELO DE INYECCIÓN.

Luego de haber realizado estudio de continuidad de los cuerpos arenosos y el análisis de las presiones actuales del yacimiento se procede a analizar las condiciones actuales de los pozos.

Las reservas remanentes y el POES se determinó por pozo con el programa OFM de Petroproducción para los pozos Yuca 13, Yuca 15 y Yuca 17, mientras que para el pozo Yuca 4 se determina el POES con el método volumétrico y las reservas remanentes por simple diferencia entre el POES y la producción acumulada, los cuales se presentan en el ANEXO 3.3.

Las condiciones actuales en las que se encuentran los pozos se determinaron a partir de los análisis de los historiales de reacondicionamiento los cuales se presentan en el ANEXO 3.4, en la tabla 3.1, se presenta un resumen de los historiales de cada uno de los pozos entre las cuales consta la fecha en la que fueron cerrados en el caso de los pozos cerrados, así como la producción y el tipo de crudo que se encontraban produciendo.

3.4 MODELO DE INYECCIÓN.

El presente estudio se procede a realizar en un modelo de cuatro pozos, tres inyectores y un productor, esta selección se obtuvo luego de realizar el análisis de las viscosidades del crudo, estudio de continuidad del yacimiento y análisis de la presión del yacimiento.

Tabla 3.1 Condiciones Actuales de los Pozos Seleccionados

	Yuca 4	Yuca 13	Yuca15	Yuca 17
Fecha	Mayo 1996	Marzo 2005	Diciembre 2007	Octubre 2003
Observaciones	Cerrado	Cerrado	Produciendo	Cerrado
Petróleo BPPD	210	223	489	122
GOR PC/bbl	76	44	143	132
BSW %	50	75	75	85
Producción Acumulada bbl	67.679	2'253.805	3'051450	416.306
Reservas Remanentes bbl	1'826.552	2'897.300	4'796.40	953.879
POES	1'894.231	5'151100	7'848090	1'370.185

Fuente: Ingeniería de Yacimientos Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

El área de estudio que se considera es el área que se encuentran entre los pozos Yuca 13, Yuca 4 y Yuca 17.

Para realizar el cálculo del área de estudio se procedió a determinar las distancias entre los pozos con el programa OFM de Petroproducción y así determinar el área de estudio.

Tabla 3.2: Distancia entre Pozos del Área de Estudio

Pozos	Distancia, metros	Distancia, pies
Yuca 4-13	1121	3665.7
Yuca 4-17	863.4	2823.3
Yuca 13-17	1147.43	3752.1

Fuente: OFM Ingeniería en Yacimientos Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

Con las distancias entre los pozos se procedió a calcular el área en el cual se realiza el estudio, el área del modelo de inyección se determinó por simple geometría conociendo los tres lados de un triángulo y es de 111.83 Acres.

3.5 ESTUDIO DE HOMOGENEIDAD DEL MODELO DE INYECCIÓN

Luego de la selección del modelo de inyección se procede a determinar el grado de homogeneidad del yacimiento, el cual consiste especialmente en el análisis de los valores de la porosidad, permeabilidad, espesor de la formación y ángulo de buzamiento los cuales se presentan en la tabla 3.3 los mismos que no presentan una gran variación entre ellos y ésta es una condición necesaria para la aplicación de la teoría de avance frontal ya considera al sistema de propiedades homogéneas, razón por la cual es necesario realizar un promedio de los datos.

Tabla 3.3 Homogeneidad del Yacimiento

POZO	Zona neta de pago Pies	Porosidad %	Permeabilidad (md)	Angulo de buzamiento
YUC-04	24,5	18,4	295	0,76°
YUC-13	39,5	17,8	339	0,62°
YUC-15	29,75	18,6	395	0°
YUC-17	24	18	600	0,65°

Elaborado por: Klever Maiquiza

Fuente: Yacimientos Petroproducción.

Los valores de la porosidad y el espesor de la formación se obtuvo de los análisis de los registros eléctricos en Petroproducción, mientras que los valores de la permeabilidad se obtuvo de las pruebas de B'up. El valor de la porosidad se determinó mediante un promedio aritmético de los valores de porosidad de los pozos seleccionados que se presentan en la tabla 3.3.

$$\phi_{prom} = \frac{\phi_{Yuca4} + \phi_{Yuca13} + \phi_{Yuca15} + \phi_{Yuca17}}{4} \quad 3.1$$

$$\phi_{prom} = \frac{18.4 + 17.8 + 18.6 + 18}{4}$$

$$\phi_{prom} = 18.2$$

El valor promedio del espesor de la arena se obtiene mediante un promedio geométrico de los espesores de las arenas de los pozos seleccionados los cuales representan en la tabla 3.3

$$h_{prom} = \sqrt[4]{h_{o_{Yuca4}} * h_{o_{Yuca13}} * h_{o_{Yuca15}} * h_{o_{Yuca17}}} \quad 3.2$$

$$h_{prom} = \sqrt[4]{24.5 * 39.5 * 29.75 * 24}$$

$$h_{prom} = 28.8 \text{ pies}$$

En la tabla 3.4 se presenta los valores de porosidad, espesor de la arena y el área del modelo de inyección que se utilizará para los cálculos.

Tabla 3.4 Porosidad, Espesor y Área del Modelo de Inyección

Área, acres	Porosidad, %	Espesor, pies
111.83	18.2	28.8

Elaborado por: Klever Maiquiza

3.6 SATURACIÓN ACTUAL DE PETRÓLEO.

El campo Yuca ha estado en proceso de producción por varios años, y la saturación de agua en el yacimiento se ha ido incrementando debido a que el yacimiento tiene como mecanismo de producción natural un acuífero lateral en la arena U donde se concentrará el estudio, la saturación de agua actual se ha determinado a partir del método volumétrico. Los valores de POES del modelo de inyección se obtuvo al sumar el POES de cada uno de los pozo que se presenta en la tabla 3.1, la cual se aplicará para determinar el área de drenaje de los pozos seleccionados.

Tabla 3.5 Saturación de Agua Inicial

Pozo	S _{wi} , %
Yuca 4	11.7
Yuca 13	6.3
Yuca 15	7.5
Yuca 17	10.26

Elaborado por: Klever Maiquiza

El valor de la saturación de agua inicial usada será el promedio.

$$S_{wiprom} = \frac{S_{wiYuca4} + S_{wiYuca13} + S_{wiYuca15} + S_{wiYuca17}}{4}$$

$$S_{wiprom} = \frac{11.7 + 6.3 + 7.5 + 10.26}{4}$$

$$S_{wiprom} = 8.94$$

Los valores porosidad y espesor a usarse en la ecuación del método volumétrico son los valores promedio presentados en la tabla 3.4, el POES del modelo de inyección es 16'263.606 barriles.

$$POES = \frac{7758 * \phi * h * A * (1 - S_w)}{\beta_o}$$

$$16'263.606 = \frac{7758 * 0.182 * 28.8 * A * (1 - 0.0894)}{1.12}$$

$$A = 491.9 \text{ Acres}$$

Luego de haber determinado cual es el área de drenaje afectado por el modelo de inyección, cambiando en la ecuación volumétrica el valor de POES por las reservas remanentes del modelo de inyección que se presenta en la tabla 3.1, determinamos la saturación de agua actual.

$$\text{Reservas Remanentes} = \frac{7758 * \phi * h * A * (1 - S_{wac})}{\beta_o}$$

$$\text{Reservas Remanentes} = 10'474.371 \text{ bbl}$$

$$10'474.371 = \frac{7758 * 0.182 * 28.8 * 491.9 * (1 - S_{wac})}{1.12}$$

$$S_{wac} = 0.41$$

El valor de la saturación de agua actual será utilizado en el desarrollo del proyecto como saturación de agua inicial del proyecto.

3.7 DISTRIBUCIÓN DE LA TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO.

La temperatura del yacimiento se incrementa a medida que pasa el tiempo lo importante es conocer el incremento de la temperatura como una función de la posición y del tiempo en el yacimiento, para lo cual se requiere conocer algunas características del fluido a inyectar.

Tabla 3.6 Condiciones del Fluido de Inyección

Propiedades del fluidos de inyección	
Temperatura del Yacimiento ° F	200
Temperatura Fluido de Inyección ° F	600
Caudal de Inyección bls/día	900
Tiempo de inyección, horas	4752
Distancia del frente de calor, pies	2027

Elaborado por: Klever Maiquiza

El valor de la distancia del frente de calor es la distancia entre el pozo inyector y productor el cual fue calculado con el programa OFM en Petroproducción y el tiempo de inyección es el tiempo en el cual el frente de agua alcanza el pozo productor la cual depende del caudal de inyección que fue seleccionado de acuerdo a la capacidad de producción de cada pozo del modelo.

Durante el proceso de inyección de agua caliente se necesita determinar las propiedades térmicas de las rocas y de los fluidos del yacimiento, así como de las formaciones adyacentes a una temperatura promedio entre la temperatura del yacimiento y la temperatura del fluido de inyección, las cuales se presentan en la tabla 3.7. Algunos de los cuales fueron obtenidas a partir de relaciones matemáticas y otras a partir de tablas de propiedades térmicas generalizadas que se presentan en el anexo 2.1, que fue necesario utilizarlas debido a que en el país no existen estudios sobre propiedades térmicas de las rocas.

Las capacidades caloríficas de las rocas fueron determinadas con la ecuación 2.7.

$$M_{ob} = (1-\phi)\rho_r^*c_r + \phi(S_o\rho_o c_o + S_w\rho_w c_w)$$

Debido a que las formaciones adyacentes se consideran que son lutitas libres de petróleo y agua la ecuación 2.7 se simplifica:

$$M_{ob} = \rho_r^*c_r$$

Los valores de densidad de la roca se obtienen del ANEXO 2.1, es igual a 149 libras por pie cúbico y la capacidad calórica es 0.213 BTU/libras-°F.

$$M_{ob} = 149 * 0.213$$

$$M_{ob} = 31.74 \text{ BTU/ft}^3\text{-}^\circ \text{ F}$$

Tabla 3.7: Propiedades Termodinámicas de la arena U

Propiedad Termodinámica	Símbolo	Valor	A partir de:
Calor Específico Petróleo BTU/lb-° F	C _o	0,40	Ec. 2.4
Calor Específico Agua BTU/lb-° F	C _w	1,09	Ec. 2.5
Calor Específico Roca BTU/lb-° F	C _r	0,20	Ec. 2.6
Densidad del Petróleo lb/ft ³	ρ _o	59,26	Ec. 2.8
Densidad del Agua lb/ft ³	ρ _w	61,85	Ec. 2.9
Densidad de la Roca lb/ft ³	ρ _r	142,0	Anexo 2.1
Capacidad Calorífica de la Roca Saturada BTU/ft ³ -° F	M _s	32,15	Ec. 2.7
Capacidad Calorífica de Lutita Saturada BTU/ft ³ -° F	M _{ob}	31,74	Ec.2.7
Conductividad Térmica de Lutitas BTU/h-ft-° F	kh _{ob}	0,975	Anexo 2.1

Elaborado por: Klever Maiquiza

Luego que se ha determinado las propiedades térmicas de las rocas y de los fluidos de la arena U se procede a determinar la distribución de la temperatura en el yacimiento, para un sistema lineal, para lo cual se requiere calcular ciertas variables que se necesita para conocer cual es la temperatura que se alcanza en el yacimiento.

Los valores que se utilizarán en la ecuación 2.18, para el cálculo del tiempo adimensional se presentan en la tabla 3.7, el tiempo de inyección de la tabla 3.6 y el valor del espesor del modelo de inyección de la tabla 3.4.

$$t_D = \frac{4 k_{hob} M_{ob} t}{M_s^2 h_t^2}$$

$$t_D = \frac{4 * 0.975 * 31.74 * 4752}{32.15^2 * 28.8}$$

$$t_D = 19,760$$

El valor de la distancia adimensional se obtiene con la ecuación 2.15, el cual considera un modelo lineal por lo que considera el área de calentamiento como el producto del espesor de la formación por la distancia entre los pozos y el valor de la conductividad térmica de la formación adyacente, capacidad calórica de la formación y de la adyacente así como los valores de la densidad y calor específico del agua encuentran en la tabla 3.7, el valor del espesor se presenta en la tabla 3.5, y el caudal de inyección de la tabla 3.6.

$$x_D = \frac{4 * 24 * k_{hob} M_{ob} A}{5.615 * M_s \rho_f c_f q_{iny} h_t}$$

$$x_D = \frac{4 * 24 * 31.74 * 0.975 * 28.8 * 2027}{5.615 * 32.15 * 61.85 * 1.09 * 900 * 28.8}$$

$$x_D = 0.549$$

Se requiere el valor de x para determinar la función error erfc(x).

$$x = \frac{x_D}{\sqrt[2]{t_D - x_D}}$$

$$x = \frac{0.549}{\sqrt[2]{19.6 - 0.549}}$$

$$x = 0.126$$

Con el valor de x se puede obtener el valor u.

$$u = \frac{1}{1 + Px}$$

$$u = \frac{1}{1 + 0.47047 * 0.126}$$

$$u = 0.994$$

Con lo cual se determina el valor de la función error

$$erfc(x) = (a_1 u + a_2 u^2 + a_3 u^3) e^{-x^2}$$

$$erfc(x) = (0.3480242 * 0.994 - 0.0958798 * 0.994^2 + 0.07478556 * 0.994^3) 2.7182^{-0.126^2}$$

$$erfc(x) = 0.32$$

Con lo cual se obtiene el valor de la temperatura que alcanza el yacimiento con la ecuación.

$$T = T_y + (T_f - T_y)erfc(x)$$

$$T = 200 + (600 - 200)0.32$$

$$T = 328F$$

Tabla 3.8: Distribución de la Temperatura en el Yacimiento.

Parámetros	Valor
Tiempo adimensional	15,706
Distancia adimensional flujo	0,985
Temperatura alcanzada	328

Elaborado por: Klever Maiquiza.

3.8 VARIACIÓN DE LA VISCOSIDAD CON LA TEMPERATURA

Durante el proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente se consiguió incrementar la temperatura a 328° F, y se procede a calcular los nuevos valores de las viscosidades del petróleo y del agua.

Tabla 3.9: Variación de la Viscosidad con la Temperatura

Viscosidad	200 °F	322 ° F	A partir de.
μ_w cp	0.24	0.1735	Ec: 2.2
μ_o cp	31.5	6.5	Fig: 2.2

Elaborado por: Klever Maiquiza

Los valores de viscosidades presentados en la tabla 3.9 son los que se utilizan en el proceso de recuperación de petróleo durante el estudio.

3.9 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Luego de haber realizado la caracterización del yacimiento "U" se procede a determinar cual será la recuperación esperada de petróleo durante el proceso de recuperación mejorada de petróleo por inyección de agua caliente, con la ayuda de la teoría de desplazamiento presentada por Buckley Leverett, se presentará todos el procedimiento para determinar la recuperación por inyección de agua caliente, y para la inyección convencional de agua se presentará los resultados únicamente.

3.9.1 PROCEDIMIENTO

1.-Con los datos de permeabilidad relativa vs saturación de agua de la tabla 1.3 Se obtiene la curva de flujo fraccional con la ecuación 2.34, los cuales se presentan en la figura 3.5, y los valores en las tablas 3.10, y 3.11.

2.- A partir de la curva de flujo fraccional se obtiene su derivada, y se presenta los valores de dfw/dSw en la tabla 3.10 y 3.11, para la inyección de agua caliente y la inyección convencional de agua respectivamente.

Tabla 3.10: Datos para la construcción de la curvas fw vs Sw y (dfw/dSw) vs Sw por inyección de agua caliente.

Sw	kro	krw	fw	dfw/dSw
0,16	0,98834	0,00000	0,000	0,100
0,20	0,88728	0,00027	0,011	0,220
0,24	0,79151	0,00039	0,018	0,440
0,28	0,70104	0,00070	0,036	0,941
0,32	0,61586	0,00158	0,088	2,473
0,36	0,53597	0,00352	0,198	3,693
0,41	0,44356	0,00835	0,413	4,339
0,44	0,39208	0,01305	0,555	4,221
0,48	0,32807	0,02213	0,716	3,583
0,52	0,26935	0,03527	0,831	2,609
0,56	0,21593	0,05347	0,903	1,200
0,60	0,16780	0,07786	0,946	0,400
0,64	0,12496	0,10965	0,970	0,100
0,68	0,08742	0,15019	0,985	0,100
0,72	0,05517	0,20089	0,993	0,070
0,76	0,02821	0,26330	0,997	0,050
0,80	0,00654	0,33908	0,999	0,010

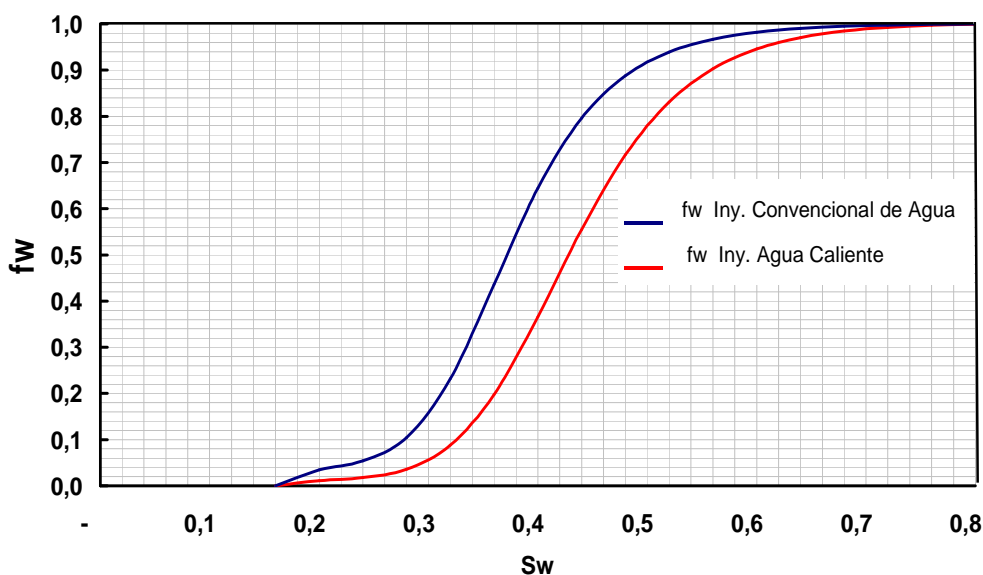
Elaborado por: Klever Maiquiza.

Tabla 3.11: Datos para la construcción de la curvas f_w vs S_w y (df_w/dS_w) vs S_w por inyección convencional de agua.

S_w	k_{ro}	k_{rw}	f_w	df_w/dS_w
0,16	0,98834	0,00000	0,000	0,030
0,20	0,88728	0,00027	0,035	0,159
0,24	0,79151	0,00039	0,054	1,248
0,28	0,70104	0,00070	0,105	2,766
0,32	0,61586	0,00158	0,232	3,989
0,36	0,53597	0,00352	0,436	4,547
0,41	0,44356	0,00835	0,689	4,202
0,44	0,39208	0,01305	0,796	3,540
0,48	0,32807	0,02213	0,888	2,360
0,52	0,26935	0,03527	0,939	1,139
0,56	0,21593	0,05347	0,967	0,300
0,60	0,16780	0,07786	0,982	0,110
0,64	0,12496	0,10965	0,990	0,050
0,68	0,08742	0,15019	0,995	0,020
0,72	0,05517	0,20089	0,998	0,000
0,76	0,02821	0,26330	0,999	0,000
0,80	0,00654	0,33908	1,000	0,000

Elaborado por: Klever Maiquiza

Figura 3.5: Curvas de Flujo Fraccional Vs Saturación de agua. f_w Vs S_w



Elaborado por: Klever Maiquiza

3.- Cálculo del S_{wbt} .- El valor de saturación de agua actual es de 0,41, por esta razón se debe trazar una tangente en la curva de flujo fraccional que pase por el

valor de la saturación de agua actual, como la que se presenta en la figura 3.6, para la inyección de agua caliente.

Con los valores de la pendiente de la curva de flujo fraccional (df_w/dS_w) que se presentan en la tabla 3.10 y 3.11 se determina el valor de S_{wbt} . Debido a que la saturación de agua connata S_{wc} es alta al momento de iniciar la inyección se considera igual a S_{wbt} . El valor de la saturación de agua promedio en el yacimiento cuando el frente de ruptura alcanza al pozo productor S_{wpbt} se determina con la ecuación 2.37.

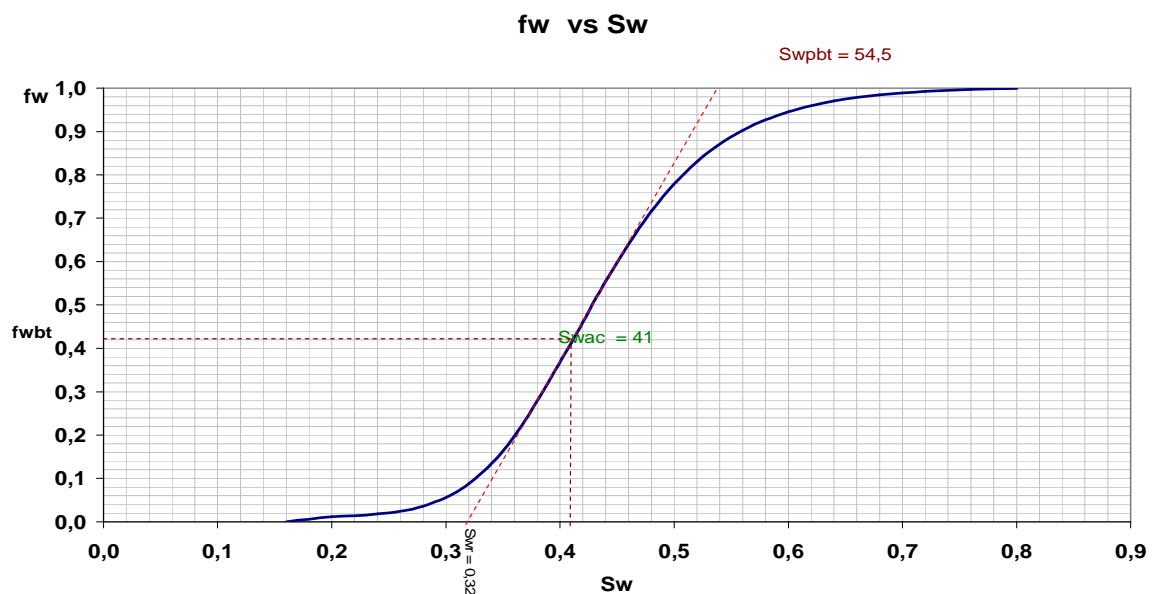
$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wbt}}}$$

Reemplazando los valor de $S_{wbt} = 0.41$, $f_{wbt} = 0.413$; y $\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_{S_{wbt}} = 4.339$ que se

presentan en la tabla 3.10, se tiene.

$$S_{wpbt} = 0.41 + \frac{1 - 0.413}{4.339} = 0.545$$

Figura 3.6: Curva de flujo fw vs Sw para la Inyección de Agua Caliente.



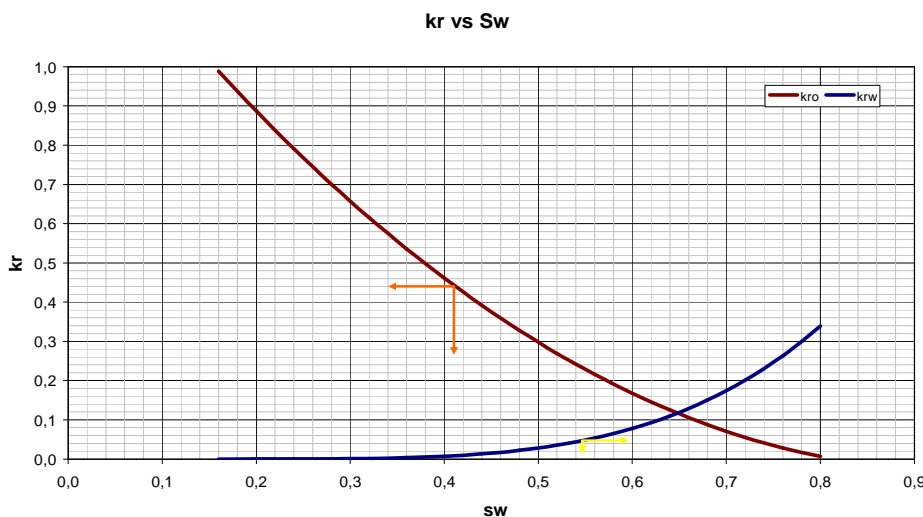
Elaborado por: Klever Maiquiza

4.- Cálculo de la relación de movilidad M, para el cálculo de la relación de movilidad se requiere de los valores de permeabilidad relativa y viscosidades del agua y del petróleo los cuales se obtienen.

$$M = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$$

La permeabilidad relativa al petróleo K_{ro} se calcula delante del frente de desplazamiento donde $S_w = S_{wc}$, y la permeabilidad relativa al agua K_{rw} se obtiene detrás del frente de desplazamiento en la zona invadida donde $S_w = S_{wpbt}$ las cuales se obtienen de la figura 3.6.

Figura 3.7 Curvas de kr vs Sw de la Arena U del Campo Yuca.



Fuente: Petroecuador

En la tabla 3.12 se presenta un resumen de los de los valores utilizados en el cálculo de la relación de movilidades.

Tabla 3.12: Relación de Movilidades.

	Inyección Convencional de Agua	Inyección Agua Caliente
Swc, %	0.41	0.41
Swpbt, %	0.484	0.545
kro	0.44	0.44
krw	0.025	0.045
M	7.457	3.831

Elaborado por: Klever Maiquiza

5.- Aplicando la ecuación 2.39 y con los valores de las relaciones de movilidades al momento de la ruptura obtenemos la eficiencia de desplazamiento:

$$E_{asbt} = 0.54602036 + \frac{0.03170817}{M} + \frac{0.30222997}{e^M} - 0.00509693M$$

Tabla 3.13: Eficiencia de Desplazamiento al Momento de la Ruptura

	Iny. Con. Agua	Iny. Agua Caliente
E _{asbt}	0.512	0.5413

Elaborado por: Klever Maiquiza

3.9.2 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INYECCIÓN DE AGUA.

3.9.2.1 FASE INICIAL

1) Determinamos tanto el agua como el petróleo producido en la fase inicial, para lo cual se requiere determinar el volumen poroso con la ecuación 2.43.

$$V_p = \phi h A$$

$$V_p = 0.182 * 28.8 * 111,83 * 43560 / 5.615$$

$$V_p = 4'547.370,197 \text{ bls}$$

Producción de agua.- para determinar la producción de agua en la fase inicial se aplica la ecuación 2.44, para lo cual se requiere el valor de la saturación de agua residual S_{wr} que se obtiene de la curva de flujo fraccional extrapolando la tangente de la curva de flujo fraccional que pasa por la saturación de agua actual hasta f_w igual a cero, de la figura 3.6 se tiene $S_{wr} = 0.32$.

$$W_{pbt} = E_{asbt} (S_{wc} - S_{wr}) V_p$$

$$W_{pbt} = 0.5413 * (0.41 - 0.32) * 4'547.370,197$$

$$W_{pbt} = 221.534,234 \text{ bls}$$

Producción de petróleo. Se calcula con la ecuación 2.45:

$$N_{pbt} = E_{asbt} (S_{wpbt} - S_{wac}) V_p / B_o$$

$$N_{pbt} = 0.5413 \cdot (0.545 - 0.41) \cdot 4'547.370,197 / 1.12$$

$$N_{pbt} = 296697.63 \text{ bls}$$

Volumen inyectado de agua.-el volumen de agua inyectado W_{inybt} hasta el momentote ruptura se determina con la ecuación 2.46.

$$W_{inybt} = E_{asbt} (S_{wpbt} - S_{wr}) V_p$$

$$W_{inybt} = 0.5413 \cdot (0.545 - 0.32) \cdot 4'547.370,197$$

$$W_{inybt} = 553.835,58 \text{ bls}$$

La tasa de producción de petróleo: $q_o = 1500$ barriles por día.

Tiempo de ruptura.- para determinar el tiempo de ruptura aplicamos la ecuación 2.47

$$t_{bt} = \frac{N_{pbt}}{q_o}$$

$$t_{bt} = \frac{296.697,63}{1500}$$

$$t_{bt} = 198 \text{ días}$$

Producción de agua.-Tasa de producción de agua q_w a condiciones de reservorio se determina con la ecuación 2.48.

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}}$$

$$q_w = \frac{221.534,234}{198}$$

$$q_w = 1118,86 \text{ BAPD}$$

Producción total de fluidos.- el aporte de fluidos del yacimiento se determina con la ecuación 2.49.

$$q_t = q_o \cdot B_o + q_w$$

$$q_t = 1500 \cdot 1.12 + 1118,86$$

$$q_t = 2798.86 \text{ bls/día}$$

Tasa de inyección de agua.- la tasa de inyección de agua se asume que es igual a la tasa de producción de fluidos por lo cual se tiene.

$$q_{winy} = 2798,86 \text{ bls/día}$$

Debido a que se inyecta por tres pozos, el caudal de inyección de agua por pozo es:

$$q_{pozoiny} = 2798,86/3 = 932 \text{ BAPD}$$

Corte de agua en superficie.- se calcula con la ecuación 2.50

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{1118,86}{1500 + 1118,86} = 42.7\%$$

La recuperación de petróleo al momento de la ruptura se determina mediante la siguiente ecuación.

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{N_{pbt}}{V_p(1 - S_{wi}) / \beta_o}$$

El valor de la saturación de agua inicial en el yacimiento U es $S_{wi} = 0.1759$.

$$RP_{bt} = \frac{296.697,63}{4547.370,197(1 - 0.1759) / 1.12} = 8.87\%$$

Tabla 3.14: Producción de Agua y Petróleo Antes de la Ruptura.

	Inyección Convencional de Agua	Inyección Agua Caliente
N_{pbt}, MMbls	153.831,04	296.697,63
W_{pbt}, MMbls	360.879,3	221.534,234
W_{inybt}, MMbls	533.170,07	558.835,58
t_{bt}, días	102	198
Q_w, bls/día	3520,8	1118.86
Q_t, bls/día	5200.8	2798,86
f_w, %	70.1	42.7
RP_{bt}, %	4,59	8,87

Elaborado por: Klever Maiquiza

3.9.2.2 FASE SUBORDINADA

En la fase subordinada se determina la eficiencia de barrido para incrementos sucesivos del volumen de agua que se inyecta a partir de la ecuación 2.40.

$$E_A = E_{ABT} + 0.633 \log \left(\frac{W_{iny}}{W_{iBT}} \right)$$

Se obtiene los incrementos de la eficiencia de barrido con los incrementos de volúmenes de agua que se inyecta, para los casos de inyección convencional de agua e inyección de agua caliente las eficiencias de barrido son iguales debido a que depende únicamente del volumen del agua que se inyecta y no de la relación de movilidad como ocurre antes que el frente de ruptura alcance el pozo productor, los cuales se presentan en la tablas 3.15, y 3.16.

Los incrementos de producción de petróleo y agua de la zona virgen se determinan con las ecuaciones 2.51 y 2.52 respectivamente:

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wpbt} - S_{wac})V_p$$

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})V_p$$

Tabla 3.15: Incrementos de Petróleo y Agua Recuperado de la Zona Virgen por inyección de agua caliente.

Δw_{iny}	Ea	ΔN_{pn}	ΔW_{pn}
597557	0,018417	11306,2	5862,5
682922	0,055126	33841,6	17547,5
768287	0,087506	53719,2	27854,4
853652	0,116470	71500,4	37074,3
939018	0,142672	87585,4	45414,7
1024383	0,166592	102269,9	53028,8
1109748	0,188596	115778,3	60033,2
1195113	0,208969	128285,1	66518,2
1280478	0,227936	139928,7	72555,6
1365844	0,245678	150820,5	78203,2

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 3.16 Incrementos de Petróleo y Agua Recuperado de la Zona Virgen por inyección convencional de agua

ΔW_{iny}	ΔE_a	ΔN_{pn}	ΔW_{pn}
634497,60	0,037709	12689,2	12201,1
793122,00	0,099053	33331,8	32049,8
951746,40	0,149174	50198,0	48267,3
1110370,80	0,191552	64458,2	61979,0
1268995,20	0,228261	76810,9	73856,7
1427619,60	0,260640	87706,8	84333,5
1586244,00	0,289605	97453,5	93705,3
1744868,40	0,315806	106270,5	102183,2
1903492,80	0,339726	114319,8	109922,9

Elaborado por: Klever Maiquiza

La fracción del volumen poroso nuevamente invadido ΔQ_i es:

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta W_{iny}}{E_{as} V_p}$$

Los valores de ΔQ_i se encuentran en el siguiente cuadro:

Tabla 3.17: Incrementos de Volumen poroso Nuevamente Invasado por Inyección de Agua Caliente.

ΔW_{iny}	E_a	ΔQ_i	Q_i
597557	0,018417	7,13504	7,13504
682922	0,055126	0,25180	7,38684
768287	0,087506	0,26869	7,65553
853652	0,116470	0,28540	7,94092
939018	0,142672	0,30191	8,24283
1024383	0,166592	0,31823	8,56106
1109748	0,188596	0,33435	8,89541
1195113	0,208969	0,35029	9,24570
1280478	0,227936	0,36606	9,61176
1365844	0,245678	0,38166	9,99342
1536574	0,278058	0,41240	10,80293

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 3.18: Incrementos de Volumen poroso Nuevamente Invasado por Inyección Convencional de Agua.

Δw_{iny}	ΔE_a	ΔQ_i	Q_i
634497,60	0,037709	3,64	3,64
793122,00	0,099053	1,73	5,37
951746,40	0,149174	1,38	6,75
1110370,80	0,191552	1,25	8,01
1268995,20	0,228261	1,20	9,21
1427619,60	0,260640	1,18	10,39
1586244,00	0,289605	1,18	11,58

Elaborado por: Klever Maiquiza

Cuando reproduce la ruptura $\Delta Q_i = \frac{W_{inybt}}{E_{asbt} V_p} = \frac{332.301,35}{0.5413 * 4'547.370,197} 0.135$, para la

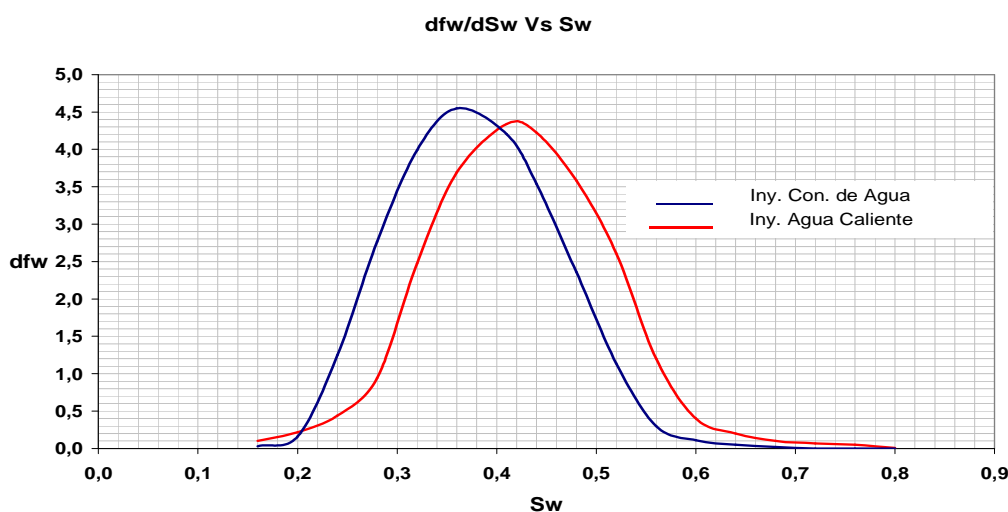
inyección de agua caliente y para la inyección convencional de agua es 0.074.

El valor de (dfw/dS_w) se ha calculado utilizando la siguiente expresión.

$$\frac{dfw}{dS_w} = \frac{1}{Q_i}$$

Con los valores de (dfw/dS_w) se construyo la tabla 3.19 y 3.20, y con estos valores de (dfw/dS_w) se ingresa a la figura 3.8 para determinar los valores de saturación de agua.

Figura 3.8 Derivada de la Curva de Flujo Fraccional Vs Saturación de Agua



Elaborado por: Klever Maiquiza

Con los valores de S_w leídos de la figura 3.8 se ingresa a la figura 3.6 para determinar el valor de f_w , los cuales se presentan en la tabla 3.19 y 3.20 para inyección de agua caliente e inyección convencional de agua respectivamente.

Tabla 3.19 dfw/dSw y f_w para la Inyección de Agua Caliente

$(dfw/dsw) 1/Q_i$	S_w	f_w
0,140	0,650	0,9750
0,135	0,660	0,9800
0,131	0,664	0,9805
0,126	0,668	0,9810
0,121	0,672	0,9815
0,117	0,676	0,9817
0,112	0,680	0,9820
0,108	0,684	0,9840
0,104	0,687	0,9860
0,100	0,690	0,9880

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla3.20 dfw/dSw y f_w para la Inyección Convencional de Agua

$(dfw/dsw) 1/Q_i$	S_w	f_w
0,275	0,565	0,9650
0,186	0,567	0,9670
0,148	0,569	0,9690
0,125	0,570	0,9700
0,109	0,574	0,9760
0,096	0,578	0,9820
0,086	0,582	0,9880
0,078	0,584	0,9885
0,071	0,588	0,9890
0,066	0,592	0,9895

Elaborado por: Klever Maiquiza

Producción de petróleo y agua de la zona invadida.

Para calcular las producciones tanto de petróleo ΔN_{pp} y de agua ΔW_{pp} provenientes de la zona que ya ha sido invadida previamente antes de la ruptura aplicamos las ecuaciones 2.55 y 2.56 respectivamente:

Producción de petróleo de la zona invadida:

$$\Delta N_{pp} = (1 - f_w) [\Delta W_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})]$$

Producción de agua de la zona invadida:

$$\Delta W_{pp} = f_w [\Delta W_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})]$$

Con los resultados de las ecuaciones 2.55 y 2.56 se construyen las tablas 3.21 y 3.22.

Tabla 3.21, Producciones de Petróleo y Agua de la Zona la Invasada por Inyección de Agua Caliente

ΔN_{pp}	Δw_{pp}
14509,7	32030,1
12630,7	104407,7
13390,9	178055,7
14156,5	252845,1
14911,3	328573,8
15904,2	404969,0
16810,9	482043,1
16005,0	560642,9
14951,9	639999,7
13641,8	720058,8

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 3.22; Producciones de Petróleo y Agua de la Zona la Invasada por Inyección Convencional de Agua

ΔN_{pp}	ΔW_{pp}
21336,3	86003,5
24015,4	220379,7
26451,7	358828,1
29518,0	499763,8
26839,9	646080,0
22600,4	795532,8
16741,0	947855,0
17668,8	1096754,5
18471,8	1246534,3

Elaborado por: Klever Maiquiza

En las tablas 3.23 y 3.24 se presentan un resumen de la producción en función del tiempo t en el que:

$$\Delta t = \frac{\Delta W_i}{q_t}$$

Donde q_t es la tasa de inyección de agua en bbl/día el valor de q_t es constante e igual a 1798.86 para la inyección de agua caliente y de 5200 bbl/día, para la inyección convencional de agua.

El petróleo producido en el intervalo Δt igual a un mes:

$$\Delta N = (\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp}) / B_o$$

Y el correspondiente volumen de agua es:

$$\Delta W = (\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp})$$

Tabla 3.23: Producción de Petróleo Vs Tiempo y Volumen de Agua Caliente Inyectado

Tiempo meses	ΔN_{pn} , bbl	ΔW_{pn} , bbl	Qo, bbl	Qw, bbl	Np, bbl	Wp, bbl	Fw, %
6,5	296697,63	221534,234	1500,0	1118,9	296697,63	221534,234	42,72
7	25815,9	37892,6	846,4	1242,4	322513,5	259426,8	59,48
8	20656,4	84062,6	677,3	2756,2	343169,9	343489,5	80,27
9	20637,9	83954,8	676,7	2752,6	363807,8	427444,3	80,27
10	18546,7	84009,2	608,1	2754,4	382354,5	511453,6	81,92
11	16839,9	84069,1	552,1	2756,4	399194,4	595522,7	83,31
12	15677,4	84009,3	514,0	2754,4	414871,7	679532,0	84,27
13	14415,0	84078,5	472,6	2756,7	429286,8	763610,5	85,36
14	11700,9	85084,9	383,6	2789,7	440987,7	848695,4	87,91
15	10590,5	85394,1	347,2	2799,8	451578,2	934089,5	88,97
16	9581,8	85706,8	314,2	2810,1	461160,0	1019796,3	89,94
17	9862,6	85213,4	323,4	2793,9	471022,6	1105009,7	89,63
23	9146,9	85370,4	299,9	2799,2	480169,4	1190380,1	90,32

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 3.24: Producción de Petróleo Vs Tiempo y Volumen de Agua Inyectado

Tiempo, mes	ΔN_{pn} , bbl	ΔW_{pn} , bbl	Qo, bb	Qw, bbl	Np, bb	Wp, bbl	Fw, %
3,5	153831,04	360879,3	1500,0	3520,8	153831,04	360879,3	70,12
4	34025,4	98204,6	1115,6	3219,8	187856,5	459083,9	74,27
5	23321,8	154224,9	764,6	5056,6	211178,2	613308,8	86,86
6	19302,5	154665,9	632,9	5071,0	230480,8	767974,7	88,90
7	17326,5	154647,4	568,1	5070,4	247807,2	922622,2	89,92
8	9674,6	158193,9	317,2	5186,7	257481,8	1080816,0	94,24
9	6656,5	159929,6	218,2	5243,6	264138,3	1240745,6	96,00
10	3887,3	161694,1	127,5	5301,4	268025,6	1402439,6	97,65
11	9744,7	157377,4	319,5	5159,9	277770,3	1559817,0	94,17
12	8852,2	157519,4	290,2	5164,6	286622,6	1717336,4	94,68
14	7986,2	157340,8	261,8	5158,7	302686,8	2032341,0	95,17
15	7252,9	157568,7	237,8	5166,2	309939,7	2189909,7	95,6

Elaborado por: Klever Maiquiza

Figura 3.9: Comportamiento de la Producción de Petróleo

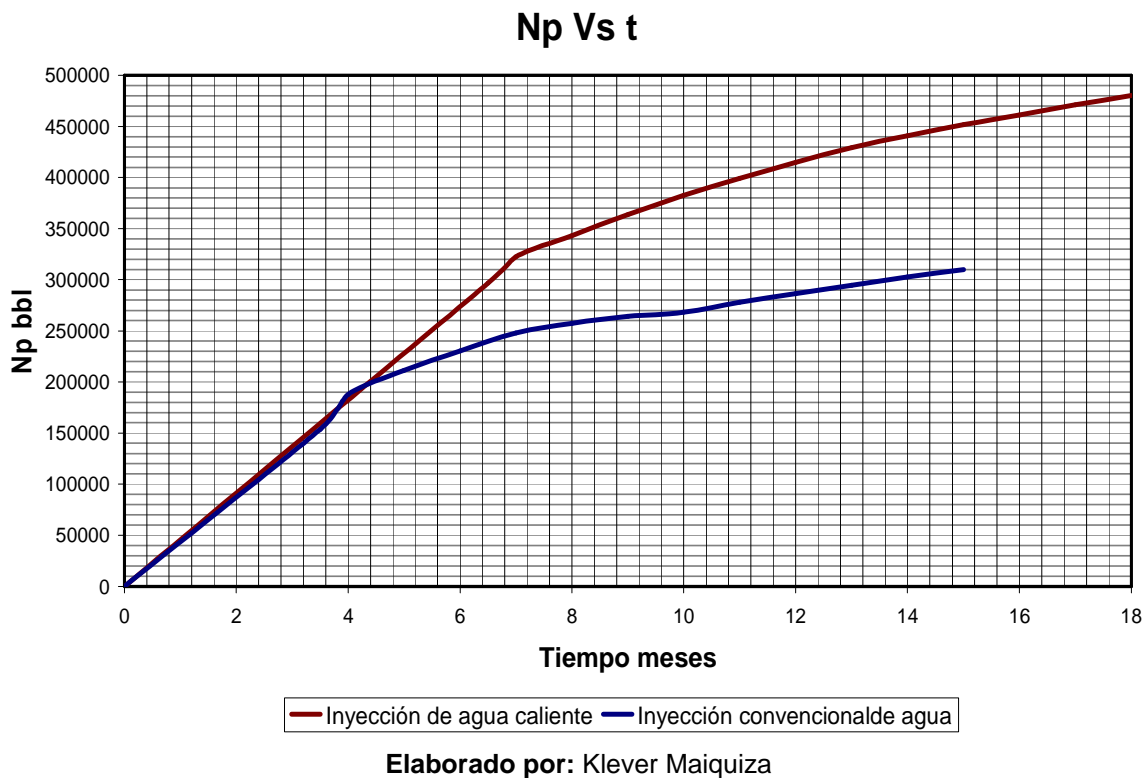


Figura 3.10: Comportamiento de la Producción de Agua.

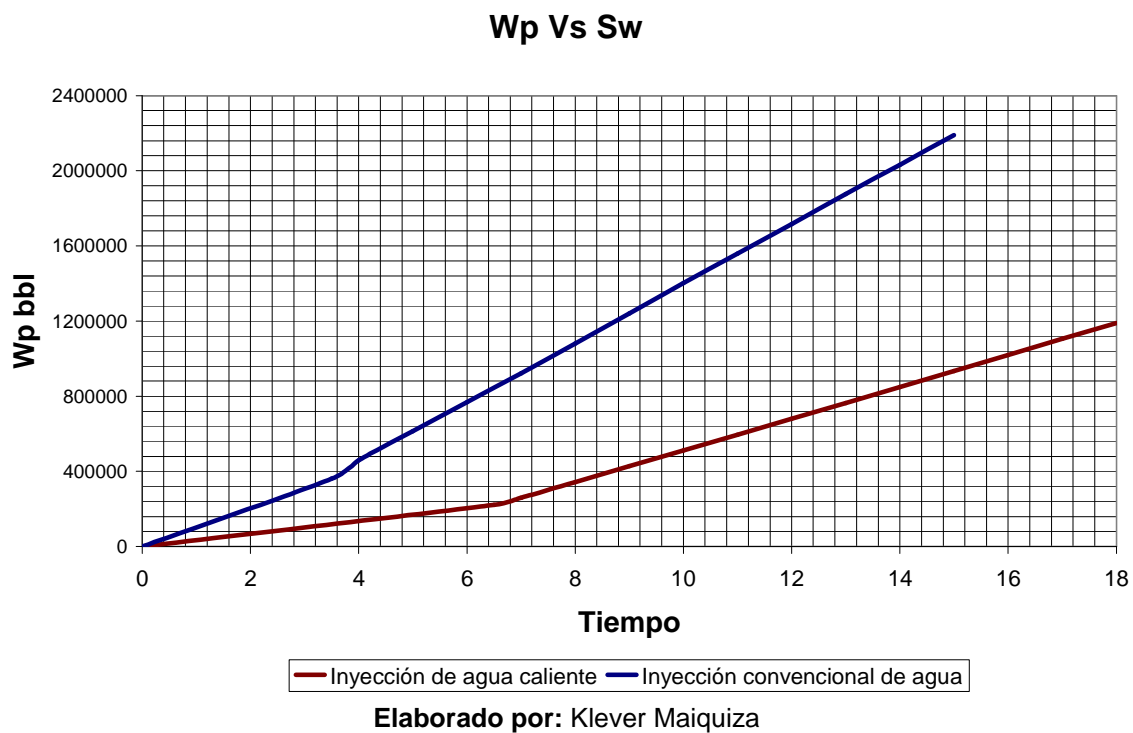
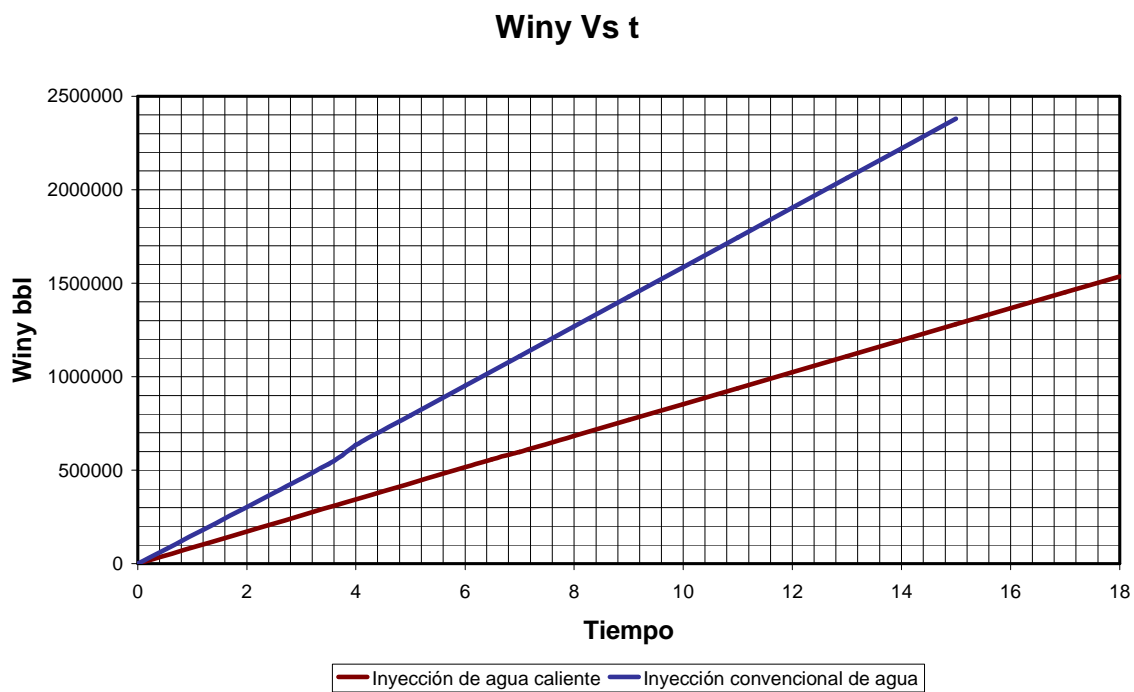


Figura 3.11: Volumen de Agua Inyectada



CAPITULO IV

ANALISIS TECNICO ECONÓMICO

4.1 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, destacando el intuitivo, sin embargo es importante la aplicación de métodos objetivos tales como:

- a. Flujo de caja.
- b. El Valor Presente Neto (VPN)
- c. Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)
- d. Costo/Beneficio (B/C)
- e. Tiempo de recuperación de inversión (Pay-Back)

4.1.1 FLUJO DE CAJA

Por Flujo neto de Caja, se entiende la suma de todos los ingresos menos todos los egresos efectuados durante la vida útil del proyecto de inversión. Está considerado como el método más simple de todos, y de poca utilidad práctica para la evolución económica de un proyecto de inversión. Matemáticamente se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{ingresos} - \text{egresos} \quad 4.1$$

4.1.2 EL VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El valor presente neto de un proyecto de inversión es el valor medido en dinero de hoy, o expresado esta idea de otra forma es el equivalente en dinero actual de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen al proyecto. La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina "tasa de descuento". La tasa de descuento va a ser fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión.

En un proyecto de inversión la rentabilidad del proyecto se puede medir a partir del VPN:

- $VPN > 0$ El proyecto es rentable.
- $VPN = 0$ El proyecto es indiferente
- $VPN < 0$ El proyecto no es rentable.

Mientras mayor sea el valor del VPN mayor será la rentabilidad del proyecto.

Matemáticamente el Valor presente neto, VPN:

$$NPV = -C_o + \frac{C_1}{(1+i)} + \frac{C_1}{(1+i)^2} + \frac{C_1}{(1+i)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad 4.2$$

Donde:

C_o = Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

i = Tasa de descuento = Interés que se puede obtener el dinero.

n = Numero de años en los que se calcula la inversión

4.1.3 TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) al interés que gana el dinero que se invierte en el proyecto, y se la obtiene cuando el valor presente neto es igual a cero ($VPN=0$). Este método considera que una inversión es aconsejable si el TIR resultante es superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR, mayor.

Matemáticamente el TIR, se determina con la siguiente ecuación:

$$VPN = -C_o + \frac{C_1}{(1+TIR)} + \frac{C_1}{(1+TIR)^2} + \frac{C_1}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{C_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad 4.3$$

C_o = Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

C_n = Diferencia entre cobros y pagos en el período n

n = Número de años en los que se calcula la inversión

Para aceptar un proyecto evaluado usando la TIR se tiene:

Si $TIR > 1$ entonces acepto el proyecto.

Si $TIR < 1$ entonces no acepto el proyecto.

4.1.4 COSTO/BENEFICIO (B/C)

La relación costo beneficio es utilizado frecuentemente en la rentabilidad de un proyecto, se apoya en el método del valor presente neto, aunque esto no impide que en ocasiones produzca resultados inconsistentes con los que arroja el VPN.

Se establece una relación entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda se tiene la relación costo beneficio.

Matemática se tiene la siguiente relación:

$$\text{Costo / Beneficio} = \frac{\text{VPN Ingresos}}{\text{VPN Egresos}} \quad 4.4$$

La relación costo beneficio puede asumir los siguientes valores:

- $B/C > 1$ el proyecto es atractivo.
- $B/C = 1$ el proyecto es indiferente.
- $B/C < 1$ el proyecto no es atractivo.

4.1.5 TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE INVERSIÓN (PRI)

Es el periodo de tiempo que necesita una inversión para que el valor actualizado de los flujos de Caja, igualen al capital invertido.

4.2 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

En un proyecto de recuperación mejorada de petróleo se debe considerar los costos de inversión, los cuales se encuentran distribuidos entre; instalaciones y equipos de superficie, reacondicionamiento de un pozo para que sea inyector y costos de producción.

4.2.1 INSTALACIONES DE SUPERFICIE.

Para el proyecto se requiere realizar la inversión en varios equipos de superficie los cuales se indican en la tabla 4.1

4.2.2 REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR

Otra de las inversiones que se deben considerar son los costos de reacondicionamientos de los pozos para que sean pozos inyectores. A más de

ellos se requiere que la tubería de inyección sea con aislante térmico lo cual incrementa la inversión.

Tabla 4.1: Costos de Facilidades de Superficie

Equipos	Inversión, dólares
Cabezal térmico	90000
Líneas de inyección	9531
Planta de tratamiento y calentamiento	1066150
Sistema de bombeo alta presión	460000
Sistema de bombeo Back up	250000
Instalaciones eléctricas	170000
Total	2045681

Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Klever maiquiza.

Tabla 4.2: Costos de Reacondicionamiento de un Pozo para ser Reinyector

Servicio	Inversión, dólares
Trabajo de la torre	75000
Supervisión	10000
Químicos	2000
Equipos de subsuelo	50000
Vacuum	1000
Cable eléctrico	25000
Servicio de cañoneo	100000
Tubería	72000
Contingencias (+/- 20%)	67000
Total	402000

Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Klever maiquiza.

La inversión total del proyecto es la suma de los costos de facilidades de superficie y la de los costos de reacondicionamiento de los tres pozos para que sean inyectoros, teniendo un total de 3'251.681 dólares.

4.2.3 REACONDICIONAMIENTO DEL POZO PRODUCTOR.

El pozo que fue seleccionado para ser productor no requiere se realice un reacondicionamiento debido a que en el momento se encuentra produciendo de la arena "U" con bombeo electro sumergible, con un Equipo BES.

4.3 INGRESOS DEL PROYECTO.

Para obtener los ingresos del proyecto se multiplica la producción mensual que se obtiene según el análisis técnico por el precio referencial del crudo Napo de

exportación. Que se consideró el precio promedio del crudo Napo de 51.78 dólares entre los meses de diciembre del 2005 a mayo del 2007, como se presenta en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Precio del Crudo Napo.

PRECIO DEL CRUDO					
2005		2006		2007	
Diciembre	44,57	Enero	46,56	Enero	44,17
		Febrero	49,58	Febrero	48,84
		Marzo	47,79	Marzo	49,00
		Abril	54,86	Abril	54,03
		Mayo	58,20	Mayo	53,71
		Junio	59,32		
		Julio	66,79		
		Agosto	60,45		
		Septiembre	53,96		
		Octubre	46,87		
		Noviembre	44,92		
		Diciembre	48,45		
Promedio:		51,78			

Fuente: Departamento Financiero Petroproducción

Elaborado por: Klever Maiquiza

Tabla 4.4: Ingresos del Proyecto

T meses	qo bbbs/día	qw bbbs /día	Np	Wp
1	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
2	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
3	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
4	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
5	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
6	1500,0	1118,9	45750,0	34126,5
7	846,4	1242,4	25815,2	37893,2
8	677,3	2752,6	20657,7	83954,3
9	676,7	2754,4	20639,4	84009,2
10	608,1	2756,4	18547,1	84070,2
23	206,0	2825,3	6283,0	86171,7

Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Klever maiquiza.

4.3.1 TASA DE DESCUENTO

Para las evaluaciones económicas del proyecto, se ha fijado que la tasa de descuento a utilizarse sería del 12.00% anual o 0.9489 % mensual, los cuales son utilizados para la evaluación de proyectos por Petroecuador.

4.4 COSTOS DE PRODUCCIÓN.

Los costos de producción representan la suma de los costos de operación y de depreciación.

4.4.1 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación involucrados en este análisis comprenden varios indicadores que son utilizados como valores fijos por el tiempo de vida útil del proyecto, el cual resulta de la suma de los costos directos e indirectos.

Costos directos.- los costos directos representan los costos de los trabajos que se realizan en el pozo, como Workovers, cambios de bombas, pruebas de presión, etc.

Costos indirectos.- los costos indirectos representan los gastos del personal, costos administrativos, materiales, etc.

4.4.2 COSTOS DE DEPRECIACIÓN

Los costos de depreciación representan los costos de mantenimiento de los equipos en superficie y su devaluación.

Tabla 4.5: Costos de Producción por Barril de Petróleo.

Descripción	Costos
Costos de operación	4.5\$/Barril
Producción de petróleo por inyección de agua	3\$/Barril
Tratamiento de agua	0.17\$/Barril
Depreciación de equipos	0.97\$/Barril
Transporte por el SOTE.	1.4640\$/Barril
Impuestos	No se considera impuestos

Fuente: Petroproducción.

Elaborado por: Klever Maiquiza.

Para el cálculo de los costos del proyecto se toma en cuenta los costos de producción por barril que se presentan en la tabla 4.5, y en la tabla 4.6 se presentan los costos estimados del proyecto.

Tabla 4.6. Costos de Producción del Proyecto

Tiempo meses	Np, bbl	Wp, bbl	Winy, bbl	Costo de operación	Costo Transporte, \$	Costo Tratamiento de agua, \$	Costo total de Producción, \$
1	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
2	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
3	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
4	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
5	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
6	45750,0	34126,5	85365,0	250252,5	66978,0	261896,5	579127,0
7	25815,2	37893,2	85365,0	141209,1	37793,5	262536,8	441539,4
8	20657,7	83954,3	85365,0	112997,3	30242,8	270367,2	413607,4
9	20639,4	84009,2	85365,0	112897,2	30216,0	270376,6	413489,8
10	18547,1	84070,2	85365,0	101452,4	27152,9	270386,9	398992,2
11	16839,1	84009,2	85365,0	92109,6	24652,4	270376,6	387138,5
12	15677,0	84079,4	85365,0	85753,2	22951,1	270388,5	379092,8
23	6283,0	86171,7	85365,0	34368,0	9198,3	270744,2	314310,5

Elaborado por: Klever maiquiza.

4.5 DETERMINACIÓN DEL VAN, TIR, B/C, PPI.

A partir de los de los valores obtenidos de las inversiones, ingresos y costos se calcula el flujo neto de caja y mediante las ecuaciones 4.1; 4.2; 4.3; 4.4 y 4.5 se puede obtener el valor actual neto, la tasa interna de retorno, relación costo beneficio y periodo de recuperación de la inversión. En la tabla 4.6 se presenta el flujo neto de fondos y el valor actual neto, y en la tabla 4.7 los resultados del análisis económico.

Tabla 4.7 Cálculo de Flujo Netos de Fondos.

T meses	Inversión	Ingresos	Costo Producción	Ingresos - Egresos	Flujo de caja actualizado	VAN
0	3251681			-3251381	-3251381	-3251681,0
1		2368935,0	579127,0	1789808,0	1772984,2	-1478696,8
2		2368935,0	579127,0	1789808,0	1756318,5	277621,6
3		2368935,0	579127,0	1789808,0	1739809,4	2017431,0
4		2368935,0	579127,0	1789808,0	1723455,5	3740886,5
5		2368935,0	579127,0	1789808,0	1707255,4	5448141,9
6		2368935,0	579127,0	1789808,0	1691207,5	7139349,4
7		1336711,1	441539,4	895171,6	837905,7	7977255,2
8		1069653,1	413607,4	656045,7	608305,0	8585560,2
9		1068705,5	413489,8	655215,7	601824,7	9187384,9
10		960366,2	398992,2	561374,1	510783,0	9698167,9
11		871926,0	387138,5	484787,5	436952,2	10135120,0
12		811755,1	379092,8	432662,3	386304,6	10521424,7
23		325333,7	314310,5	11023,2	9842,2	

Elaborado por: Klever maiquiza.

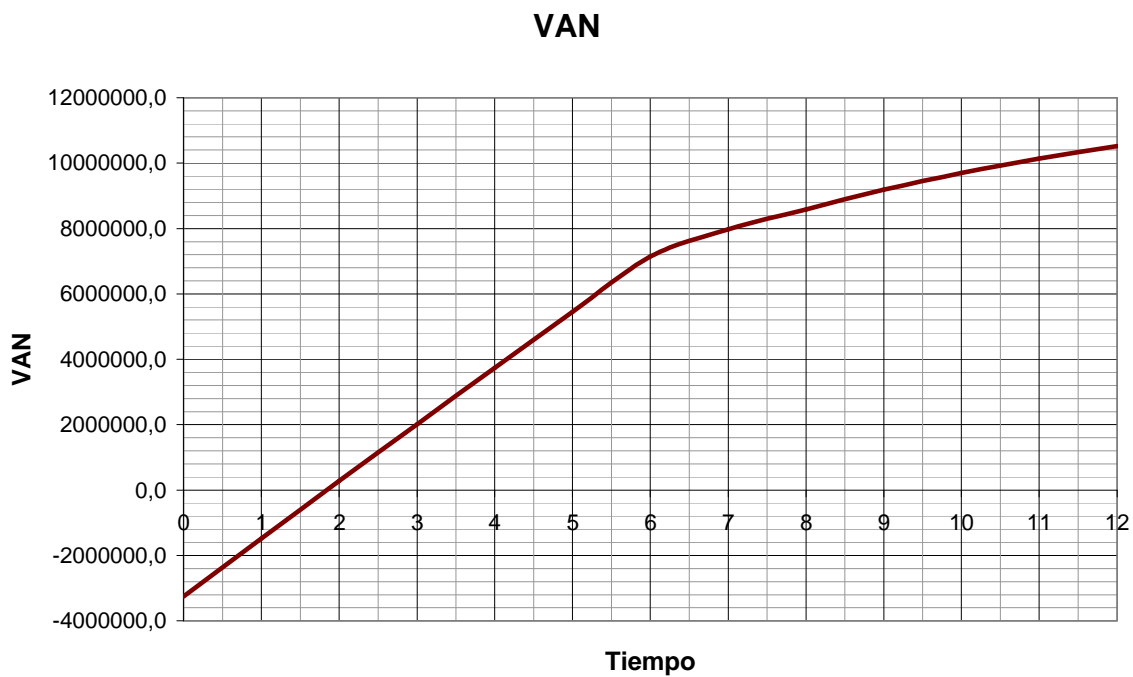
Tabla4.8: Análisis Económico del Proyecto

Método de evaluación	Valor
TIR	52,51%
VAN	10521424,7
B/C	3,23
PRI	1.85 mes

Elaborado por: Klever maiquiza.

En el gráfico 4.1, se presenta el valor actual neto (VAN) del proyecto, en el cual se puede observar el periodo de recuperación de la inversión es 1.85 meses cuando la recta que representa el VAN cruza con la horizontal igual a cero.

Figura 4.1: Valor Actual Neto del Proyecto



Elaborado por: Klever maiquiza

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Los yacimientos de crudos pesados del país se encuentran en una etapa de exploración por lo que la falta de información es evidente.
- Para diseñar un proyecto de inyección de agua se debe considerar la humectabilidad de la roca, ya que de ello dependerá el éxito o el fracaso de un proceso de inyección convencional de agua.
- La arena U inferior del campo Yuca es humectable al agua debido a los valores de saturación de agua irreductible que se obtuvo de las curvas de presión capilar.
- Las reservas de petróleo del modelo de inyección son de 16'263.606 barriles lo cual resulta atractivo para el proyecto considerando que los pozos se encuentran cerrados.
- La recuperación primaria del campo se debe a la presencia de los acuíferos laterales y de fondo presentes, es así que en la arena U se incremento la saturación de agua de una saturación de agua inicial de 17.59% a una saturación de agua actual de 41%.
- Durante la vida productiva del campo existió algunos periodos en los que se produjo simultáneamente de dos yacimientos por lo cual no se tiene datos exactos de su producción, y lo mas grave es que se puede haber ocasionado daños a los yacimientos al poner en contacto yacimiento que tienen diferente presión. Un ejemplo claro de ello es que existen algunas pruebas de B'up se realizaron a dos arenas simultaneas.

- Los procesos de inyección de agua caliente y agua fría tienen varios elementos en común.
- Los mecanismos de recuperación de petróleo en un yacimiento de crudos pesados por inyección de agua caliente se debe al: Mejoramiento de la movilidad del petróleo como resultado de la reducción de su viscosidad debido al incremento de la temperatura, durante el análisis del proyecto consiguió mejorar la relación de movilidad de 7,457 a la temperatura inicial del yacimiento de 200°F a un valor de 3.831 a una temperatura de 328°F.
- Los mecanismos de recuperación del crudo durante los procesos de recuperación mejorada dependen de las propiedades que tenga el crudo, es decir si se trata de un crudo liviano, pesado o ultrapasado.
- Con los estudios de continuidad de las arena se determino que las arenas U superior e inferior son yacimientos completamente independientes. A más de ello que existe una falla en la parte sur del yacimiento.
- Con los análisis de las pruebas de presión se determino que la zona de baja presión se encuentra en la parte norte del yacimiento, ello se puede explicar debido a la diferencia de viscosidades que existe en el crudo que se obtiene de los pozos que se encuentran en la parte norte como son los pozos Yuca 16 con una viscosidad de 6.24cp, el pozo Yuca 7 con una viscosidad de 6.67cp, y en la parte sur el pozo Yuca 2B con una viscosidad de 31.5cp.
- Al mejorar la relación de movilidad con la inyección de agua caliente se consigue mejorar la eficiencia de desplazamiento de 0.512 a 0.542.
- Al realizar una comparación entre el modelo de inyección convencional de agua y la inyección de agua caliente la eficiencia en la recuperación de petróleo es un poco menor del doble en la inyección de agua caliente.

Tabla 5.1 Producciones Hasta el Punto de Ruptura

	Inyección Convencional de Agua	Inyección Agua Caliente
N_{pbt}, bbl	153.831,04	296.697,63
W_{pbt}, bbl	360.879,3	221.534,234
t_{bt}, días	102	198

Elaborado por: Klever Maiquiza

- El frente de agua caliente alcanza el pozo productor en 198 días y una producción acumulada de petróleo de 296.697,63 barriles mientras que en la inyección convencional de agua alcanza en 104 días con una producción acumulada de 153. 831,04 considerando estos valores de producción y el tiempo de ruptura se considera que existe una canalización de agua mayor en la inyección convencional de agua.
- El estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente demuestra que se puede aplicar, resultando en un proyecto económicamente rentable.

Tabla 5.2, Rentabilidad del Proyecto

Métodos de evaluación	Valor
TIR	57.75%
VAN	10'801.524,7
B/C	3,63
PRI	1.7 mes

- El tiempo hasta el cual el proyecto resulta económicamente rentable es en el periodo 23 donde se tiene un ingreso de 9842 dólares.

5.2 RECOMENDACIONES

- Un proceso de inyección de agua caliente se debe aplicar en yacimientos donde la viscosidad sea relativamente alta mayor a 50 Cp.

- Se recomienda aplicar el estudio considerando que resulto económicamente rentable.
- En los procesos de inyección de agua fría y caliente el éxito de la predicción depende de la confiabilidad de las curvas de permeabilidad relativa que se obtienen del yacimiento.

Referencias Bibliográfica

- **ALVARADO DOUGLAS A.**; “Recuperación Térmica del Petróleo”, Maracaibo, Universidad de Zulia, 1989.
- **ARCHIVOS TÉCNICOS DEL CAMPO YUCA**, Petroproducción.
- **DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS Y PETROPRODUCCIÓN.** Estimaciones de reservas de petróleo y gas del país. Diciembre 2006.
- **FIALLOS, MARIO**; Actualización de Reservas del Campo Yuca. Petroproducción. Quito. 2000.
- **KARAOGUZ OSMAN**; “Waterflooding A to Z”. Mayo 2006, Houston Texas.
- **MANNUCCI JESUS**; “Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales”, Septiembre 1989, Universidad del Zulia.
- **RINCÓN ADAFEL**; “Aspectos de Yacimientos de Crudos Pesados”, Schlumberger, Caracas 2002.
- **SALAGER JEAN LOUIS**; “Recuperación Mejorada del Petróleo”, Universidad de los Andes Mérida-Venezuela 2005.
- **SPE 102266**; “Analytical and Numerical Solution of Nonisothermal Buckley Leverett Flow Including Tracers”. Septiembre 2006.
- **TAREK AHMED**; “Reservoir Engineering Handbook “, 2001.
- **VALDIVIESO, LUIS**; Estudio del Campo Yuca y Actualización de Reservas. Petroproducción. Quito. 2003.

- **VALENCIA RAÚL**; “Recuperación Secundaria por Inyección de Agua”, Febrero 2007, Escuela Politécnica Nacional.

- **WILLIAN E. BRIGHAM**; Supri Heavy Oil Research Program Twentieth Annual Report”, Stanford University, 1997.

- **WILLIE PAUL Y GREEN DON**; “Enhanced oil Recovery”, (1998)

ANEXOS

Anexos

Anexo 1.1: Reservas de Petróleo de los Campos en Producción

CAMPOS	Reservas Remanentes	° API a 60° F
Auca Este	1.905.800	19,00
Conga Sur	9.501.500	16,00
Palanda	601.200	18,70
Pindo	2.945.400	12,98
Pindo Este	447.900	12,98
Puma	13.497.300	19,70
Singue	2.040.600	13,10
Yuca Sur	3.508.000	16,87
Total	34.447.700	

Fuente: DNH, Diciembre del 2006

Anexo 1.2: Reservas de Petróleo de los Campos en no Producción

Campos	Reservas Originales	API a 60 ° F
Amazonas	5.610.000	11,00
Cachiyacu	12.810.000	18,30
Conambo	33.760.000	14,10
Danta	24.770.000	17,00
Dayuno	13.100.000	13,00
Huito	26.750.000	10,50
Ishpingo Norte	164.172.500	15,40
Ishpingo Sur	308.317.500	14,20
Marañon	2.590.000	15,50
Oglan	80.382.000	11,70
Pungarayacu	315.686.000	10,00
Shionayacu	1.190.000	11,00
Shiripuno centro	13.420.000	15,40
Tambococha - Tiputini	478.232.000	14,40
Total	1.480.790.000	

Fuente: DNH, Diciembre del 2006

Anexo 1.3: Reservas Posibles de Prospectos Exploratorios.

Campos	Volumen In situ	fr	Reservas Posibles			° API a 60 ° F
			100%	75%	50%	Estimado
Armadillo Sur	62.487.000	16,72	10.444.700	7.833.600	5.222.400	11,00
Aguas Negras	63.031.900	20,00	12.606.380	9454785	6303190	18,30
Cuyabeno Oeste	15.320.000	25,00	3.830.000	2872500	1915000	14,10
Lagarto	51.641.200	25,00	12.910.300	9682725	6455150	17,00
Quilla	20.333.600	20,00	4.066.720	3050040	2033360	10,50
Sansaguari Oeste	31.928.800	25,00	7.982.200	5986650	3991100	11,70
Vista Sureste	53.169.900	20,00	10.633.980	7975485	5316990	12,00
Imuya+	242.217.600	14,30	34.637.117	25977837,6	17318558,4	11,00

Área intangible +

Fuente: DNH, Diciembre del 2006

Anexo 1.4: Valores de porosidad y saturación de agua inicial.

Arena	U	T	U	T
POZO	ϕ prom %	ϕ prom %	Swi, %	Swi, %
YUC-01	18,7	16,75	12.5	31.05
YUC-1B	17,6	18,3	15.5	35.6
YUC-02	20,1	21,3	20.4	34.5
YUC-2B	14	6,45	14.1	22.95
YUC-03	18,6	13,2	17.8	41.5
YUC-04	18,4	16,5	11.7	27.2
YUC-05	18,1	17,15	13.7	26.05
YUC-06	17,1	7,05	13.7	24.2
YUC-07	19,5	12,25	8	23.65
YUC-08	18,1	18,3	11.3	22.1
YUC-09	16,7	13,3	16.7	28.5
YUC-10	17,5	18,45	37.5	35.95
YUC-12	28,5	14	24.9	27.5
YUC-13	17,8	15,45	6.3	18.35
YUC-14	18,5	16,65	8.2	24.25
YUC-15	18,6	14,25	5.7	33.4
YUC-16	17,6	16,1	21	30.15
YUC-17	18	0	10.26	NR

Fuente: Archivos técnicos de Petroproducción.

Anexo 1.5: Datos de permeabilidad obtenidas de las pruebas de B'up

Yacimiento	Pozo	Fecha	K (md)
ARENA T	YUCA 1	25/abril/1997	996
ARENA T	YUCA 4	26/julio/1995	194
ARENA T	YUCA 8	8/noviembre/2004	232
ARENA T	YUCA 12	21/septiembre/1997	76
ARENA T	YUCA 13	1/octubre/1994	157
ARENA T	YUCA 12	4/mayo/1995	210
ARENA T	YUCA 17	22/febrero/2006	91
T INFERIOR	YUCA 16	14/junio/2001	1.106
ARENA U	YUCA 1	27/abril/1993	131
ARENA U	YUCA 2 B	18/noviembre/1995	182
ARENA U	YUCA 4	29/julio/1995	295
ARENA U	YUCA 5	18/mayo/1993	84
ARENA U	YUCA 7	25/febrero/2003	600
ARENA U	YUCA 9	29/marzo/2004	375
ARENA U	YUCA 13	19/diciembre/2003	339
ARENA U	YUCA 15	16/julio/2003	395
ARENA U	YUCA 16	6/diciembre/2001	800
ARENA U	YUCA 17	25/febrero/2003	600
U INFERIOR	YUCA 1 B	31/diciembre/2002	162
U SUPERIOR	YUCA 17	12/enero/2003	64
HOLLIN SUPERIOR	YUCA 13	14/marzo/2006	41
HOLLIN SUPERIOR	YUCA 14	1/diciembre/1995	73
HOLLIN SUPERIOR	YUCA 16	10/junio/2001	270

Anexo 1.6: Resultados de pruebas PVT

RESUMEN DE DATOS PVT				
CAMPO YUCA				
POZO	YUCA-01	YUCA-01	YUCA-2B	YUCA-07
FORMACIÓN	HOLLÍN	T	U	U
DATOS GENERALES				
FECHA DE MUESTREO	17/01/1970	21/01/1980	12/12/1970	06/06/1994
TIPO DE MUESTRA	FONDO	FONDO	FONDO	FONDO
TEMPERATURA °F	139	197	200	221
GRAVEDAD °API	28.8	29.7	29.6	N.R
GRAV. ESPECÍFICA DEL PETRÓLEO	0.883	0.392	0.878	N.R
RELACIÓN GAS - PETRÓLEO GOR (pc/ST bl)	50	197	400	124
SOLUBILIDAD GAS - PETRÓLEO Rs (pcs/ST bl)	50	197	400	124
CONDICIONES INICIALES				
PRESIÓN Pi (PSI)	4034	4011	4040	4000
COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO Coi (1/psi * 10 E-6)	4.465	6.85	5.44	4.481
FACTOR VOLUMÉTRICO Boi (By/STB)	1.076	N.R	N.R	1.1364
VISCOSIDAD Uoi (cp)	6.504	3.033	31.348	N.R
CONDICIONES DE PRESIÓN DE BURBUJA				
PRESIÓN Pb (PSI)	160	819	860	820
COMPRESIBILIDAD DEL PETRÓLEO Cob (1/psi * 10E-6)	7.35	8.87	8.05	7.101
FACTOR VOLUMÉTRICO Boi (By/STB)	1,105	N.R	N.R	1.1673
VISCOSIDAD Uob (cp)	4.2	2.16	1.97	8.68
DENSIDAD DEL OIL (gr/cc)	0.823	0.7949	0.874	0.884

Elaborado por: Klever Maiquiza

Fuente: Archivos Petroproducción Quito

Anexo 1.7. Historiales de Producción

Pozo	Fecha	Fluido, día	Petróleo, día	WOR	GOR	Petróleo acumulado Mbbl	Agua acumulado Mbbl
YUC 1 B:U	12/01/2006	1758,	879,	50,0	137,0	1955,7	636,7
YUC 2 B:U	09/01/1998	1340,	134,	90,0	1478,0	2901,0	3816,6
YUC 3 :U	01/01/1996	19,	3,	85,0	100,0	756,9	1054,1
YUC 4 :U	05/01/1996	104,	52,	50,0	75,8	67,7	60,6
YUC 5 :U	01/01/1987	669,	233,	65,1	130,2	771,7	1221,8
YUC 7 :U	12/01/2006	1779,	783,	56,0	152,0	5556,7	2214,8
YUC 9 :U	12/01/2006	965,	386,	60,0	116,0	1986,3	1532,8
YUC 13 :U	03/01/2005	894,	223,	75,0	44,0	2253,8	1152,0
YUC 15 :U	12/01/2006	1957,	489,	75,0	143,0	3095,784	4862,5
YUC 16 :U	12/01/2006	2034,	305,	85,0	121,0	2027,9	2377,0
YUC 17 :U	10/01/2003	815,	122,	85,0	1000,0	416,3	271,3
YUC 1 :T	03/01/1999	1097,	439,	60,0	136,0	711,3	417,6
YUC 8 :T	12/01/2006	734,	220,	70,0	186,0	4039,4	2856,1
YUC 9 :T	08/01/1995	141,	115,	18,0	73,0	3431,2	172,5
YUC 12 :T	12/01/2006	673,	269,	60,0	243,0	9515,0	4091,5
YUC 13 :T	12/01/1995	726,	399,	45,0	152,0	255,7	112,1
YUC 14 :T	12/01/2006	1304,	548,	58,0	123,0	1766,6	1517,1
YUC 16 :T	10/01/2001	1048,	63,	94,0	0,0	68,2	176,7
YUC 17 :T	12/01/2006	747,	90,	88,0	184,9	46,5	189,4

Fuente: Ingeniería de Yacimientos Petroproducción.

Anexo 2.1. Propiedades Térmicas de las Rocas

ROCA	DENSIDAD (lbs/pie ³)	CALOR ESPECIFICO (BTU/lbs- °F)	COND. TÉRMICAS (BTU/h-pie- °F)	DIF. TÉRMICA (pie ² /h)
Rocas secas				
Areniscas	130	0.183	0.507	0.0213
Arena cienosa	119	0.202	(0.400)	(0.0167)
Limolita	120	0.204	0.396	0.0162
Lutita	145	0.192	0.603	0.0216
Caliza	137	0.202	0.983	0.0355
Arena (Fina)	102	0.183	0.362	0.0194
Arena (Gruesa)	109	0.183	0.322	0.0161
Rocas Saturadas de Agua				
Arenisca	142	0.252	1.592	0.0445
Arena cienosa	132	0.288	(1.500)	(0.0394)
Limolita	132	0.276	(1.510)	(0.0414)
Lutita	149	0.213	0.975	0.0307
Caliza	149	0.266	2.050	0.0517
Arena (Fina)	126	0.339	1.590	0.0372
Arena (Gruesa)	130	0.315	1.775	0.0433

(Los valores entre paréntesis son estimados)

Fuente Aspectos de yacimientos de crudos pesados. Schlumberger.

Anexo 2.2: Emisividades aproximadas de algunos metales

METAL	TEMPERATURA (°F)	EMISIVIDAD (ϵ)
Aluminio oxidado	400 – 1100	0.11 – 0.19
Aluminio no oxidado	400 – 1100	0.04 – 0.08
Hierro, acero oxidado	400 - 1100	0.75-0.95
Hierro, acero no oxidado	350-1200	0.05-0.30
Acero inoxidable	75-210	0.07-0.30
Acero pulido	430-1600	0.05-0.06

Fuente: Aspectos de yacimientos de crudos pesados. Schlumberger.

Anexo 2.3: Propiedades Físicas del Aire a 1.0 Atmósfera.

TEMPERATURA	COND. TÉRMICA	DENSIDAD	VISCOSIDAD	CALOR ESP.	COEF. EXPANS.
(°F)	(BTU/HR-PIE- °F)	(LBS/PIE ³)	(LBS/PIE-HR)	(BTU/LBS-°F)	(1/°F)
200,0	0,0179441	0,0605948	0,0518220	0,2413908	0,0015311
220,0	0,0183918	0,0586964	0,0529505	0,2417551	0,0014833
240,0	0,0188362	0,0568938	0,0540693	0,2421276	0,0014380
260,0	0,0192771	0,0551839	0,0551783	0,2425083	0,0013949
280,0	0,0197146	0,0535633	0,0562775	0,2428972	0,0013541
300,0	0,0201488	0,0520287	0,0573670	0,2432943	0,0013154
310,0	0,0203646	0,0512925	0,0579081	0,2434959	0,0012969
320,0	0,0205795	0,0505767	0,0584467	0,2436996	0,0012788
330,0	0,0207936	0,0498806	0,0589829	0,2439054	0,0012613
340,0	0,0210068	0,0492040	0,0595167	0,2441132	0,0012442
350,0	0,0212192	0,0485463	0,0600480	0,2443231	0,0012276
360,0	0,0214308	0,0479073	0,0605769	0,2445350	0,0012115
370,0	0,0216415	0,0472864	0,0611033	0,2447490	0,0011958
380,0	0,0218513	0,0466833	0,0616273	0,2449650	0,0011806
390,0	0,0220603	0,0460975	0,0621489	0,2451831	0,0011658
400,0	0,0222685	0,0455286	0,0626680	0,2454032	0,0011514
410,0	0,0224758	0,0449762	0,0631847	0,2456254	0,0011375
420,0	0,0226822	0,0444399	0,0636989	0,2458496	0,0011239
430,0	0,0228878	0,0439193	0,0642107	0,2460759	0,0011107
440,0	0,0230926	0,0434140	0,0647201	0,2463043	0,0010980
450,0	0,0232965	0,0429235	0,0652270	0,2465347	0,0010855
460,0	0,0234995	0,0424474	0,0657315	0,2467671	0,0010735
470,0	0,0237017	0,0419854	0,0662335	0,2470016	0,0010618
480,0	0,0239031	0,0415369	0,0667331	0,2472382	0,0010504
490,0	0,0241036	0,0411017	0,0672303	0,2474768	0,0010394
500,0	0,0243033	0,0406792	0,0677250	0,2477175	0,0010287
510,0	0,0245021	0,0402690	0,0682173	0,2479602	0,0010183
520,0	0,0247000	0,0398708	0,0687071	0,2482050	0,0010082
530,0	0,0248971	0,0394842	0,0691945	0,2484518	0,0009984
540,0	0,0250934	0,0391086	0,0696795	0,2487007	0,0009889
550,0	0,0252888	0,0387437	0,0701620	0,2489517	0,0009796

Fuente: Aspectos de yacimientos de crudos pesados. Schlumberger.

Anexo 3.1: Estudio de Continuidad de Arena U

Para el presente análisis se toma en cuenta la base de la caliza A como referencia debido a que es un nivel continuo en toda la región de estudio.

Correlaciones Oeste-Este.-Las correlaciones de las arenas se realizaron entre los pozos de una misma línea que va de Oeste a Este, como se presenta.

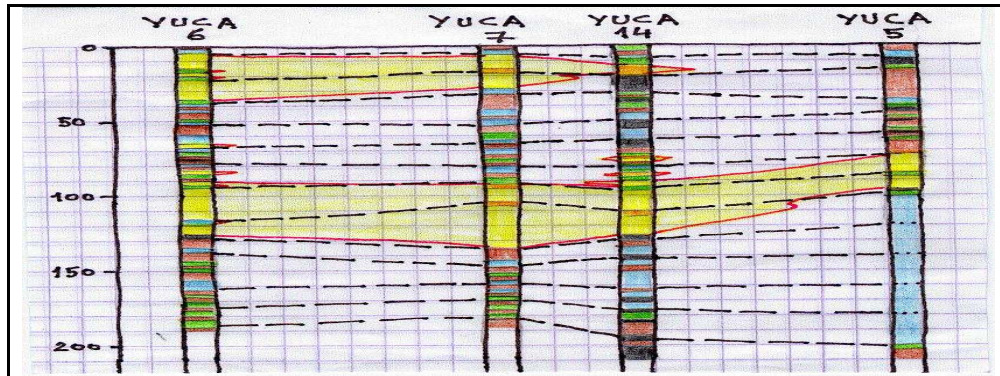


Figura 3.1.1: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-06, YUC-07, YUC-14 y YUC-05.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

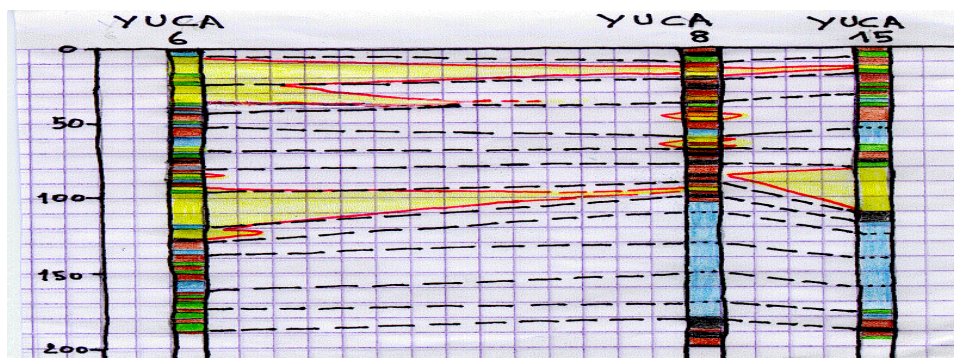


Figura 3.1.2: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-06, YUC-08 y YUC-15.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

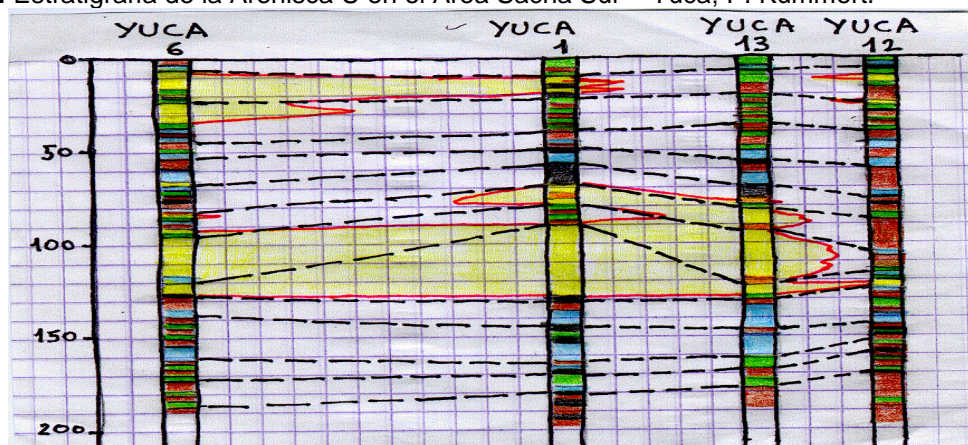


Figura 3.1.3: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-06, YUC-01, YUC-13 y YUC-12.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

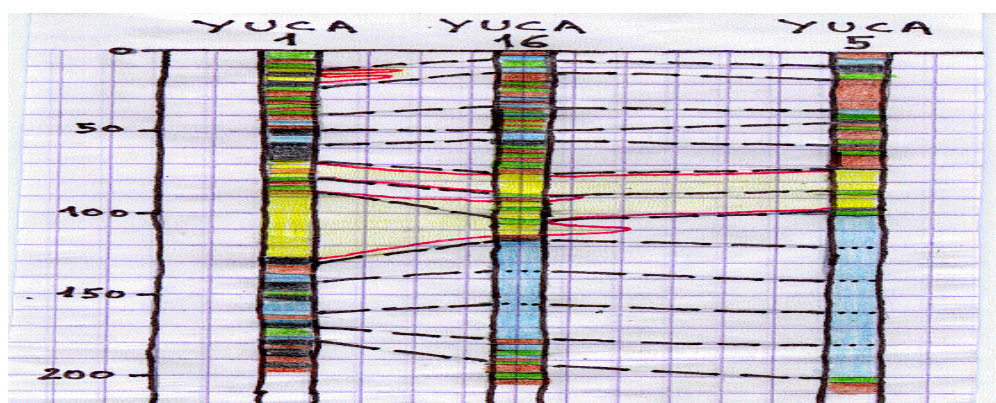


Figura 3.1.4: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-01, YUC-16 y YUC-05.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

En el centro del campo hay una zona donde no se desarrollan la arena U , excepto en el pozo Yuca 13, que es el cual conecta al yacimiento con la parte norte.

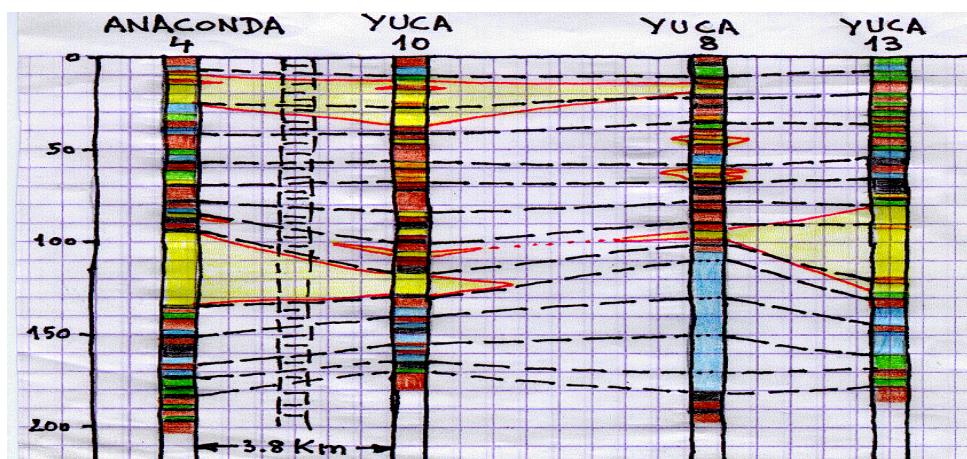


Figura 3.1.5: Correlación de la arena U entre los pozos ANA-04, YUC-10, YUC-08 y YUC-13.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

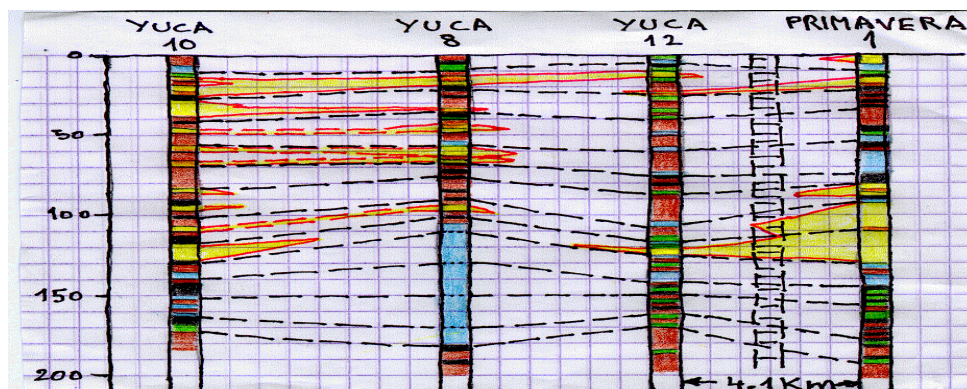


Figura 3.1.6: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-10, YUC-08, YUC-12 y PRI-01.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

En el sur la arenisca basal presente en los pozos Yuca 3 y Yuca 2B está separada del cuerpo superior presente en los pozos 4, 15 y 17. Eso divide el yacimiento U en dos.

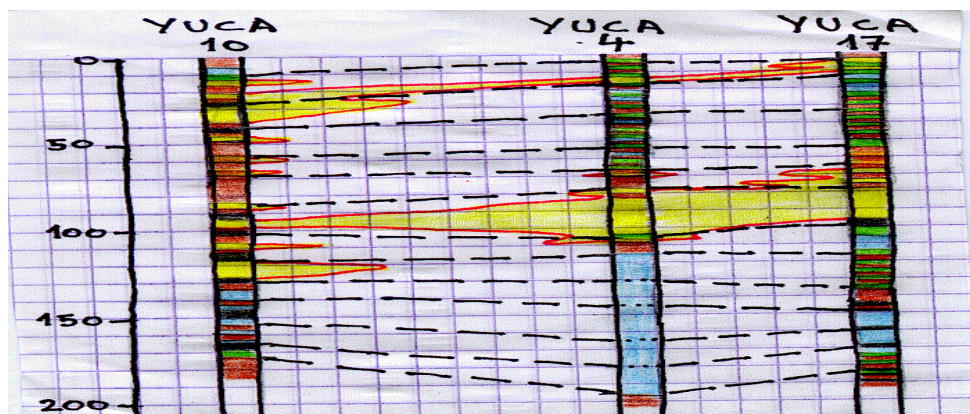


Figura 3.1.7: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-10, YUC-04 y YUC-17.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

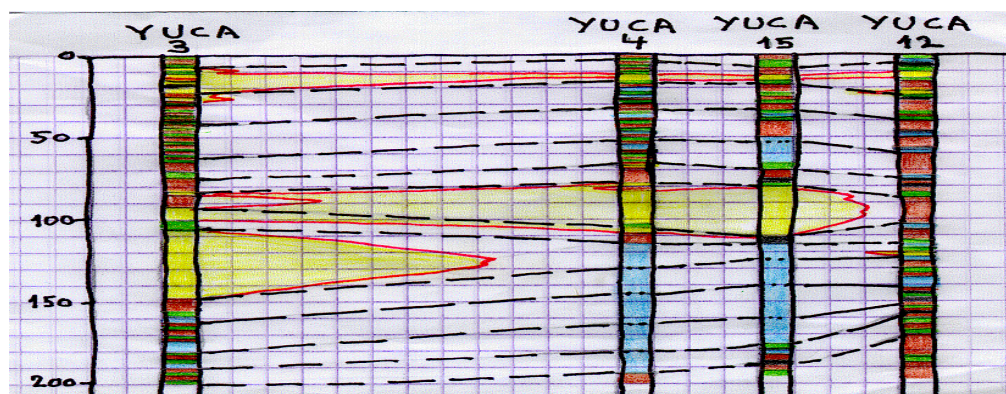


Figura 3.1.8: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-03, YUC-04, YUC-15 y YUC-12

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

Correlaciones Norte-Sur

Al oeste hay que considerar que la aparente continuidad de la arenisca a través del pozo Yuca 10 no es real, debido a la falta de información entre ese y los pozos 6 y 7, porque no hay pozo ubicado en la zona donde no hay arena como más al este pozos 8 y 12.

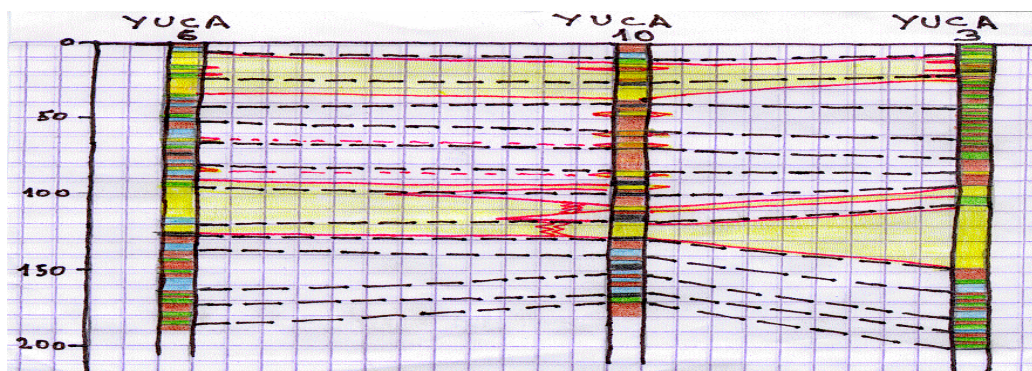


Figura 3.1.9: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-06, YUC-10 y YUC-03.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

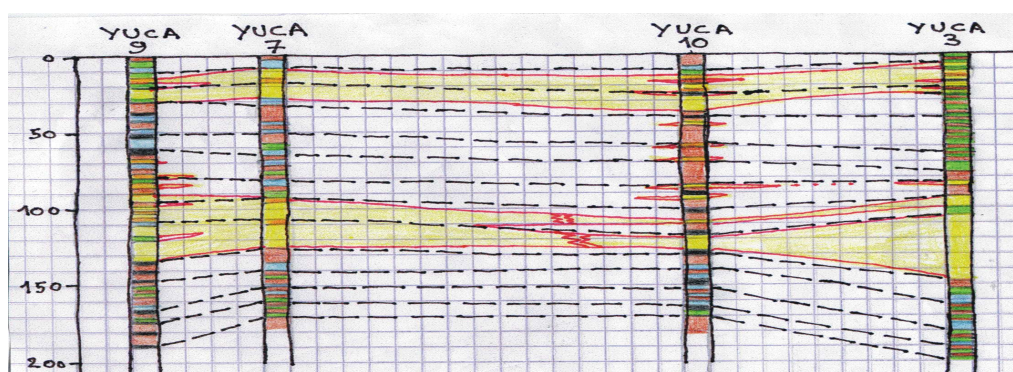


Figura 3.10: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-09, YUC-07, YUC-10 y YUC-03

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

Más hacia el este, se nota que la continuidad entre los cuerpos de arena se da solo por el pozo Yuca 13 y que esa comunicación Norte-Sur solo comunica las arenas superiores de canal de mareas y de barras litorales de los pozos 4, 15 y 17 con el reservorio del norte, y que el cuerpo basal de la arenisca U que existe entre los pozos 2B y 3 forma un reservorio separado.

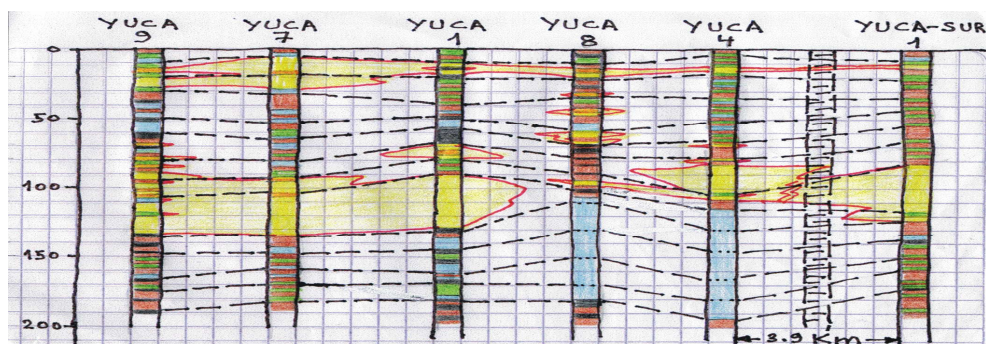


Figura 3.1.11: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-09, YUC-07, YUC-01, YUC-08, YUC-04 y YS-01

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

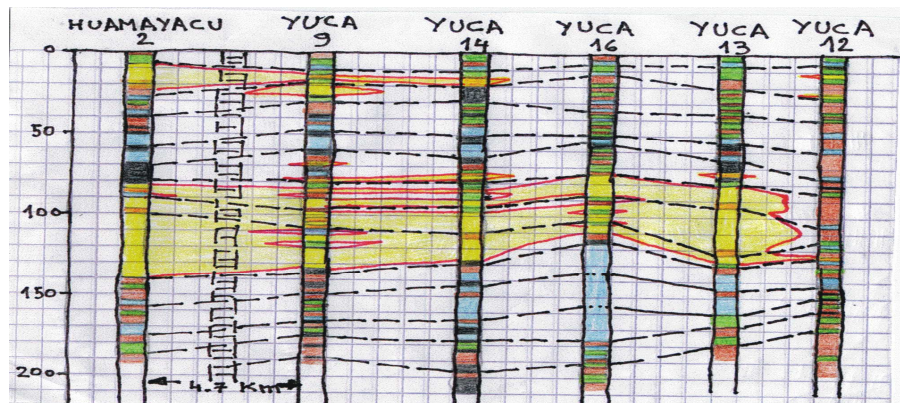


Figura 3.1.12: Correlación de la arena U entre los pozos HUA-02, YUC-09, YUC-14, YUC-16, YUC-13 y YUC-12

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

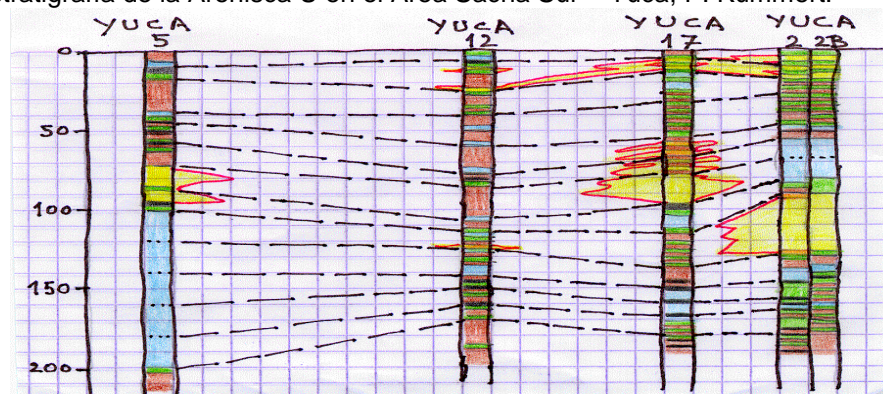


Figura 3.1.13: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-05, YUC-12, YUC-17 y YUC-2/2B.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

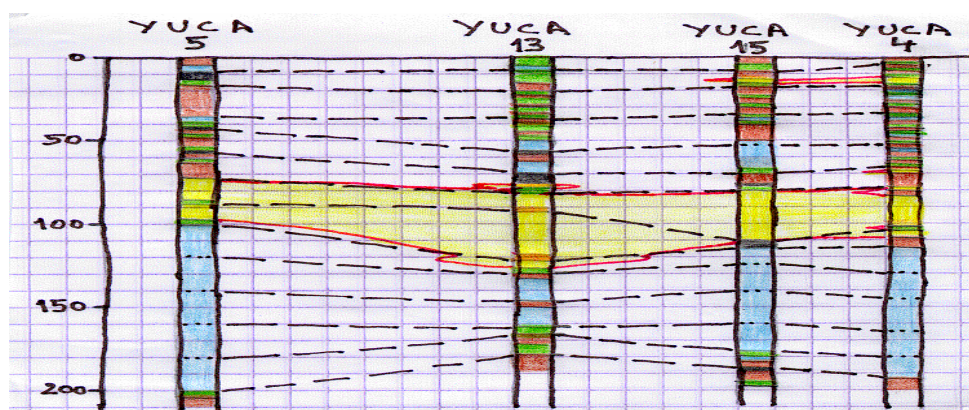


Figura3.1.14: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-05, YUC-13, YUC-15 y YUC-04.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

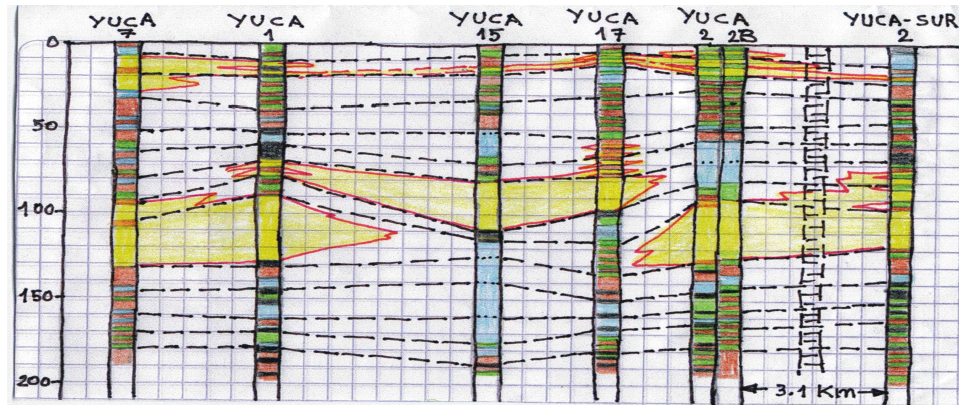


Figura 3.1.15: Correlación de la arena U entre los pozos YUC-07, YUC-01, YUC-15, YUC-17, YUC-2/2B y YS-02.

Fuente: Estratigrafía de la Arenisca U en el Área Sacha Sur – Yuca; P. Kummert.

Anexo 3.2. Presiones del Yacimiento U de Obtenidas de las Pruebas de B'UP del Campo Yuca.

Año	1979	1980	1982	1995	1996	1998	2001	2002	2003
Pozo									
1	3136								
3	3772,5		3716,3						
5	3636,5	3810							
2B	3669	3662	3598,7						
4			3655,6	3586					
7						3410			2919
9				3352	3608				
13					3488				2960
15				3800					3293
16							2924,6		
17							2932		2906
1B								2864	
Promedio	3553,5	3736	3656,86	3579,3	3548	3410	2928,3	2864	3019,5

Predicciones del comportamiento de las presiones

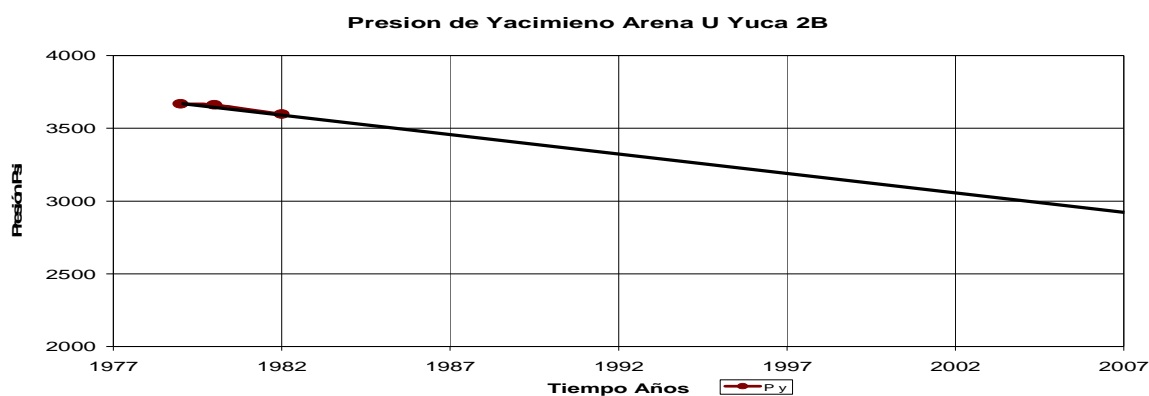


Figura 3.2.1 Comportamiento de la presión de yacimiento de la arena U del pozo Yuca 2B.



Figura 3.2.2 Comportamiento de la presión de yacimiento de la arena U del pozo Yuca 7. **F**

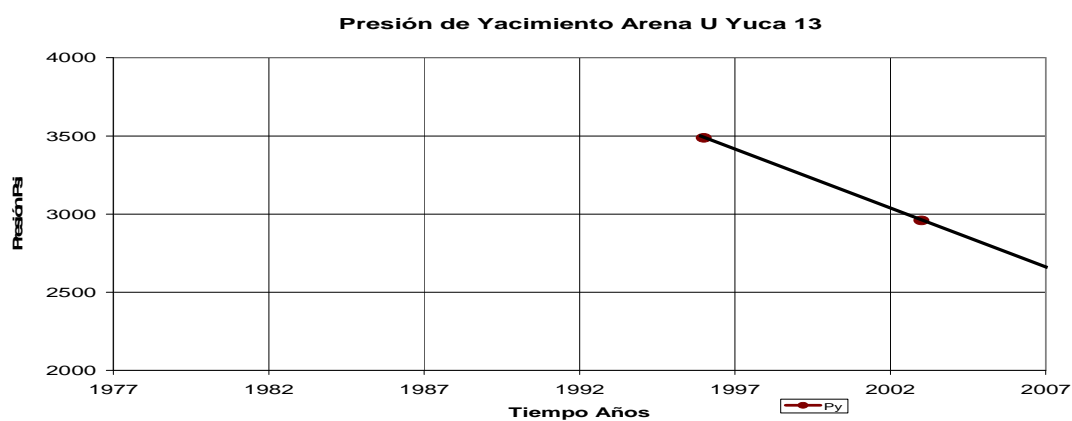


Figura 3.2.3 Comportamiento de la presión de yacimiento de la arena U del pozo Yuca 13.

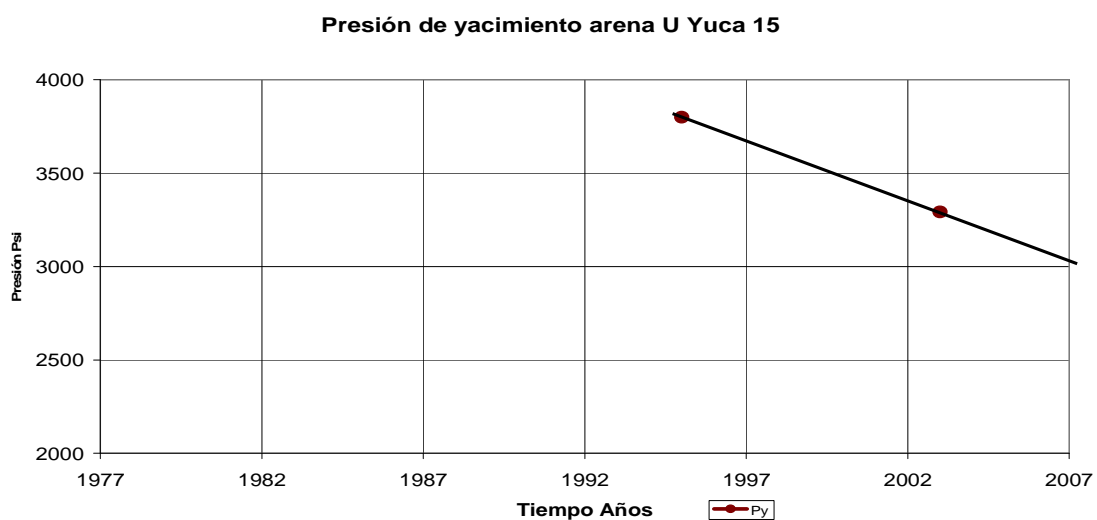


Figura 3.2.4 Comportamiento de la presión de yacimiento de la arena U del pozo Yuca 15

Anexo 3.3 Cálculo del POES y reservas remanentes de los pozos seleccionados.

Calculo del POES y reservas remanentes del pozo Yuca 4.

Para el radio de drenaje se consideró la distancia al pozo más cercano del pozo Yuca 4, el cual fue determinado con el programa OFM de Petroproducción.

Distancia del pozo Yuca 4 al pozo más cercano

Pozos	Distancia, metros	Distancia, pies
4-8	597	1952.2

El área de drenaje se determina con la formula

$$A = \pi * r^2 = \frac{3.1416 * 976.1^2}{43560} = 68.7 \text{ Acres}$$

Datos para el cálculo del POES del pozo yuca 4

Variable	Valor
Porosidad, %	18.4
Espesor, pies	24.5
Área de drenaje, Acres	68.7
Factor volumétrico	1.12
Saturación de agua inicial, %	11.7

El POES para el pozo Yuca 4 se determina a partir del método volumétrico como representa a continuación.

$$POES = \frac{7758 * \phi * h * A * (1 - S_w)}{\beta_o}$$

$$POES = \frac{7758 * 0.184 * 24.5 * (1 - 0.117)}{1.12}$$

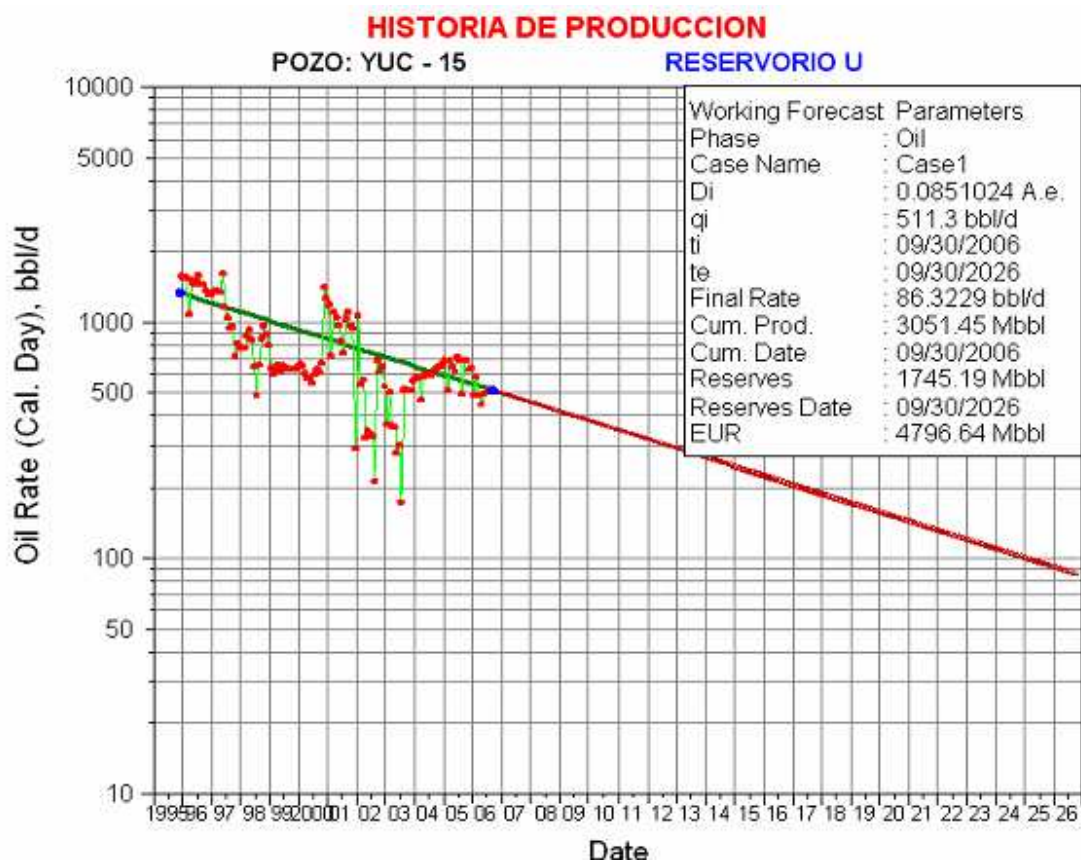
$$POES = 1'894.231 \text{ bbl}$$

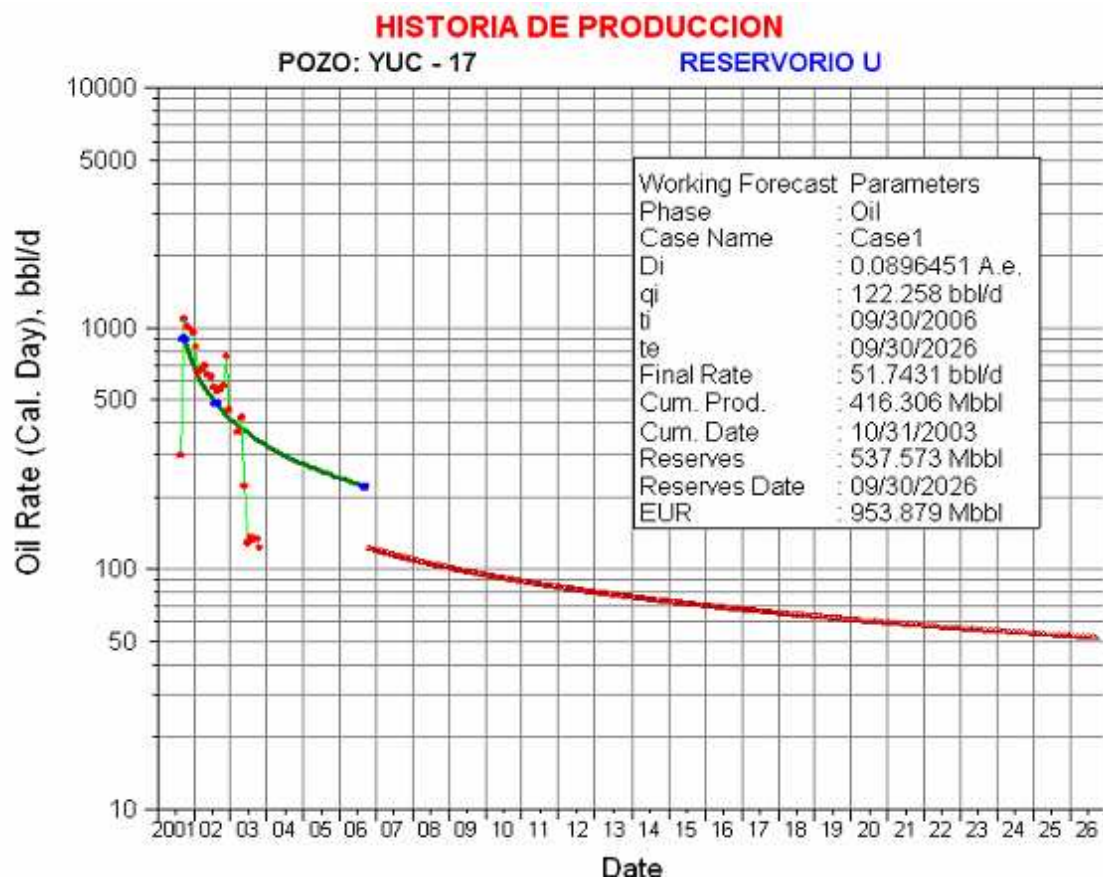
Las reservas remanentes se determina por simple diferencia entre el POES y la producción acumulada, la cual para el pozo Yuca 4 es 67.679 barriles como se presenta en la tabla 3.1.

$$Reservas \text{ Remanentes} = POES - N_p$$

$$N_p = \text{Producción acumulada} = 67.679 \text{ bbl.}$$

$$Reservas \text{ Remanentes} = 1.894.231 - 67679 = 1'826.552 \text{ bbl.}$$





Anexo 3.4 Historial de reacondicionamiento de los pozos seleccionados

POZO YUCA - 04

COMPLETACIÓN INICIAL: 21 NOVIEMBRE 1980

PRUEBAS INICIALES

ARENA	INTERVALO
U	9550 – 9571
	9574 - 9578
T	9870 – 9880
	9836 - 9866

(W.O. N°1) (10-julio-1981): Instalar BES para la formación Napo T

PRUEBA	FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API
ANTES	8-jun-81	T	PPF	853	0.3	27.6
DESPUÉS	21-jun-99	MUERTO				

COMENTARIO.-Trabajo no exitoso, se programa otro reacondicionamiento para cambio de bomba por alto amperaje.

(W.O. N°2) (23-julio-1981): Inspección de instalación REDA por presencia de alto amperaje

PRUEBA	FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API
ANTES	MUERTO					
DESPUÉS	8-ago-81	T	PPS	2087	1.2	28.2

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa 2087 BPPD.

(W.O. N°3) (22-febrero-1982): Chequeo de instalación bomba REDA

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API
ANTES	01-*82	T			100	
DESPUÉS	26-feb-82	U	PPS	594	45	20

COMENTARIO.-Se aísla arena T por tener BSW=100%, se produce de la arena U.

(W.O. N°4) (3-septiembre-1982): Evaluar y aislar e ntrada de agua. bajar BES

Cementación la mezcla de 100 sxs de cemento clase G al 0.5% de CFR-2 y HR-4 al 1.5%.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API
ANTES	ago-82	MUERTO				
DESPUÉS	sep-82	MUERTO				

COMENTARIO.-Trabajo no exitoso, el pozo tiene alto corte de agua.

(W.O. N°5) (23-marzo-1984): Cementación forzada ar ena U, Bajar BES

Cementación forzada arena U con 200 sxs de cemento con 0.5 CFR-2, 0.3 HR-4 Y 0.2 LWL (48 bls de lechada de 15.4 LPG)

Equipo BES: 3 bombas REDA D-13 (152+152+152 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API	OBSERVACIONES
ANTES	MUERTO						
DESPUÉS	24-mar-82	T	PPS	324	19	25	BOMBA D-13

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa 324 BPPD.

(W.O. N°6) (15-octubre-1985): Reparación BES

Equipo BES: 3 bombas D-13 (152+152+152 etapas).

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API	OBSERVACIONES
ANTES	BOMBA FUERA DE SERVICIO DESDE 23-NOV-1985						
DESPUÉS	24-mar-82	T	PPS	396	16	24.7	BOMBA D-13

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa 396 BPPD.

(W.O. N°7) (30-diciembre-1985): Cementación forzada a arena T

Cementación forzada a arena T con 100 sxs de cemento clase G.

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API
ANTES	SIN PRODUCIR					
DESPUÉS	4-sep-86	U+T	PPS	283	60	13

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa 283 BPPD.

(W.O. N°8) (13-octubre-1991): Cambio de completación

PRUEBA	FECHA	ZONAS	PPS	BPPD	BSW	API
ANTES	25-ago-91	U+T	FUERA DE SERVICIO			
DESPUÉS	4-sep-86	U+T	PPS	232	60	11.5

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa 232 BPPD. Se encontró escala en la WING y se realiza limpieza con ácido, el próximo reacondicionamiento para realizar tratamiento antiescala.

(W.O. N°9) (2-agosto-1995): Reparar BES. Correr re gistro CIT. Punzonar para SQZ intervalos 6710-6712 y 6250-6252. Evaluar U y T por separado. Asentar CIBP A 9700'

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa +/- 312 BPPD. Produce arena U sola. Próximo reacondicionamiento bajar casing 5 ½ o posible BES con empacadura T/L. Días de pesca y arreglo de casing roto 40 días. El pozo queda pescado aislado con tapón CIBP a 9700'.

(W.O. N°10) (9-septiembre-1996): Estimulación son solventes Napo U. evaluar

FECHA	BPPD	BSW(%)	API	ZONA	MÉTODO
17-may-96	BOMBA FUERA DE SERVICIO				

COMENTARIO.-Se suspenden temporalmente las operaciones en el pozo.

POZO YUCA-13

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 5 OCTUBRE 1994

PRUEBAS INICIALES

FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
27-Oct-94	H	PPH	315	84.0	-	-
30-Oct-94	T	PPH	1093	1.0	85	30.1

(W.O. N°1) (28-marzo-1996): Evaluar Napo "T" y red iseñar BES. Equipo BES Reda con bomba DN-750 (190 etapas).

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API	
ANTES	30-Dic-95	T	BES OFF					
DESPUES	01-Abr-96	U	PSS	1215	1.0	180	18.4	

COMENTARIO.-Se cambia de arena de Napo T por incremento del corte de agua a Napo U. Se ganan \pm 750 BPPD.

(W.O. N°2) (11-abril-1996): Reparar BES.

Bajan equipo BES Centrilift con 1 bomba FC-925 (160 etapas).

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	03-Abr-96	U	BES OFF					
DESPUES	12-Abr-96	U	PPS	1044	12.0	115	30	18.4

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se recupera la producción del pozo

(W.O. N°3) (9-septiembre-1999): Cambio de completa ción eléctrica (Fases a tierra)

Equipo BES Centrilift con 1 bomba GC-1700 (95 etapas).

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	26-Ago-99	U	BES OFF					
DESPUES	18-Sep-99	U	PPS	1191	18.0	180	36	18.0

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se rediseña BES, se tiene un incremento de 500 BPPD.

(W.O. N°4) (9-abril-2001): Evaluar "U" y rediseñar BES.

Equipo BES Centrilift con una bomba GC-1700 (123 etapas) con cable plano y capilar.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	22-Mar-01	UI	PPS	740	35	180	36	18
DESPUES	01-Abr-01	UI	PPS	773	40	190	36	18

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se recupera la producción. Se evalúa arena U inferior con B'up. Se realiza estimulación con solventes y HCl al 12.5%.

(W.O. N°5) (17-mayo-2002): Reparar BES

Equipo BES Centrilift con nueva bomba GC-1700 y cable capilar.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	PM	API
ANTES	03-Abr-02	Ui	PPS	636	40	200	35	18
DESPUES	25-May-02	Ui	PPS	622	40	215	34	18

COMENTARIO.-Trabajo satisfactorio

(W.O. N°6) (19-mayo-2003): Rediseñar BES

Equipo BES Centrilift con bomba GC-1700.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	05-May-03	U	PPS	298	55	40	18.5
DESPUES	23-May-03	U	PPS	745	55	42	18.5

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se recupera la producción del pozo.

(W.O. N°7) (23-diciembre-2003): Realizar cementación forzada en arena U, punzonar, evaluar y rediseñar BES.

Equipo BES: 2 bombas FC-1200 (156+139 etapas), Equipo ferrítico.

FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API	Pc
27/012/03	U inf.	PPS	561	30	18.5	60

COMENTARIO.-Trabajo satisfactorio

(W.O. N°8) (26-mayo-2004): Realizar cementación forzada en arena U, punzonar, evaluar y rediseñar BES.

Equipo BES bombas DN-1100 (126+164 etapas)

FECHA	ZONAS	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	API	Pc	OBSERVACIONES
28-may-02	U	PPS	851	340	60	18.5	60	BOMBA DN-1100
01-jun-04	U	PPS	892	357	60	18.5	40	BOMBA DN-1100
04-jun-04	U	PPS	890	356	60	18.5	40	BOMBA DN-1100
10-jun-04	U	PPS	936	374	60	18.5	40	BOMBA DN-1100

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se recupera producción normal del pozo 370
BPPD

(W.O. N°9) (6-junio-2005): Reparar BES.

Equipo BES: 3 bombas FC-450 (173+173+95 etapas)

FECHA	ZONAS	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW	API	Pc	OBSERVACIONES
06-jun-05	Hollín superior	PPS	570	228	60	18.5	70	BOMBA FC-450
07-jun-05	Hollín superior	PPS	348	139	60	18.5	120	BOMBA FC-450
08-jun-05	Hollín superior	PPS	336	302	10	18.5	120	BOMBA FC-450
09-jun-05	Hollín superior	PPS	261	235	10	18.5	120	BOMBA FC-450
10-jun-05	Hollín superior	PPS	261	235	10	18.5	120	BOMBA FC-450

COMENTARIO.-Trabajo exitoso. Pozo estuvo cerrado. Se deja produciendo de arena Hollín superior, incremento 350 BPPD.

POZO YUCA -15

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 26 NOVIEMBRE 1995

PRUEBAS INICIALES

ARENA	FECHA	BPPD	BAPD	BSW %	METODO
HI	09-11-1995	0	1008	100	PPF
HS	12-11-1995	470	202	30	PPH
T	16-11-1995	0	1608	100	PPH
U	20-11-1995	2388	12	0.5	PPH

(W.O. N° 01)(02-Abril-1996): Reparar BES.

Equipo BES: bomba GC-2200 (55 etapas)

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	24-03-96	BES	OFF.				
DESPUES	05-04-96	U	PPS	1783	12	130	21.8

COMENTARIO.-Trabajo satisfactorio, se realiza tratamiento microencapsulado antiescala y recupera la producción del pozo.

(W.O. N° 02)(06-Julio-1998): Reparar BES.

Equipo BES: bomba GC-2200 (74 etapas)

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	24-03-96	BES OFF.					
DESPUES	14-08-98	U	PPS	943	50	170	21.8

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se recupera producción del pozo en \pm 8500 BPPD.

(W.O. N° 03) (26-October-2000): Reparar BES

Equipo BES: bomba GC-3500 (112 etapas)

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	20-10-00	BES OFF					
DESPUES	29-10-00	U	PPS	1461	60	190	21.8

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa la producción del pozo en \pm 900 BPPD. Se rediseño la bomba eléctrica sumergible.

(W.O. N° 04)(08-Febrero-2001): Reparar BES.

Equipo BES bomba: GC-3500 (97 etapas)

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	01-02-01	BES OFF					
DESPUES	08-02-01	U	PPS	1181	60	200	19.2

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se incrementa la producción del pozo en \pm 450 BPPD. Causa del daño: cable con bajo aislamiento. Tubería presenta ligera

corrosión en pines en su totalidad, incrementándose a partir de los 600'. Corrosión del Housing del motor y sello. Se baja BES con cable capilar.

(W.O. N° 05)(17-Julio-2001): Reparar BES (bajar c on cable capilar).

Equipo BES: bomba GC-3500 (105 etapas)

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	07-07-01	BES OFF					
DESPUES	19-07-01	U	PPS	1115	70	160	19.2

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, s e incrementa la producción del pozo en +/- 200 BPPD

(W.O. N°06)(15-Diciembre-2001): REPARAR BES (baja r con cable capilar).

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	03-12-01	BES OFF.					
DESPUES	17-12-01	U	PPS	876	70	250	19.2

COMENTARIO.-Trabajo no exitoso, con pescado parte inferior del standing-valve. La completación es la misma del reacondicionamiento N° 5

(W.O. N°07)(04-Enero-2002): Reparar BES (bajar co n cable capilar).

Equipo BES: 2 Bombas GN-4000 con variador de voltaje.

PRUEBAS	FECHA	ZONA	METODO	BPPD	BSW	PC	API
ANTES	24-12-01	BES OFF.					
DESPUES	06-01-02	U	PPS	1287	70	-	19.2

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, produce con equipo REDA con variador de voltaje.

(W.O. N° 08)(08-Agosto-2002): Reparar BES (bajar con cable capilar).

Equipo REDA BES: 2 bombas GN-4000 (99+92 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API	PFT	OBSERVACIONES
ANTES	04-ago-02	U	BES OFF					
DESPUÉS	26-ago-02	U	PPS	763	0.5	19.2	180	2 BOMBAS GEN-4000

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, se repunzonó arena U. Produce con equipo REDA con variador de frecuencia.

(W.O. N° 09)(21-julio-2003): Aislar entrada de agua en arena "U", Repunzonar, Evaluar y Rediseñar

Equipo REDA BES: 2 bombas GN-2100 (85+110 etapas)

PRUEBA	FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API	Pc	OBSERVACIONES
ANTES	29-jul-03	U	PPS	484	65	19.2	140	BOMBA GN-2100
DESPUÉS	23-ago-03	U	PPS	514	65	19.2	150	BOMBA GN-2100

COMENTARIO.-Trabajo exitoso, incremento producción en ± 150 BPPD y disminuyo producción de agua en ± 2000 BAPD

(W.O.N°10)(09-febrero-2005): Reparar BES

Equipo BES: 3 bombas GC-2200 (112+84+20 etapas) can cable plano # 2 con capilar

FECHA	ZONAS	MÉTODO	BPPD	BSW	API	Pc	OBSERVACIONES
10-feb-05	U	PPS	604	70	19.2	150	BOMBA GC-2200
12-feb-05	U	PPS	718	65	19.2	150	BOMBA GC-2200
17-feb-05	U	PPS	706	65	19.2	150	BOMBA GC-2200
27-feb-05	U	PPS	694	65	19.2	150	BOMBA GC-2200
04-mar-05	U	PPS	705	65	19.2	150	BOMBA GC-2200

COMENTARIO.-Trabajo satisfactorio, recupera producción en 700 BPPD

POZO YUCA - 17

COMPLETACIÓN ORIGINAL: 23 AGOSTO 2001

PRUEBAS INICIALES:

FECHA	ARENA	BPPD	BAPD	BSW %	API	METODO
9-Ago-01	"HS"	129	2462	95	----	PPH
16-Ago-01	U	629	62	9	22,2	PPH

(W.O. N°01) (02-Mar-2003): Repunzonar "U" y reparar BES

Equipo BES: 2 bombas DN-800 (172+172 etapas)

PRUEBA	FECHA	ARENA	METODO	BPPD	BSW(%)	BOMBA
ANTES	18-Dic-02	“U”	PPS	BES OFF. FASES A TIERRA		
DESPUÉS	29-Mar-03	“U”	PPS	429	54 %	PPS

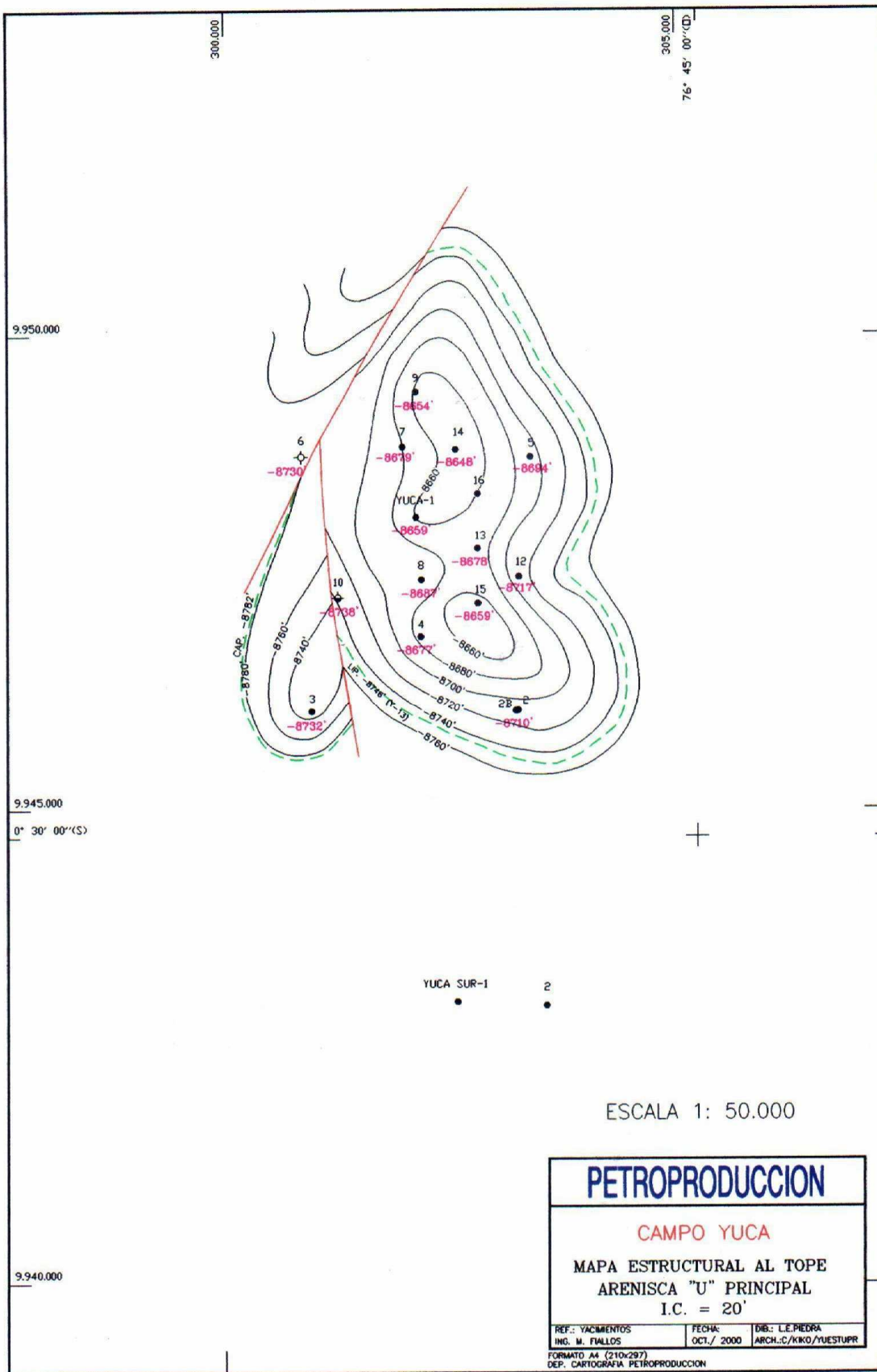
COMENTARIO.-Trabajo satisfactorio. Pozo produce con 2 bombas DN-800. Se ganan \pm 429 BPPD.

Anexo 3.5; Espesores de la arena U

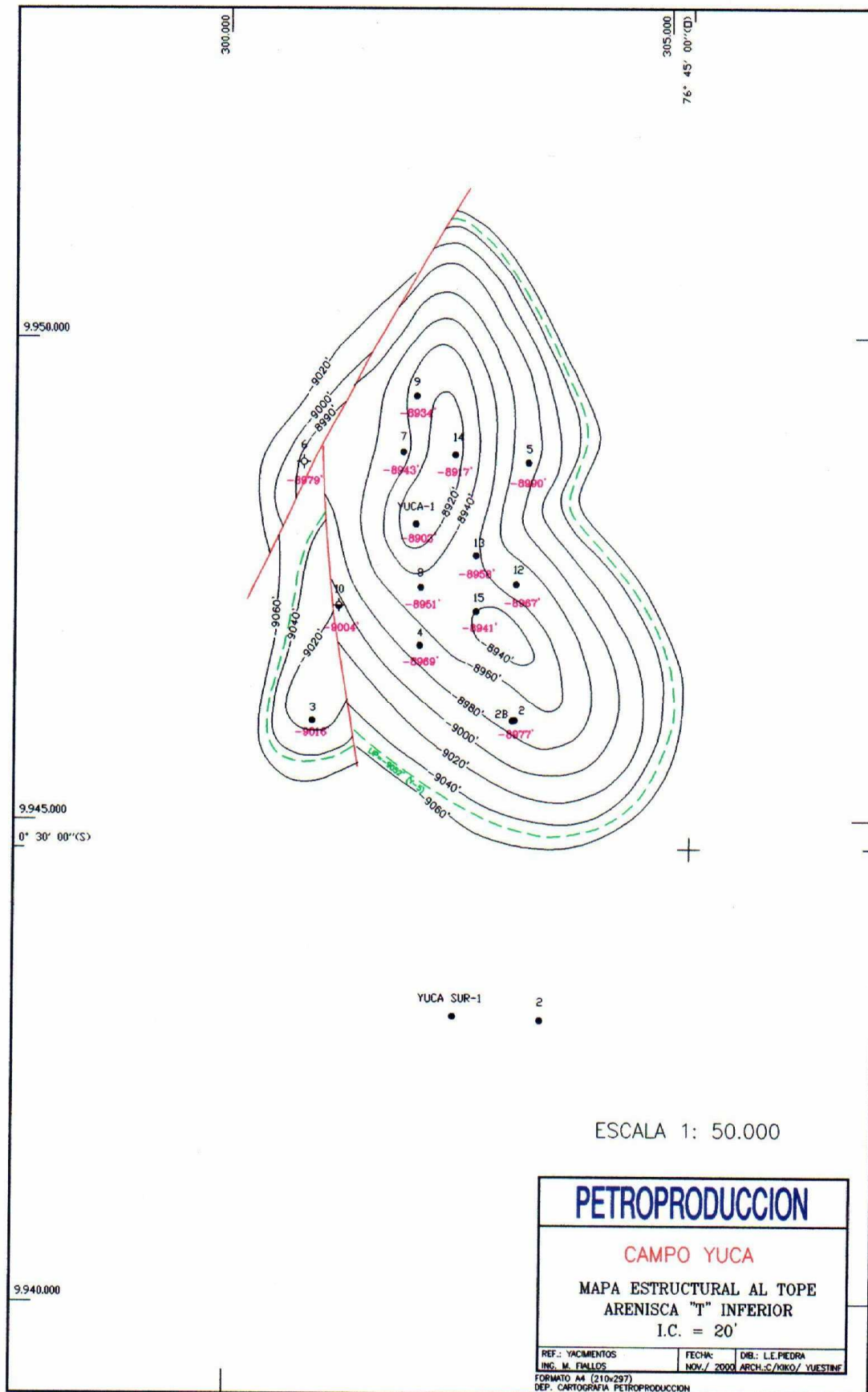
Espesor de la arena U inferior					
POZO	EMR	Tope U	Base U	Diferencia	Espesor neto saturado de hidrocarburo, Ho
YUC-01	911	9570	9631	61	35
YUC-1B	911	9550	9700	150	53
YUC-02	798	9523	9670	147	76
YUC-2B	818	9528	9572	44	35,5
YUC-03	826	9558	9628	70	36,5
YUC-04	861	9538	9579	41	24,5
YUC-05	846	9540	9587	47	18,25
YUC-06	838	9568	9612	44	18,25
YUC-07	857	9536	9690	154	31,75
YUC-08	953	9640	9668	28	6,75
YUC-09	802	9456	9518	62	33
YUC-10	926	9664	9714	50	6,25
YUC-12	849	9566	9594	28	11,25
YUC-13	860	9538	9606	68	39,5
YUC-14	839	9487	9544	57	33
YUC-15	919	9578	9616	38	29,75
YUC-17	N.D	9550	9593	43	24

MAPAS

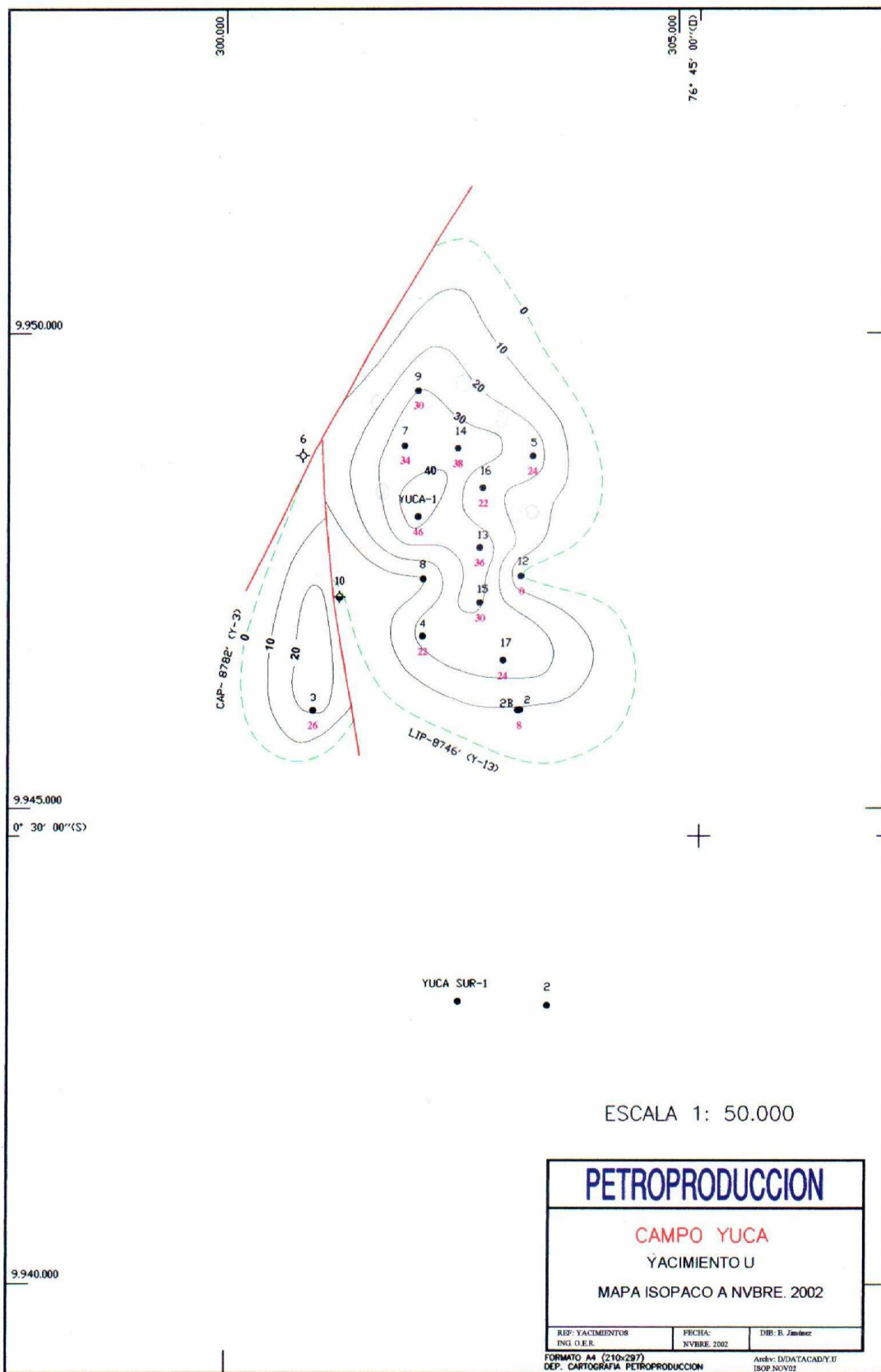
Mapas
Anexo A; Mapa estructural de la arena U



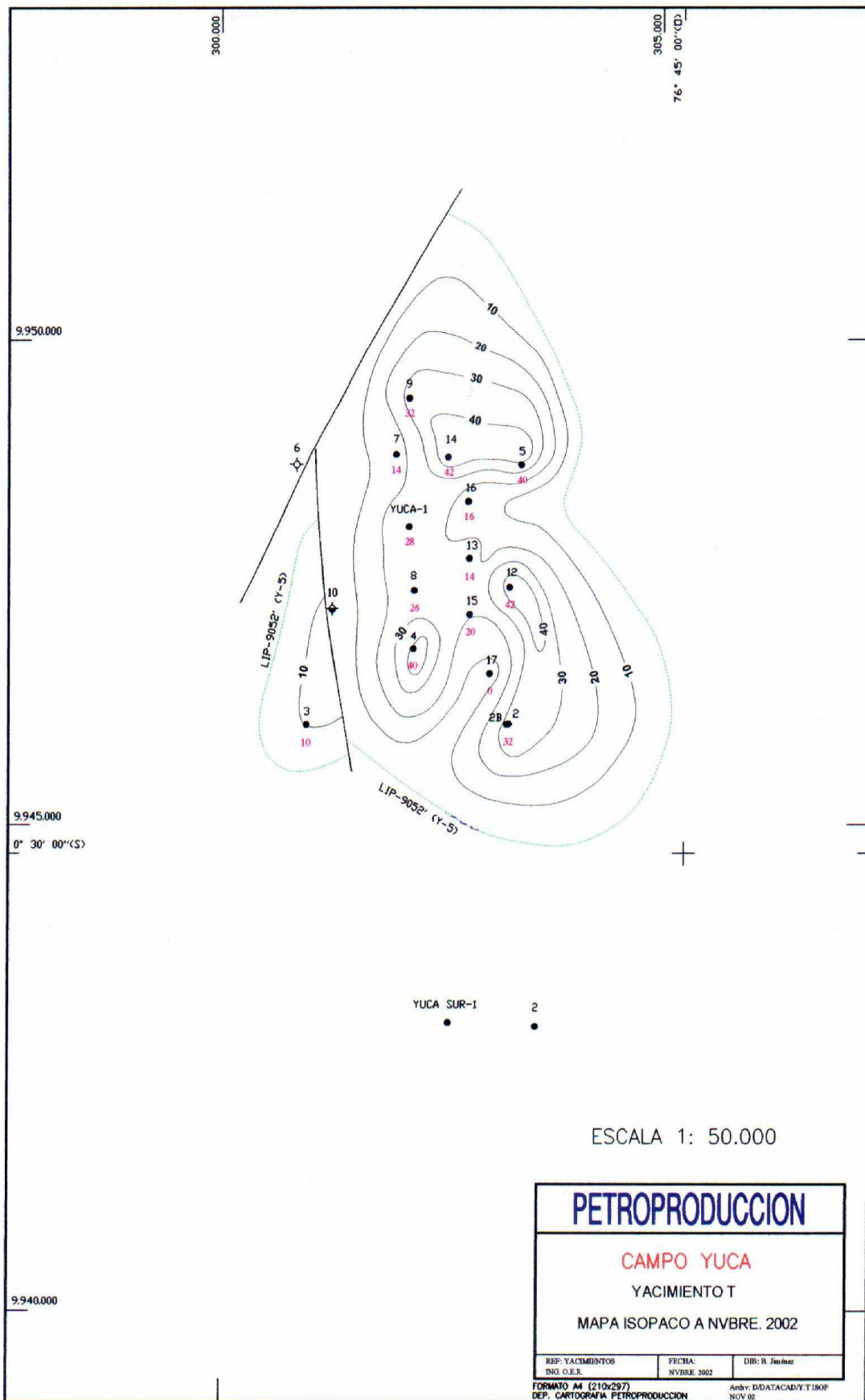
Anexo B; Mapa estructural de la arena T



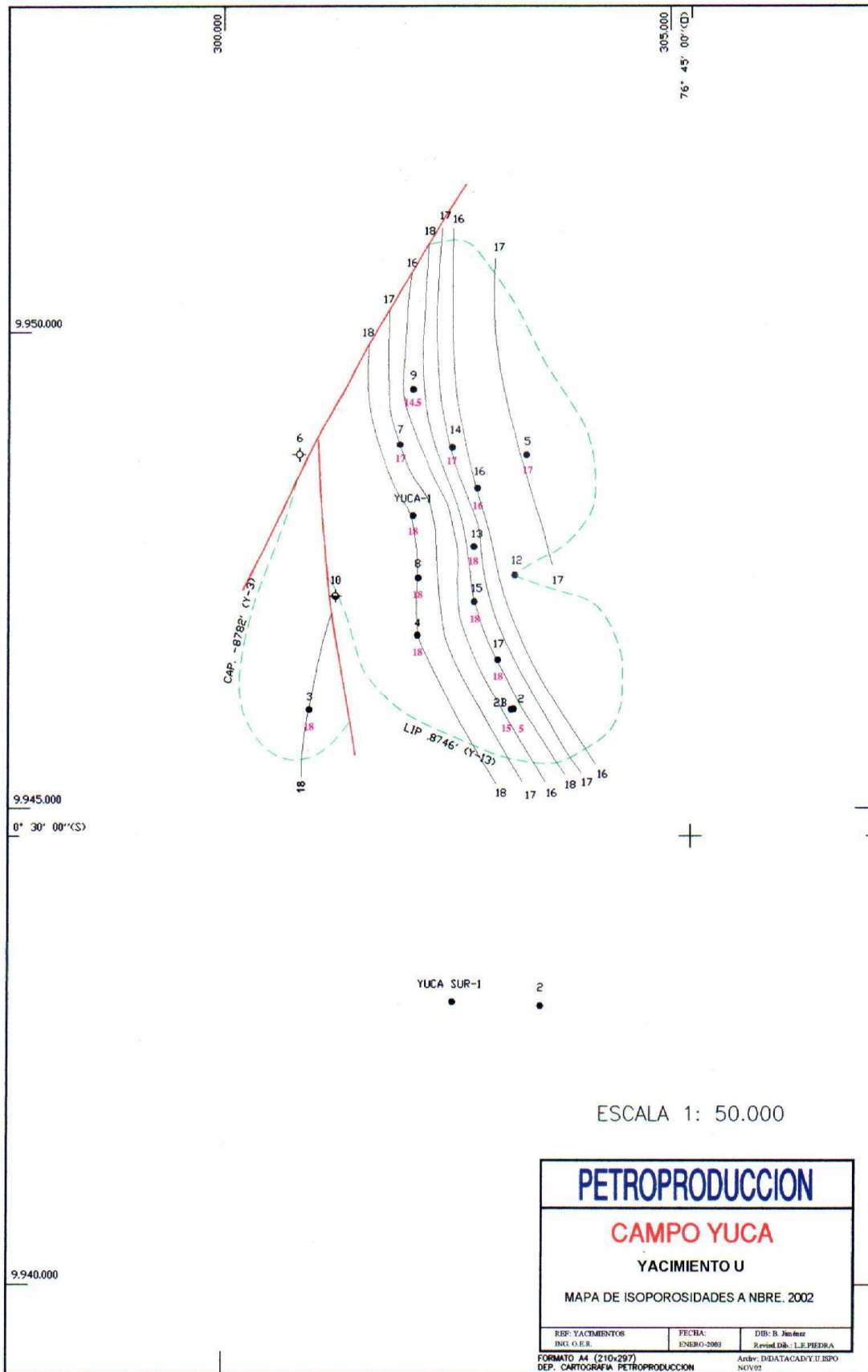
Anexo C; Mapa isópaco de la arena U



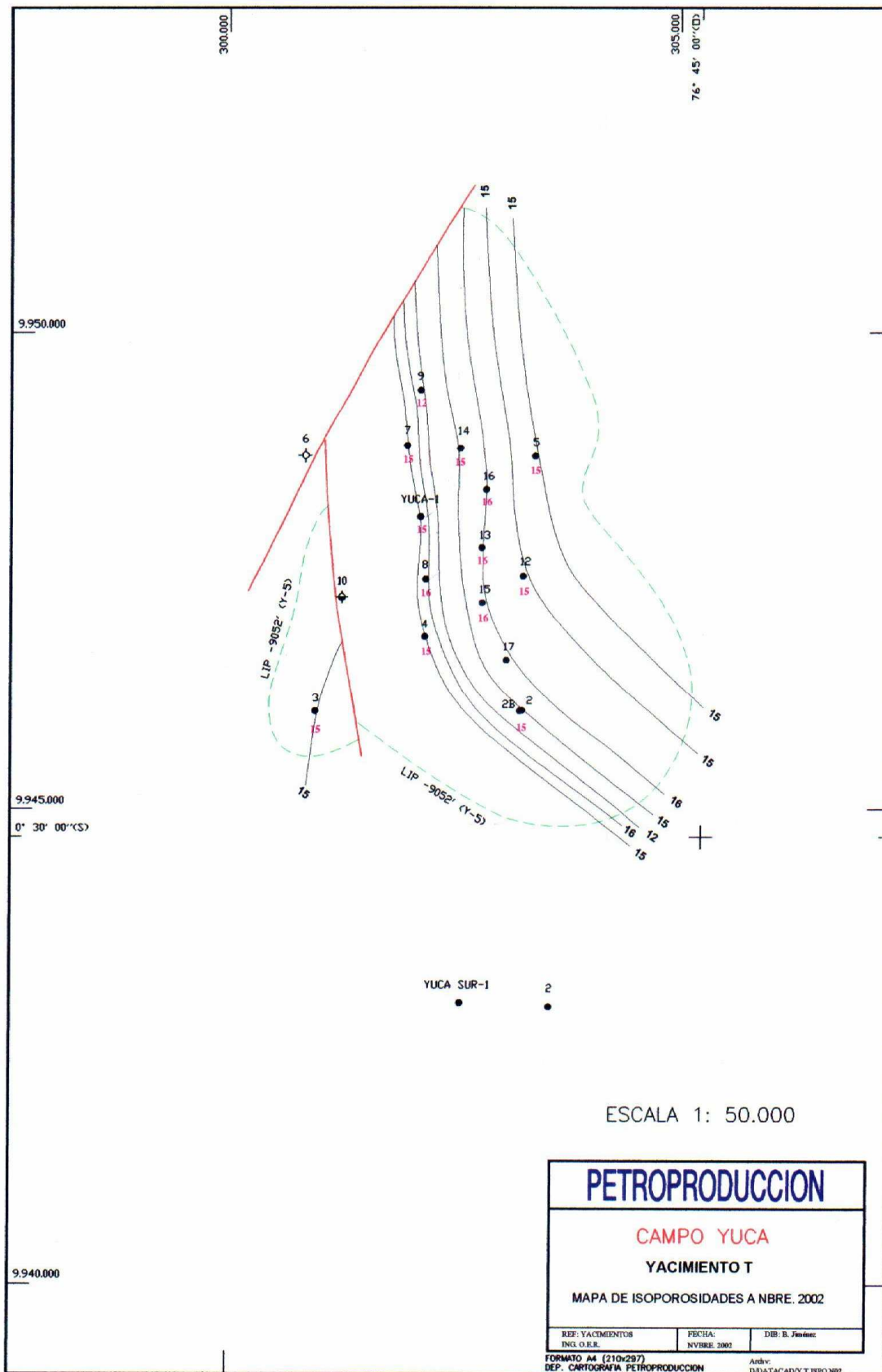
Anexo D; Mapa isópaco de la arena T



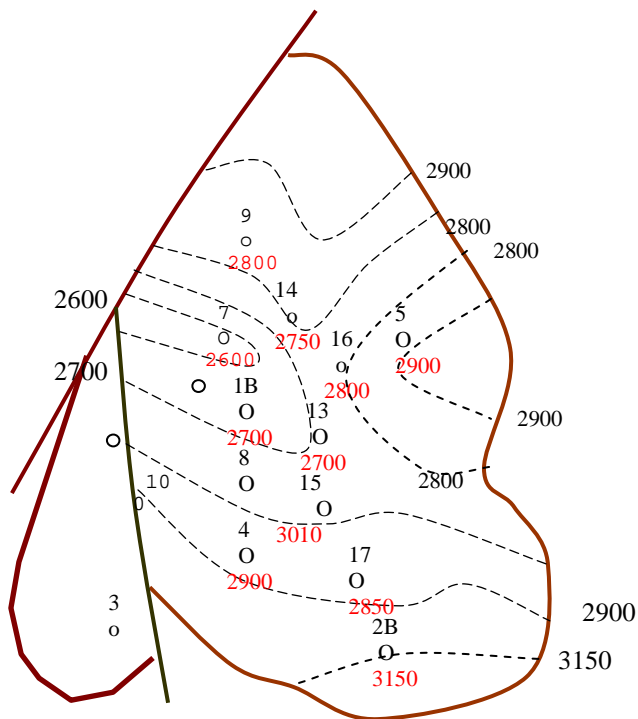
Anexo E; Mapa de isoporosidades de la arena U



Anexo F; Mapa de isoporosidades de la arena T



Anexo G; Mapa isobárico de la arena U



ECUELA POLITECNICA NACIONAL		
CARRERA DE INGENIERIA EN PETROLEOS		
MAPA ISOBARICO ARENA U		
ESCALA: 1:500000	FECHA: 21 – 06 2007	REALIZADO POR: Klever Maiquiza